Куда обратиться, где купить промышленное газовое оборудование?
Обращайтесь в ***Газовик. Газовик*** лидер российского рынка промышленного газового оборудования. География наших клиентов:

от Калининграда до Владивостока;
от Астрахани до Нарьян-Мара.

Нам доверяют более 90% российских газораспределительных организаций, в том числе:

Абхазгаз, Абинскгаз, Адыггаз, Анапамежрайгаз, Александровгазгаз, Алтайкрайгазсервис, Амургаз, Ангаргаз, Андроповскрайгаз, Анивскнефтегаз, Апатитский ф-л Мурманскоблгаз, Апшеронскрайгаз, Ардатовгаз, Ардонмежрайгаз, Арзамасмежрайгаз, Армавиргаз, Архангельскоблгаз, Астраханьгазсервис, Астраханьоблгаз, Багаевскрайгаз, Балаклеямежрайгаз, Балашихамежрайгаз, Барнаулгаз, Батайскгаз, Башкиргаз, Бежецкмежрайгаз, Белая Глинагаз, Белгородгаз, Белгородоблгаз, Белобейгаз, Белогорскгаз, Белокалитвинскмежрайгаз, Белореченскгаз, Белореченскрайгаз, Березовгаз, Бийскмежрайгаз, Биробиджаноблгаз, Боковскгаз, Борисоглебскгаз, Боровичимежрайгаз, Брюховецкрайгаз, Брянскмежрайгаз, Брянскоблгаз, Бугурусланмежрайгаз, Бузулукмежрайгаз, Бурятгаз, Быковрайгаз, Валдаймежрайгаз, Варгашимежрайгаз, Великолукский ф-л Псковоблгаз, Веселовскрайгаз, Вешенскрайгаз, Владимиргаз, Владимироблгаз, Волгоград (Н. Новгород), Волгоградгаз, Волгоградоблгаз, Волгоградтрансгаз, Волгодонскмежрайгаз, Волготрансгаз (Пенза), Вологдагаз, Вологдаоблгаз, Воронежгаз, Воронежоблгаз, Восточное объединение эксплуатации газового хозяйства, Выборгмежрайгаз, Вязникигаз, Газ-Сервис (Башкортостан), ГАЗЭКС (Каменск-Уральский), Гаймежрайгаз, Гатчинагаз, Георгиевскмежрайгаз, Гороховецрайгаз, Грачевскрайгаз, Грязинецрайгаз, Гуковогоргаз, Даниловмежрайгаз, Динскмежрайгаз, Дмитровмежрайгаз, Донецкгоргаз, Донской межрайгаз, Дюртюлигаз, Егорьевскмежрайгаз, Ейскгоргаз, Екатеринбурггаз, Елабугагаз, Елецгаз, Ефремовмежрайгаз, Жигулевскгоргаз, Жирновскмежрайгаз, Жуковмежрайгаз, Заводоуковскрайгаз, Зеленоградмежрайгаз, Зеленокумскрайгаз, Златоустмежрайгаз, Ивановогоргаз, Ивановооблгаз, Ивдельгаз, Ингушгаз, Инзамежрайгаз, Ипатоворайгаз, Иркутскоблгаз, Искитимская дирекция Сибирьгазсервис, Ишимбайгаз, Кабардагаз, Калачинскмежрайгаз, Калачмежрайгаз, Калининградгазификация, Калининскрайгаз, Калининскмежрайгаз, Калмгаз, Калугамежрайгаз, Калугаоблгаз, Каменскмежрайгаз, Камешковорайгаз, Камышинмежрайгаз, Каневскрайгаз, Карачаево-Черкесскгаз, Карелгаз, Карелтрансгаз, Карсунмежрайгаз, Кашинмежрайгаз, Кемеровомежрайгаз, Кикнурмежрайгаз, Кинешмамежрайгаз, Киреевскмежрайгаз, Киржачрайгаз, Кировгоргаз, Киров радмежрайгаз, Кировоблгаз, Клепикирайгаз, Ковровгоргаз, Кольчугиногоргаз, Комигаз, Кондопогагоргаз, Копейскмежрайгаз, Кальяргаз, Кораблинорайгаз, Кореновскрайгаз, Коркиномежрайгаз, Косогорскмежрайгаз, Костромаоблгаз, Котельниковомежрайгаз, Котласгазсервис, Красногвардейскрайгаз, Красногорскмежрайгаз, Краснодаргоргаз, Краснодаркрайгаз, Краснослободскмежрайгаз, Красносулинрайгаз, Краснохолмскмежрайгаз, Краснохолмскрайгаз, Кропоткингоргаз, Крыловская-райгаз, Кстовомежрайгаз, Кубаньгазпром, Кузбассгалификация (Кемерово), Кузнецкмежрайгаз, Кургангоргаз, Курганоблгаз, Курскгаз, Кустанайгаз, Кулевамежрайгаз, Кушевскрайгаз, Лабинскрайгаз, Левокумскрайгаз, Ленагаз (Якутск), Ленаоблгаз, Ленгаз, Ленинградскрайгаз, Лискимежрайгаз, Липецкоблгаз, Лукояновмежрайгаз, Лысковомежрайгаз, Малоярославецмежрайгаз, Марийскгаз, Мелеузгаз, Миассмежрайгаз, Миллеровомежрайгаз, Михайловскмежрайгаз, Михайловмежрайгаз, Мичуринскмежрайгаз, Можгагаз, Моздокрайгаз, Мордовгаз, Моршанскмежрайгаз, Моршанскомежрайгаз, Москгаз, Мособлгаз, Мострансгаз, Муромгоргаз, Мценскрайгаз, Надыммежрайгаз, Нарьян-Марскгаз, Новикомысскгоргаз, Несветайрайгаз, Нефтекамскгаз, Нефтеюганскгаз, Нижегородоблгаз, Нижнитагилмежрайгаз, Новгородмежрайгаз, Новгородоблгаз, Новокубанскрайгаз, Новокуйбышевскгоргаз, Новомосковскмежрайгаз, Новопокровскрайгаз, Новотроицкмежрайгаз, Новоуренгоймежрайгаз, Ноябрьскгоргаз, Норд-Газсервис (Нижневартовск), Облученскрайгаз, Обнинскгоргаз, Обьгаз (Ханты-Мансийск), Одинцовомежрайгаз, Октябрьскгаз, Октябрьскрайгаз, Омскоблгаз, Орелгоргаз, Орелоблгаз, Оренбургмежрайгаз, Оренбургоблгаз, Оренбургцентрсельгаз, Орловскрайгаз, Оренмежрайгаз, Острогожскмежрайгаз, Павловскмежрайгаз, Палласовкамежрайгаз, Пензагазификация, Первоуральскгаз, Пермский ф-л Уралгазсервис, Петушкирайгаз, Подольскмежрайгаз, Полтавоблгаз, Приволжскрайгаз, Приморский газ (Владивосток), Приморско-Ахтарскрайгаз, Пролетарскмежрайгаз (Пенза), Псковоблгаз, Пятигорскоргаз, Рассказовомежрайгаз, Родникирайгаз, Ростовгоргаз, Ростоволлгаз, Рузаевкамежрайгаз, Рыбинскгазсервис, Рыбноврайгаз, Рязангоргаз, Рязаноблгаз, Рязанрайгаз, Салаватгаз, Салскмежрайгаз, Самарагаз, Саможгаз, Сарпинрайгаз, Саратулгаз, Саратовгаз, Саратовоблгаз, Сасовгоргаз, Сатказмежрайгаз, Сахалиноблгаз, Свердловскоблгаз, Светлоградрайгаз, Северодвинский ф-л Архангельскоблгаз, Северскрайгаз, Селивановрайгаз, Семикаракорскгазсервис, Серафимовичмежрайгаз, Сергачмежрайгаз, Сосновомежрайгаз, Серпуховомежрайгаз, Сибайгаз, Сибирьгазсервис, Сосновгаз, Славгородмежрайгаз, Смоленскоблгаз, Собинкагоргаз, Соль-Илецкмежрайгаз, Сочигоргаз, Спасскрайгаз, Средневолжская газовая компания (Самара), Ставропольгоргаз, Ставропольоблгаз, Ставропольскрайгаз, Старожиловорайгаз, Старооскинскрайгаз, Суворовмежрайгаз, Судиславрайгаз, Суздальрайгаз, Сургутгаз, Сыктывкармежрайгаз, Таганрогмежрайгаз, Тамбоблгаз, Тарамежрайгаз, Тарусамежрайгаз, Татнефтегазсервис, Тацинскмежрайгаз, Тверьоблгаз, Тейковорайгаз, Темниковомежрайгаз, Темрюкрайгаз, Тимашевскрайгаз, Тихвинмежрайгаз, Тихорецкгазсервис, Тольяттигаз, Томскоргаз, Томскоблгаз, Тосномежрайгаз, Туапсегоргаз, Туймазыгаз, Тулагоргаз, Тулаоблгаз, Турусамежрайгаз, Тутаеврайгаз, Тюменьмежрайгаз, Увагаз, Уваровомежрайгаз, Удмуртгаз, Ульяновскгазсервис, Ульяновскоргаз, Ульяновскоблгаз, Уралгазсервис (Пермь), Уржумский ф-л Кировоблгаз, Урюпинскмежрайгаз, Усманьгаз, Успенскрайгаз, Усть-Лабинскрайгаз, Устюггаз, Устюжмежрайгаз, Уфагаз, Ухтамежрайгаз, Фурмановрайгаз, Хабаровскрайгаз, Химкимежрайгаз, Хлевенрайгаз, Центргаз, Челябинскоргаз, Челябинскоблгаз, Черемховомежрайгаз, Череповецгаз, Черниговоблгаз, Читаоблгаз, Чувашгазсервис, Чудовомежрайгаз, Шадринскмежрайгаз, Шаймгаз, Шиханыгоргаз, Шумерлямежрайгаз, Шумямежрайгаз, Щербиновскрайгаз, Югтрансгаз (Новороссийск), Юргинскгаз, Южноуральскмежрайгаз, Южахмежрайгаз, Юрьев-Польскийрайгаз, Яргазсервис, **Ярославльоблгаз** и другие.

Газовик **не подведет! Мы ждем Ваших звонков...**

Предприятие «Газ-Сервис»
410076, г. Саратов, ул. Орджоникидзе, 117
Http://www.gazovik.com
E-mail: gazovik@overta.ru

Приемная: (8452) 960-946, факс 961-561
Коммерческий отдел: 961-060, факс 960-947
Отдел продаж: 961-538, факс 961-083
Отдел оптовых поставок: 728-324, факс 728-325
Отдел сбыта: 961-081, факс 961-082
Отдел реализации: 728-329, факс 728-330
Отдел бытового оборудования: 961-600, факс 728-326
Научно-исследовательский центр: 961-560, факс 961-560

6 причин, объясняющих, почему с Газовиком приятно работать

1. Мы по-настоящему любим наших клиентов.
2. Мы профессионально консультируем наших клиентов по любым вопросам, связанным с промышленным газовым оборудованием.
3. Мы никогда преднамеренно не вводим наших клиентов в заблуждение.
4. Мы поставляем весь спектр промышленного газового оборудования, производимого в России, по ценам заводов-производителей.
5. Мы гарантируем качество своего оборудования, поскольку работаем с изготовителями напрямую. Наши клиенты защищены от получения фальсифицированной продукции.
6. Мы организуем доставку, в том числе срочную, и экспедирование заказанной продукции к потребителю любым удобным для него видом транспорта: автомобильным, почтово-багажным, железной дорогой и авиатранспортом.

Обращайтесь!
Мы рады всем нашим клиентам
и стараемся оправдать то доверие,
которое нам оказывают



Наше предприятие занимается строительно-монтажными работами в Астраханской области. С 1997 года мы смонтировали и сдали в эксплуатацию более 60 котельных, нефтебазу на 19 тысяч тонн нефтепродуктов, газонаполнительную станцию на 400 тонн сжиженного газа. Все газовое, тепломеханическое и насосное оборудование для них поставлено предприятием «Газ-Сервис», г. Саратов.

За время нашего сотрудничества не было ни одного срыва, ни одной задержки по срокам. Это надежный и ответственный поставщик, проверенный временем, имеющий в распоряжении эффективную команду, сильную хорошо подготовленными менеджерами и знающими, грамотными специалистами.

Генеральный директор
ОАО «Нефтехиммонтаж», Владимир Викторович Шатунов
г. Астрахань

К21
ББК 38.763

Издание подготовлено
при участии Литературного агентства ООО «Аргус»

Настоящий Справочник является объектом охраны в соответствии с международным и российским законодательством об авторском праве. При перепечатке данных из Справочника ссылка на источник обязательна. Любое несанкционированное использование Справочника или его отдельных частей, включая копирование, тиражирование и распространение, влечет применение к виновному лицу гражданско-правовой, а также уголовной ответственности в соответствии со статьей 146 УК РФ и административной ответственности в соответствии со статьей 150.4 КоАП РФ.

К21 Промышленное газовое оборудование: справочник. В 2 т. Т. 2. 4-е изд., перераб. и доп. — Саратов: Газовик, 2006. —400 с.

ISBN 5-9758-0197-4

Книга предназначена для технических работников, имеющих отношение к промышленному газовому оборудованию (проектировщиков, монтажников, работников эксплуатирующих организаций, инженеров ОМТС).

В книге дано описание более 1000 образцов различных приборов и оборудования, применяемых в газораспределительных сетях: трубопроводной арматуры, соединительных деталей и элементов трубопроводов, регуляторов давления газа, газовых фильтров, предохранительных клапанов, систем контроля загазованности, газорегуляторных пунктов и установок, устройств учета расхода газа (бытовые, коммунально-бытовые и промышленные счетчики, измерительные комплексы, пункты учета), транспортабельных (блочных) котельных установок. Приведено 463 чертежа и 334 фотографии.

ISBN 5-9758-0197-4

ББК 38.763

© ООО «Газ-Сервис», 2006
© Е. А. Карякин, 2006

СОДЕРЖАНИЕ

1. Газорегуляторные пункты и установки
Назначение, устройство, классификация ... 4
Газорегуляторные пункты и установки, выпускаемые промышленностью
С одной линией редуцирования (домовые) ... 6
С одной линией редуцирования и байпасом ... 18
С основной и резервной линиями редуцирования ... 62
С двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов ... 109
С двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов ... 120

2. Устройства учета расхода газа
Общие положения ... 128
Классификация ... 130
Требования, предъявляемые к приборам для коммерческого учета ... 131
Расходомеры переменного перепада давления ... 133
Общие положения, классификация ... 133
Требования к измерительному трубопроводу ... 139
Установка струевыпрямителей ... 141
Типы струевыпрямителей ... 141
Измерение перепада давления на суживающем устройстве ... 145
Акустические (ультразвуковые) расходомеры ... 147
Вихревые расходомеры ... 148
Мембранные (диафрагменные, камерные) счетчики газа ... 149
Ротационные счетчики газа ... 151
Турбинные счетчики газа ... 152
Бытовые и коммунально-бытовые счетчики газа, выпускаемые промышленностью ... 154
Промышленные счетчики газа, выпускаемые промышленностью ... 182
Измерительные комплексы, выпускаемые промышленностью ... 203
Пункты учета расхода газа, выпускаемые промышленностью ... 245

3. Газорегулярные пункты и установки с узлами учета
Назначение, устройство, классификация ... 262
Газорегуляторные пункты и установки, выпускаемые промышленностью
С одной линией редуцирования и байпасом ... 264
С основной и резервной линиями редуцирования ... 289
С двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низком выходное давление при параллельной установке регуляторов ... 307
С двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов ... 315

4. Транспортабельные (блочные) котельные установки ТКУ (БКУ)
Транспортабельные (блочные) котельные установки ТКУ (БКУ), выпускаемые промышленностью ... 323

Приложения
Единицы физических величин, физико-химические понятия, соотношения, состав и характеристики газов, дополнительные термины и определения ... 330
Перечень основных документов, которыми следует руководствоваться при проектировании, строительстве, приемке в эксплуатацию и эксплуатации объектов газораспределительных систем ... 358
Перечень действующих нормативных документов в области контроля и учета природного газа ... 366
Перечень предприятий-изготовителей и их реквизиты ... 369
Сводные справочные таблицы технических характеристик
Газорегуляторные пункты и установки ... 375
Маркировка взрывозащищенного оборудования ... 380
Теоретическая масса 1 м. п. труб ... 381

1. Газорегуляторные пункты и установки

Назначение, устройство, классификация

Газорегуляторными пунктами (установками) называется комплекс технологического оборудования и устройств, предназначенный для понижения входного давления газа до заданного уровня и поддержания его на выходе постоянным. В зависимости от размещения оборудования газорегуляторные пункты подразделяются на несколько типов:

— *газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ)* — оборудование размещается в шкафу из несгораемых материалов;

— *газорегуляторная установка (ГРУ)* — оборудование смонтировано на раме и размещается в помещении, в котором расположена газоиспользующая установка, или в помещении, соединенном с ним открытым проемом;

— *пункт газорегуляторный блочный (ПГБ)* — оборудование смонтировано в одном или нескольких зданиях контейнерного типа;

— *стационарный газорегуляторный пункт (ГРП)* — оборудование размещается в специально для этого предназначенных зданиях, помещениях или на открытых площадках. Принципиальное отличие ГРП от ГРПШ, ГРУ и ПГБ состоит в том, что ГРП (в отличие от последних) не является типовым изделием полной заводской готовности.

Рассмотрим устройство ГРП с байпасной линией *6*. Байпасная линия *6* служит для ручного регулирования давления газа на период ремонта (замены) оборудования на основной линии и состоит из трубопровода с двумя отключающими устройствами *5, 9* (задвижками), оборудованного манометром *7* для измерения давления. Основная линия состоит из следующего последовательно соединенного трубопроводами оборудования: входного отключающего устройства *22*; фильтра газового *21*, очищающего газ от механических примесей и оборудованного манометрами *13* для измерения перепада давления (по показаниям манометров *13* судят о степени загрязненности фильтра *21*); предохранительного запорного клапана *20*, перекрывающего трубопровод в случае выхода из заданных пределов давления после регулятора *19* (контролируемого через импульсную трубку *12*); регулятора давления газа *19*, понижающего давление до требуемого; выходного отключающего устройства *10*; предохранительного сбросного клапана *14*, стравливающего газ в атмосферу в случае кратковременного повышения давления сверх установленного. Для настройки ПСК *14* перед ним должно устанавливаться запорное устройство, которое на рисунке не показано. Подробное описание работы всех описанных устройств можно найти в соответствующих разделах.

Газорегуляторные пункты и установки можно классифицировать следующим образом:

По числу выходов:

— шкафы и установки с одним выходом;

— шкафы и установки с двумя выходами.

По технологическим схемам:

— с одной линией редуцирования (домовые);

— с одной линией редуцирования и байпасом;

— с основной и резервной линией редуцирования;

— с двумя линиями редуцирования;

— с двумя линиями редуцирования и байпасом (двумя байпасами).

В свою очередь, шкафы и установки с двумя линиями редуцирования по схеме установки регуляторов подразделяются на:

— шкафы и установки с последовательной установкой регуляторов;

— шкафы и установки с параллельной установкой регуляторов.

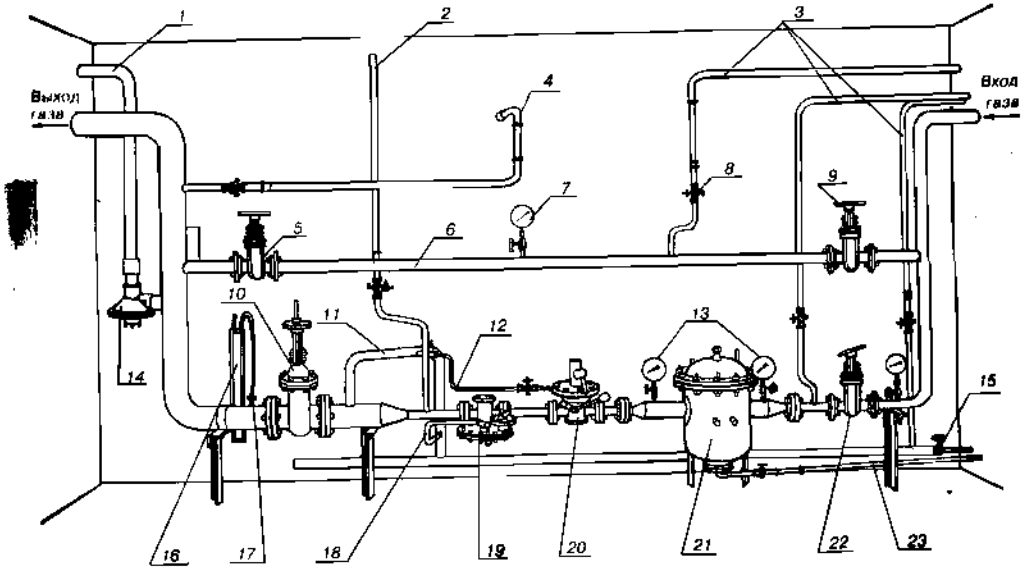
По обеспечиваемому выходному давлению подразделяются на:

— шкафы и установки, поддерживающие на выходах одинаковое давление;

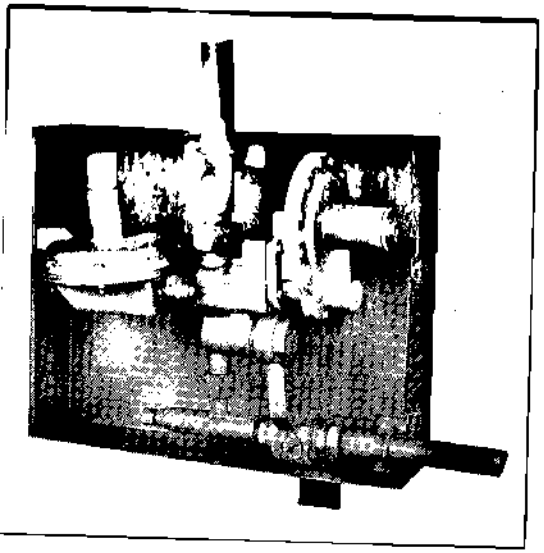
— шкафы и установки, поддерживающие на выходах различное давление.

Шкафы и установки, поддерживающие на выходах одинаковое давление, могут иметь одинаковую и различную пропускную способность обеих линий. Шкафы с различной пропускной способностью применяются для управления сезонными режимами газоснабжения (зима/лето).

При выборе шкафов и установок базовыми являются рабочие параметры, обеспечиваемые регулятором давления газа (входное и выходное давление, пропускная способность), поэтому следует руководствоваться «Основными принципами выбора регуляторов» (т. 1, стр. 133). При этом не следует забывать, что выходные параметры шкафов и установок отличаются, порой существенно, от выходных параметров регуляторов. Газорегуляторные пункты и установки с узлами учета расхода газа изготавливаются на основании опросного листа (т. 2, стр. 374). Справочные таблицы с основными характеристиками шкафов и установок приведены в т.2. стр. 375–381.



Стационарный газорегуляторный пункт (ГРП):
1, 3 — сбросные свечи; 2 — настроечная свеча; 4 — газопровод газоснабжения котла для обогрева помещения ГРП; 5, 9, 10, 22 — задвижки; 6 — байпас; 7, 13 — пружинные манометры; 8, 15 — краны пробковые; 11 — импульсная трука; 12 — импульсная трубка для ПЗК; 14 — предохранительный сбросной клапан; 16 — U-образный жидкостный манометр; 17 — кран пробковый на манометр; 18 — импульсный газопровод на регулятор; 19 — регулятор давления газа; 20 — предохранительный запорный клапан; 21 — фильтр газовый; 23 — газопровод от фильтра для слива конденсата



Газорегуляторные пункты шкафные ГРПШ-6, ГРПШ-10, ГРПШ-10МС

с одной линией редуцирования

Предприятие-изготовитель: 59

Технические характеристики

	ГРПШ-6	ГРПШ-10	ГРПШ-10МС
Регулятор давления газа	РДГБ-6	РДГК-10	РДГК-10М
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87		
Диапазон входных давлений, МПа	0,05–1,2	0,05–0,6	0,05–0,6
Выходное давление, кПа	2,2	1,5–2,0	1,5–2,0
Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении:			
0,05	6	7	12
0,1	6	8	16
0,2	6	9	25
0,3	6	11	40
0,4	6	13	55
0,5	6	14	70
0,6	6	15,5	80
Неравномерность регулирования, %	±10	±10	±10
Диапазон настройки срабатывания:			
при повышении выходного давления, кПа	3,1±0,15	3,5–5,0	2,25–2,75
при понижении выходного давления, кПа	1,4–1,0	0,3–1,0	0,3–1,0
Давление начала срабатывания сбросного клапана, кПа	2,75±0,15	2,8–3,5	$1,15\pm0,05P_{вых}$
Присоединительные размеры:			
$Д_у$, мм			
входного патрубка	15	20	20
выходного патрубка	20	20	20
Соединение:			
входного патрубка, дюйм	$G^1/_2$-B	$G^3/_4$-B	$G^3/_4$-B
выходного патрубка	сварное по ГОСТ 16037-80		
Габаритные размеры, мм:			
длина	168	440	440
ширина	103	186	186
высота	364	386	386
Масса, кг	4,5	10	12,5

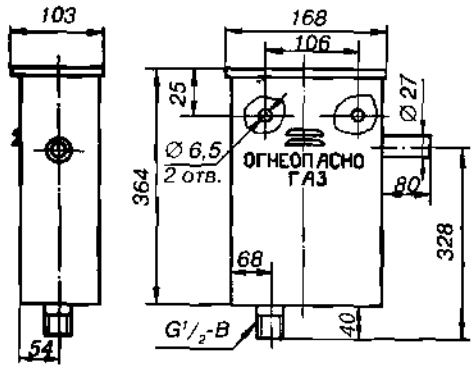
Устройство и принцип работы

Пункт выполнен в виде шкафа, в котором расположены кран и собственно регулятор. В ГРПШ-6 установлен регулятор РДГБ-6 со встроенными ПСК, ПЗК и фильтром.

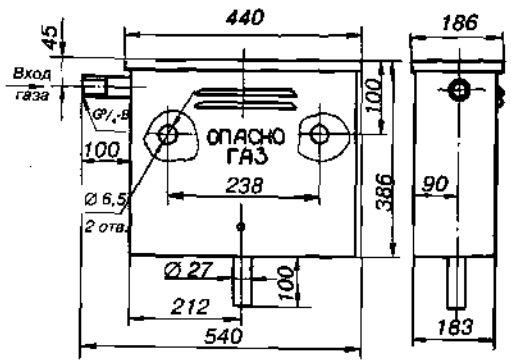
В ГРПШ-10 установлен регулятор РДГК-10 со встроенными ПСК, ПЗК и фильтром.

В ГРПШ-10МС установлен регулятор РДГК-10М со встроенными ПЗК, фильтром и автономный ПСК.

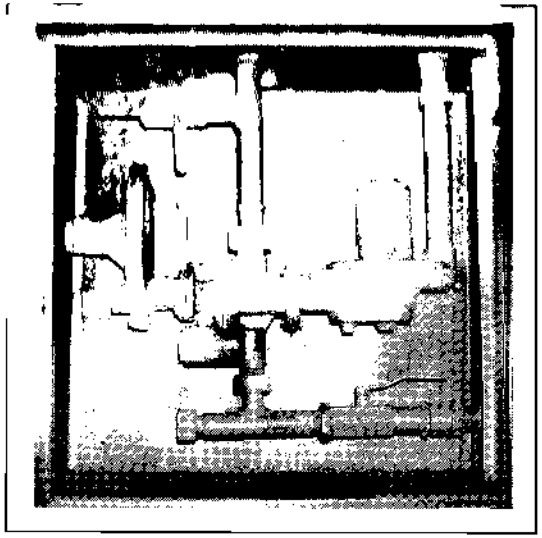
Газ по входному трубопроводу поступает через кран входного трубопровода к регулятору, где входное давление редуцируется до заданного выходного давления, и поступает к потребителю. Для замера входного и выходного давлений предусмотрены штуцера для подключения манометра.



Габаритно-установочная схема газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-6



Габаритно-установочная схема газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-10 и ГРПШ-10МС



Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-1а

(тип ГРПШ-10, ГРПШ-10МС)

с одной линией редуцирования

Предприятие-изготовитель: 30

Технические характеристики

	ГРПШ-10	ГРПШ-10МС
Регулятор давления газа	РДГК-10/3	РДГК-10/5М
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87	
Максимальное давление на входе, МПа (кгс/см²)	0,6 (6)	0,6 (6)
Номинальное выходное давление, кПа	2,0–2,5	2,0–2,5
Максимальная пропускная способность, м³/ч, при:		
0,05 МПа	4	9
0,1 МПа	8	18
0,2 МПа	12	28
0,3 МПа	17	40
0,4 МПа	20	46
0,5 МПа	25	58
0,6 МПа	30	70
Присоединительные размеры		
$Д_у$, мм:		
входного патрубка	20	20
выходного патрубка	20	20
Габаритные размеры, мм:		
длина	470	470
ширина	250	250
высота	470	470
Масса, кг, не более	20	20

Устройство и принцип работы

Газорегуляторный пункт шкафной состоит из шкафа *1*, в котором смонтирована линия редуцирования *2*, состоящая из крана входного *3*, регулятора давления газа *5* и крана *6* для настройки регулятора.

Для замера входного давления газа установлен штуцер *4* для присоединения манометра с резьбой М12×1,5, а для замера выходного давления предусмотрен кран *6* с ниппелем для присоединения мановакуумметра. Газ по

входному газопроводу поступает через кран *3* к регулятору *5*, который имеет в своем составе непосредственно фильтр, редуцирующее устройство, автоматическое отключающее устройство и автоматическое сбросное устройство. Здесь входное давление снижается до заданного выходного давления и поступает к потребителю.

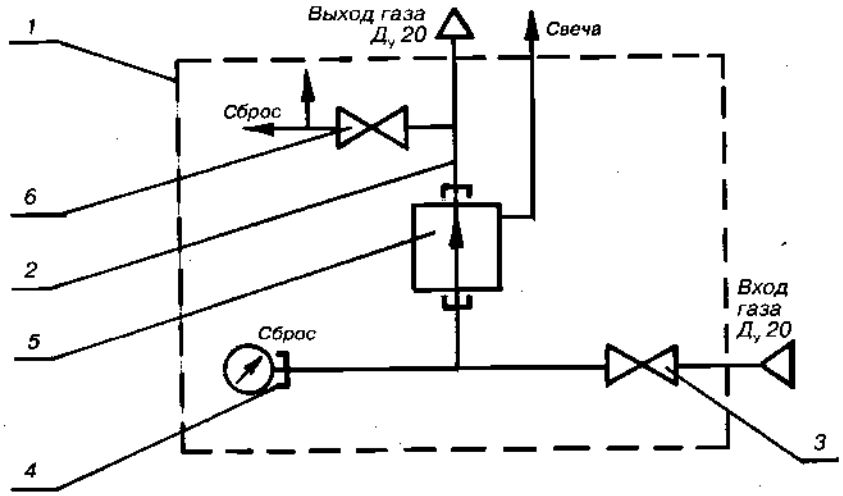
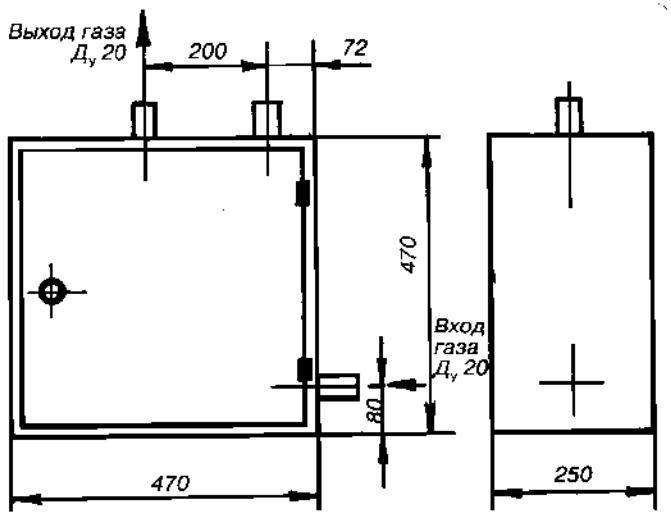
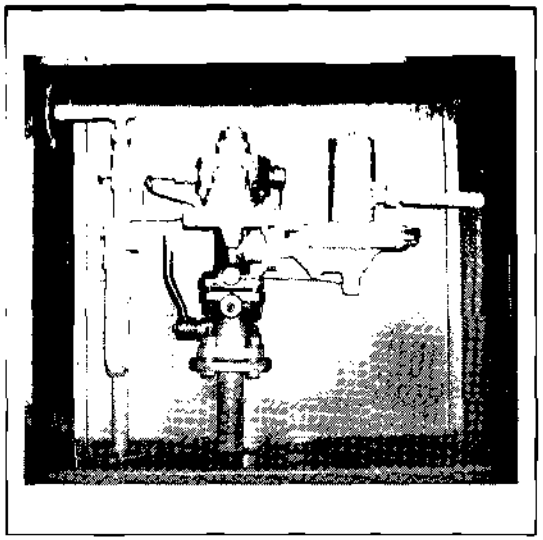


Схема пневматическая функциональная:
1 — шкаф; 2 — линия редуцирования; 3 — кран входной; 4 — заглушка; 5 — регулятор давления газа РДГК-10; 6 — кран $Д_у$ 20



Габаритный чертеж ГРПШ-1а



Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-1

с одной линией редуцирования

Предприятие-изготовитель: 30

Технические характеристики

Регулятор давления газа	РДГД-20/5М
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Максимальное давление на входе, МПа (кгс/см²)	0,6 (6)
Номинальное выходное давление, кПа (мм вод. ст.)	1,2–3 (120–300)
Максимальная пропускная способность, м³/ч	100
Присоединительные размеры	
$Д_у$, мм:	
входного патрубка	20
выходного патрубка	32
Габаритные размеры, мм:	
длина	720
ширина	400
высота	820
Масса, кг, не более	80

Устройство и принцип работы

Газорегуляторный пункт шкафной состоит из шкафа *1*, в котором смонтирована линия редуцирования *2*, состоящая из крана входного *3*, регулятора давления газа *6* и крана выходного *9*. Для замера входного давления газа установлен кран *4* для присоединения манометра *10*, а для замера выходного давления предусмотрен кран *7* с ниппелем для присоединения мановакуумметра.

Газ по входному газопроводу поступает через кран *3* к регулятору *6*, который имеет в своем составе непосредственно фильтр, редуцирующее устройство, автоматическое отключающее устройство и автоматическое сбросное устройство. Здесь входное давление снижается до заданного выходного и поступает к потребителю.

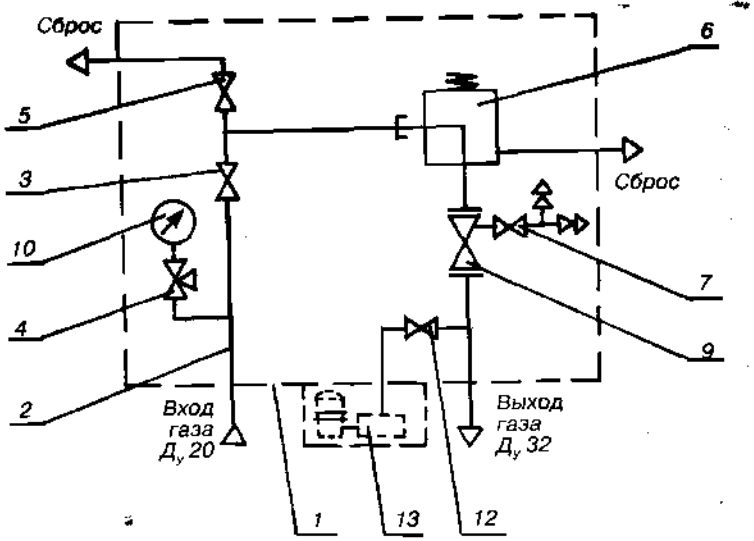
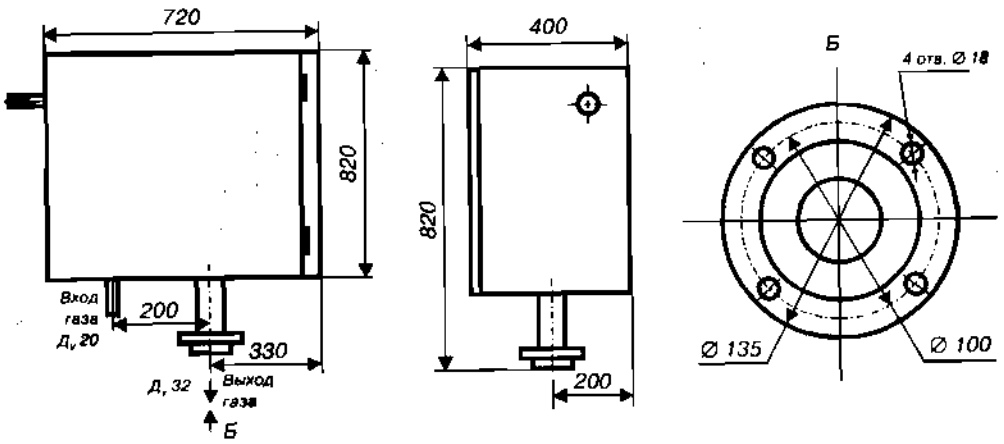
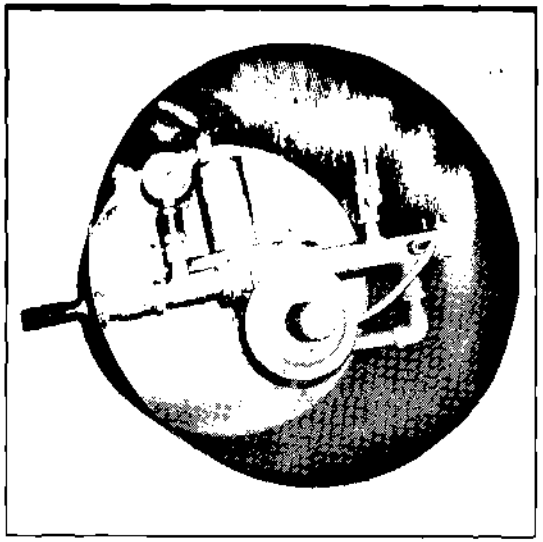


Схема пневматическая функциональная:
1 — шкаф; 2 — линия редуцирования; 3 — кран входной; 4 — кран трехходовой; 5 — кран $Д_у$ 20; 6 — регулятор давления газа РДГД-20М; 7, 12 — кран $Д_у$ 15; 9 — кран выходной; 10 — манометр; 13 — обогреватель



Габаритно-установочная схема газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1



Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-32К

с одной линией редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДНК-32.
Диапазон настройки выходного давления — 2,0–2,5 кПа.
Присоединительные размеры:
$Д_у$ входного патрубка — 20 мм;
$Д_у$ выходного патрубка — 32 мм.
Масса — 30 кг.

	ГРПШ-32К/3	ГРПШ-32К/6	ГРПШ-32К/10
Максимальное давление на входе, МПа	1,2	0,6	0,3
Диаметр седла регулятора, мм	3	6	10
Пропускная способность, $м^3/ч$, при входном давлении, МПа:			
0,01	1,3	4	11
0,05	4	9	23
0,1	7	25	45
0,2	13	40	75
0,3	17	55	100
0,4	21	70	
0,5	24	90	
0,6	30	105	
0,7	37		
0,8	43		
0,9	47		
1,0	55		
1,2	64		

Устройство и принцип работы

ГРПШ представляет собой металлический шкаф, в котором размещено технологическое оборудование: регулятор давления газа комбинированный РДНК-32. На входе газа установлен кран. Для контроля давления на входе предусмотрен клапан трехлинейный, к которому может присоединяться манометр, на выходной линии для контроля давления предусмотрен кран с ниппелем для присоединения мановакуумметра.

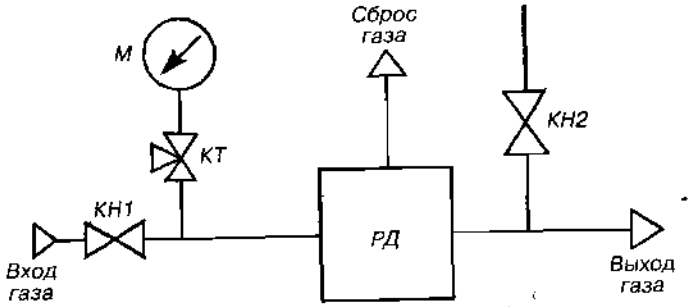
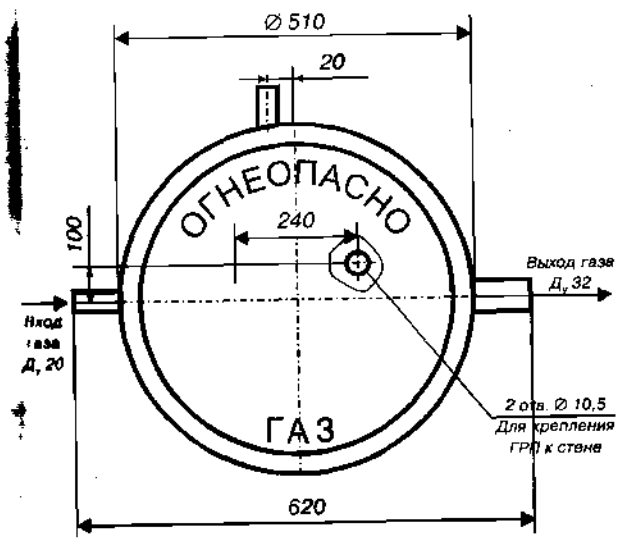
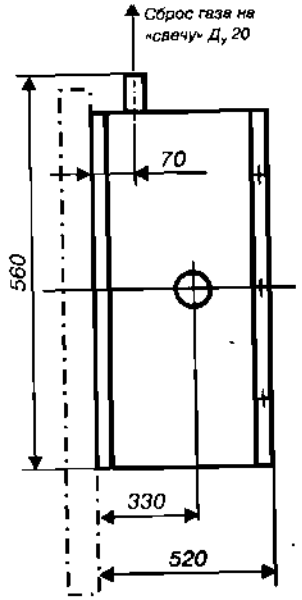
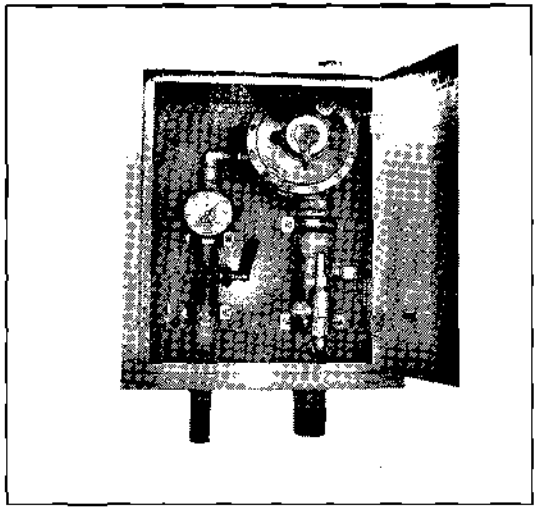


Схема пневматическая функциональная:
КН1—КН2 — запорное устройство; КТ — клапан трехлинейный; РД — регулятор давления газа РДНК-32; М — манометр





Габаритно-установочная схема газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-32К



Газорегуляторные пункты шкафные ИТГАЗ-В/6, ИТГАЗ-В/10, ИТГАЗ-В/25, ИТГАЗ-В/40, ИТГАЗ-R/70

с одной линией редуцирования

Предприятие-изготовитель:
ООО «Итгаз», г. Волгоград
СМК ISO 9001 : 2000

Технические характеристики

	Значения для исполнения ИТГАЗ-				
	В/6	В/10	В/25	В/40	R/70
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-78				
Температура окружающей среды	−40 °С + 60 °С				
Регулятор давления газа — изготовитель	B6-Francel	B10-Francel	B25-Francel	B40-Francel	R/70 Tartarini
Диапазон входных давлений, МПа	0,01–0,6	0,01–0,6	0,01–0,6	0,05–0,6	0,01–0,6
Выходное давление, кПа	0,9–4,5*	0,9–4,5*	0,9–4,5*	0,9–4,5*	0,6–7,2**
Неравномерность регулирования, %	±5	±5	±5	±5	±5
Присоединительные размеры $Д_у$, мм:					
входного патрубка,	20	20	20	20	20
выходного патрубка	32	32	32	32	32
Соединение:					
входного патрубка,	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
выходного патрубка	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
Габаритные размеры, мм:					
длина	310	310	310	310	360
ширина	220	220	220	220	300
высота	395	395	395	395	600
Масса, кг	15	15	15	15	20

* Данные регуляторы поставляются с конкретным, установленным изготовителем регулятора, выходным давлением, которое невозможно изменить в процессе эксплуатации.

** Данный диапазон настройки давления обеспечивается комплектом сменных пружин, который может быть заказан дополнительно.

За достоверность представленной информации несут ответственность дистрибьюторы: ООО «Интер-Термогаз» и ООО «Технохим»

Таблица пропускной способности

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м³/ч				
	Для исполнений ИТГАЗ-				
	В/6	В/10	В/25	В/40	R/70
0,01	3	7	13	—	20***
0,03	5	12	25	—	40***
0,05	7,2	12	30	40	65***
0,1–0,6	7,2	12	30	48	70***

*** Пропускная способность (м³/ч) указана для выходного давления 5 кПа. Пропускную способность при другом выходном давлении уточнить у завода-изготовителя.

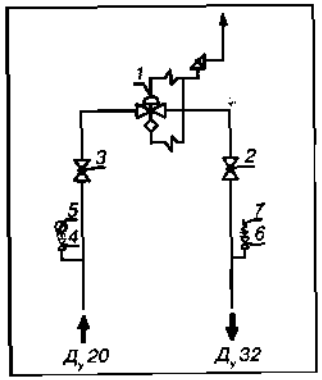
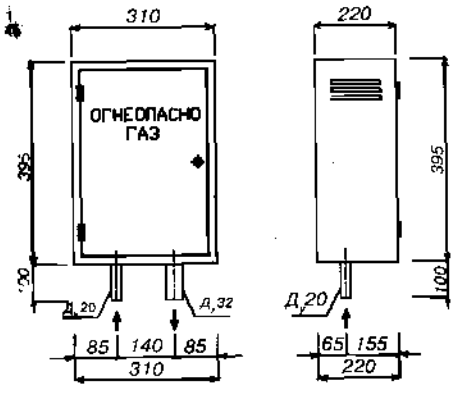
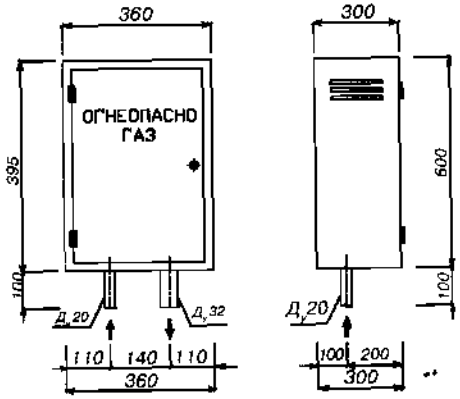


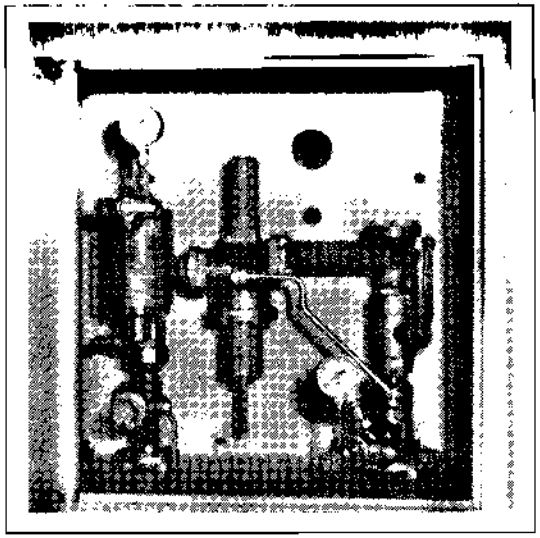
Схема пневматическая функциональная: 1 — регулятор давления комбинированный; 2 — кран шаровой Ду 32; 3 — кран шаровой $Д_у$ 20; 4 — кран трехходовой $Д_у$ 15 под манометр; 5 — манометр 0-0,6 МПа; 6 — кран шаровой $Д_у$ 15 под манометр; 7 — штуцер «елочка» под шланг



ШРП ИТГАЗ-В/6, В/10, В/25, В/40



ШРП ИТГАЗ-R/70



Шкафные газорегуляторные комбинированные установки среднего давления ШГКС-6/3-400, ШГКС-12/3-400

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 77

Шкафные газорегуляторные установки среднего давления предназначены для снижения высокого входного давления природного газа до среднего, автоматического поддержания заданного давления на выходе в установленных пределах, очистки газа фильтром тонкой очистки, кратковременного сброса избыточного давления газа в сбросную линию, а также для автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений.

Технические характеристики

	ШГКС-6/3-400	ШГКС-12/3-400
Давление на входе, МПа	0,3–0,6	0,6–1,2
Давление на выходе, МПа	0,225–0,275	0,225–0,275
Пропускная способность при минимальном входном давлении, м³/ч, не менее	400	600
Герметичность затворов запорных устройств	класс В ГОСТ 95444-93	класс В ГОСТ 95444-93
Максимальный перепад на фильтре, МПа:		
в состоянии поставки	0,01	0,01
допустимый в эксплуатации	0,05	0,05
Масса, кг, не более	55	55

Устройство и принцип работы

Шкафные газорегуляторные комбинированные установки представляют собой металлический шкаф с запираемой ключом дверцей, внутри которого скомпонованы и соединены литыми патрубками следующие основные узлы и детали:

— патрубки входа и выхода;

— краны шаровые входа, выхода, байпасной линии;

— регулятор давления комбинированный (РДК), включающий в себя собственно регулятор давления и узел предохранительно-запорного клапана (ПЗК);

— сменный фильтр тонкой очистки, встроенный в корпус на линии входа между краном входа и корпусом регулятора;

— узел клапана сброса (ПСК) со сбросной трубкой;

— трубка обратной связи (импульсная трубка);

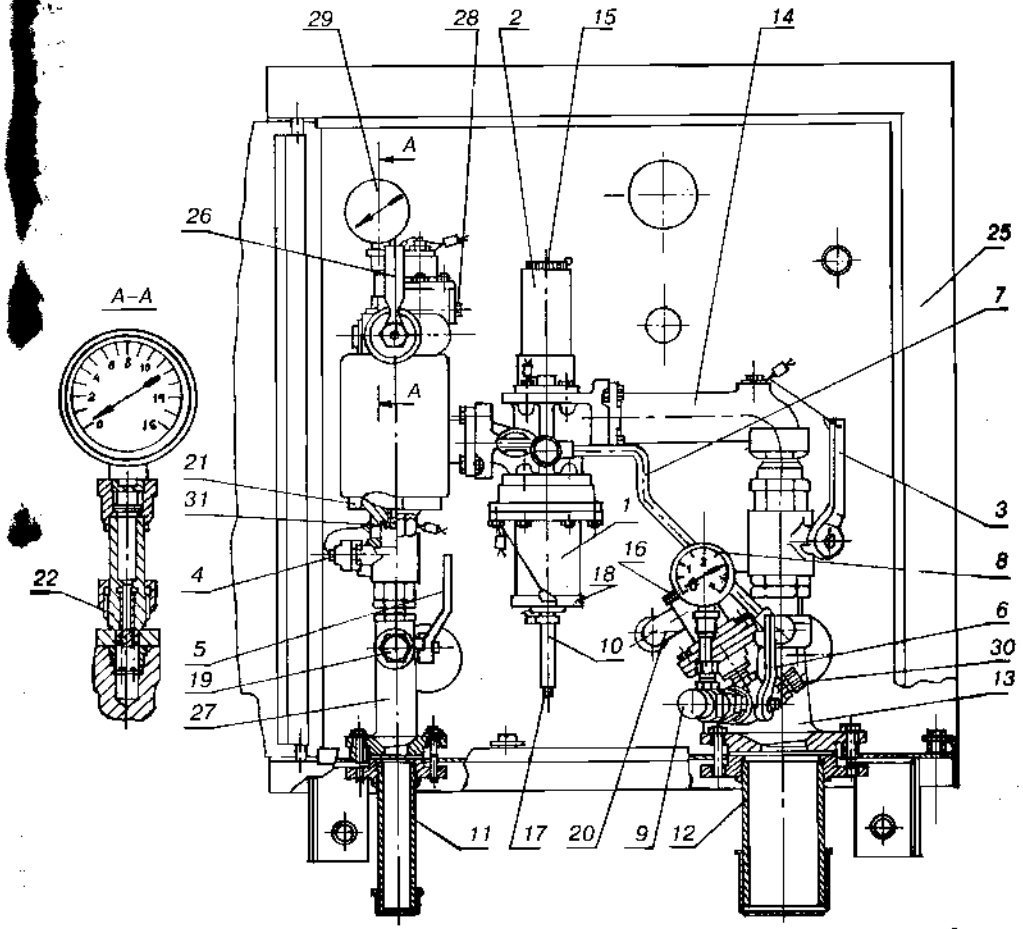
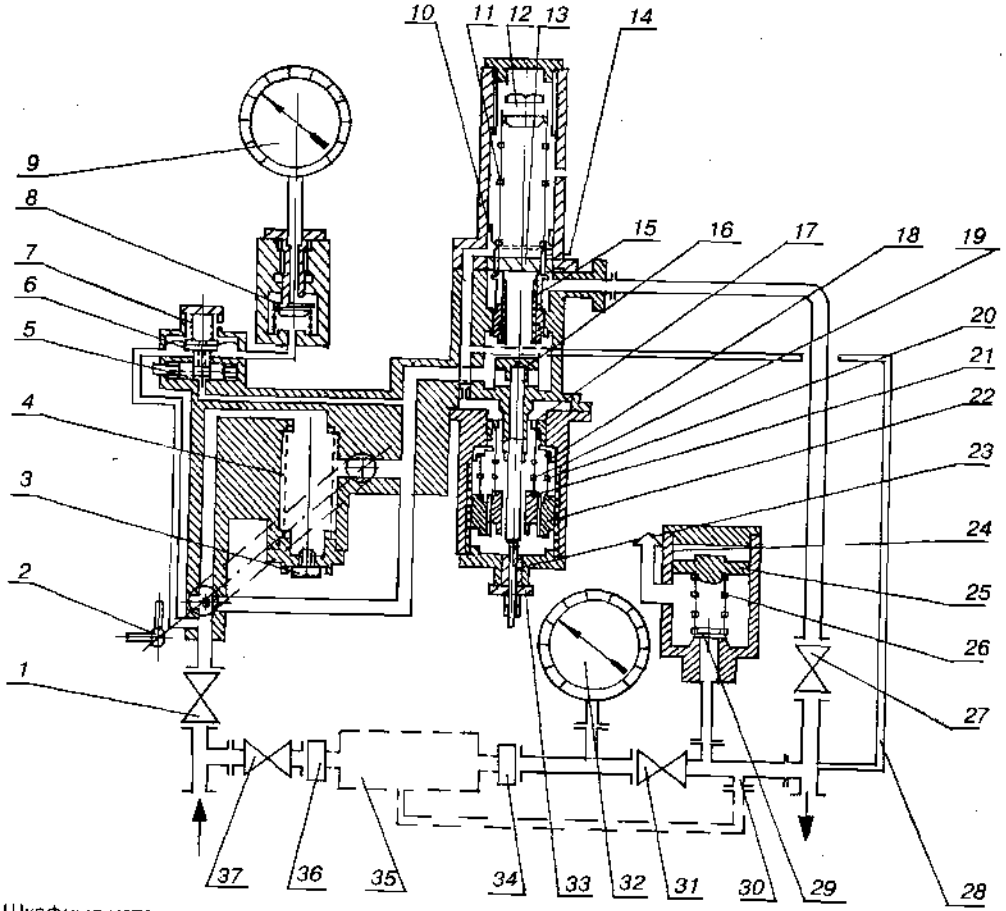


Схема пневматическая функциональная установок ШГКС-6/3-400, ШГКС-12/3-400:
1 – узел блокировок; 2 — узел регулятора; 3 — кран шаровой выхода; 4 — кран шаровой входа; 5, 6 — краны шаровые байпасной линии; 7 — трубка линии обратной связи (импульсная трубка); 8 — манометр замера давления выхода; 9 — заглушка подключения байпасной линии выхода; 10 – ключ-пробка; 11, 27 — патрубки входа; 12, 13, 14 — патрубки выхода; 15 – пробка регулирования давления выхода; 16 — пробка регулирования давления срабатывания ПСК; 17 – указатель срабатывания ПЗК$_{max}$ и ПЗК$_{min}$; 18 — пробка регулирования ПЗК$_{max}$ и ПЗК$_{min}$; 19 — заглушка подключения байпасной линии входа; 20 — трубка сбросной линии; 21 — пробка фильтра; 22 — обратный клапан; 25 — шкаф; 26 — ручка переключателя потока газа; 28 – сигнализатор предельного перепада давления на фильтре; 29 — манометр входного давления; 30 – штуцер подключения линии обратной связи (импульсной трубки) байпасного РДТ; 31 — заглушка

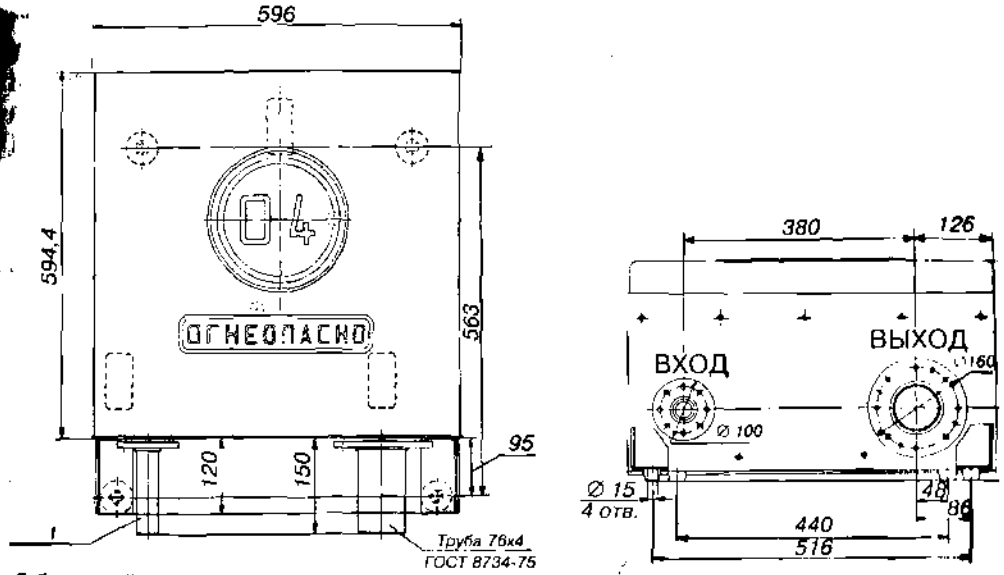
— переключатель потока газа с фильтра на обводной канал (для выполнения операции замены фильтра) и сигнализатор предельного перепада на фильтре.

Работает установка следующим образом: газ попадает через линию входа и кран *1* на фильтр тонкой очистки *4* и далее через открытый предохранительно-запорный клапан (ПЗК) *16* на клапан регулятора *15*, кран выхода *27* и линию выхода к потребителю. Давление выхода через трубку линии обратной связи *28* (импульсная линия) подается под поршень регулятора *10*, который занимает равновесное положение под действием пружины *11*, настройка которой производится регулировочным элементом *12*. При этом поршень *10* посредством игл-толкателей *14* устанавливает пружинный клапан *15* так, что между ними и седлом клапана *13* образуется определенный зазор, на котором происходит редуцирование давления газа. Всякое изменение расхода газа или давления на входе меняет равновесное положение, что приводит к изменению зазора между клапаном и седлом клапана *13* до тех пор, пока заданное давление выхода не восстановится. Для исключения влияния меняющегося давления входа на точность регулирования отсечная кромка клапана и диаметр его направляющей втулки имеют равные диаметры. Для перепуска части газа с линии выхода в сбросную линию *24* в случае превышения давления предусмотрен предохранительно-сбросной клапан (ПСК) *29*, усилие прижатия которого к седлу определяется затяжкой пружины *26* регулировочным элементом *25*.

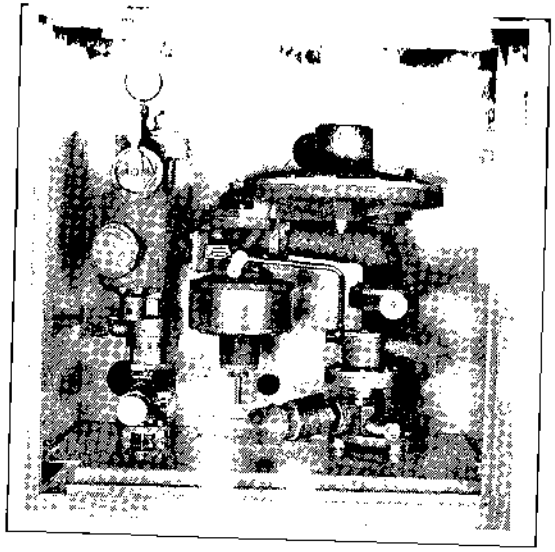


Шкафные установки среднего давления:
1 — кран шаровой входа; 2 — переключатель; 3 — заглушка; 4 — фильтр; 5 — шток сигнализатора предельного перепада давления; 6 — мембрана с фиксатором штока сигнализатора; 7 — пружина сигнализатора; 8 — обратный клапан; 9 — манометр $P_{вх}$; 10 — поршень регулятора; 11 — пружина регулятора; 12 — регулировка $P_{вых}$; 13 — седло клапана; 14 — игла-толкатель; 15 — клапан регулятора; 16 — клапан ПЗК; 17 — поршень ПЗК; 18 — ограничитель; 19 — пружина $ПЗК_{min}$; 20 — пружина $ПЗК_{max}$; 21 — регулировка $ПЗК_{min}$; 22 – регулировка $ПЗК_{max}$; 23 — указатель срабатывания ПЗК; 24 — сбросная линия ПСК; 25 — регулировка ПСК; 26 — пружина ПСК; 27 — кран шаровой выхода; 28 — линия обратной связи (импульсная трубка); 29 — клапан ПСК; 30 — штуцер для подключения линии обратной связи (импульсной трубки); 31 — кран шаровой байпасной линии; 32 — манометр $P_{вых}$; 33 - пробка; 34 — заглушка; 35 — технологический (байпасный) регулятор давления; 36 — заглушка; 37 — кран шаровой байпасной линии

В случае повышения давления на выходе сверх заданного значения, определяемого суммарной затяжкой пружин *19* и *20* регулировочными элементами *21* и *22*, поршень ПЗК *17*, преодолевая усилие этих пружин, смещается вниз, освобождая шарики стопорного механизма, и снимает фиксацию клапана 16, который садится на седло, прекращая подачу газа в линию выхода. При этом указатель *23* втягивается внутрь, сигнализируя о срабатывании ПЗК. В случае понижения давления на выходе ниже заданного значения, определяемого только затяжкой пружины *19* регулировочным элементом *21*, поршень ПЗК *17* под действием этой пружины смещается вверх, отрываясь от ограничителя *18*, также освобождает шарики стопорного механизма и снимает фиксацию клапана *16*. Установка оснащена сменным фильтром тонкой очистки, замена фильтра производится в случае увеличения перепада на фильтре свыше предельно допустимого.



Габаритный чертеж установок:
1 труба 34х3,5 ГОСТ 8734-75



Шкафные газорегуляторные комбинированные установки низкого давления ШБГУ-40-3, ШГК-100-3, ШБДГ-400-3

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 77

Шкафные газорегуляторные установки предназначены для снижения среднего или высокого входного давления природного газа до низкого, автоматического поддержания заданного давления на выходе в установленных пределах, очистки газа фильтром тонкой очистки, кратковременного сброса избыточного давления газа в сбросную линию, а также для автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений.

Установки используются для котельных, а также при ремонте и реконструкции газовых сетей. Для газоснабжения горелочных блоков (котельных или промышленных) с резкими изменениями расхода газа выпускаются специальные «котельные» установки, в обозначении которых добавляется литера «К», к примеру ШГК-10-3К.

*Технические характеристики**

	ШБГУ-40-3	ШГК-100-3	ШБДГ-400-3
Давление на входе, МПа	0,05–1,2	0,05–1,2	0,15–1,2
Давление на выходе, дПа	140–190	140–190	140–190
Пропускная способность при минимальном входном давлении, м³/ч, не менее	40	100	400
Герметичность затворов запорных устройств	класс В ГОСТ 95444-93	класс В ГОСТ 95444-93	класс В ГОСТ 95444-93
Максимальный перепад на фильтре, МПа:			
в состоянии поставки	0,01	0,01	0,01
допустимый в эксплуатации	0,05	0,05	0,05
Масса, кг, не более	55	55	55

* Габаритный чертеж установок аналогичен указанному на стр. 21.

Устройство и принцип работы

Шкафные комбинированные газорегуляторные установки представляют собой металлический шкаф с запираемой специальным ключом дверцей, внутри которого скомпонованы и соединены литыми патрубками следующие основные узлы и детали:

- патрубки входа и выхода;
- краны шаровые входа, выхода, байпасной линии и (на установках ШГК-100-3 и ШБДГ-400-3 вместо кранов шаровых выхода поставлены задвижки);
- регулятор давления комбинированный (РДК), включающий в себя собственно регулятор давления и предохранительный запорный клапан (ПЗК);
- сменный фильтр тонкой очистки, встроенный в корпус на линии входа между краном входа и корпусом регулятора;
- узел клапана сброса (ПСК) со сбросной трубкой;
- трубка обратной связи (импульсная трубка);
- переключатель замера перепада давления на фильтре (некоторые модификации ШБДГ-400-3) или переключатель потока газа с фильтра на обводной канал (для выполнения операции замены фильтра) и сигнализатор предельного перепада на фильтре.

Работает установка следующим образом.

Газ подается через линию входа и кран *27* на фильтр тонкой очистки *31* и далее через открытый предохранительный клапан (ПЗК) *10* на клапан регулятора *9*, кран *18* и линию выхода к потребителю.

Давление выхода через трубку линии обратной связи *19* (импульсная линия) подается под мембрану регулятора *2*, которая занимает равновесное положение под действием пружины *3*, настройка которой производится регулировочным элементом *4*, при этом между клапаном *9* и седлом клапана устанавливается определенный зазор. Всякое изменение расхода газа или давления на входе меняет равновесное положение, это приводит к изменению зазора между клапаном и седлом клапана до тех пор, пока заданное давление выхода не восстановится.

Для повышения точности регулирования и исключения влияния меняющегося давления входа на противоположный торец штока клапана *9* по каналу подводится то же давление, что и на клапан *9*. Для перепуска части газа с линии выхода в сбросную линию *7* в случае повышения давления выше допустимого значения предусмотрен предохранительной сбросной (ПСК) клапан *8*, усилие прижатия которого определяется затяжкой пружины 6 регулировочным элементом *5*. В случае повышения или понижения давления на выходе сверх допустимых заданных значений настройки ПЗК мембрана ПЗК *11*, преодолевая усилия пружин *13* и *15*, смещается или вниз по схеме (при повышении давления), или под действием пружины *13* вверх по схеме (при понижении давления), освобождая шарики стопорного механизма и снимая фиксацию клапана *10*, который садится на седло и прекращает подачу газа на линию выхода. При этом указатель *17* втягивается внутрь, свидетельствуя о срабатывании ПЗК.

В установках предусмотрена возможность подключения к кранам *22* и *26* байпасной линии с технологическим (байпасным) регулятором давления *24* (на схеме показан пунктиром). Для замера давления на входе в установку (а для некоторых моделей и перепада давления на фильтре) предусмотрен манометр *1* (и переключатель *29*). Манометр показывает давление на входе в фильтр (в установках с переключением замера давления при горизонтальном положении переключателя *29*, при вертикальном — за фильтром).

На установках с переключением потока газа предусмотрен переключатель потока с фильтра на обводной канал *29* и сигнализатор предельного перепада на фильтре *31*.

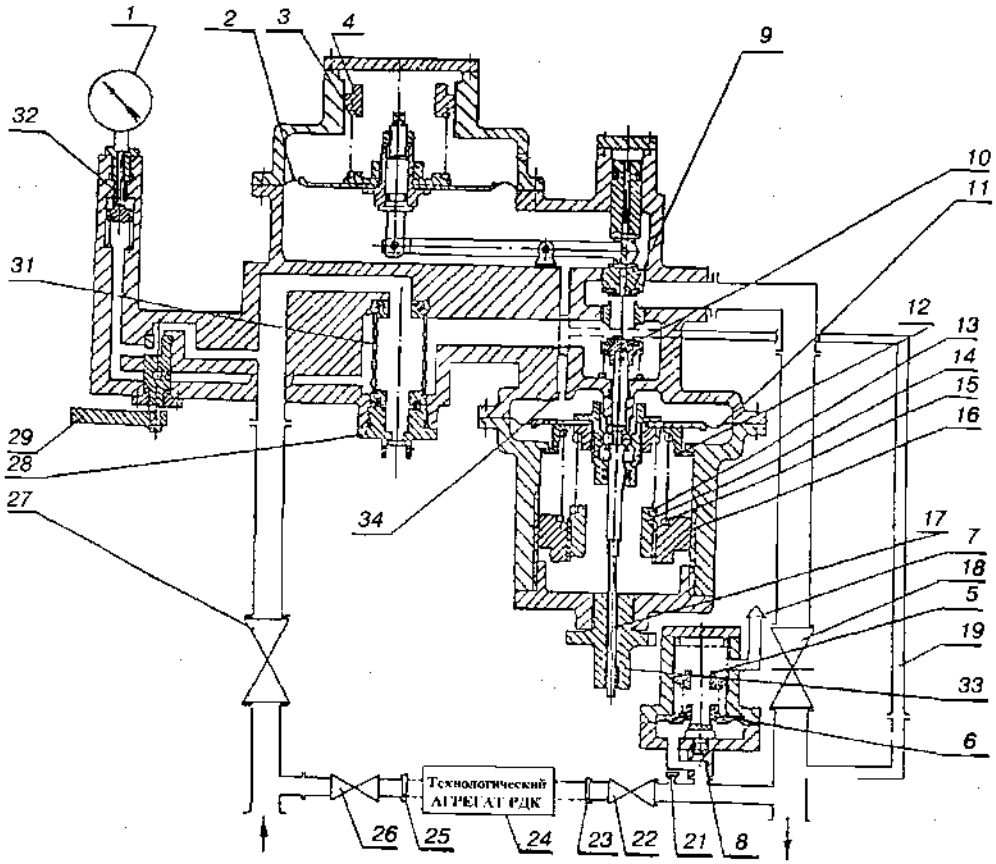


Схема пневматическая функциональная установок с переключением замера давления газа на фильтре:
1 — манометр $P_{вх}$; 2 — мембрана регулятора; 3 — пружина регулятора; 4 — регулировка $P_{вых}$; 5 — регулировка ПСК; 6 — пружина ПСК; 7 — сбросная линия; 8 — клапан ПСК; 9 — клапан регулятора; 10 — клапан ПЗК; 11 — мембрана ПЗК; 12 — ограничитель; 13 — пружина $ПЗК_{min}$; 14 — регулировка $ПЗК_{min}$; 15 — пружина $ПЗК_{max}$; 16 — регулировка $ПЗК_{max}$; 17 — указатель срабатывания ПЗК; 18 — задвижка выхода; 19 — линия обратной связи; 21 — замер $P_{вых}$; 22 — кран шаровой байпасной линии; 23 — заглушка; 24 — технологический регулятор давления; 25 — заглушка; 26 — кран шаровой байпасной линии; 27 — кран шаровой входа; 28 — крышка фильтра; 29 — переключатель замера перепада на фильтре; 31 — фильтр; 32— обратный клапан; 33 — ключ-пробка; 34 — жиклер

Нормальное положение ручки переключателя – вертикальное, при повороте на другой упор, отмеченный красной краской, поток газа на регулятор подается мимо фильтра. При срабатывании сигнализатора предельного перепада шток сигнализатора выдвигается наружу. Установка оснащена сменным фильтром тонкой очистки, замена фильтра производится в случае увеличения перепада на фильтре до предельно допустимого.

Для замера давления на выходе предусмотрен штуцер *21* с колпачком.

В случае срабатывания ПЗК для повторного запуска установки предусмотрена пробка *33*, имеющая резьбу для навинчивания на хвостовик штока клапана *10*.

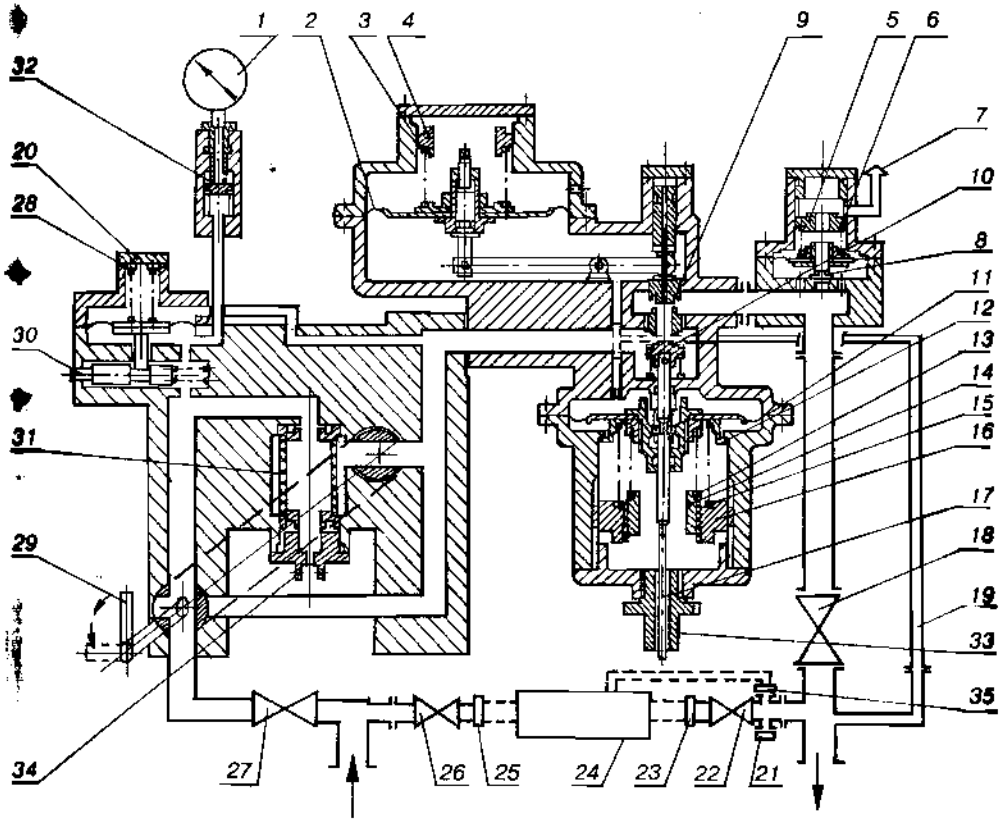
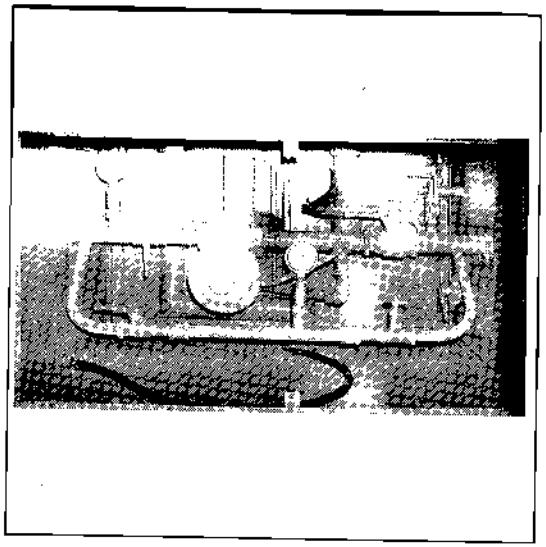


Схема пневматическая функциональная с переключением потока газа на фильтре:
1 — манометр $P_{вх}$; 2 — мембрана регулятора; 3 — пружина регулятора; 4 — регулировка $P_{вых}$; 5 — регулировка ПСК; 6 — пружина ПСК; 7 — сбросная линия ПСК; 8 — клапан ПСК; 9 — клапан регулятора; 10 — клапан ПЗК; 11 — мембрана ПЗК; 12 — ограничитель; 13 — пружина $ПЗК_{min}$; 14 — регулировка $ПЗК_{min}$; 15 — пружина $ПЗК_{max}$; 16 — регулировка $ПЗК_{max}$; 17 — указатель срабатывания ПЗК; 18 — задвижка выхода (или кран шаровой выхода для ШБГУ-40-3); 19 — линия обратной связи (импульсная трубка); 20 — шайба регулировочная; 21 — замер $P_{вых}$; 22 — кран шаровой байпасной линии; 23 — заглушка; 24 — технологический (байпасный) регулятор давления; 25 — заглушка; 26 — кран шаровой байпасной линии; 27 — кран шаровой входа; 28 — пружина сигнализатора; 29 — переключатель потока газа; 30 — сигнализатор предельного перепада на фильтре; 31 — фильтр; 32 — обратный клапан; 33 — ключ-пробка; 34 — крышка фильтра; 35 — штуцер подключения обратной связи технологического регулятора давления



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом ГРПШ-32-50-Б-О

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДНК-32.
Диапазон настройки выходного давления — 2,0–2,5 кПа.
Присоединительные размеры: $Д_у$ входного патрубка — 20 мм;
$Д_у$ выходного патрубка — 32 мм.
Масса — 98 кг.

	ГРПШ-32/3Б	ГРПШ-32/6Б	ГРПШ-32/10Б
Максимальное входное давление, МПа	1,2	0,6	0,3
Пропускная способность, $м^3/ч$, при входном давлении, МПа:			
0,01	1,3	4	11
0,05	4	9	23
0,1	7	25	45
0,2	13	40	75
0,3	17	55	100
0,4	21	70	
0,5	24	90	
0,6	30	105	
0,7	37		
0,8	43		
0,9	47		
1,0	55		
1,2	64		

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф с размещенным в нем технологическим оборудованием. Под днищем расположен обогреватель *2*, предназначенный для обогрева ГРПШ в холодное время года. Для удобства обслуживания в шкафу имеются дверки *5, 6*. Для подвода газа к обогревателю от шкафной установки имеется газопровод *7*, кран *4*.

Технологическое оборудование состоит из двух линий: рабочей и обводной (байпас). Газ через кран *2* поступает к регулятору *1* (РДНК-32), предназначенному для снижения высокого или среднего давления газа на низкое, автоматического поддержания низкого выходного давления газа, для сброса газа в атмосферу и автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых значений. От регулятора давления через кран *5* газ поступает к потребителю.

Манометры *14* и *15* служат для контроля давления в рабочей и резервной линиях. Краны *2* и *5* предназначены для перекрытия рабочей линии. Обводная линия (байпас) предназначена для бесперебойной работы ГРПШ в случае ремонта рабочей линии. Сбросные клапаны *12, 16* предназначены для аварийного сброса газа.

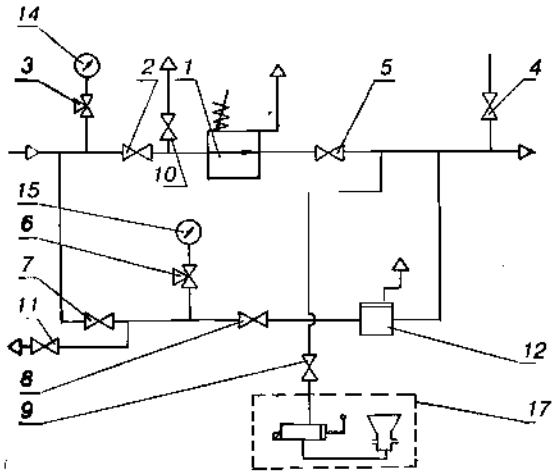
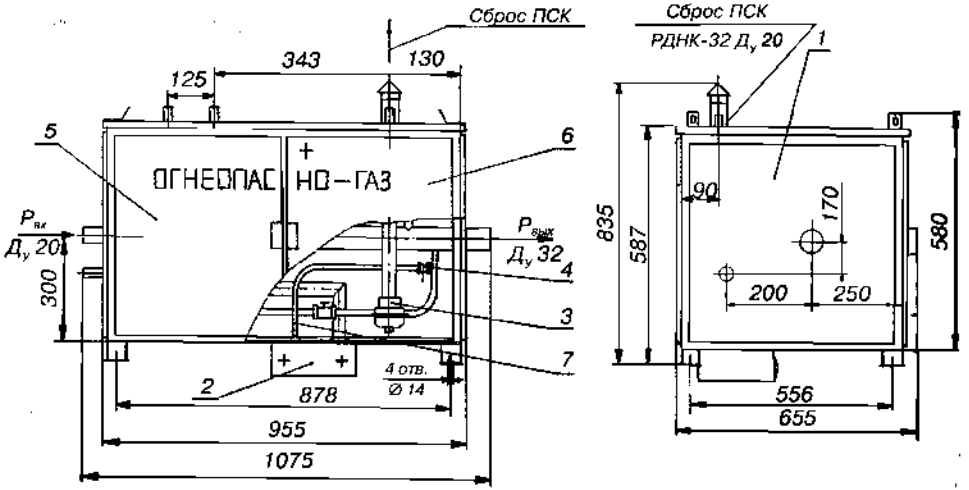


Схема пневматическая функциональная ГРПШ-32-50-Б-О:
1 — регулятор давления газа РДНК-32; 2–11 — арматура запорная; 12 — клапан пружинный сбросной ПСК; 14, 15 — манометр; 17 — обогреватель



Габаритный чертеж ГРПШ-32-50-Б-О:
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; **3** — оборудование технологическое; **4** — кран; **5**, 6 — дверки; 7 — газопровод

Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-1

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 30

Технические характеристики

Регулятор давления газа	РДГД-20М
Максимальное давление на входе, МПа (кгс/см²)	0,6 (6)
Номинальное выходное давление, кПа (мм вод. ст.)	1,2–3 (120–300)
Максимальная пропускная способность, м³/ч	100
Присоединительные размеры	
$Д_у$, мм:	
входного патрубка	20
выходного патрубка	32
Габаритные размеры, мм:	
длина	950
ширина	725
высота	1050
Масса, кг, не более	80

Устройство и принцип работы

Газорегуляторный пункт шкафной состоит из шкафа *1*, в котором смонтирована линия редуцирования *2*, состоящая из крана входного *3*, регулятора давления газа *6* и крана выходного *9*. Для замера входного давления газа установлены краны *4, 16* для присоединения манометра *10, 15*, а для замера выходного давления предусмотрен кран *7* с ниппелем для присоединения мановакуумметра.

Газ по входному газопроводу поступает через кран *3* к регулятору *6*, который имеет в своем составе непосредственно фильтр, редуцирующее устройство, автоматическое отключающее устройство и автоматическое сбросное устройство. Здесь входное давление снижается до заданного выходного и поступает к потребителю.

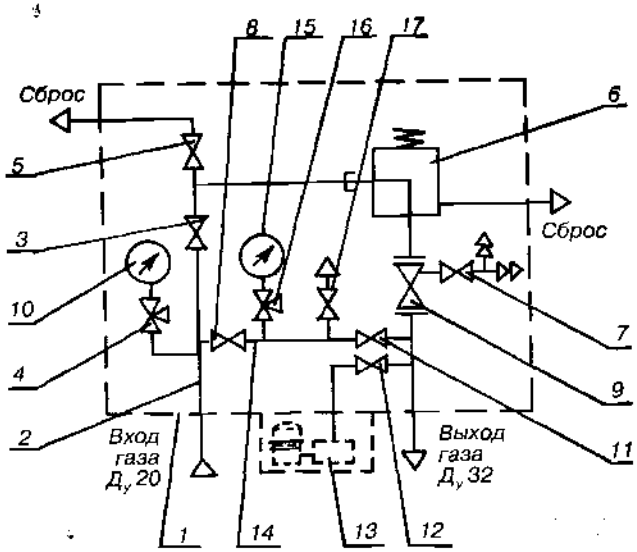
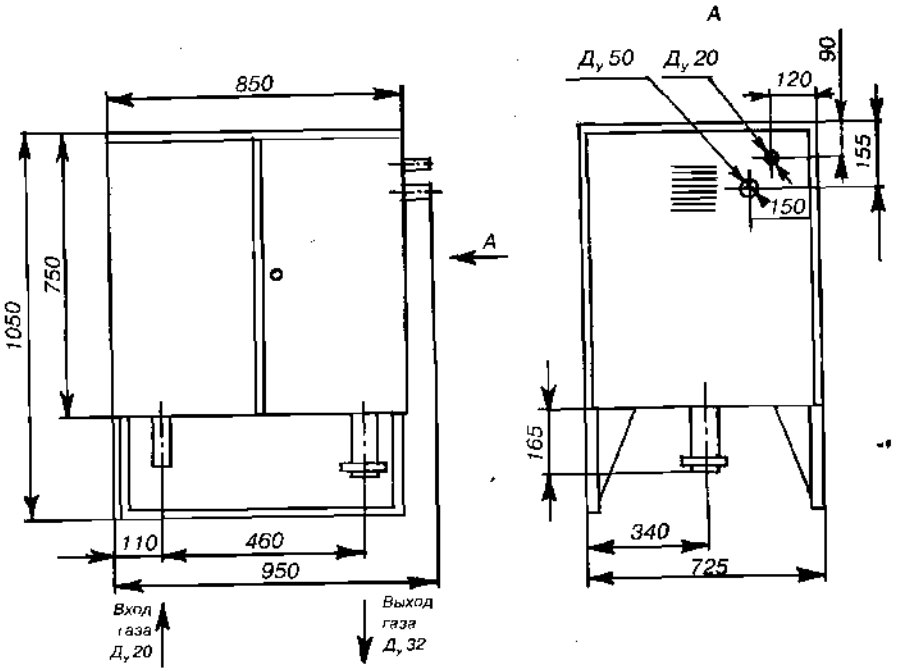
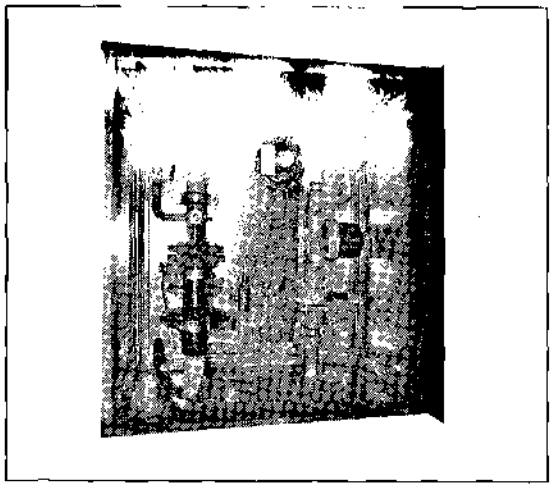


Схема пневматическая функциональная:
1 — шкаф; 2 — линия редуцирования; 3 — кран входной; 4, 16 — кран трехходовой; 5, 8, 11, 17 — кран $Д_у$ 20; 6 — регулятор давления газа РДГД-20М; 7, 12 — кран $Д_у$ 15; 9 — кран выходной; 10, 15 — манометр; 13 — обогреватель; 14 — байпас



Габаритно-установочная схема газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1



Газорегуляторные пункты шкафные ИТГАЗ-R/72-1-Б, ИТГАЗ-B/249-1-Б, ИТГАЗ-A/109-1-Б, ИТГАЗ-A/149-1-Б

(Q≤400 м³/ч)

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель:
ООО «Итгаз», г. Волгоград
СМК ISO 9001: 2000

Технические характеристики

	Значения для исполнений ИТГАЗ-			
	R/72-1-Б	B/249-1-Б	A/109-1-Б	A/149-1-Б
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87			
Температура окружающей среды	−40 °С + 80 °С			
Регулятор давления газа — изготовитель	R/72-Tartarini	B/249-Tartarini	A/109-Tartarini	A/149-Tartarini
Диапазон входных давлений, МПа	0,01–0,6	0,01–0,6	0,01–0,6	0,01–0,6
Выходное давление, кПа **	0,6–7,2*	1,3–8,0*	2,0–7,5*	1,0–8,0*
Неравномерность регулирования, %	±5	±5	±5	±5
Присоединительные размеры $Д_у$, мм:				
входного патрубка	25	40	50	50
выходного патрубка	50	50	50	50
Соединение:				
входного патрубка	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
выходного патрубка	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
Габаритные размеры, мм:				
A	500	500	500	500
B	360	520	650	650
C	225	190	225	225
D	135	135	135	135
E	365	365	365	365
H	800	1000	1200	1200
L	900	900	1100	1100
Масса, кг	70	100	120	120
Обслуживание ШРП	одностороннее			

* Данный диапазон настройки давления обеспечивается комплектом сменных пружин, который может быть заказан дополнительно.
** Возможно исполнение ШРП с выходным давлением до 30 кПа, пропускную способность таких ШРП уточнить у завода-изготовителя.

За достоверность представленной информации несут ответственность дистрибьюторы: ООО «Интер-Термогаз» и ООО «Техноxим»

Таблица пропускной способности

Входное давление, МПа	Пропускная способность***, м³/ч			
	Для исполнений ИТГАЗ-			
	R/72	B/249	A/109	A/149
0,01	20	200	40	90
0,05	40	100	130	270
0,3	65	250	400	400
0,6	70	250	400	400

***Пропускная способность (м³/ч) указана для выходного давления 5 кПа. Пропускную способность при другом выходном давлении уточнить у завода-изготовителя.

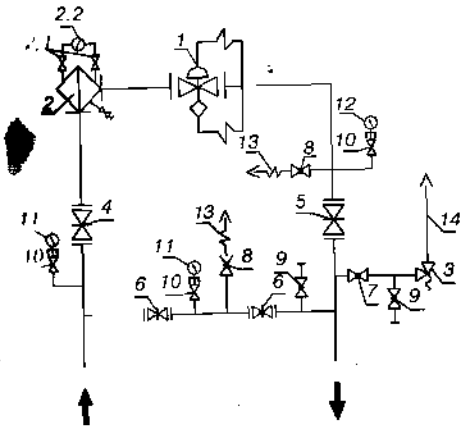
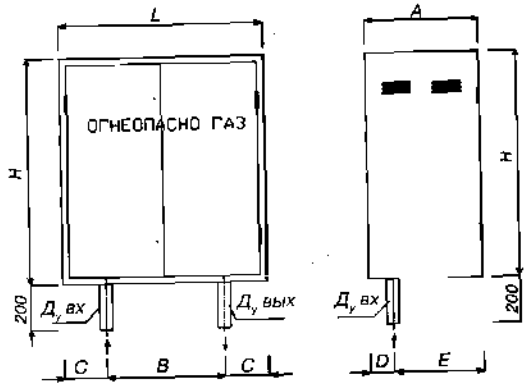
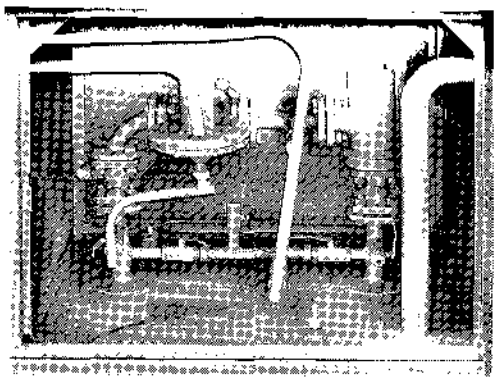


Схема пневматическая функциональная****:
1 — регулятор давления комбинированный;
2 — фильтр картриджный: 2.1 — кран $^1/_4$" под дифференциальный манометр; 2.2 — манометр дифференциальный; 3 — ПСК; 4 — заслонка дисковоротная входная; 5 — заслонка дисковоротная выходная; 6 — заслонка дисковоротная на байпасе; 7 — кран шаровой $Д_у$ 25; 8 — кран шаровой $Д_у$ 20; 9 — кран шаровой $Д_у$ 15; 10 — кран трехходовой под манометр; 11 — манометр 0-0,6 МПа; 12 — манометр 0-10 кПа; 13 — штуцер «елочка» под шланг; 14 — шланг гибкий от ПСК

**** Пневматическая функциональная схема для различных моделей ШРП может незначительно отличаться.





Газорегуляторные пункты шкафные ГРПН-300

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 30

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДУ-32 (РД-32).
Выходное давление — 1,2–3,5 кПа.
Перепад давления на фильтре:
на чистом фильтре — 500 мм вод. ст.
на грязном фильтре — 1000 мм вод. ст.
Присоединение фланцевое по ГОСТ 12815-80:
$Д_у$ входного патрубка — 32 мм;
$Д_у$ выходного патрубка — 32 мм.
Масса — 90 кг.

	ГРПН-300-10-0,3	ГРПН-300-6-1,2	ГРПН-300-4-1,2
Максимальное входное давление, МПа	0,05–0,3	0,05–1,2	0,05–1,2
Условный диаметр седла, мм	10	6	4
Пропускная способность, $м^3/ч$, при входном давлении, МПа:			
0,05	28,0	23,0	12,0
0,1	50,0	35,0	23,0
0,2	90,0	65,0	31,0
0,3	124,0	77,0	43,0
0,4		97,0	52,0
0,5		129,0	62,0
0,6		155,0	72,0
0,7		174,0	85,0
0,8		206,0	100,0
0,9		232,0	110,0
1,0		258,0	125,0
1,2			150,0
1,4			180,0
1,6			220,0

Устройство и принцип работы

Газорегуляторный пункт состоит из шкафа *1*, в котором смонтированы основная линия редуцирования *2* и байпасная ветка *3*. Основная линия редуцирования *2* состоит из крана входного *4*, фильтра газового *7*, регулятора давления газа *8* и выходного крана *11*. При ремонте технологического оборудования подача газа к потребителю осуществляется через обводную линию (байпас), которая состоит из двух кранов: запорного — *12*, регулирующего — *15* и манометра *19*. Для сброса порции газа при ремонте технологического оборудования предусмотрены сбросные трубопроводы с кранами *5, 13*. Фильтр газовый *7* предназначен для очистки газа от механических примесей. Степень загрязнения фильтра определяется по перепаду давления до и после фильтра. Перепад давления должен измеряться эксплуатирующей организацией дифманометром, подсоединяемым к кранам 6, установленным на катушках до и после фильтра.

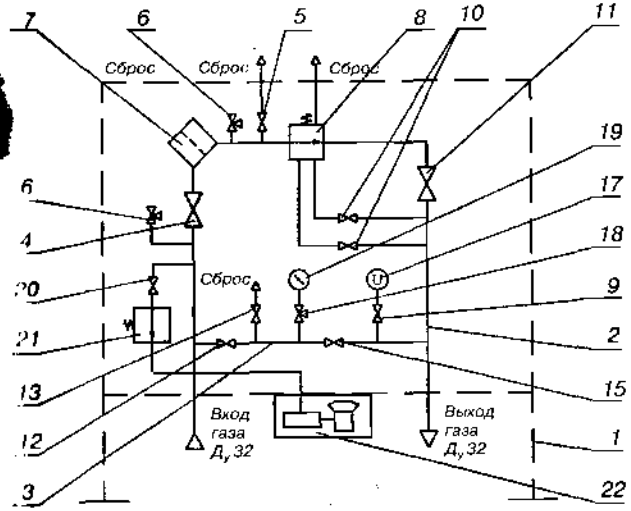
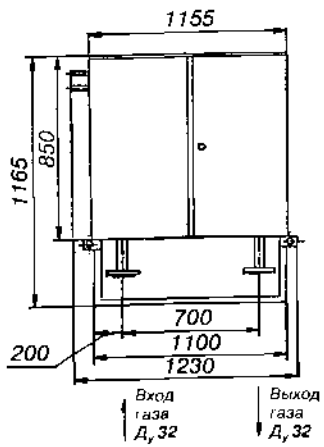
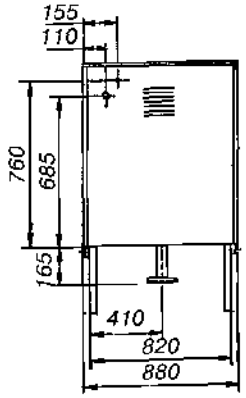
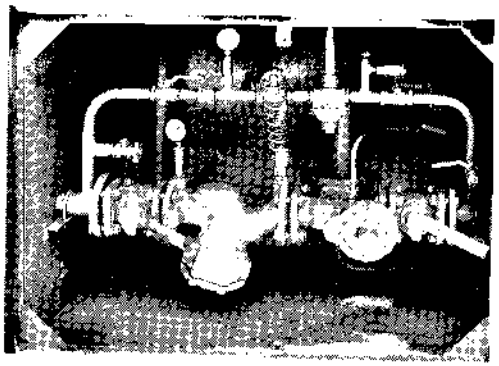


Схема пневматическая функциональная:
1 — шкаф; 2 — основная линия редуцирования; 3 — байбасная ветка; 4 — кран входной; 5, 12, 13, 15 — краны (вентили); 6, 18 — устройства запорно-сбросные (краны трехходовые); 7 — фильтр газовый; 8 — регулятор давления универсальный РДУ-32 (РД-32); 9, 10, 20 — краны $Д_у$ 15; 11 — кран выходной; 17 - манометр; 19 — манометр; 21 — регулятор РДСГ-1-1,2; 22 — обогреватель





Габаритный чертеж ГРПН-300



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом ГРПШ-400У

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа	РДНК-400
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Давление газа на входе, МПа	0,6
Давление газа на выходе, МПа	0,002–0,005
Максимальная пропускная способность, м³/ч	500
Тепловая мощность обогревателя, кВт, при давлении газа 2000 Па	1,1
Расход газа на обогреватель, м³/ч, при давлении газа 2000 Па	0,1
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, С	90
Габаритные размеры, мм:	
длина	1200
ширина	720
высота	1080
Масса, кг	160

Устройство и принцип работы

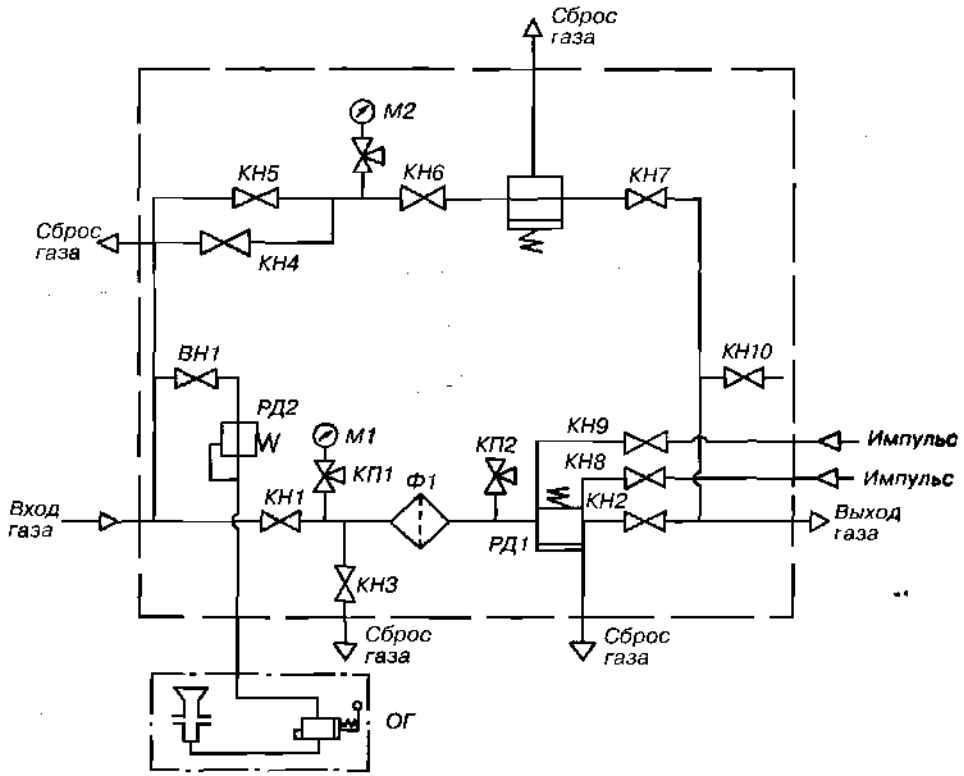
ГРП шкафной (см. рисунок) состоит из металлического шкафа *1* с размещенным в нем технологическим оборудованием *3*. Под днищем металлического шкафа установлен обогреватель *2*, предназначенный для обогрева ГРП шкафного в холодное время. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *4, 5*.

Для подвода газа от ГРП шкафного к обогревателю имеется газопровод *6*. Регулятор давления РД2, вентиль ВН1 обеспечивает работу обогревателя.

Технологическое оборудование ГРП шкафного состоит из линии редуцирования и байпаса. Газ через кран КН1 подводится к фильтру Ф1, очищается от механических примесей и поступает к регулятору давления РД1, предназначенному для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, отключения подачи газа при повышении и понижении выходного давления сверх допустимых пределов.

От регулятора РД1 газ поступает к потребителю через кран КН2.

Для измерения входного давления газа предназначен манометр М1, присоединенный к выходному газопроводу через трехлинейный клапан КП1.



Для определения перепада давления до и после фильтра Ф1 предусмотрены трехлинейные клапаны КП1, КП2, служащие для присоединения дифманометра.

Через краны КН3 и КН4 рабочая линия редуцирования и байпас соединены с продувочным газопроводом.

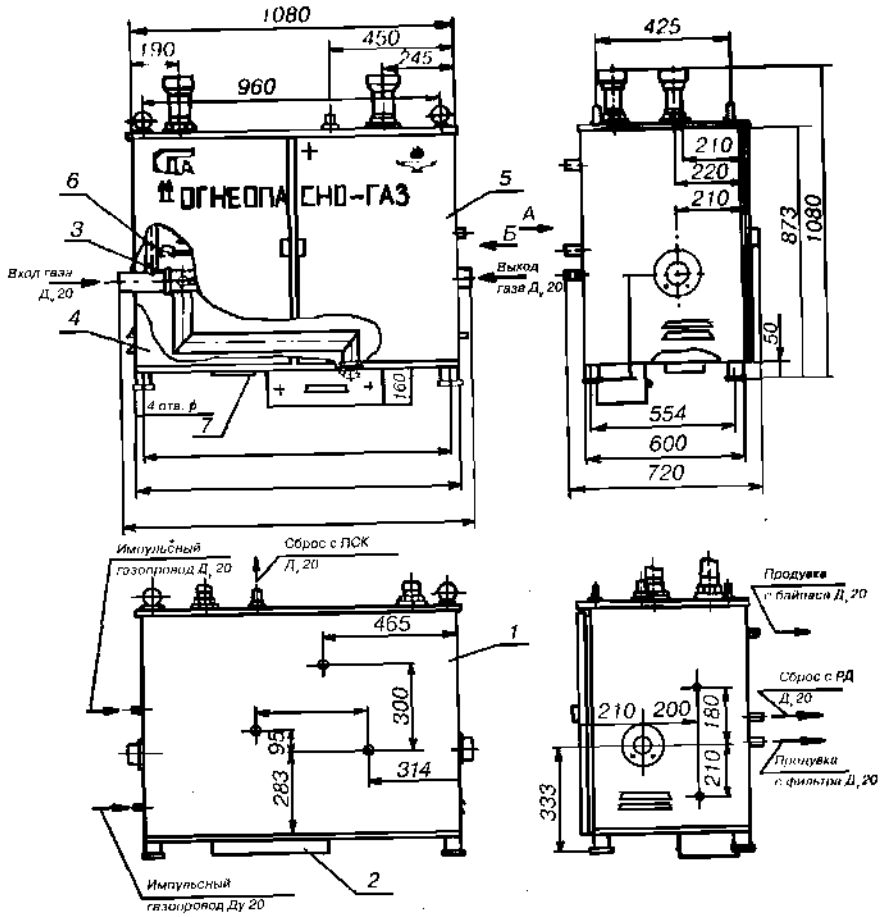
На импульсных линиях установлены краны КН8, КН9.

Для подключения мановакуумметра в целях определения давления на выходе служит кран КН10 с ввернутым в него ниппелем.

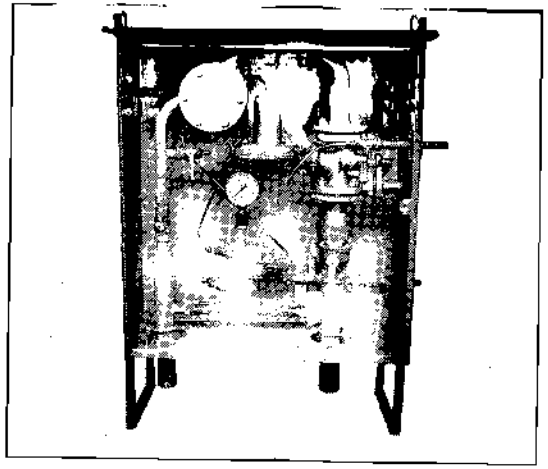
Байпасная линия имеет два крана КН5 и КН6, между которыми подсоединен манометр М2 через трехлинейный клапан КП3.

Сбросной клапан КП4 предназначен для аварийного сброса газа при работе на байпасе.

При работающей линии редуцирования кран КН7 перекрыт.



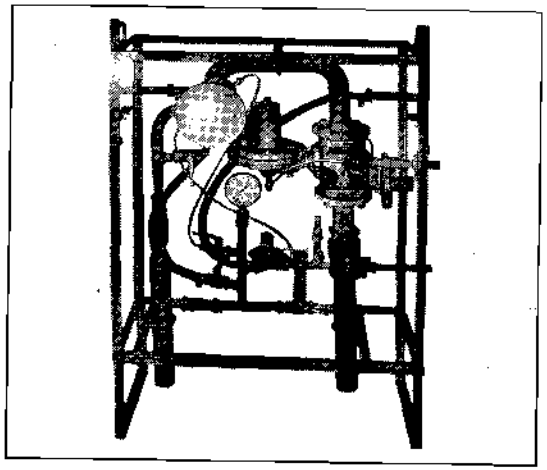
Габаритный чертеж ГРПШ-400У:
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; 3 — технологическое оборудование; 4, 5 — две ри; 6 — газопровод; 7 — крышка люка



Газорегуляторные пункты шкафные*

ГРПШ-400,
ГРПШ-400-01,
ГРПШ-01-У1,
ГРПШ-07-У1,
ГРПШ-03М-У1,
ГРПШ-03БМ-У1

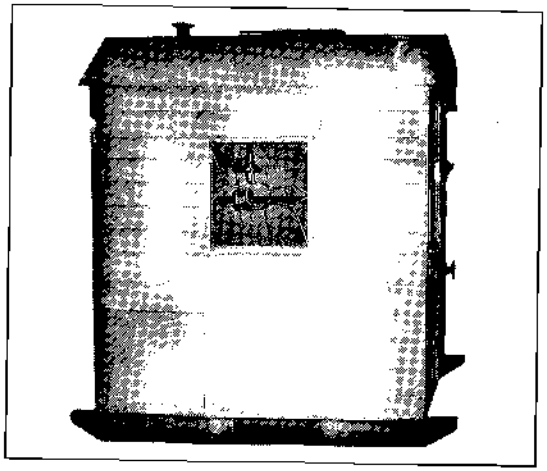
с одной линией редуцирования и байпасом



Газорегуляторные установки*

ГРУ-400,
ГРУ-400-01,
ГРУ-01-У1,
ГРУ-07-У1,
ГРУ-03М-У1,
ГРУ-03БМ-У1

с одной линией редуцирования и байпасом



Пункты газорегуляторные блочные*

ПГБ-400,
ПГБ-400-01,
ПГБ-01-У1,
ПГБ-07-У1,
ПГБ-03М-У1,
ПГБ-03ВМ-У1

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	400	400-01	01-У1	07-У1	03М-У1	03БМ-У1
Регулятор давления газа	РДНК-400	РДНК-400М	РДНК-У	РДНК-1000	РДСК-50М	РДСК-50БМ
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87					
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6	0,6	1,2	0,6	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	2–5	2–5	2–5	2–5	10–100	270–300
Пропускная способность (для газа плотностью $\rho = 0{,}73$ кг/м³), м³/ч	250	500	900	800	900	1100
Наличие отопления:						
ГРПШ	—	—	—	—	—	—
ГРУ	—	—	—	—	—	—
ПГБ	+	+	+	+	+	+
Масса, кг:						
ГРПШ	90	90	90	90	90	90
ГРУ	70	70	70	70	70	70
ПГБ	1300	1300	1300	1300	1300	1300

Устройство и принцип работы

Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— узел фильтра;
— линия редуцирования давления газа;
— обводная линия, байпас.

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

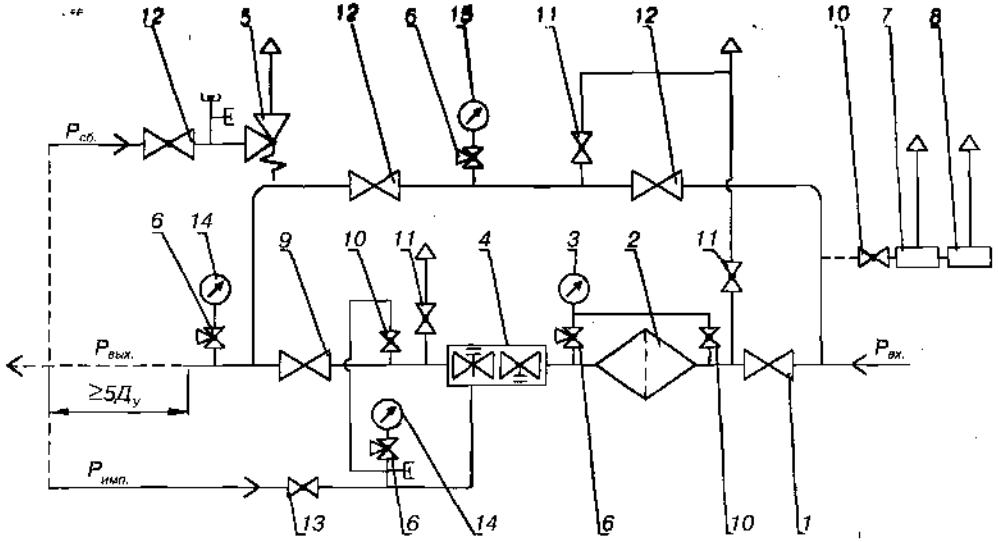


Схема пневматическая функциональная:
1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа; 5 — предохранительный сбросной клапан; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — запорная арматура; 10, 11, 12, 13 — запорная арматура; 14 — выходной манометр; 15 — манометр

Пункт работает следующим образом.

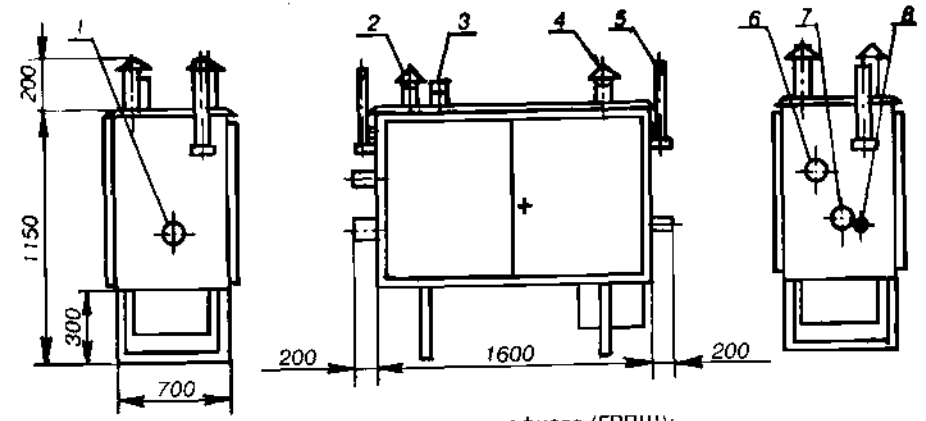
Газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4*, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран *9* поступает к потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается предохранительный сбросной клапан *5*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу.

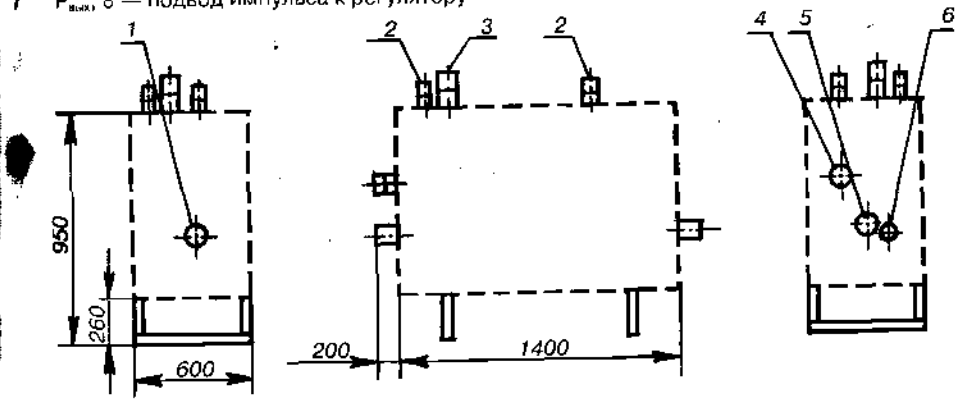
При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор. На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах *1* и *9* газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру *14*.

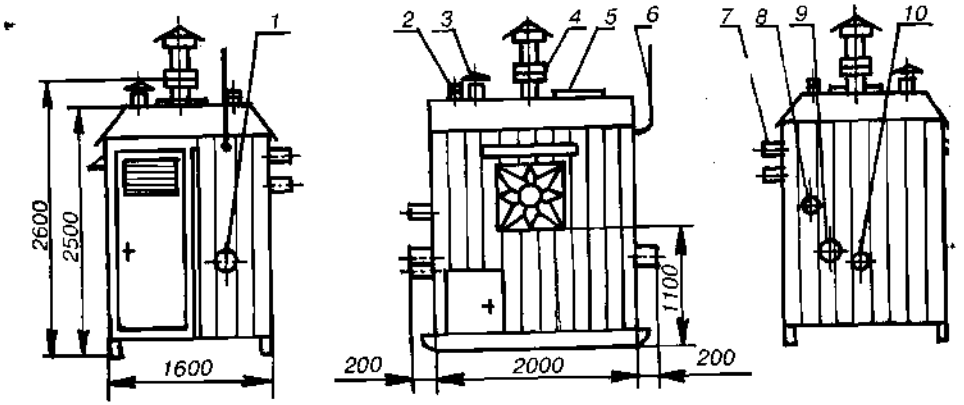
На входном газопроводе после входного крана *1*, после регулятора давления газа *4* и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.



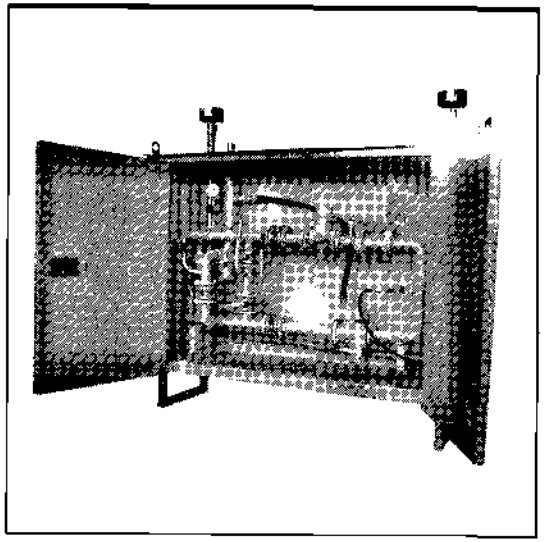
Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — $P_{вх}$; 2 — дымоход; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вентиляционный патрубок; 5 — продувочный патрубок; 6 — вход клапана предохранительного сбросного; 7 — $P_{вых}$; 8 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — $P_{вх}$; 2 — продувочный патрубок; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — $P_{вых}$; 6 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — $P_{вх}$; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — $P_{вых}$; 10 — подвод импульса к регулятору



Пункты редуцирования газа ПРДГ

Предприятие-изготовитель: 80

Технические характеристики

Давление газа на входе $P_{вх}$ — 0,6 МПа.

Диапазон настройки давления газа на выходе, $P_{вых}$ — 2–50 кПа.

Диапазон срабатывания предохранительного запорного клапана при понижении выходного давления — 0,5· $P_{вых}$

Диапазон срабатывания предохранительного запорного клапана при повышении выходного давления — 1,25· $P_{вых}$

Давление срабатывания предохранительного сбросного устройства — 1,15 · $P_{вых}$

Пропускная способность — 1200 нм³/ч.

Температура рабочей среды — от –20 С до +60 °С.

Температура окружающей среды:

ПРДГ-Р-500, ПРДГ-Ш-500 — от –20 °С до +60 °С;

ПРДГ-ШУЭО-500, ПРДГ-ШУГО-500 — от –40 °С до +60 °С.

Диаметр условного прохода входного присоединительного фланца — 50 мм.

Диаметр условного прохода выходного присоединительного фланца — 50 мм.

Габаритные размеры — 2100 х 700 х 2000 мм.

Масса:

ПРДГ-Р-500 — 270 кг;

ПРДГ-Ш-500 — 420 кг;

ПРДГ-ШУЭО-500 — 470 кг;

ПРДГ-ШУГО-500 — 490 кг.

Устройство и принцип работы

Пункт представляет собой рамную сварную конструкцию с расположенными на ней трубопроводом и газовым оборудованием, помещенными в неутепленный неотапливаемый металлический шкаф (исполнение «Ш») либо в металлический шкаф с теплоизоляцией и обогревом (исполнения «ШУЭО» и «ШУГО»).

В конструкции пункта исполнения «ШУЭО» предусмотрен электрообогрев для обогрева шкафного оборудования в холодное время, выполненный во взрывобезопасном исполнении со степенью взрывозащиты, позволяющей его применение во взрывоопасных зонах класса В-1а и класса В-1г, где в аварийных ситуациях возможно образование взрывоопасных смесей температурных групп Т1-Т6 согласно «Правилом устройств электроустановок (ПУЭ)».

В конструкции пункта исполнения «ШУГО» предусмотрено газовое обогревательное оборудование.

Пункты имеют строповочные устройства (места строповок), рассчитанные на подъем и погрузку.

В состав пункта входят:

— фильтр газа Ф1;

— контрольно-измерительные приборы МН1, МН3 для измерения давления газа на входе и выходе пункта и контроля перепада давления на фильтре газа;

— регулятор давления газа КР1*;

— предохранительно-запорный клапан (ПЗК)*;

— предохранительный сбросной клапан (ПСК) КП1*;

— устройство обводного газопровода (байпас) с установленными на нем последовательно двумя отключающими устройствами ВН14, ВН15, а также контрольным манометром и продувочным трубопроводом, установленными на участке между отключающими устройствами;

— электрообогреватель с терморегулятором для исполнения ШУЭО либо газовый обогреватель для исполнения ШУГО.

Пункт работает следующим образом: газ по входному трубопроводу через входное запорное устройство ВН13 поступает на фильтр газа Ф1, оснащенный индикатором перепада давления;

— после фильтра газ поступает на регулятор давления газа КР1, где происходит снижение давления газа до требуемого значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходное запорное устройство ВН16 поступает к потребителю;

— при повышении выходного давления выше допустимого заданного значения, открывается предохранительный сбросной клапан КП1, в том числе встроенный в регулятор давления газа, и происходит сброс газа в атмосферу;

— при дальнейшем повышении или понижении выходного давления газа сверх допустимых значений срабатывает встроенный в регулятор давления

* Допускается применение комбинированного регулятора давления газа со встроенными предохранительными устройствами (запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК)).

газа предохранительный запорный клапан, перекрывающий вход газа в регулятор;

— для ремонта и проверки оборудования при закрытых входном и выходном запорных устройствах, для поступления газа к потребителю предусмотрен обводной трубопровод (байпас). В этом случае регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными на байпасе запорными устройствами ВН14, ВН15. Второе по ходу газа запорное устройство ВН15 обеспечивает плавное регулирование расхода газа. Контроль давления производится по манометру МН3, установленному на выходном участке трубопровода пункта;

— на входном участке трубопровода пункта после запорного устройства ВН13, а также после регулятора давления газа КР1 и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.

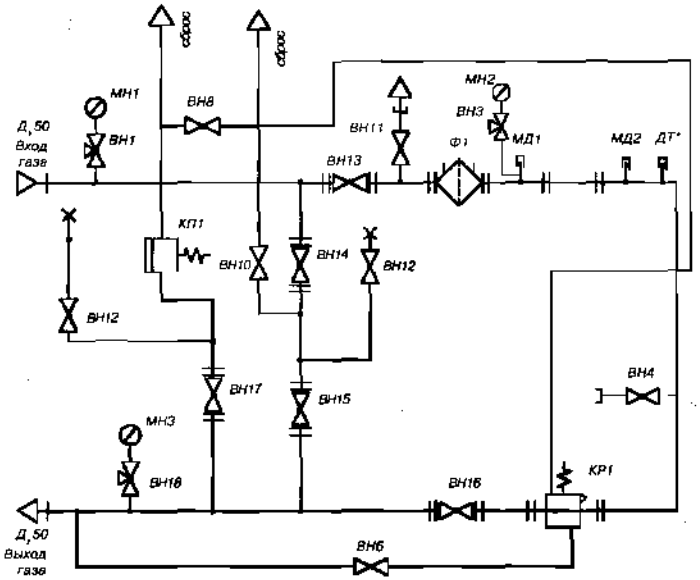
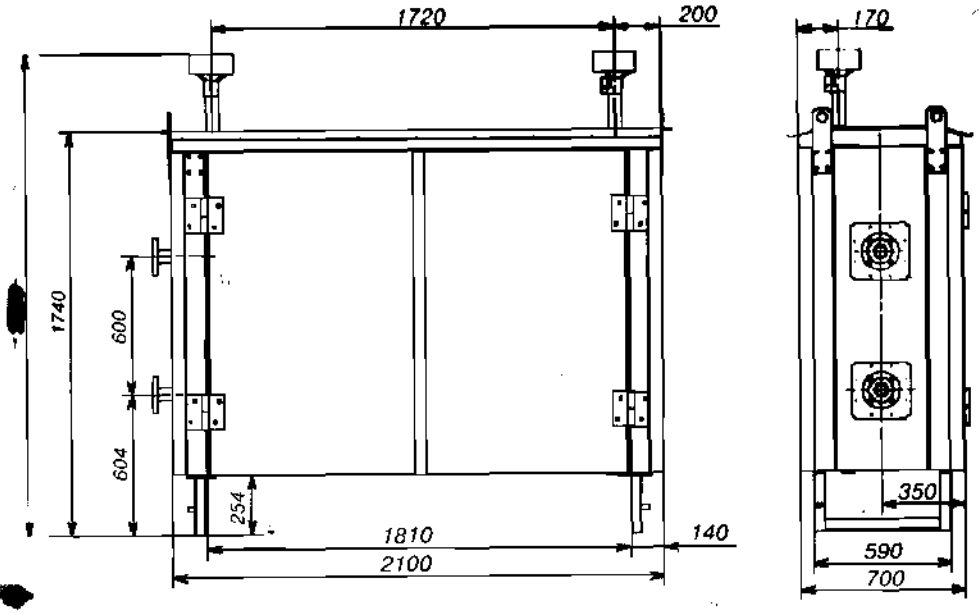
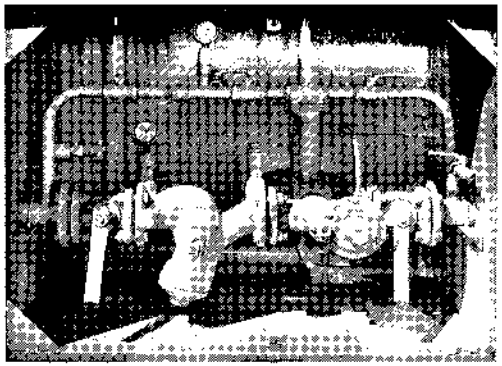


Схема пневматическая функциональная:
ВН1-ВН3, ВН18 — кран трехходовой д/манометр; ВН4, ВН6, ВН8 — кран шаровой муфтовый 11б27п Ду 15; ВН10, ВН11 — кран шаровой муфтовый 11б27п Д, 20; ВН12 — кран манометра МН-15; ВН13-ВН17 — кран шаровой КШ-50-16; ВН12 — кран кнопочный манометра МН15 ф. «Kromschroder»; КП1 — клапан пружинный сбросной ПСКУ-50 Н/5; КР1 — регулятор давления MR50 «Elster» (Германия); МН1, МН2* — манометр 0,6 МПа; МН3* — манометр 10 кПа; МД1, МД2 — места отбора давления; Ф1 — фильтр газа ФГ16-50 (оснащен индикатором перепада давления ДПД16); ДТ1* — гильза термометра

*Поставляется по заказу.



Габаритный чертеж пункта редуцирования газа ПРДГ



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом* ГРПШН-А-01-У

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

	ГРПШН-А-01-У	ГРПШН-А-01П-У
Регулятор давления газа	РДНК-50	РДНК-50П
Максимальное входное давление, МПа	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2,0–3,5	3,5–5,0
Максимальная пропускная способность, $м^3/ч$	900	900
Тепловая мощность обогревателя, кВт, при давлении газа 2000 Па	1,1	1,1
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па, $м^3/ч$	0,1	0,1
Время включения обогревателя, с	90	90
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с	90	90
Габаритные размеры, мм		
длина	1200	1200
ширина	720	720
высота	1080	1080
Масса, кг, не более	160	160

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной в соответствии с рисунком состоит из металлического шкафа *1*, размещенного в нем технологического оборудования *3*. Под днищем металлического шкафа установлен обогреватель *2*, предназначенный для обогрева ГРП шкафного в холодное время года. Для удобства обслуживания в шкафу имеются дверки *4, 5*. Для подвода газа от ГРПШ к обогревателю имеется газопровод *6*. Регулятор давления РД2, вентиль ВН1 обеспечивают работу обогревателя.

* По заказу возможно изготовление данного изделия с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Технологическое оборудование состоит из рабочей линии редуцирования и байпаса. Газ через кран шаровой КН1 подводится к фильтру Ф1, очищается от механических примесей и поступает к регулятору давления РД1, предназначенному для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, отключения подачи газа при повышении или понижении выходного давления сверх допустимых пределов.

От регулятора РД1 газ поступает к потребителю через кран КН2. Для измерения входного давления газа предназначен манометр М1, присоединенный к входному газопроводу через трехлинейный клапан КП1. Для определения перепада давления до и после фильтра Ф1 предусмотрены трехлинейные клапаны КП1, КП2, служащие для присоединения дифманометра. Через краны КН3 и КН4 рабочая линия редуцирования и байпас соединены с продувочным газопроводом. На импульсных линиях установлены краны КН8, КН9. Для подключения мановакуумметра в целях определения давления на выходе служит кран КН10 с ввернутым в него ниппелем. Байпасная линия имеет два крана КН5 и КН6, между которыми присоединен манометр М2 через трехлинейный клапан КП3. Сбросной клапан КП4 предназначен для аварийного сброса газа при работе на байпасе. При работающей линии редуцирования кран КН7 перекрыт.

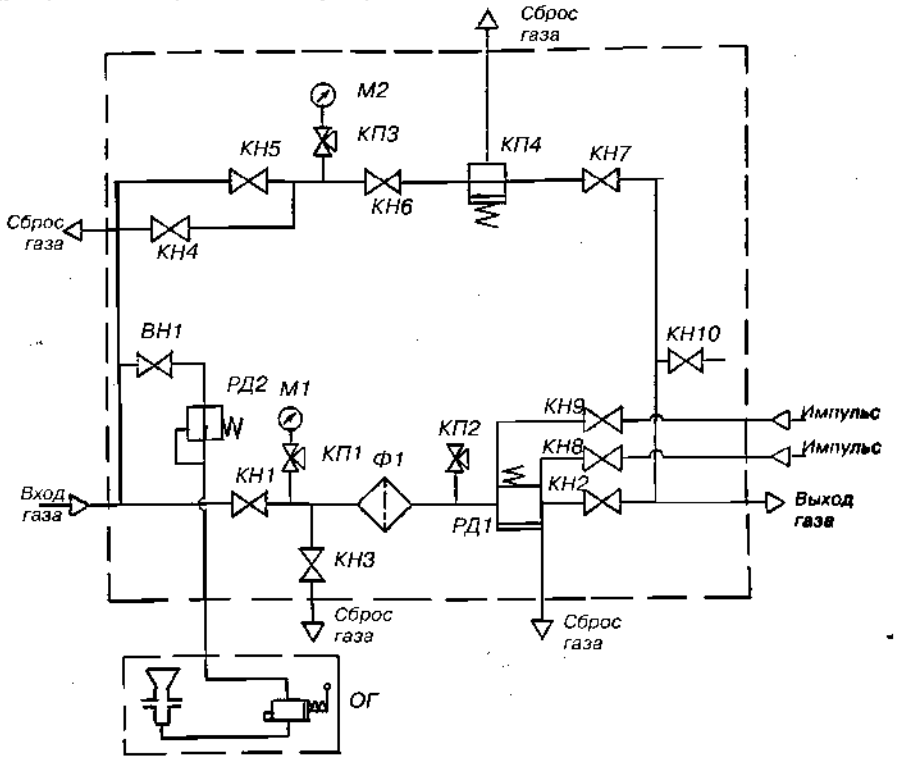
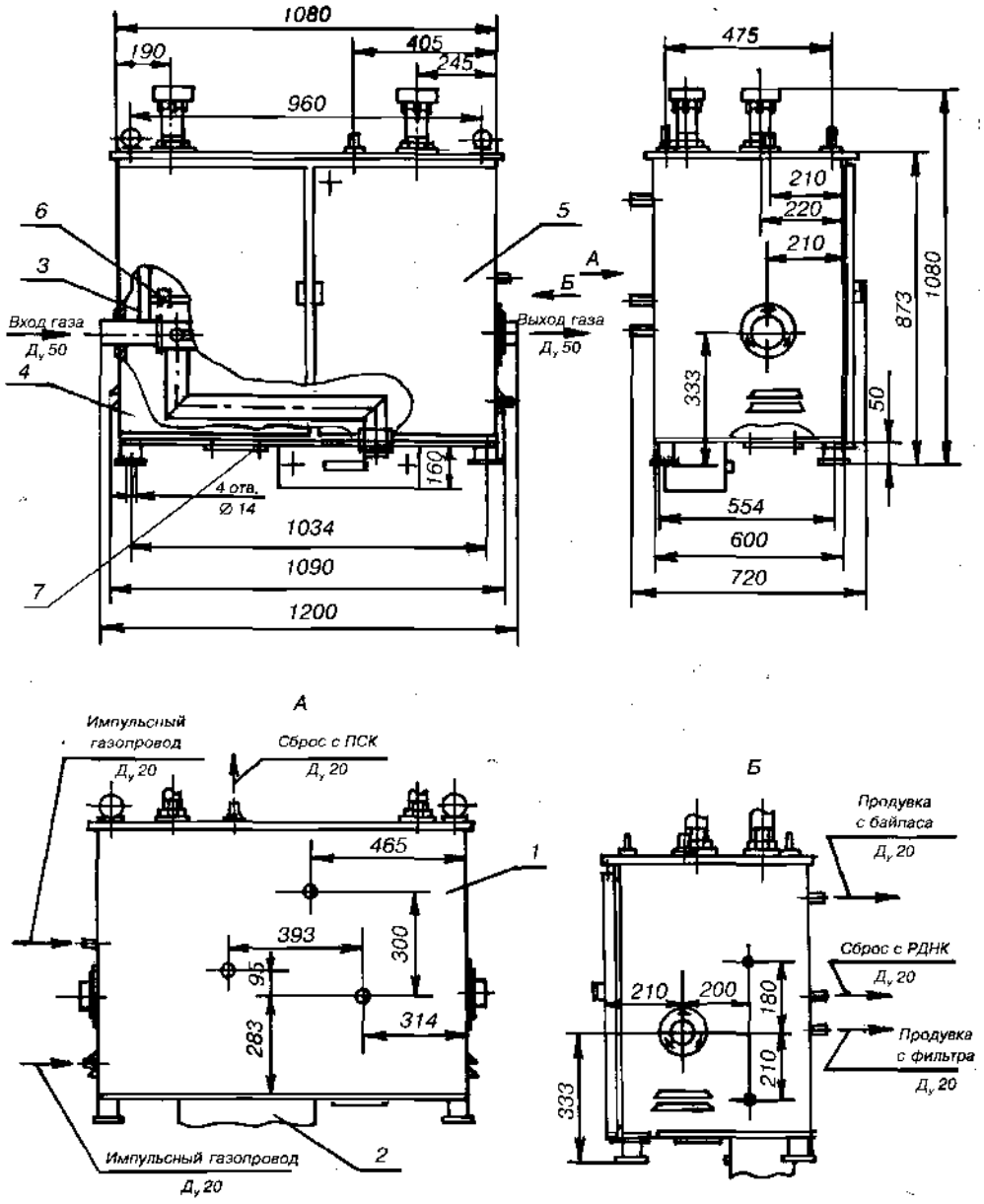
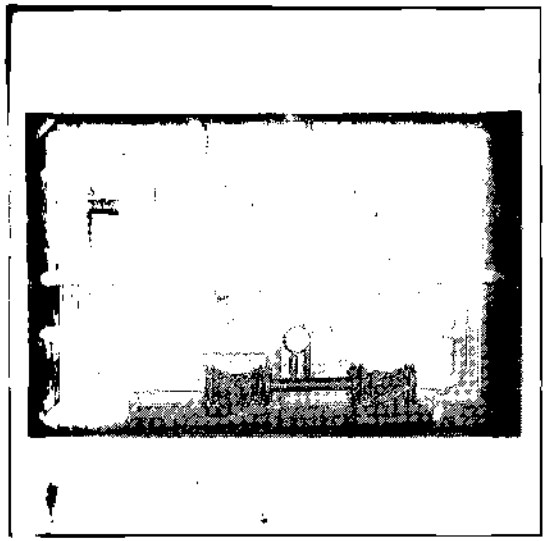


Схема пневматическая функциональная:
РД1 — регулятор давления газа РДНК; РД2 — регулятор давления газа РДСГ1-1,2; КП1, КП2, КП3 — клапаны трехлинейные; КП4 — клапан пружинный сбросной; КН1–КН10, ВН1 — трубопроводная арматура; ОГ — обогреватель; М1, М2 — манометры; Ф1 — фильтр ФС-50Л



Габаритный чертеж ГРПШН-А-01-У:
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; 3 — оборудование технологическое; 4, 5 — дверки; 6 — газопровод; 7 — крышка люка



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом* ГСГО

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: **15**

Технические характеристики

Максимальное входное давление — 1,2 МПа.

Пропускная способность при давлении на входе:

0,1 МПа — 700 м³/ч;

0,3 МПа — 1200 м³/ч;

0,6 МПа — 2600 м³/ч;

0,9 МПа — 4200 м³/ч;

1,2 МПа — 5200 м³/ч.

Расход газа на обогреватель при давлении 2000 Па — 0,1 м³/ч.

Тепловая мощность газового обогревателя при давлении газа 2000 Па — 1,1 кВт.

Время включения обогревателя — 90 с.

Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа — 90 с.

Масса — 450 кг.

	Значения для исполнения ГСГО						
	-00 -01	-02 -03	-04 -05	-06 -07	-08 -09	-10 -11	-12 -13
Регулятор давления газа	РДБК1-50				РДБК1П-50		
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	1–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, МПа	0,00126–0,005	0,005–0,02	0,02–0,05	0,05–0,075	0,075–0,126	0,126–0,3	0,3–0,7
Пределы настройки автоматического отключения подачи газа, МПа							
при повышении выходного давления	0,0014–0,006	0,006–0,022	0,022–0,060	0,06–0,08	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0003–0,0020	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4

* По заказу возможно изготовление данного изделия с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с размещенным в нем технологическим оборудованием *3*. Под днищем расположен обогреватель *2*, предназначенный для обогрева ГРПШ в холодное время года. Для удобства обслуживания в шкафу имеются дверки *5, 6*. ГРПШ изготавливается с подводом газа справа или слева. Для подвода газа к обогревателю от шкафной установки имеется газопровод *7*, регулятор давления газа *4* (РДСГ1-1,2), вентиль ВН1.

Технологическое оборудование ГРПШ состоит из двух линий: рабочей и обводной (байпас). Газ через кран КП2 поступает к фильтру сетчатому ФС, очищается от механических примесей и поступает к клапану предохранительному запорному КП6, предназначенному для автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления после регулятора РД2 сверх установленного.

Через клапан КП6 газ поступает к регулятору давления РД2, предназначенному для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах. От регулятора давления через кран КП3 газ поступает к потребителю. Для определения перепада давления до и после фильтра сетчатого предусмотрены трехлинейные краны КН8 и КН9, предназначенные для присоединения манометров.

Манометры М1 и М2 служат для контроля давления в рабочей и резервной линиях. Краны КП2, КП3 предназначены для перекрытия рабочей линии. На импульсной линии установлен кран КН3, предназначенный для настройки клапана КП6.

Для отключения импульсного газопровода при ремонте клапана КП6 установлен кран КН2. Обводная линия предназначена для обеспечения бесперебойной работы ГРПШ в случае ремонта рабочей линии. Сбросной клапан КП7 предназначен для аварийного

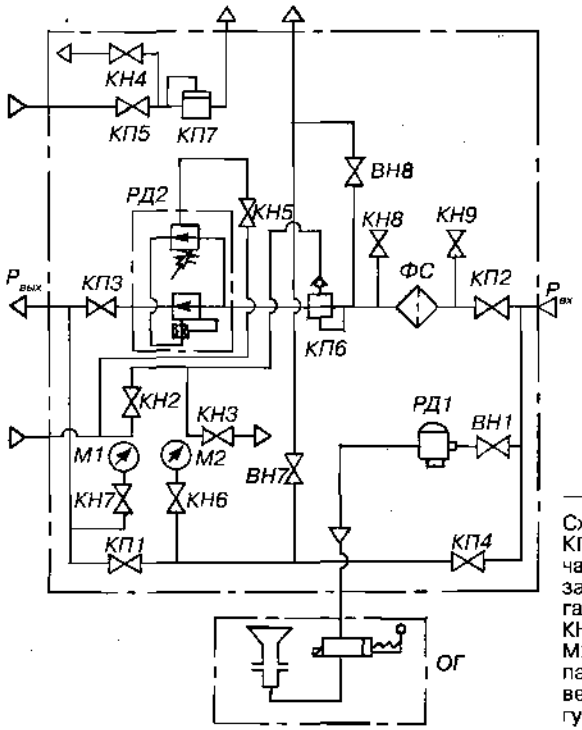


Схема пневматическая функциональная: КП2 — входной кран; ФС — фильтр сетчатый; КП6 — клапан предохранительно-запорный; РД2 — регулятор давления газа РДБК1-50; КП3 — выходной кран; КН8, КН9 — трехлинейные краны; М1, М2 — манометры; КП7 — сбросной клапан; КН2, КН3, КН4 — краны; ВН7, ВН8 — вентили; ОГ — обогреватель; РД1 — регулятор давления газа РДСГ1-1,2

броса газа, кран КН4 — для настройки порога срабатывания клапана сбросного. Для продувки участников газопроводов «на свечу» после первого отключающего устройства на основной и обводной линиях установлены вентили ВН7 и ВН8. Через вентиль ВН1 и регулятор РД1 газ поступает в обогреватель ОГ.

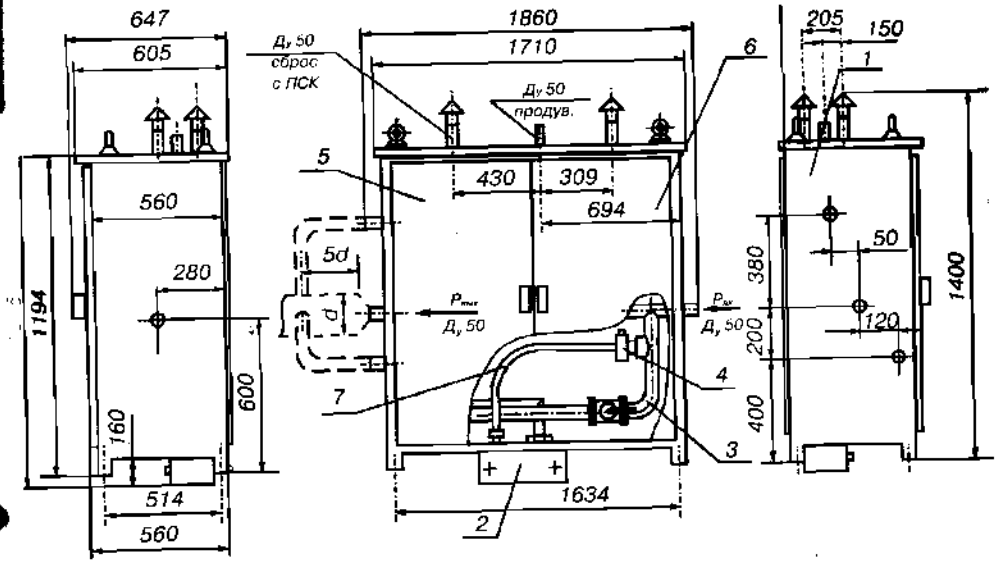


Рис. 1. Габаритный чертеж ГСГО (подвод газа справа):
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; 3 — оборудование технологическое; 4 — регулятор давления газа; 5, 6 — дверки; 7 — газопровод

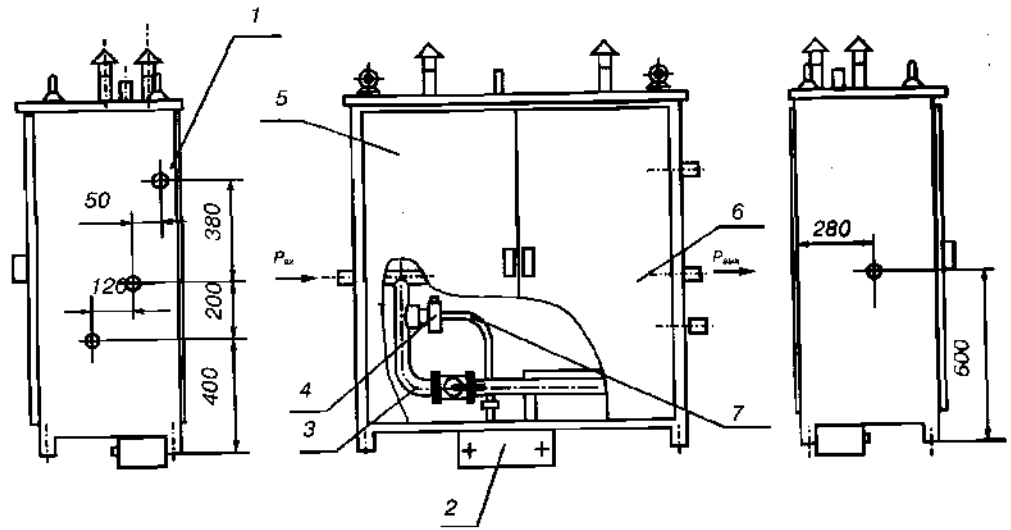
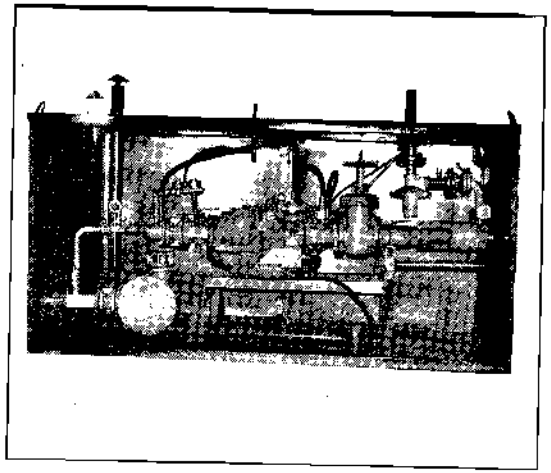


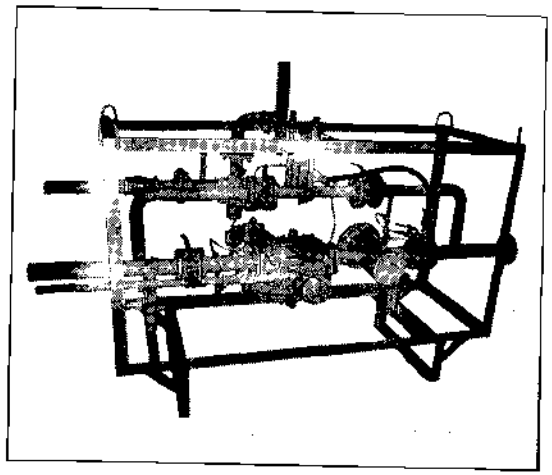
Рис. 2. Габаритный чертеж ГСГО (подвод газа слева):
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; 3 — оборудование технологическое; 4 — регулятор давления газа; 5, 6 — дверки; 7 — газопровод



Газорегуляторные пункты шкафные*

ГРПШ-13-1Н(В)-У1,
ГРПШ-15-1Н(В)-У1,
ГРПШ-16-1Н(В)-У1

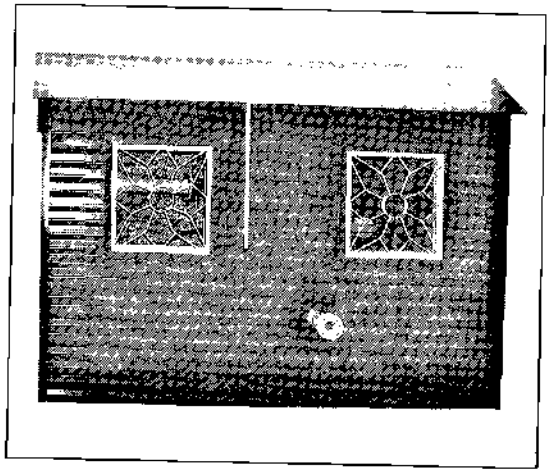
с одной линией редуцирования и байпасом



Газорегуляторные установки*

ГРУ-13-1Н(В)-У1,
ГРУ-15-1Н(В)-У1,
ГРУ-16-1Н(В)-У1

с одной линией редуцирования и байпасом



Пункты газорегуляторные блочные*

ПГБ-13-1Н(В)-У1,
ПГБ-15-1Н(В)-У1,
ПГБ-16-1Н(В)-У1

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-1Н-У1	13-1В-У1	15-1Н-У1	15-1В-У1	16-1Н-У1	16-1В-У1
Регулятор давления газа	РДГ-50Н	РДГ-50В	РДГ-80Н	РДГ-80В	РДГ-150Н	РДГ-150В
Редуцируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87					
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	1,5–60	60–600	1,5–60	60–600	1,5–60	60–600
Пропускная способность (для газа плотностью ρ = 0,73 кг/м³), м³/ч	6200	6200	13000	13000	29000	29000
Тепловая мощность устройства горелочного, кВт	7	7	7	7	7	7
Наличие отопления:						
ГРПШ	+	+	+	+	+	+
ГРУ	—	—	—	—	—	—
ПГБ	+	+	+	+	+	+
Габаритные размеры, мм						
ГРПШ:						
длина *L*	2350	2350	2700	2700	2500	2500
ширина *B*	770	770	1000	1000	1200	1200
высота *H*	2000	2000	2300	2300	2300	2300
ГРУ:						
длина *L*	1800	1800	2100	2100	2000	2000
ширина *B*	670	670	850	850	800	800
высота *H*	1450	1450	1500	1500	1850	1850
высота опоры *h*	260	260	260	260	260	260
ПГБ:						
длина *L*	3000	3000	3000	3000	3000	3000
ширина *B*	2100	2100	2300	2300	2300	2300
Масса, кг:						
ГРПШ	400	400	420	420	800	800
ГРУ	350	350	380	380	400	400
ПГБ	2700	2700	2800	2800	3000	3000

Устройство и принцип работы

Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— узел фильтра;
— линия редуцирования давления газа;
— обводная линия, байпас.

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

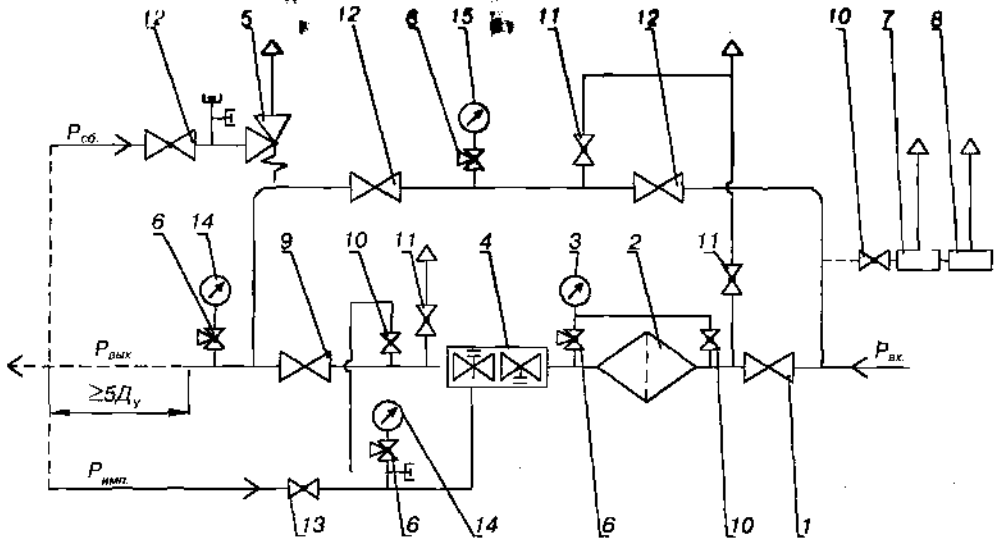


Схема пневматическая функциональная:
1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа; 5 — предохранительный сбросной клапан; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — запорная арматура; 10, 11, 12, 13 — запорная арматура; 14 — выходной манометр; 15 — манометр

Пункт работает следующим образом.

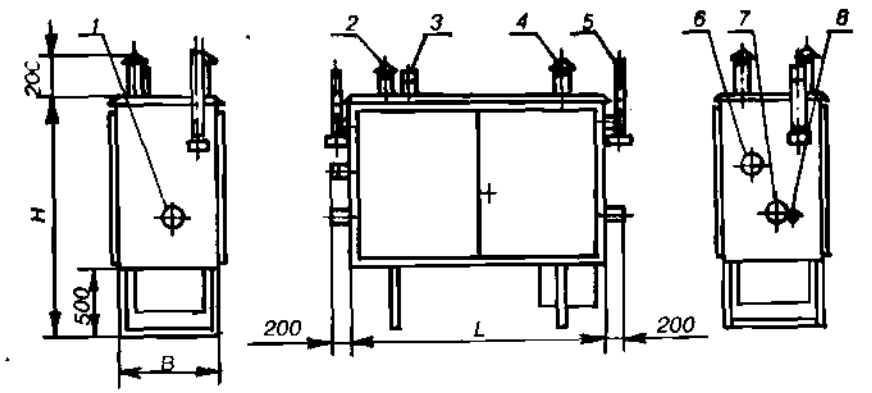
Газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4*, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран *9* поступает к потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается предохранительный сбросной клапан *5*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу.

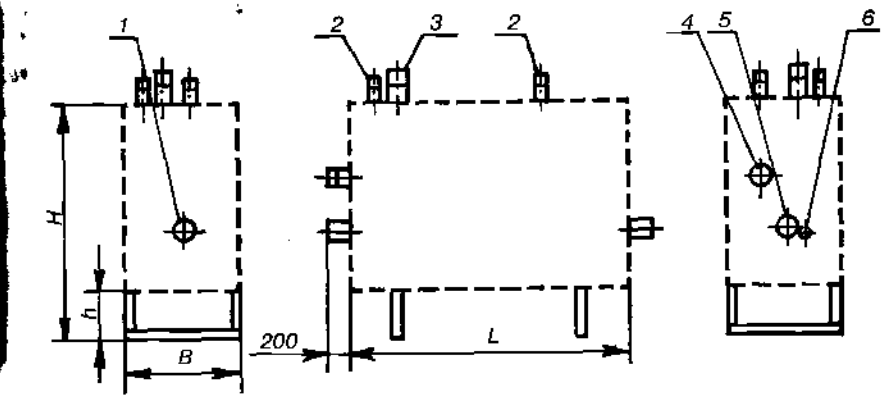
При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор. На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах *1* и *9* газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру *14*.

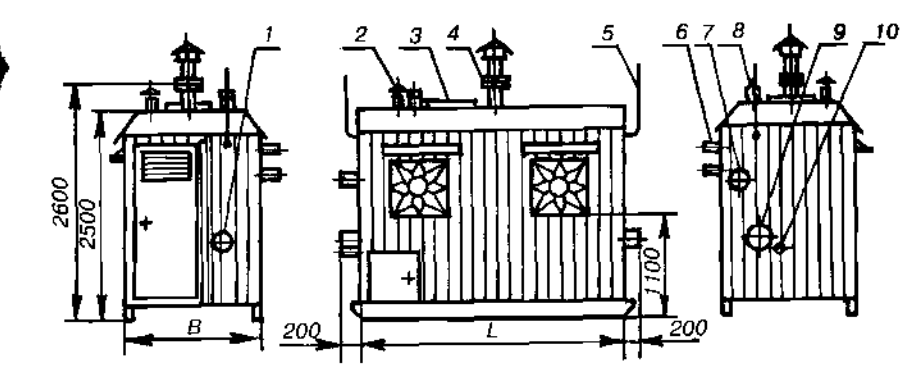
На входном газопроводе после входного крана *1*, после регулятора давления газа *4* и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.



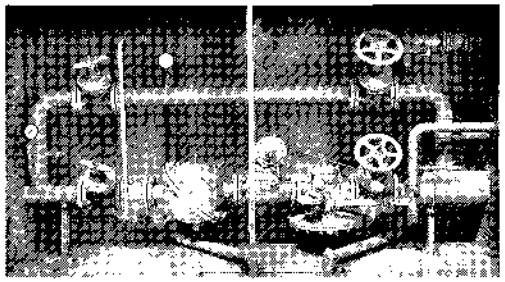
...ритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
$P_{вх}$; 2 — дымоход; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вентиляционный ...рубок; 5 — продувочный патрубок; 6 — вход клапана предохранительного сбросного; $P_{вых}$; 8 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — $P_{вх}$; 2 — продувочный патрубок; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — $P_{вых}$; 6 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — $P_{вх}$; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — ...косбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — $P_{вых}$; 10 — подвод импульса к регулятору



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом* ГСГО-100/1

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДБК1-100/70 или РДБК1П-100/70.

Максимальное входное давление — 1,2 МПа.

Пропускная способность при давлении на входе:

0,1 МПа — 2800 м³/ч;

0,3 МПа — 5600 м³/ч;

0,6 МПа — 13000 м³/ч;

0,9 МПа — 16000 м³/ч;

1,2 МПа — 19000 м³/ч.

Расход газа на обогреватель при давлении 2000 Па — 0,2 м³/ч.

Тепловая мощность газового обогревателя при давлении газа 2000 Па — 2,2 кВт.

Время включения обогревателя — 90 с.

Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа — 90 с.

Масса — 1100 кг.

	100/1	100/1 -01	100/1 -02	100/1 -03	100/1 -04	100/1 -05	100/1 -06
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, МПа	0,0023–0,005	0,005–0,02	0,02–0,05	0,05–0,075	0,075–0,126	0,126–0,3	0,3–0,7
Пределы настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0025–0,006	0,006–0,022	0,022–0,06	0,06–0,08	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0003–0,002	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4

* По заказу возможно изготовление данного изделия с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией. В шкафу размещено технологическое оборудование *4*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *6, 7*, обеспечивающие доступ к технологическому оборудованию. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время года предназначены обогреватели *2, 3*, газ к которым подводится по газопроводу *8*.

Технологическое газовое оборудование ГРП шкафного состоит из одной линии редуцирования и байпасной линии. Газ через кран (задвижку) КН1 поступает к фильтру Ф, где происходит очистка от механических примесей, поступает к клапану предохранительному запорному КП1, предназначенному для автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления после регулятора РД2 сверх установленного. Через клапан КП1 газ поступает к регулятору давления, предназначенному для понижения давления газа и поддержания его в заданных пределах. От регулятора давления через кран (задвижку) КН2 газ поступает к потребителю.

Манометры М1 и М2 служат для контроля давления в основной и обводной линиях. Краны (задвижки) КН1, КН2 предназначены для перекрытия основной линии редуцирования. На импульсной линии установлен кран КН3, предназначенный для настройки клапана КП1.

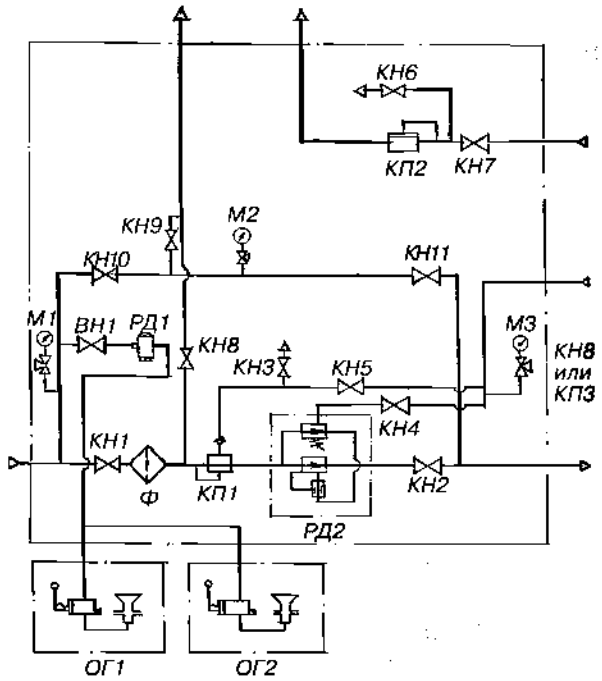
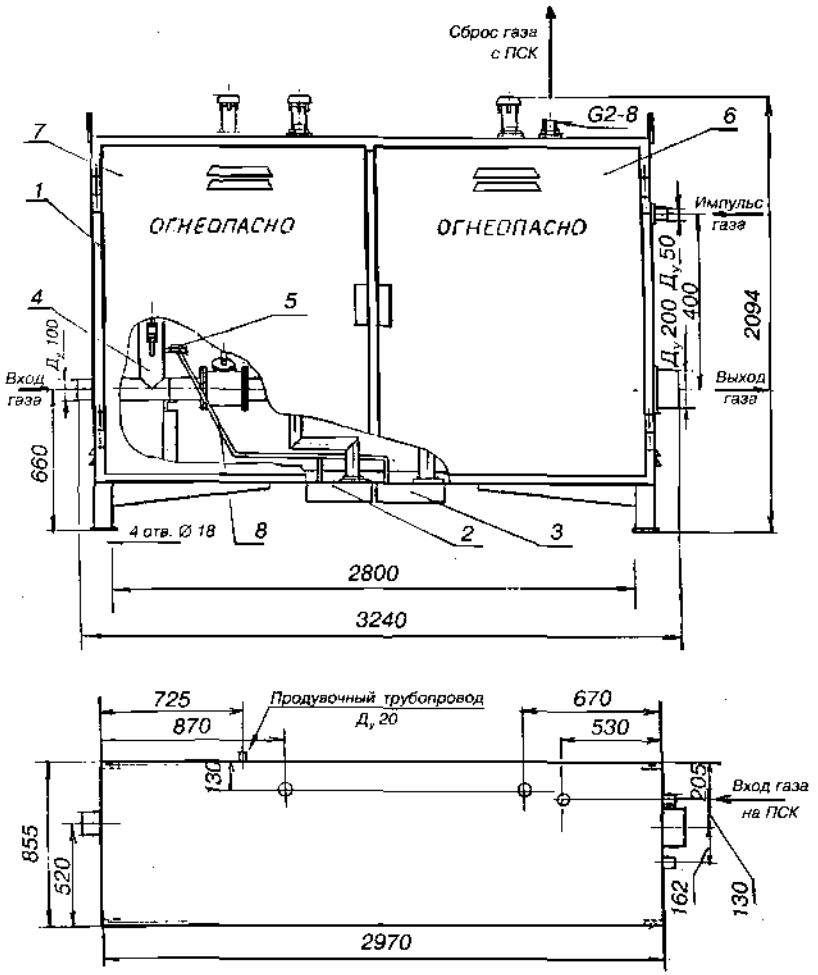


Схема пневматическая функциональная:
КН1 — кран входной; Ф — фильтр; КП1 — клапан предохранительно-запорный; РД2 — регулятор давления газа; КН2 — выходной кран; М1, М2 — манометры; КН4–КН9 — краны; КП2 — предохранительный сбросной клапан; ВН1 — вентиль; РД1 — регулятор давления газа РДСГ1-1,2; КП3 — трехлинейный клапан; ОГ1, ОГ2 — обогреватели

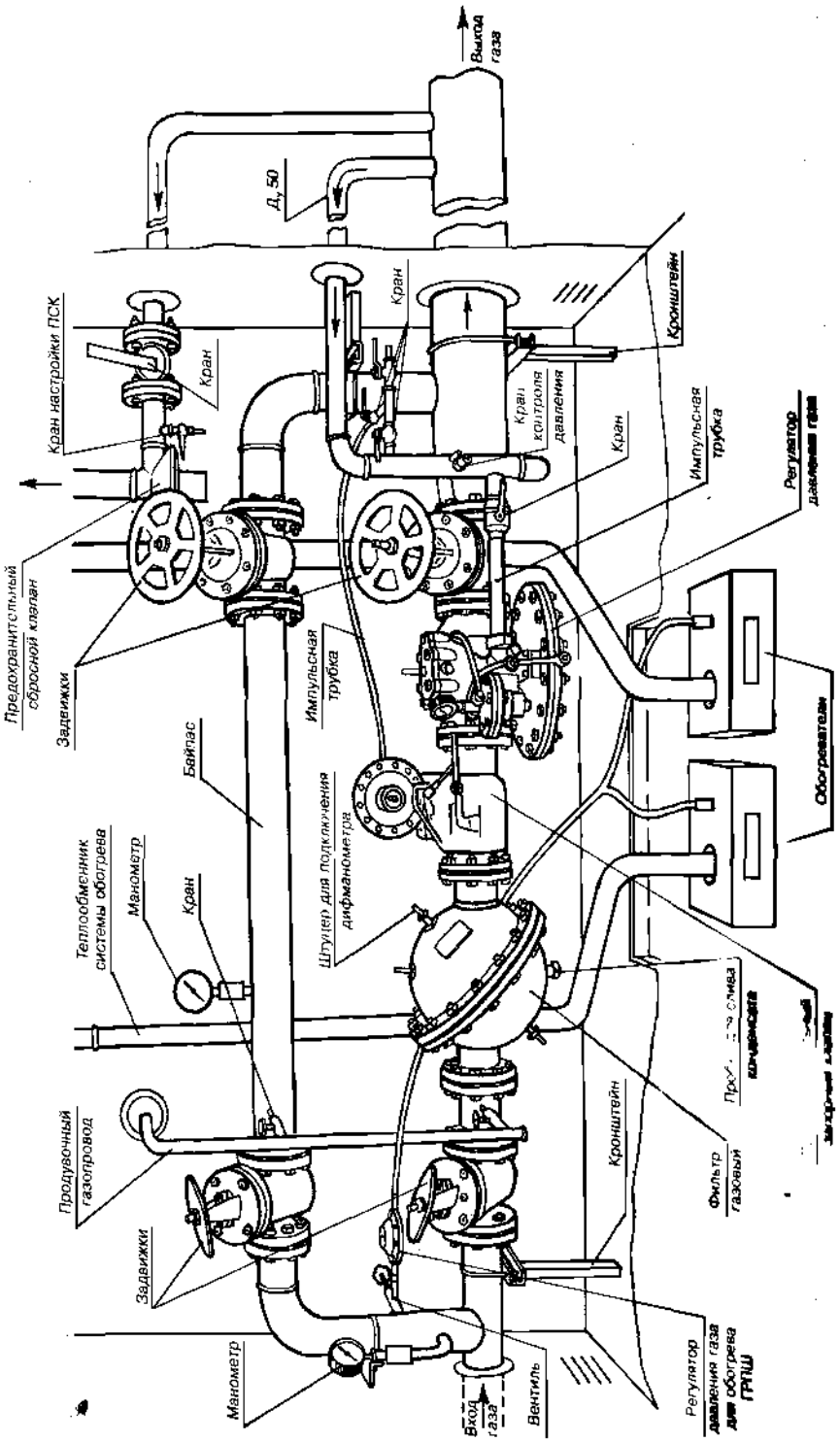
Для отключения импульсного газопровода при ремонте клапана КП1 служит кран КН5. Обводная линия предназначена для обеспечения бесперебойной работы ГРПШ в случае ремонта. Сбросной клапан КП2 предназначен для аварийного сброса газа. Кран КН7 служит для отключения клапана КП2. Для продувки участков газопроводов «на свечу» после первого отключающего устройства предназначены краны КН8, КН9.

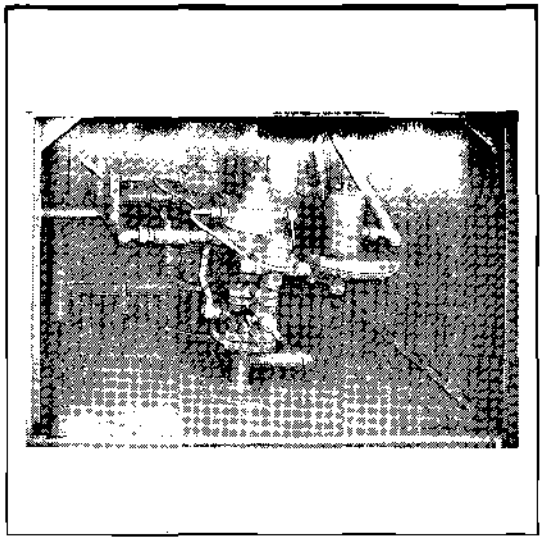
Вентиль ВН1 и регулятор РД1 обеспечивают поступление газа требуемого давления к обогревателям ОГ1, ОГ2. Для замера давления на выходе из регулятора предусмотрены (в зависимости от исполнения) кран КН8 с штуцером для подключения мановакуумметра или клапан трехлинейный КП3 с манометром М3.



Габаритный чертеж ГСГО-100/1:
1 — шкаф металлический; 2, 3 — обогреватели; 4 — оборудование технологическое; 5 — регулятор давления РДСГ1-1,2; 6, 7 — дверки; 8 — газопровод

Газорегуляторный пункт шкафной типа [illegible]
с одной линией редуцирования и байпасом





Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-1

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 30

Технические характеристики

Регулятор давления газа	РДГД-20М
Максимальное давление на входе, МПа (кгс/см²)	0,6 (6)
Номинальное выходное давление, кПа (мм вод. ст.)	1,2–3 (120–300)
Максимальная пропускная способность, м³/ч	100
Присоединительные размеры	
$Д_у$, мм:	
входного патрубка	20
выходного патрубка	32
Габаритные размеры, мм:	
длина	1155
ширина	880
высота	1165
Масса, кг, не более	80

Устройство и принцип работы

Газорегуляторный пункт шкафной состоит из шкафа *1*, в котором смонтирована линия редуцирования *2*, состоящая из двух веток, одна из которых — основная, вторая — резервная. Каждая ветка включает в себя кран входной *3*, регулятор давления газа *6* и кран выходной *9*. Для замера входного давления газа установлен кран *4* для присоединения манометра *10*, а для замера выходного давления предусмотрен кран *7* с ниппелем для присоединения мановакуумметра.

Газ по входному газопроводу поступает через кран *3* к регулятору *6*, который имеет в своем составе непосредственно фильтр, редуцирующее устройство, автоматическое отключающее устройство и автоматическое сбросное устройство. Здесь входное давление снижается до заданного выходного и поступает к потребителю. Для сброса порции газа при ремонте технологического оборудования предусмотрены сбросные трубопроводы с кранами *5*.

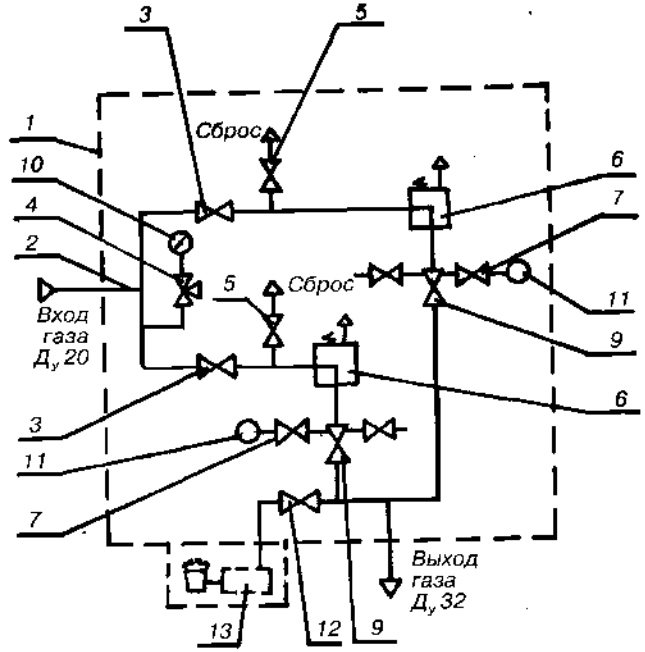
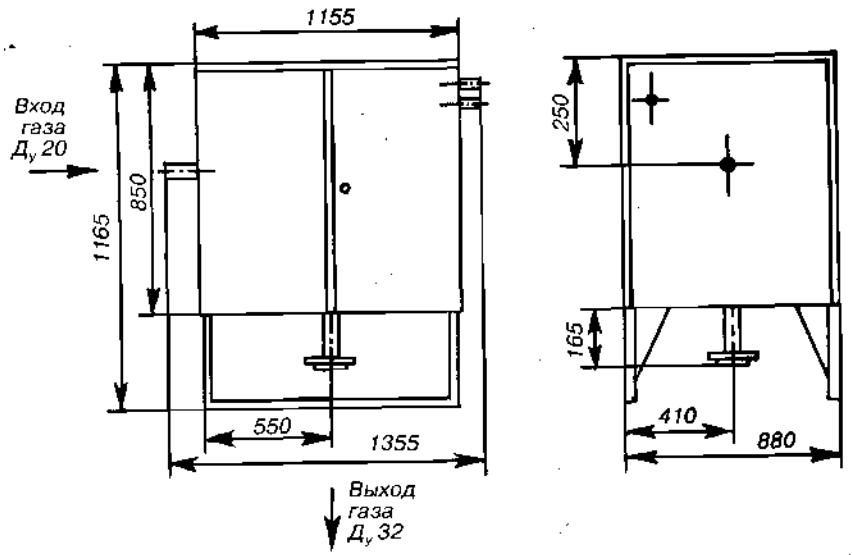
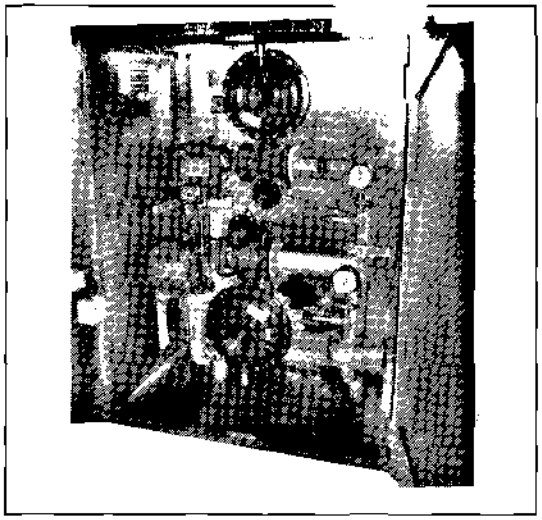


Схема пневматическая функциональная:
1 — шкаф; 2 — линия редуцирования; 3 — кран входной; 4 — кран трехходовой; 5 — кран $Д_у$ 20; 6 — регулятор давления газа РДГД-20М; 7, 12 — кран $Д_у$ 15; 9 — кран выходной; 10 — манометр; 11 — мановакуумметр; 13 — обогреватель



Габаритно-установочная схема газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1



Газорегуляторные пункты шкафные ИТГАЗ-R/72-2, ИТГАЗ-B/249-2, ИТГАЗ-A/109-2, ИТГАЗ-A/149-2

(Q≤400 м³/час)

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель:
ООО «Итгаз», г. Волгоград
СМК ISO 9001 : 2000

Технические характеристики

	Значения для исполнений ИТГАЗ-			
	R/72-2	B/249-2	A/109-2	A/149-2
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87			
Температура окружающей среды	−40°C + 80°C			
Регулятор давления газа — изготовитель	R/72-Tartarini 2 шт.	B/249-Tartarini 2 шт.	A/109-Tartarini 2 шт.	A/149-Tartarini 2 шт.
Диапазон входных давлений, МПа	0,01–0,6	0,01–0,6	0,01–0,6	0,01–0,6
Выходное давление, кПа **	0,6 – 7,2*	1,3– 8,0*	2,0–7,5*	1,0–8,0*
Неравномерность регулирования, %	±5	±5	±5	±5
Присоединительные размеры $Д_у$, мм:				
входного патрубка,	25	40	50	50
выходного патрубка	50	50	50	50
Соединение:				
входного патрубка,	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
выходного патрубка	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
Габаритные размеры, мм:				
A	700	700	700	700
B	360	595	650	650
C	225	175,5	225	226
D	135	200	150	150
E	565	500	550	550
H	1100	1200	1500	1500
L	900	950	1100	1100
Масса, кг	140	190	200	200
Обслуживание ШРП	одностороннее			

* Данный диапазон настройки давления обеспечивается комплектом сменных пружин, который может быть заказан дополнительно.

** Возможно исполнение ШРП с выходным давлением до 30 кПа, пропускную способность таких ШРП уточнить у завода-изготовителя.

За достоверность представленной информации несут ответственность дистрибьюторы: ООО «Интер-Термогаз» и ООО «Технохим»

Таблица пропускной способности

Входное давление, МПа	Пропускная способность (каждая линия), м³/ч ***			
	Для исполнений ИТГАЗ-			
	R/72-2	A/249-2	A/109-2	A/149-2
0,01	20	200	40	90
0,05	40	100	130	270
0,3	65	250	400	400
0,6	70	250	400	400

*** Пропускная способность (м³/ч) указана для выходного давления 5 кПа. Пропускную способность при другом выходном давлении уточнить у завода-изготовителя.

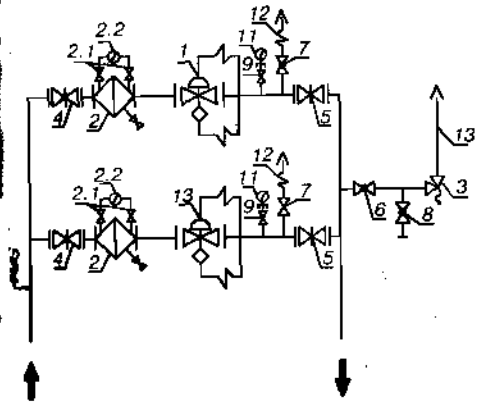
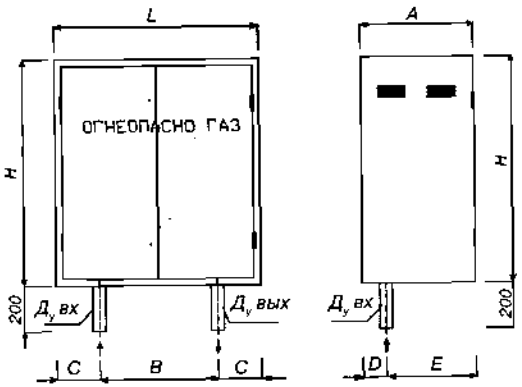


Схема пневматическая функциональная****: 1 — регулятор давления комбинированный; 2 — фильтр картриджный; 2.1 — кран 1/4" под дифференциальный манометр; 2.2 — манометр дифференциальный; 3 — ПСК; 4 — заслонка дисковоротная входная; 5 — заслонка дисковоротная выходная; 6 — кран шаровой $Д_у$ 25; 7 — кран шаровой $Д_у$ 20; 8 — кран шаровой $Д_у$ 15; 9 — кран трехходовой под манометр; 10 — манометр 0-0,6 МПа; 11 — манометр 0-10 кПа; 12 — штуцер «елочка» под шланг; 13 — шланг гибкий от ПСК

**** Пневматическая функциональная схема для различных моделей ШРП может незначительно отличаться.



Газорегуляторные пункты шкафные ГРПН-300

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 30

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДУ-32 (РД-32).
Выходное давление — 1,2–3,5 кПа.
Перепад давления на фильтре:
на чистом фильтре — 500 мм вод. ст.
на грязном фильтре — 1000 мм вод. ст.
Присоединение фланцевое по ГОСТ 12815-80:
$Д_у$ входного патрубка — 32 мм;
$Д_у$ выходного патрубка — 32 мм.
Масса — 90 кг.

	ГРПН-300-10-0,3	ГРПН-300-6-1,2	ГРПН-300-4-1,2
Максимальное входное давление, МПа	0,05–0,3	0,05–1,2	0,05–1,2
Условный диаметр седла, мм	10	6	4
Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, МПа:			
0,05	28,0	23,0	12,0
0,1	50,0	35,0	23,0
0,2	90,0	65,0	31,0
0,3	124,0	77,0	43,0
0,4		97,0	52,0
0,5		129,0	62,0
0,6		155,0	72,0
0,7		174,0	85,0
0,8		206,0	100,0
0,9		232,0	110,0
1,0		258,0	125,0
1,2			150,0
1,4			180,0
1,6			220,0

Устройство и принцип работы

Газорегуляторный пункт состоит из шкафа *1*, в котором смонтированы новная линия редуцирования *2* и резервная *3*. Основная линия редуцирования *2* состоит из крана (вентиля) входного *4*, фильтра газового *7*, регулятора давления газа *8* и выходного крана (вентиля) *11*. При ремонте технологического оборудования основной линии подача газа к потребителю осуществляется через резервную линию, которая состоит из крана входного *15*, фильтра газового *14*, регулятора давления газа *13* и выходного крана *12*. Для сброса порции газа при ремонте технологического оборудования предусмотрены сбросные трубопроводы с кранами *5*. Фильтры газовые *7, 14* предназначены для очистки газа от механических примесей. Степень загрязнения фильтра определяется по перепаду давления до и после фильтра. Перепад давления должен измеряться эксплуатирующей организацией дифманометром, подсоединяемым к кранам *6, 18*, установленным на фильтрах.

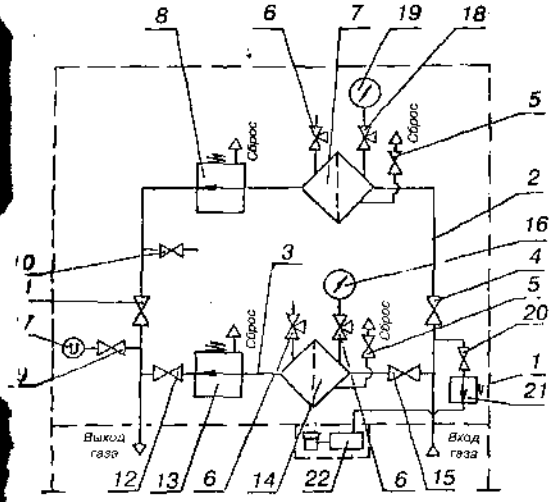
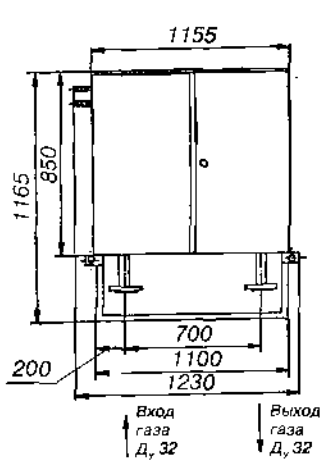
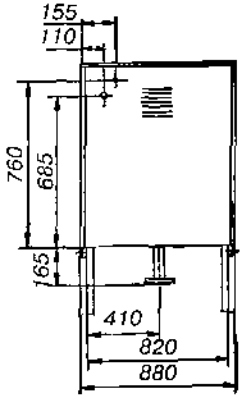
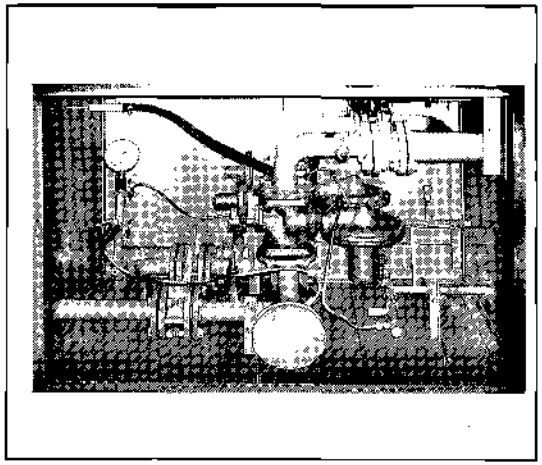


Схема пневматическая функциональная: 1 — шкаф; 2 — основная линия редуцирования; 3 — резервная линия редуцирования; 4, 11, 12, 15 — краны (вентили) Д 32 ($Д_у$ 50); 5 — кран (вентиль) $Д_у$ 20; 6, 18 — устройство запорно-сбросное под манометр (кран трехходовой); 7, 14 — фильтры газовые; 8, 13 — регуляторы давления газа универсальные РДУ-32 (РД-32); 9, 10, 20 — краны $Д_у$ 15; 16, 19 — манометры; 17 — мановакуумметр; 21 — регулятор давления газа РДСК1-1,2; 22 — обогреватель





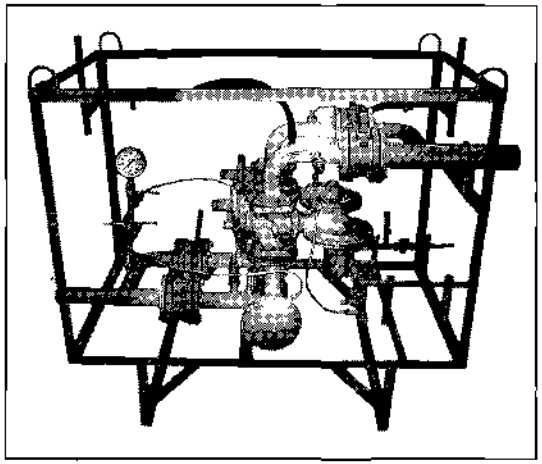
Габаритный чертеж ГРПН-300



Газорегуляторные пункты шкафные*

ГРПШ-04-2У1,
ГРПШ-05-2У1,
ГРПШ-07-2У1,
ГРПШ-02-2У1,
ГРПШ-03М-2У1,
ГРПШ-03БМ-2У1

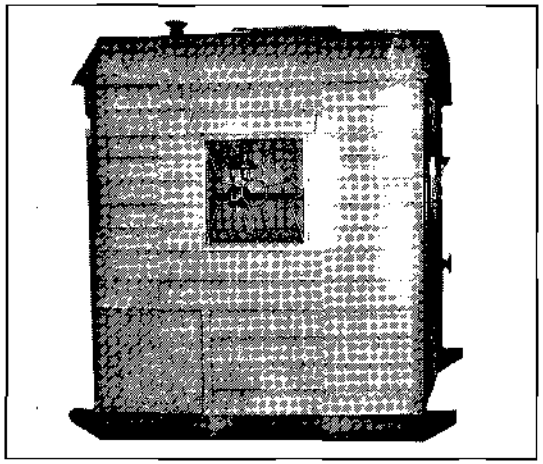
с основной и резервной линиями редуцирования



Газорегуляторные установки*

ГРУ-04-2У1,
ГРУ-05-2У1,
ГРУ-07-2У1,
ГРУ-02-2У1,
ГРУ-03М-2У1,
ГРУ-03БМ-2У1

с основной и резервной линиями редуцирования



Пункты газорегуляторные блочные*

ПГБ-04-2У1,
ПГБ-05-2У1,
ПГБ-07-2У1,
ПГБ-02-2У1,
ПГБ-03М-2У1,
ПГБ-03БМ-2У1

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	04-2У1	05-2У1	07-2У1	02-2У1	03М-2У1	03БМ-2У1
Регулятор давления газа	РДНК-400	РДНК-400М	РДНК-1000	РДНК-У	РДСК-50М	РДСК-50БМ
Клапан предохранительный сбросной	КПС-Н	КПС-Н	КПС-Н	КПС-Н	КПС-С	КПС-С
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87					
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	2–5	2–5	2–5	2–5	30–100	270-300
Пропускная способность (для газа плотностью ρ = 0,73 кг/м³), м³/ч	250	500	800	900	900	1100
Масса, кг:						
ГРПШ	150	150	150	150	150	150
ГРУ	100	100	100	100	100	100
ПГБ	1600	1600	1600	1600	1600	1600

Устройство и принцип работы

Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— узел фильтра;
— основная линия редуцирования давления газа;
— резервная линия редуцирования давления газа.

В шкафных пунктах к выходной линии, на расстоянии не менее 5 $Д_у$ от перехода, подключены предохранительный сбросной клапан и импульсный трубопровод.

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

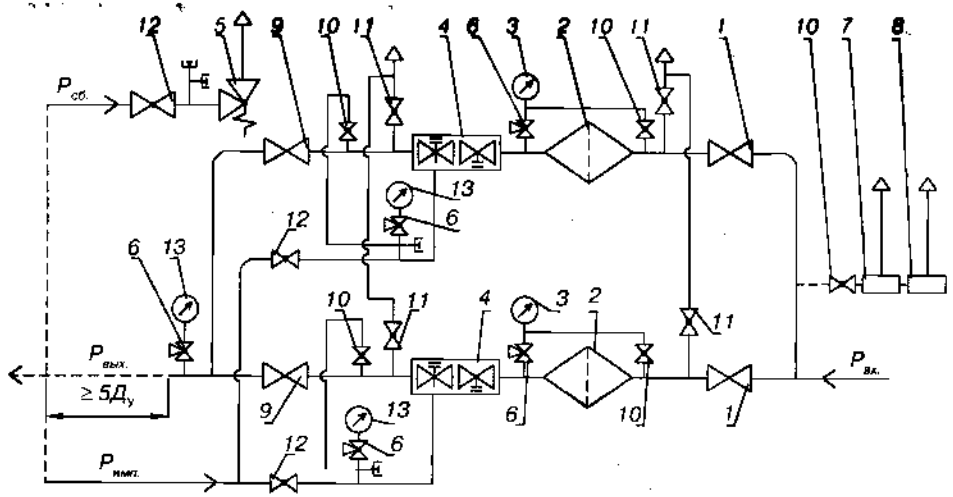


Схема пневматическая функциональная:
1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа; 5 — предохранительный сбросной клапан; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — запорная арматура; 10, 11, 12 — запорная арматура; 13 — выходной манометр

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4*, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран *9* поступает к потребителю.

Контроль выходного давления производится выходным манометром *13*.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *5*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу.

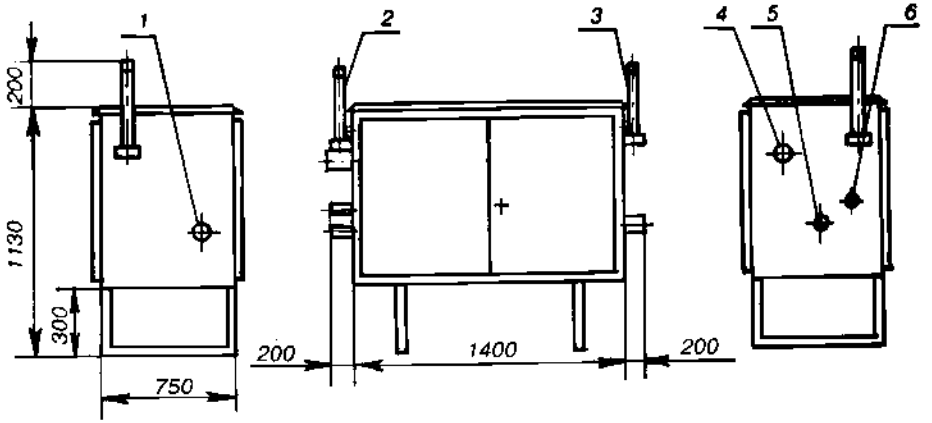
При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор.

На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

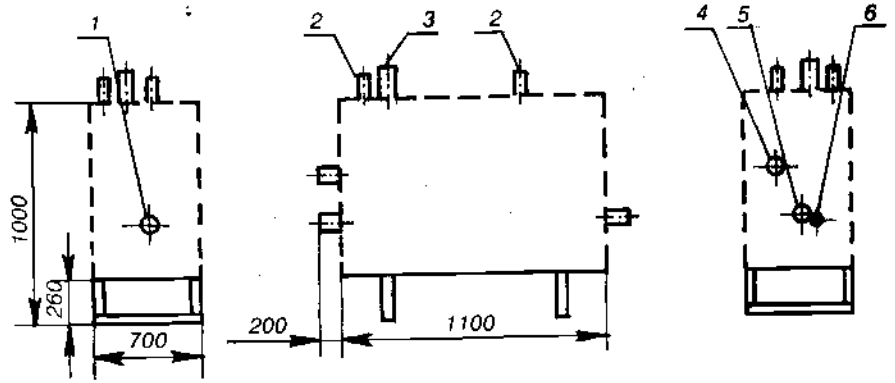
В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю через резервную линию редуцирования, где газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4*. Здесь происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран *9* газ поступает к потребителю.

Контроль выходного давления производится выходным манометром *13*.

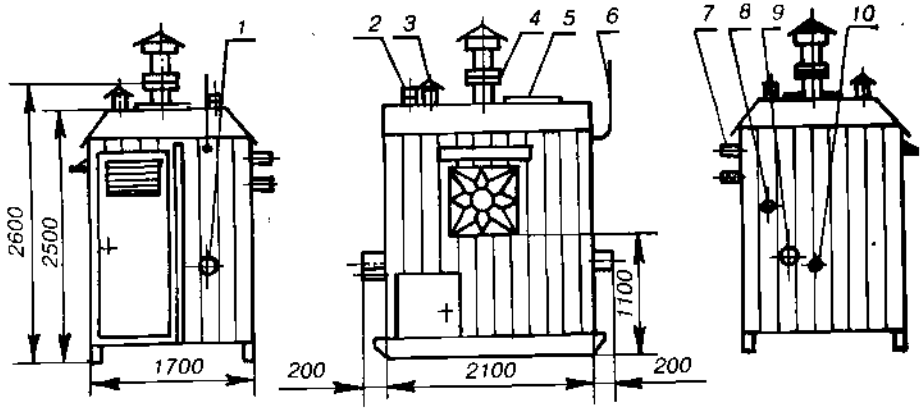
На основной и резервной линиях редуцирования после входного крана *1*, после регулятора давления газа *4* предусмотрены продувочные трубопроводы.



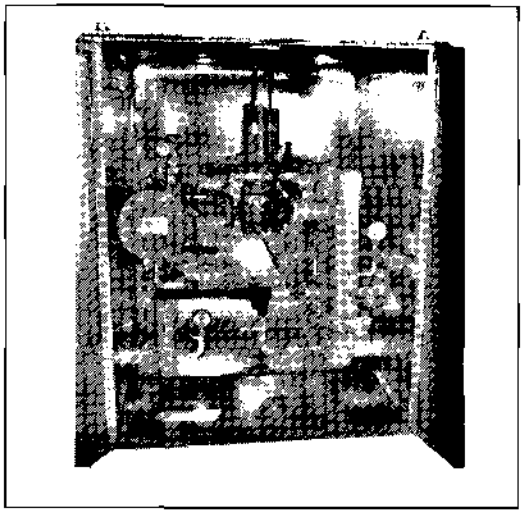
Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — $P_{вх}$; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — продувочный патрубок; 4 — [illegible]; 5 — подвод импульса к регулятору; 6 — вход клапана предохранительного сбросного



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — $P_{вх}$; 2 — продувочный патрубок; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — $P_{вых}$; 6 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — $P_{вх}$; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочные патрубки; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — $P_{вых}$; 10 — подвод импульса к регулятору



Газорегуляторные пункты шкафные ИТГАЗ-А/149-2 (Q ≤ 900 м³/ч), ИТГАЗ-MBN/25-2, ИТГАЗ-MBN/40-2, ИТГАЗ-MBN/50-2, ИТГАЗ-MBN/65-2, ИТГАЗ-MBN/80-2, ИТГАЗ-MBN/100-2

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель:
ООО «Итгаз», г. Волгоград
СМК ISO 900 1 : 2000

Технические характеристики

	Значения для исполнения ИТГАЗ-						
	А/149-2	MBN/25-2	MBN/40-2	MBN/50-2	MBN/65-2	MBN/80-2	MBN/100-2
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-78						
Температура окружающей среды	−40°С + 80°С						
Регулятор давления газа — изготовитель	А/149 Tartarini	MBN/25 Tartarini	MBN/40 Tartarini	MBN/50 Tartarini	MBN/65 Tartarini	MBN/80 Tartarini	MBN/100 Tartarini
Диапазон входных давлений, МПа	0,01–0,6	0,01–0,6****	0,01–0,6****	0,01–0,6****	0,01–0,6****	0,01–0,6****	0,01–0,6****
Выходное давление, кПа*	1,0–8,0*	1,5–50*	1,5–50***	1,5–50***	1,5–50***	1,0–50***	1,0–50***
Неравномерность регулирования, %	±5	±5	±5	±5	±5	±5	±5
Присоединительные размеры $Д_у$, мм:							
входного патрубка,	50	50	65	80	100	100	150
выходного патрубка	80	80	100	100	150	200	250
Соединение:							
входного патрубка,	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
выходного патрубка	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное	Сварное
Габаритные размеры, мм:							
А	700	750	750	800	800		
Н	1300	1550	1600	1800	1850		
L	200	1250	1300	1400	1400		
Масса, кг	150	250	300	350	450		

*Данный диапазон настройки давления обеспечивается комплектом сменных пружин, который может быть заказан дополнительно.
**Возможно исполнение ШРП с выходным давлением до 30 кПа, пропускную способность таких ШРП уточнить у завода-изготовителя.
***Возможно исполнение ШРП с выходным давлением до 0,3 МПа, пропускную способность таких ШРП уточнить у завода-изготовителя.
****Возможно исполнение ШРП с входным давлением до 1,2 МПа, при этом выходное давление этих ШРП может быть от 0,025 до 0,3 МПа. Пропускную способность таких ШРП уточнить у завода-изготовителя.

За достоверность представленной информации несут ответственность дистрибьюторы: ООО «Интер-Термогаз» и ООО «Технохим»

Таблица пропускной способности

Входное давление, МПа	Пропускная способность, м³/ч ***						
	Для исполнений ИТГАЗ-						
	1-Б А/149-	1-Б MBN/25-	1-Б MBN/40-	1-Б MBN/50-	1-Б MBN/65-	1-Б MBN/80-	1-Б BN/100-
0,01	90	90	150	270	400	620	950
0,05	270	270	500	730	1100	1650	2550
0,1	400	400	710	1000	1600	2300	3550
0,3	650	750	1400	1450	3200	4600	7100
0,6	900	950	1800	2650	4500	6900	10500

Примечание. Габаритные размеры и масса газорегуляторных пунктов шкафных ИТГАЗ- MBN/ 1-Б, ИТГАЗ- MBN/100-1-Б уточняются при проектировании.

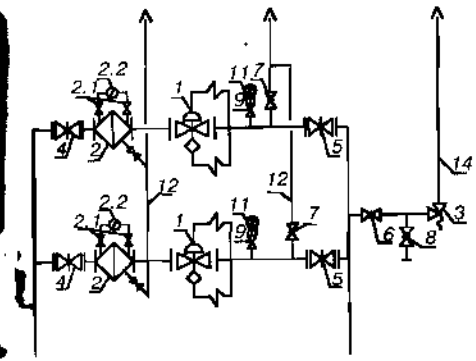
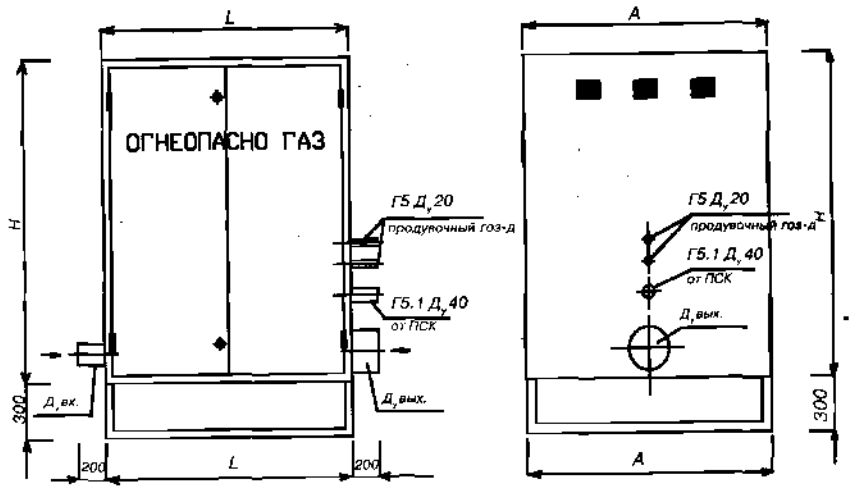
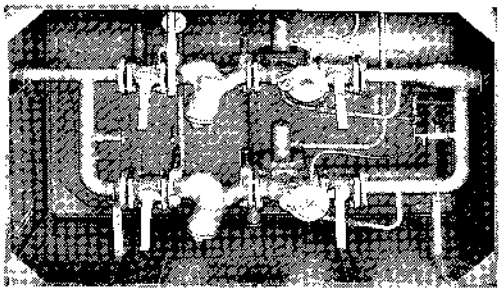


Схема пневматическая функциональная******:
1 — регулятор давления комбинированный; 2 — фильтр картриджный; 2.1 — кран 1/4" под дифференциальный манометр; 2.2 — манометр дифференциальный; 3 — ПСК; 4 — заслонка дисковоротная входная; 5 — заслонка дисковоротная выходная; 6 — заслонка дисковоротная на байпасе; 7 — кран шаровой $Д_у$ 25; 8 — кран шаровой $Д_у$ 20; 9 — кран шаровой $Д_у$ 15; 10 — кран трехходовой под манометр; 11 — манометр 0 0,6 МПа; 12 — манометр 0 10 кПа; 13 — продувочный трубопровод $Д_у$ 20; 14 — сбросной трубопровод $Д_у$ 40 от ПСК

******Пневматическая функциональная схема для различных ШРП может незначительно отличаться.



Габаритные и присоединительные размеры ШРП



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом* ГРПШН-А-02

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

	ГРПШН-А-02	ГРПШН-А-02П
Регулятор давления газа	РДНК-50	РДНК-50П
Максимальное давление на входе, МПа	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2,0–3,5	3,5–5,0
Максимальная пропускная способность, м³/ч	900	900
Тепловая мощность обогревателя, кВт, при давлении газа 2000 Па	1,1	1,1
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па, м³/ч	0,1	0,1
Время включения обогревателя, с	90	90
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с	90	90
Габаритные размеры, мм:		
длина	1860	1860
ширина	647	647
высота	1445	1445
Масса, кг, не более	400	400

Устройство и принцип работы

ГРПШ состоит из металлического шкафа *1*, размещенного в нем технологического оборудования *3*. Металлический шкаф установлен на стойки *7*, под днищем его установлен обогреватель *2*, предназначенный для обогрева ГРПШ в холодное время года. Для удобства обслуживания в шкафу имеются дверки *4*, *5*.

Для подвода газа от ГРПШ к обогревателю ОГ имеется газопровод *6*, регулятор давления РД3, вентиль ВН1. Технологическое оборудование ГРПШ

* По заказу возможно изготовление данного изделия с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

…тоит из двух рабочих линий редуцирования. Во время работы ГРПШ одна …линий является резервной. Газ через кран пробковый КН6 или КН8 подво…ся к фильтру Ф1 или Ф2, очищается от механических примесей и посту…т к регулятору давления РД1 или РД2, предназначенному для снижения …ления газа и поддержания его на заданном уровне, отключения подачи …а при повышении или понижении выходного давления сверх допустимых …делов. От регулятора РД1 или РД2 газ поступает к потребителю через …н пробковый КН7 или КН9. Для измерения входного давления газа пред…значен манометр М1, присоединенный к входному газопроводу через …хлинейный кран КН1. Для определения перепада давления до и после …льтров Ф1 и Ф2 предусмотрены трехлинейные краны КН2, КН3, КН4, КН5, …ужащие для присоединения дифманометров. Через клапаны КП1 и КП2 …бочие линии редуцирования соединены с продувочными газопроводами. …импульсных линиях установлены краны КН10, КН12, КН13, КН14. Для …дключения манометра в целях определения давления на выходе служит …н КН11 с ввернутым в него ниппелем.

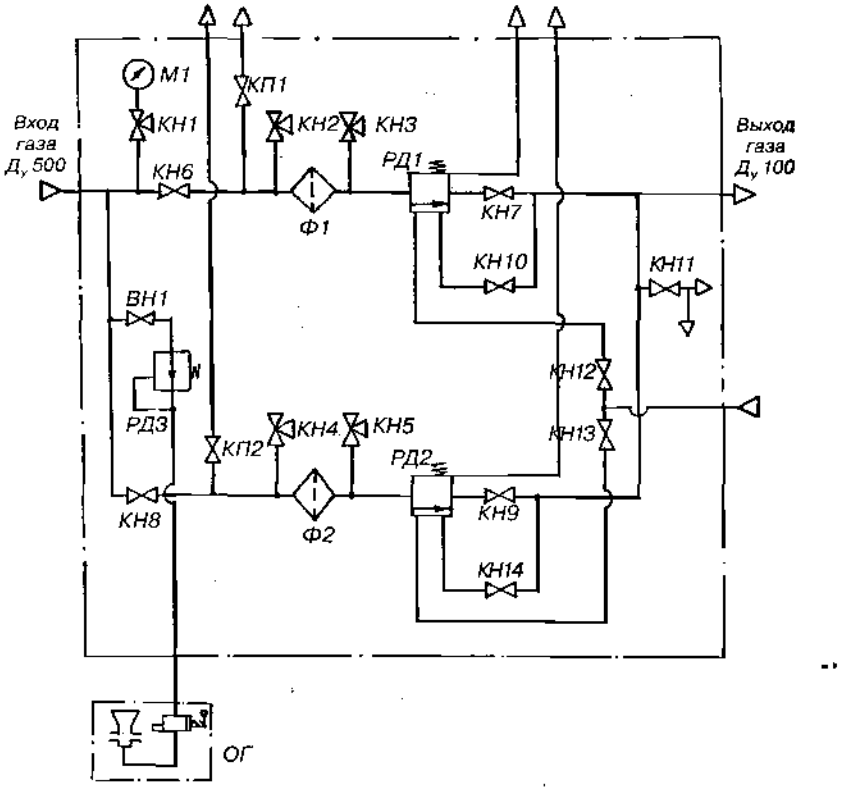
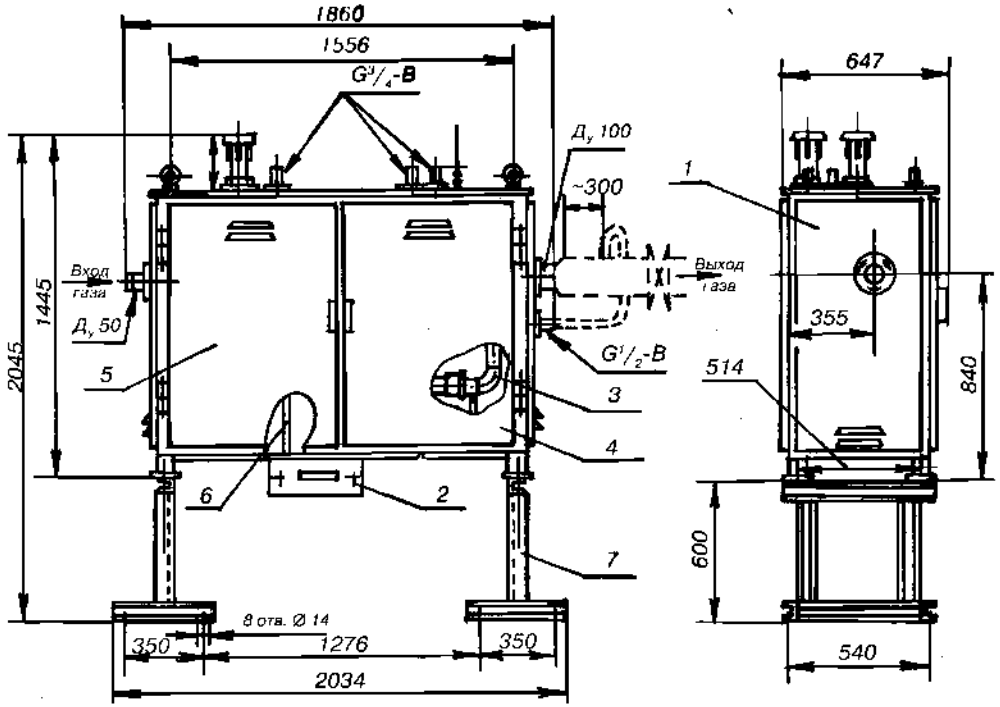
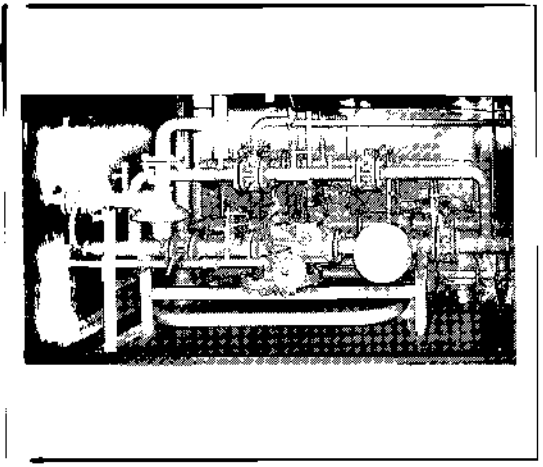


Схема пневматическая функциональная:
РД1, РД2, РД3 — регуляторы давления газа; КН6, КН3 — кран пробковый входной; Ф1, Ф2 — фильтры; Кн7, КН9 — кран пробковый выходной; М1 — манометр; КН2–КН5 — трехлинейные краны; КП1, КП2 — клапаны; КН10–КН14 — краны



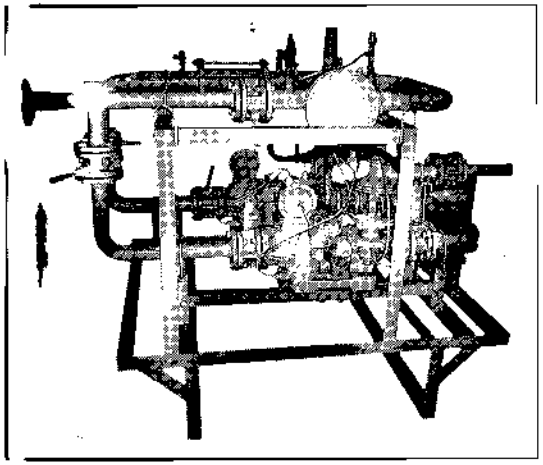
Габаритный чертеж ГРПШН-А-02:
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; 3 — оборудование технологическое; 4, 5 — дверки; 6 — газопровод; 7 — стойка (поставляется по спецзаказу)



Газорегуляторные пункты шкафные*

ГРПШ-13-2Н(В)-У1,
ГРПШ-15-2Н(В)-У1,
ГРПШ-16-2Н(В)-У1

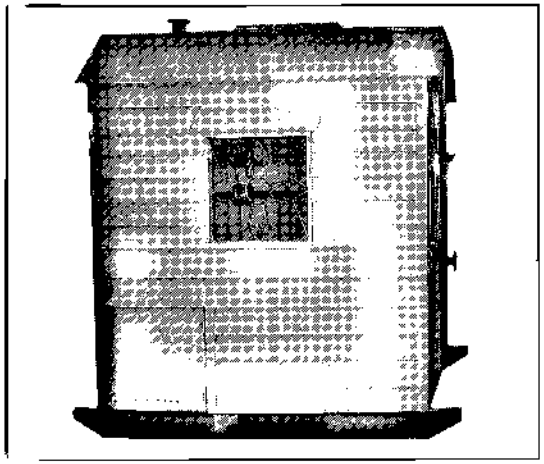
с основной и резервной линиями редуцирования



Газорегуляторные установки*

ГРУ-13-2Н(В)-У1,
ГРУ-15-2Н(В)-У1,
ГРУ-16-2Н(В)-У1

с основной и резервной линиями редуцирования



Пункты газорегуляторные блочные*

ПГБ-13-2Н(В)-У1,
ПГБ-15-2Н(В)-У1,
ПГБ-16-2Н(В)-У1

с основной и резервной линиями редуцирования

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-2Н-У1	13-2В-У1	15-2Н-У1	15-2В-У1	16-2Н-У1	16-2В-У1
Регулятор давления газа	РДГ-50Н	РДГ-50В	РДГ-80Н	РДГ-80В	РДГ-150Н	РДГ-150В
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87					
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	1,5–60	60–600	1,5–60	60–600	1,5–60	60–600
Пропускная способность (для газа плотностью $\rho = 0{,}73$ кг/м³), м³/ч	6200	6200	13000	13000	29000	29000
Тепловая мощность устройства горелочного, кВт	7	7	7	7	7	7
Габаритные размеры, мм						
ГРПШ:						
длина *L*	2000	2000	2500	2500	2800	2800
ширина *B*	1400	1400	1400	1400	1400	1400
высота *H*	1600	1600	2000	2000	2100	2100
ГРУ:						
длина *L*	1900	1900	2100	2100	2400	2400
ширина *B*	1300	1300	1300	1300	1300	1300
высота *H*	1000	1000	1800	1800	1900	1900
высота опоры *h*	260	260	260	260	260	260
ПГБ:						
длина *L*	2500	2500	2600	2600	3600	3600
ширина *B*	2100	2100	2100	2100	2300	2300
Масса, кг:						
ГРПШ	550	550	620	620	700	700
ГРУ	450	450	560	560	620	620
ПГБ	3000	3000	3200	3200	3500	3500

Устройство и принцип работы

Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— узел фильтра;

— основная линия редуцирования давления газа;

— резервная линия редуцирования давления газа.

В шкафных пунктах к выходной линии, на расстоянии не менее 5 $Д_у$ от перехода, подключены предохранительный сбросной клапан и импульсный трубопровод.

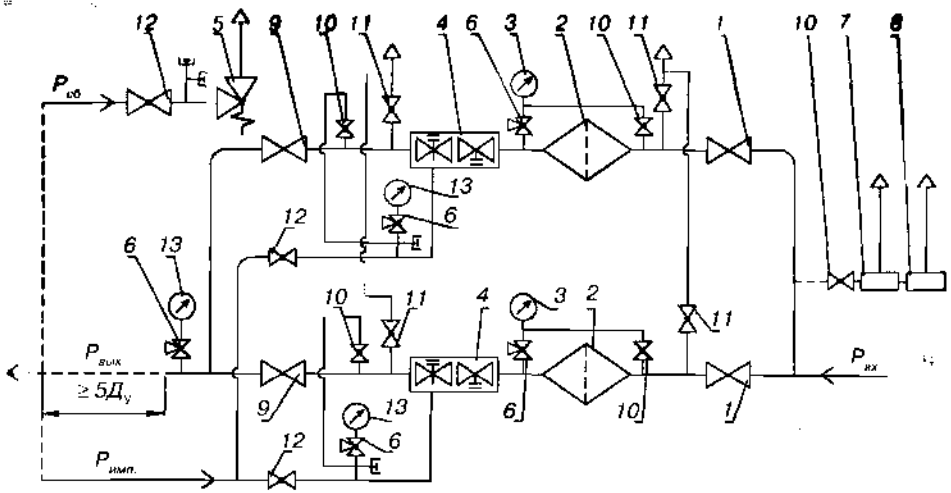


Схема пневматическая функциональная:
1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа; 5 — предохранительный сбросной клапан; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на горение); 8 — газогорелочное устройство; 9 — запорная арматура; 10, 11, 12 — запорная арматура; 13 — выходной манометр

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4*, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран *9* поступает к потребителю.

Контроль выходного давления производится выходным манометром *13*.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *5*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу.

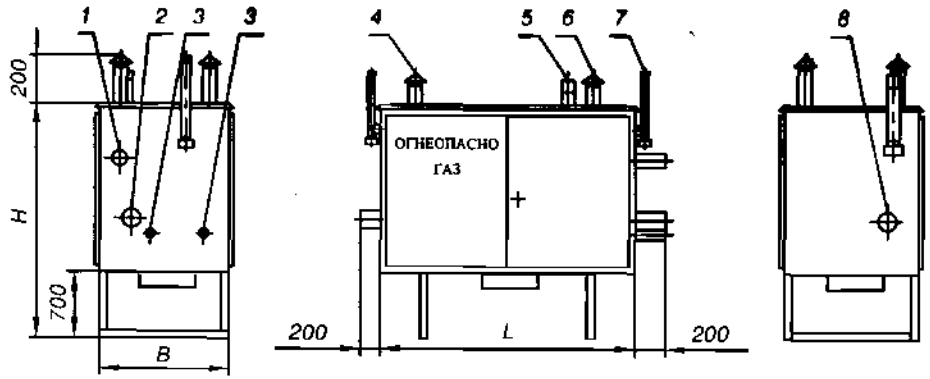
При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор.

На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

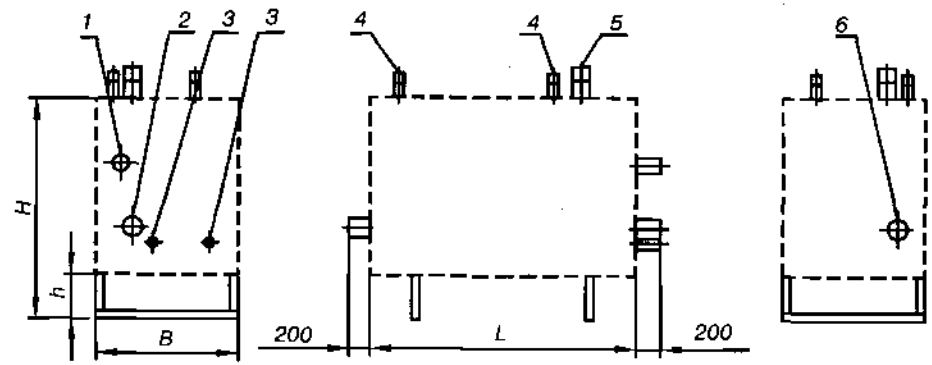
В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю через резервную линию редуцирования, где газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4*. Здесь происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран *9* газ поступает к потребителю.

Контроль выходного давления производится выходным манометром *13*.

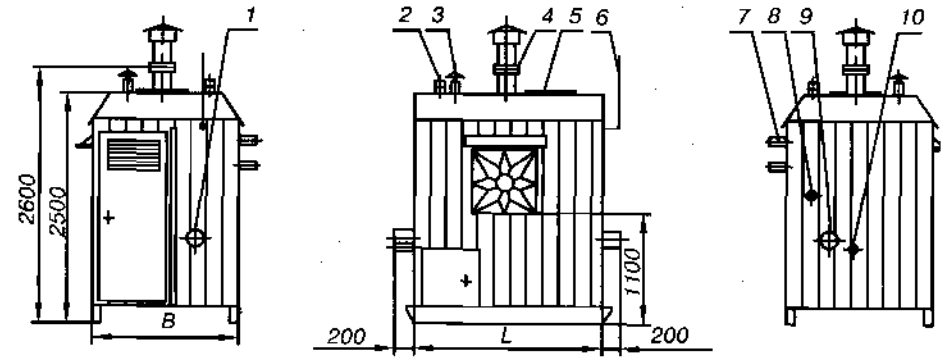
На основной и резервной линиях редуцирования после входного крана *1*, после регулятора давления газа *4* предусмотрены продувочные трубопроводы.



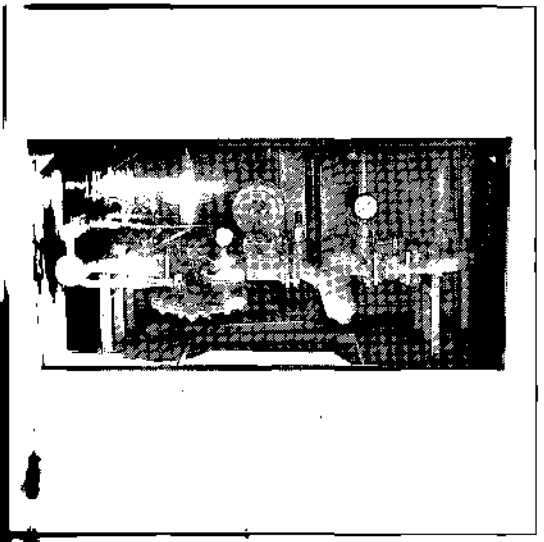
Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — вход клапана предохранительного сбросного; 2 — $P_{вых}$; 3 — подвод импульса к регулятору; 4 — вентиляционный патрубок; 5 — выход клапана предохранительного сбросного; 6 — дымоход; 7 — продувочный патрубок; 8 — $P_{вх}$



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — вход клапана предохранительного сбросного; 2 — $P_{вых}$; 3 — подвод импульса к регулятору; 4 — продувочный патрубок; 5 — выход клапана предохранительного сбросного; 6 — $P_{вх}$



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — $P_{вх}$; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — $P_{вых}$; 10 — подвод импульса к регулятору



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом* ГСГО-М

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДБК1-50 или РДБК1П-50.
Максимальное входное давление — 1,2 МПа.
Пропускная способность при давлении на входе:
0,1 МПа — 700 м³/ч;
0,3 МПа — 1200 м³/ч;
0,6 МПа — 2600 м³/ч;
0,9 МПа — 4200 м³/ч;
1,2 МПа — 5200 м³/ч.
Расход газа на обогреватель при давлении 2000 Па — 0,1 м³/ч.
Тепловая мощность газового обогревателя при давлении газа 2000 Па — 60 Вт.
Время включения обогревателя — 90 с.
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа — 90 с.
Масса — 535 кг.

	Значения для исполнения ГСГО-						
	-М	-М-01	-М-02	-М-03	-М-04	-М-05	-М-06
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	1–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, МПа	0,00126–0,005	0,005–0,02	0,02–0,05	0,05–0,075	0,075–0,126	0,126–0,3	0,3–0,7
Пределы настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0014–0,006	0,006–0,022	0,022–0,06	0,06–0,08	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0005	0,002	0,003	0,02	0,03	0,05	0,1

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией. В шкафу размещено технологическое оборудование *6*. Для удобства обслуживания в шкафу с двух сторон имеются двери *4*, *5*, обеспечивающие доступ к технологическому оборудованию. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время года предназначен обогреватель *2*, газ к которому подводится по газопроводу *3*.

Технологическое газовое оборудование ГРП шкафного состоит из двух линий редуцирования: основной и резервной. Газ через кран КН2 или КН5 поступает к фильтру Ф1 или Ф2, очищается от механических примесей и поступает к клапану предохранительно-запорному КП7 или КП8, предназначенному для автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления после регулятора РД2 или РД3 сверх установленного.

Через клапан КП7 или КП8 газ поступает к регулятору давления, предназначенному для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах. От регулятора давления через кран КН3 или КН4 газ поступает к потребителю. Для определения перепада давления до и после фильтра Ф1 или Ф2 предусмотрены трехлинейные краны КП3, КП4, КП5, КП6, служащие для присоединения дифманометра.

Манометры М1 и М2 служат для контроля давления в основной и резервной линиях. Краны КН2, КН3, КН4, КН5 предназначены для перекрытия линий редуцирования. На импульсных линиях установлены краны КН8, КН10, предназначенные для настройки клапанов КП7, КП8.

Для отключения импульсного газопровода при ремонте клапанов КП7, КП8 служат краны КН7, КН9. Сбросной клапан КП9 предназначен для аварийного сброса газа. Кран КН11 служит для настройки

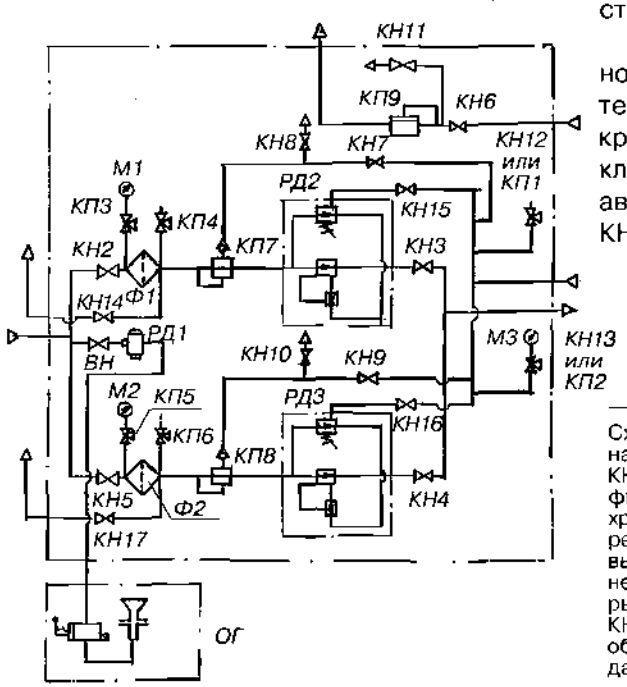
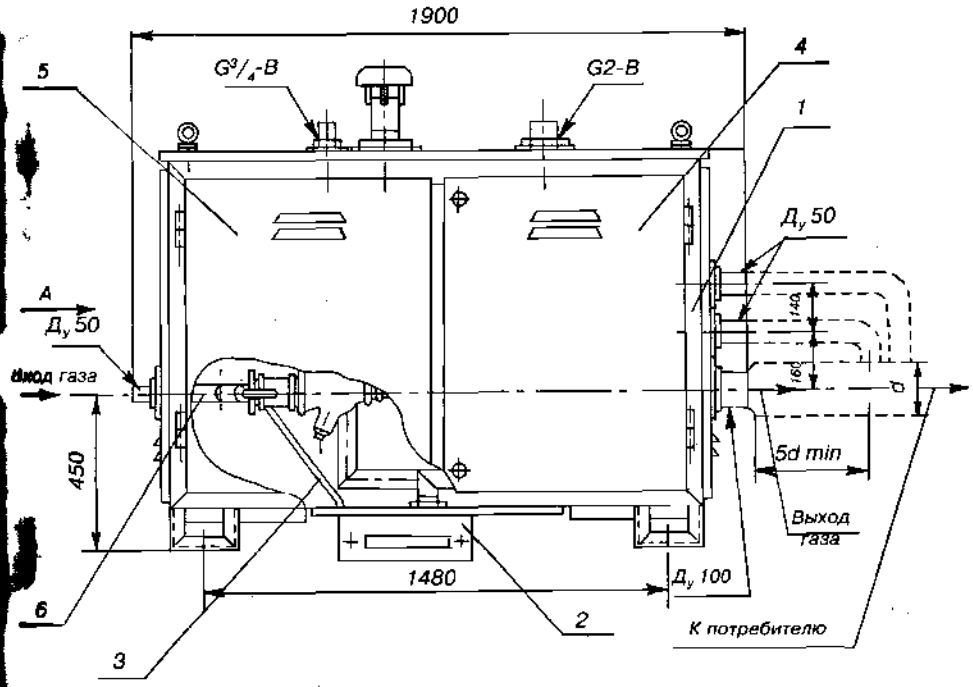
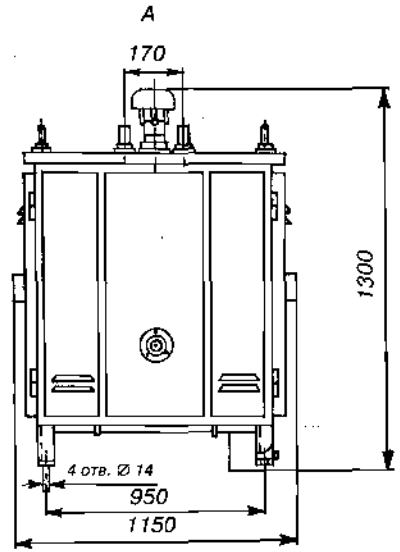


Схема пневматическая функциональная:
КН2, КН5 — кран входной; Ф1, Ф2 — фильтр; КП7, КП8 — клапан предохранительно-запорный; РД2, РД3 — регулятор давления газа; КН3, КН4 — выходной кран; КП3–КП6 — трехлинейные краны; М1, М2 — манометры; КП9 — сбросной клапан; КН7–КН17 — краны; ВН — вентиль; ОГ — обогреватели; РД1 — регулятор давления газа РДСГ1-1,2

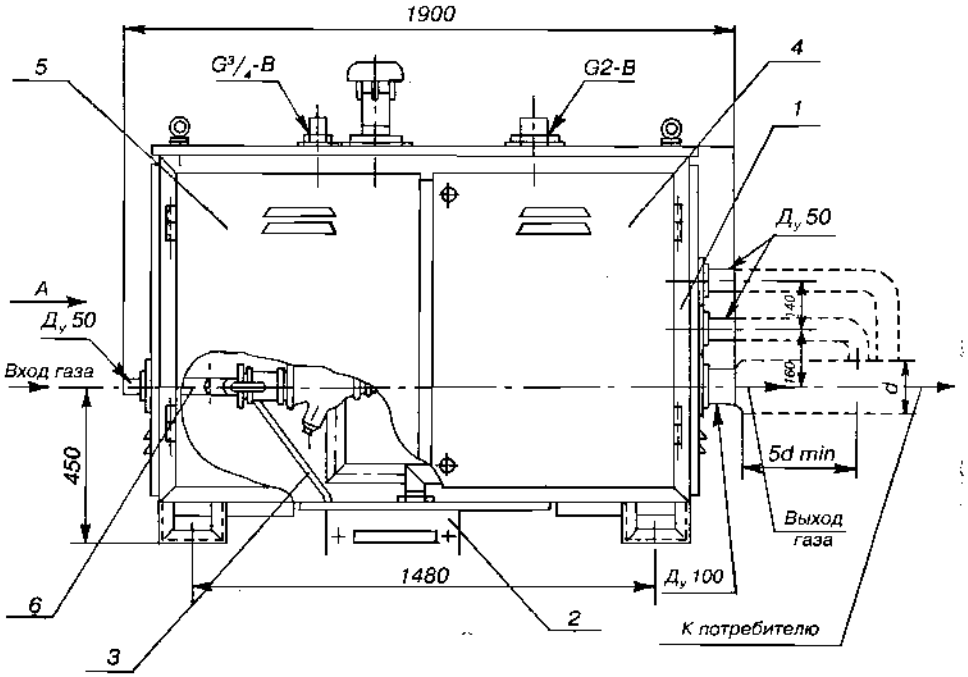
рога срабатывания клапана сбросного. Для продувки участков газопроводов «на свечу» после первого отключающего устройства предназначены ...ны КН14, КН17. Вентиль ВН и регулятор РД1 обеспечивают поступление ...а требуемого давления к обогревателю ОГ.

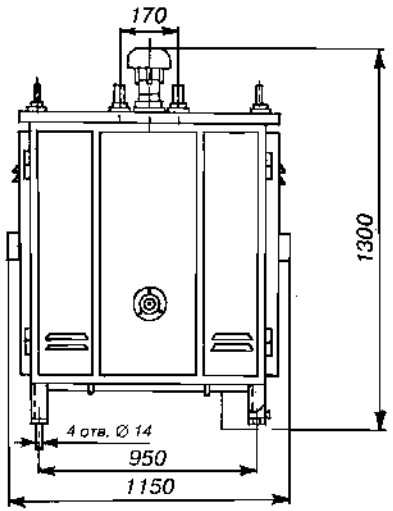




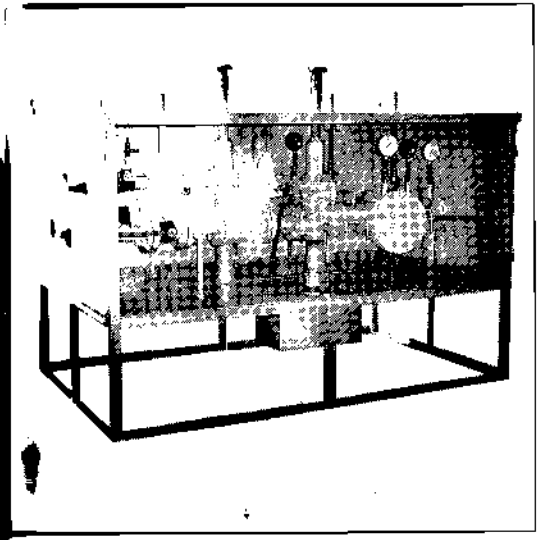
...баритный чертеж ГСГО-М:
1 — установка шкафная; 2 — обогреватель; 3 — газопровод; 4, 5 — дверки; 6 — оборудование технологическое

порога срабатывания клапана сбросного. Для продувки участков газопроводов «на свечу» после первого отключающего устройства предназначены краны КН14, КН17. Вентиль ВН и регулятор РД1 обеспечивают поступление газа требуемого давления к обогревателю ОГ.





Габаритный чертеж ГРПШ-М:
1 — установка шкафная; 2 — обогреватель; 3 — газопровод; 4, 5 — дверки; 6 — оборудование технологическое



Установка газорегуляторная шкафная УГРШ 50-2

с двумя линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: **76**

Технические характеристики

	УГРШ 50-2-НО	УГРШ 50-2-Н	УГРШ 50-2-ВО	УГРШ 50-2-В
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87			
Диапазон входных давлений, МПа	0,05–1,2	0,05–1,2	0,1–1,2	0,1–1,2
Диапазон выходных давлений, кПа	0,5–60	0,5–60	60–600	60–600
Пропускная способность, м³/ч,				
при $P_{вх}$ = 1,2 МПа:				
при работе одной линии редуцирования	7000	7000	7000	7000
при работе двух линий редуцирования	10 000	10 000	10 000	10 000
при $P_{вх}$ = 0,6 МПа:				
при работе одной линии редуцирования	3500	3500	3500	3500
при работе двух линий редуцирования	6000	6000	6000	6000
Пределы настройки контролируемого давления клапана ПКН(В)-50, МПа:				
нижний предел	0,0003–0,003		0,003–0,03	
верхний предел	0,002–0,06		0,03–0,6	
Диапазон настройки предохранительного сбросного клапана ПСК-25, МПа	0,0005–0,07		0,06–0,7	
Стабильность поддержания выходного давления, %	±5	±5	±5	±5
Тепловая мощность горелки, кВт	$1{,}85^{+0{,}185}_{-0{,}09}$	—	$1{,}85^{+0{,}185}_{-0{,}09}$	—
Расход газа на горелку, м³/ч	0,16–0,25	—	0,16–0,25	—
Время включения горелки, с	90	—	90	—
Время выключения горелки при прекращении подачи газа, с	90	—	90	—
Тип соединения с газопроводом:				
вход $Д_у$, мм	80	80	80	80
выход $Д_у$, мм	100	100	100	100
Габаритные размеры, мм:				
длина	2160	2160	2160	2160
ширина	1250	1250	1250	1250
высота	1600	1390	1600	1390
Масса, кг	600	600	600	600

Устройство и принцип работы

Установка УГРШ 50-2 состоит из металлического шкафа 1 (см. рисунок), в котором смонтировано технологическое оборудование 4. Для удобства обслуживания в шкафу с двух сторон имеются дверки, обеспечивающие доступ к технологическому оборудованию. Для обогрева установки в холодное время года предназначены два обогревателя 2 и 3.

Технологическое газовое оборудование установки состоит из двух линий редуцирования: основной и резервной.

Каждая линия редуцирования состоит из:

— крана КН1 (или КН3) на входе;

— фильтра Ф1 (или Ф2). Для визуального наблюдения за давлением газа и перепада давления на фильтре предусмотрены манометры М1 и М2 (или М3 и М4) с кранами КН13, КН14 (или КН12, КН16). Кран КН20 (или КН21), установленный на фильтре, служит для слива конденсата;

— клапана предохранительного запорного КП1 (или КП2), предназначенного для автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления после регулятора сверх установленного;

— регулятора давления газа РД1 (или РД2), предназначенного для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах;

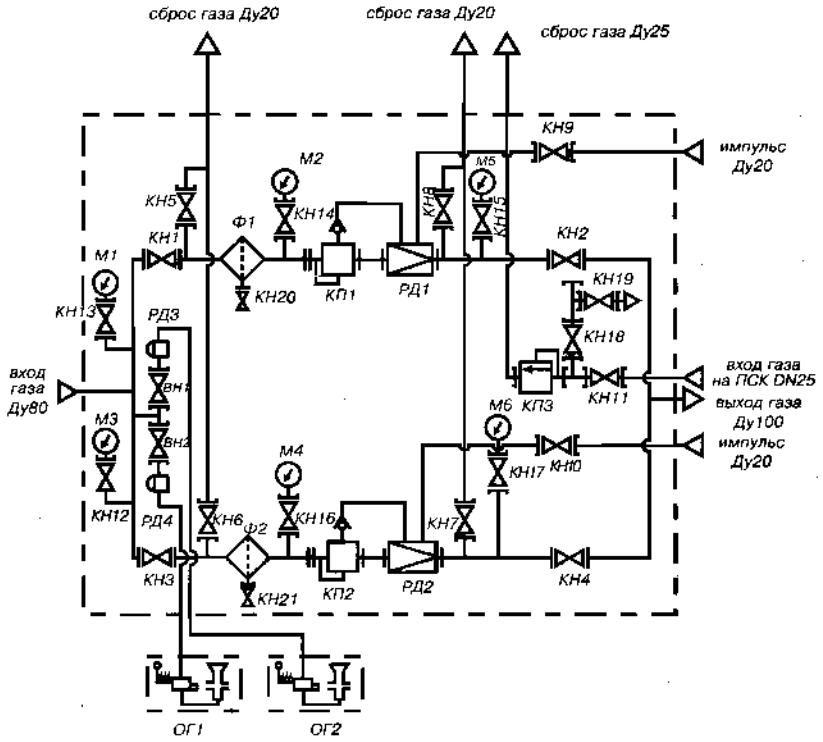


Схема пневматическая функциональная:
КН1-КН21, ВН1, ВН2 — запорная арматура; Ф1, Ф2 — фильтры; М1-М6 — манометры показывающие; КП1, КП2 — клапаны предохранительные запорные; КП3 — клапан предохранительный сбросной; РД1, РД2, РД3, РД4 — регуляторы давления газа; ОГ1, ОГ2 — обогреватели

крана КН2 (или КН3) на выходе;

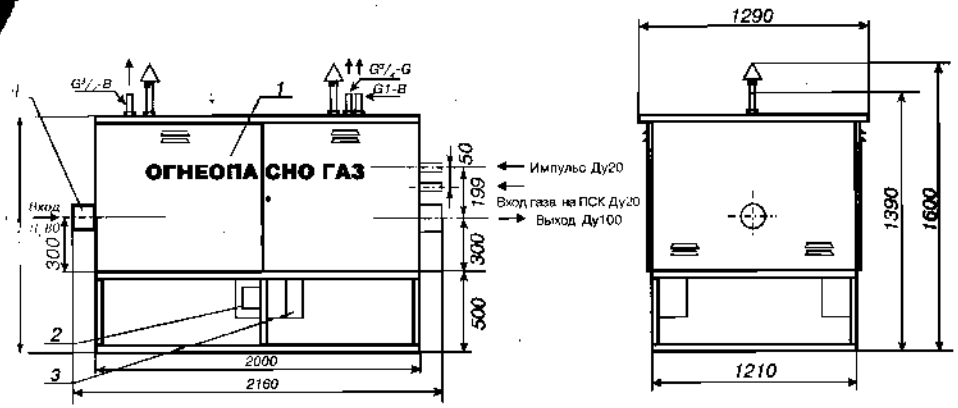
импульсного трубопровода с краном КН9 (или КН10);

— предохранительного сбросного клапана КП3, служащего для аварийного сброса газа в атмосферу; проводящего трубопровода с краном КН11 сбросного трубопровода.

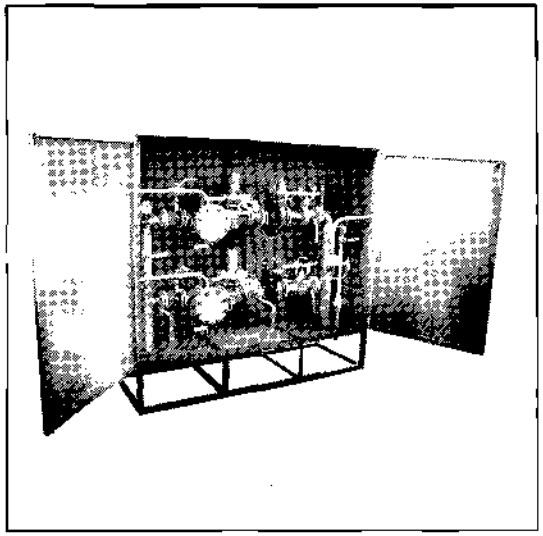
Для замера давления и настройки КП3 предназначены краны КН18 КН19.

Для замера давления на выходе установлен манометр М5 (или М6) с краном КН15 (или КН17).

Для сброса газа в атмосферу при выполнении ремонтных работ предусмотрены сбросные трубопроводы: высокого давления с краном КН5 (или КН6) и низкого давления с краном КН8 (или КН7).



Габаритный чертеж УГРШ 50-2:
1 - металлический шкаф; 2,3 — обогреватели; 4 — технологическое оборудование



Установка газорегуляторная шкафная УГРШ 50-2Д

с двумя линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 76

	УГРШ 50Н-2Д-В УГРШ 50Н-2Д-Г	УГРШ 50Н-2Д-В-О УГРШ 50Н-2Д-Г-О	УГРШ 50В-2Д-В УГРШ 50В-2Д-Г	УГРШ 50В-2Д-В-О УГРШ 50В-2Д-Г-О
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542			
Диапазон входных давлений, МПа	0,05–1,2	0,05–1,2	0,1–1,2	0,1–1,2
Диапазон выходных давлений, кПа	0,5–60	0,5–60	60–600	60–600
Пропускная способность, м³/ч, при $P_{вх}$ = 1,2 МПа:				
при работе одной линии редуцирования	7000	7000	7000	7000
при работе двух линий редуцирования	10000	10000	10000	10000
при $P_{вх}$ = 0,6 МПа:				
при работе одной линии редуцирования	3500	3500	3500	3500
при работе двух линий редуцирования	6000	6000	6000	6000
Пределы настройки контролируемого давления клапана ПКН(В)-50, МПа:				
нижний предел	0,0003–0,003		0,003–0,03	
верхний предел	0,002–0,06		0,03–0,6	
Диапазон настройки предохранительного сбросного клапана ПСК-25, МПа	0,0005–0,07		0,06–0,7	
Стабильность поддержания выходного давления, %	±5	$\pm 5^{+0,185}_{0,09}$	±5	$\pm 5^{-0,185}_{-0,09}$
Тепловая мощность горелки, кВт	—	$1,85^{+0,09}$	—	$1,85^{-0,09}$
Расход газа на горелку, м³/ч	—	0,16–0,25	—	0,16–0,25
Время включения горелки, с	—	90	—	90
Время выключения горелки при прекращении подачи газа, с	—	90	—	90
Тип соединения с газопроводом:				
вход $Д_у$, мм	80	80	80	80
выход $Д_у$, мм	100	100	100	100
Габаритные размеры, мм:				
длина	2160	2160	2160	2160
ширина	1250	1250	1250	1250
высота	1600	1390	1600	1390
Масса, кг	600	600	600	600

Устройство и принцип работы

Установка УГРШ 50-2Д состоит из металлического шкафа 1 с двумя дверками (см. рисунок) в котором смонтировано технологическое оборудование 2, которое крепится хомутами к раме и кронштейнами. Для обогрева установки в холодное время года предназначен обогреватель 3.

Технологическое газовое оборудование установки состоит из двух линий редуцирования: основной и резервной.

Каждая линия редуцирования состоит из:

— крана КН1 (или КН3) на входе;

— фильтра Ф1 (или Ф2). Для визуального наблюдения за давлением газа на входе и замера перепада давления на фильтрах предусмотрен манометр М с клапаном КН22. Для замера входного давления необходимо при закрытых кранах КН17 и КН18 открыть кран КН12, а затем клапан КН22. Для замера давления после фильтра на первой линии редуцирования необходимо при закрытых кранах КН12 и КН18 открыть КН17, а затем клапан КН22. Соответственно и для замера давления на второй линии редуцирования. Кран КН19 (или КН20) служит для слива конденсата из фильтров Ф1 (или Ф2);

клапана предохранительного запорного КП1 (или КП2), предназначенного для автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления после регулятора сверх установленного;

регулятора давления газа РД1 (или РД2), предназначенного для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах;

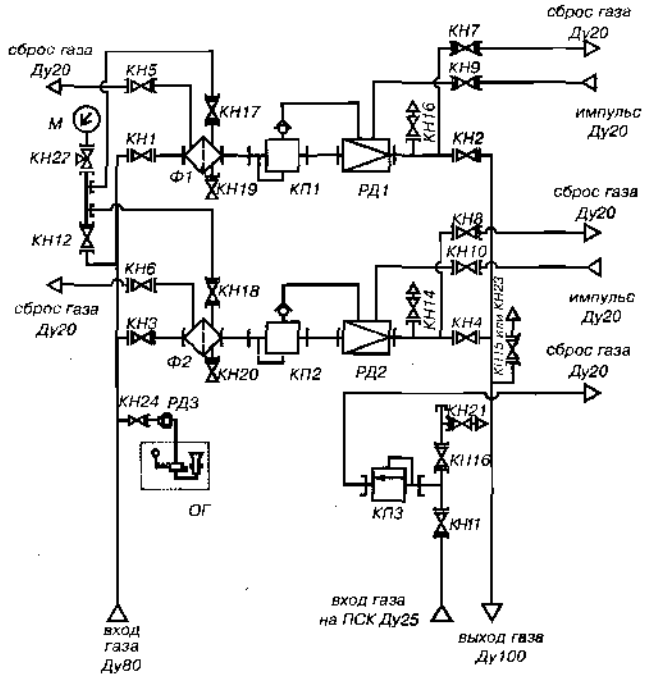


Схема пневматическая функциональная:
КН1-КН21, КН22, 23 — клапаны для манометра; КН24 — запорная арматура; Ф1, Ф2 — фильтры; М — манометр показывающий; КП1, КП2 — клапаны предохранительные запорные; КП3 — клапан предохранительный сбросной; РД1, РД2, РД3 — регуляторы давления газа

— крана КН2 (или КН3) на выходе;

— импульсного трубопровода с краном КН9 (или КН10);

— предохранительного сбросного клапана КП3, служащего для аварийного сброса газа в атмосферу; проводящего трубопровода с краном КН11 и сбросного трубопровода.

Для замера давления и настройки КП3 предназначены краны КН16 и КН21.

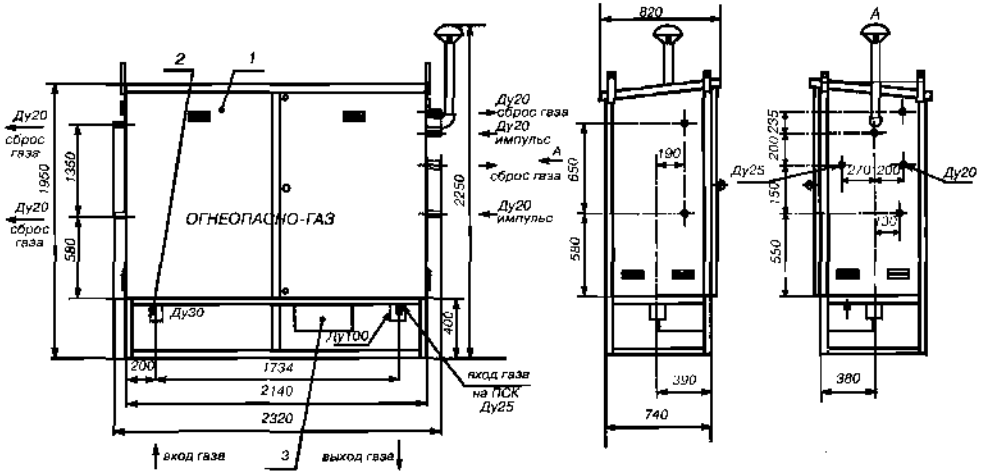
Для замера давления на выходе:

— при низком выходном давлении установлен кран КН15 с ниппелем для присоединения мановакуумметра;

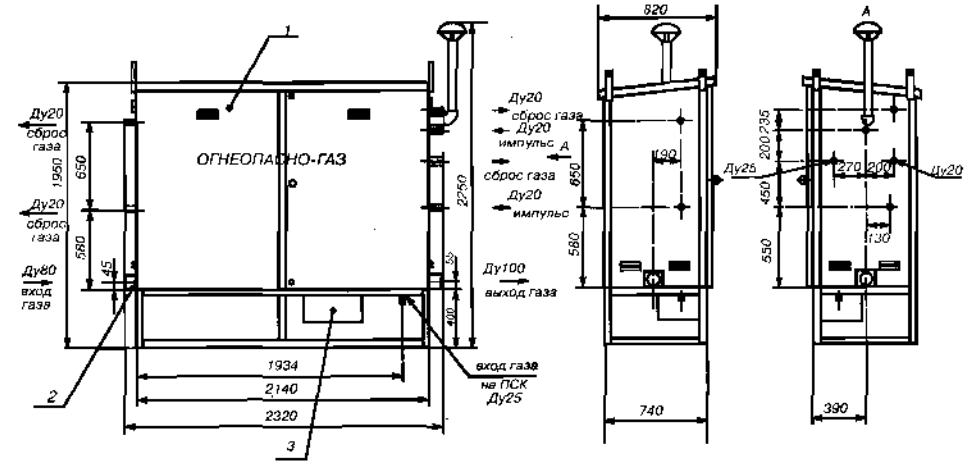
— при низком выходном давлении установлен клапан КН23.

Для сброса газа в атмосферу при выполнении ремонтных работ предусмотрен кран высокой продувки КН5 (или КН6) и кран низкой продувки КН7 (или КН8).

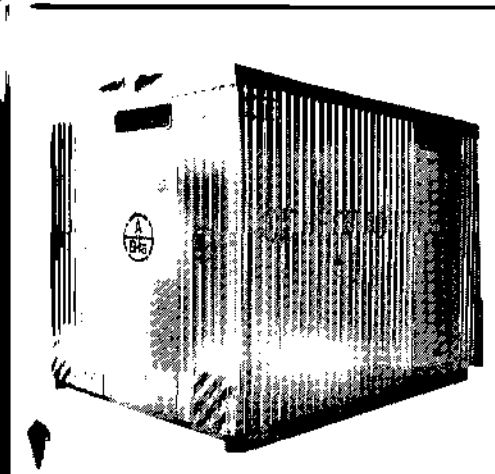
Для обогрева установки в зимнее время служит обогреватель ОГ, к которому через вентиль КН24 и регулятор РД3 поступает газ требуемого давления.



Габаритный чертеж УГРШ 50Н(В)-2Д-В



Габаритный чертеж УГРШ 50Н(В)-2Д-Г



Пункт газорегуляторный блочный ПГБ-50, ПГБ-50-СГ*, ПГБ-50-СГ-ЭК** «Голубое пламя»

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Производительность, м³/ч	до 5200
Входное давление, МПа (макс.)	1,2
Выходное давление, МПа	0,001–0,6
Температура воздуха внутри ПГБ, °С	от +5 до +40
Расход газа для системы обогрева, м³/ч	1,18
Расход электроэнергии, кВт/ч, не более	0,4
Габаритные размеры, мм:	
длина	3614
ширина	2750
высота (без труб вентиляции)	2920
Масса, кг, не более	4200

Устройство и принцип работы

ГРП блочный представляет собой металлический утепленный бокс контейнерного типа, установленный на салазки.

Бокс разделен газонепроницаемой перегородкой на отопительное и технологическое отделения, вход в которые осуществляется через раз-ные двери. Для вентиляции отделений предусмотрены вентиляцион-ные решетки и вентиляционные трубы с дефлекторами. Для естественного освещения отделений предусмотрены окна. Технологическое оборудова-ние ГРП блочного в соответствии с принципиальной функциональной схе-мой состоит из пункта учета расхода газа *1*, линии редуцирования газа *2*, системы обогрева *3*, электрооборудования *4* и блока редуцирования *5* (для системы обогрева).

Выпускается с узлом учета газа.

Выпускается с измерительным комплексом СГ-ЭК.

На входе пункта учета расхода газа *1* установлен кран *6*, фильтр **7**, на выходе кран *8*. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре предусмотрен манометр *9* с клапаном *10* и кранами *11, 12*. Для измерения объема проходящего потока газа предусмотрен счетчик *13*. Для корректировки показаний счетчика по температуре и давлению газа предусмотрены термометр *14* и манометр самопишущий *15*. Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте предусмотрена обводная линия (байпас) *16* с краном *17*. Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен продувочный трубопровод *18* с краном *19*. Для сброса газа с манометра самопишущего предусмотрен клапан *20*.

Линия редуцирования газа *2* состоит из основной *21* и резервной линии *22*, импульсного трубопровода *23* с краном *24*, трубопровода сброса газа *25*, предохранительного сбросного клапана *26* с краном *27*, напоромера (манометра) *28* с клапаном *29*, служащих для измерения давления газа на выходе.

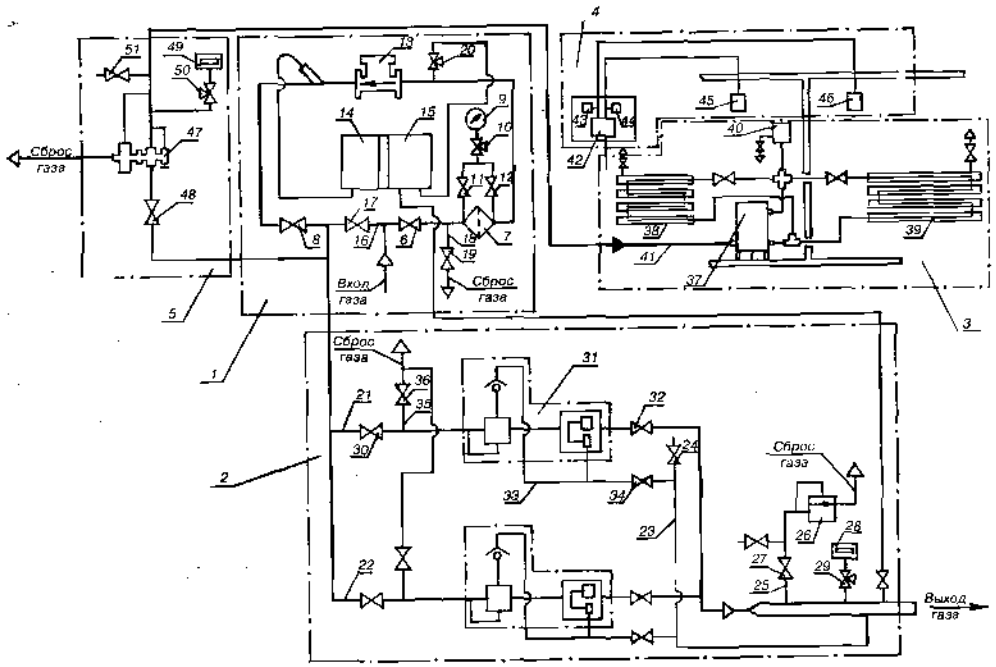
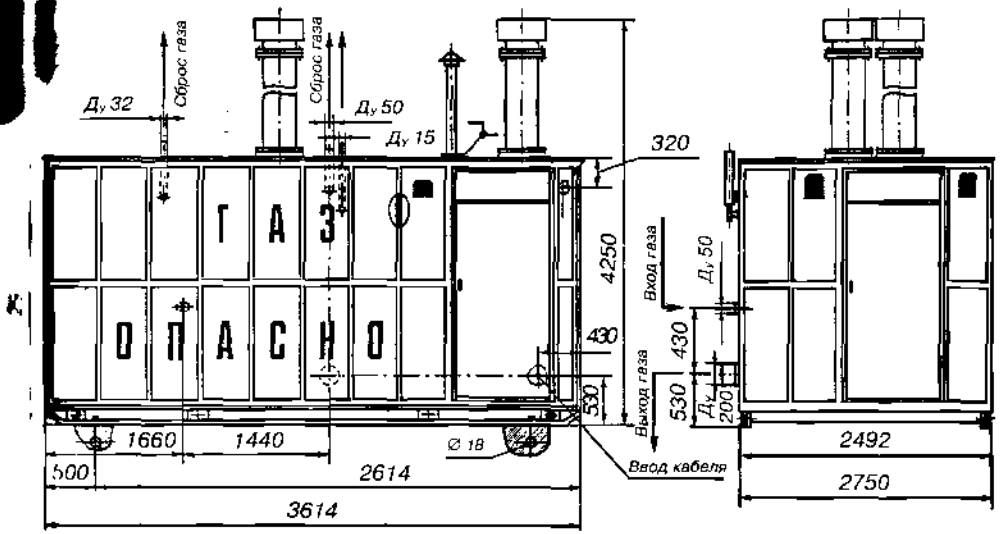


Схема функциональная:
1 — пункт учета расхода газа; 2 — линия редуцирования; 3 — система обогрева; 4 — электрооборудование; 5 — блок редуцирования системы обогрева; 6 — кран; 7 — фильтр; 8 — кран; 9 — манометр; 10 — клапан; 11, 12 — краны; 13 — счетчик; 14 — термометр; 15 — манометр самопишущий; 16 — обводная линия (байпас); 17 — кран; 18 — продувочный трубопровод; 19 — кран; 20 — клапан; 21 — основная линия редуцирования; 22 — резервная линия редуцирования; 23 — импульсный трубопровод; 24 — кран; 25 — трубопровод сброса газа; 26 — предохранительный сбросной клапан; 27 — кран; 28 — напоромер; 29 — клапан; 30 — кран; 31 — регулятор давления газа РДБК1-50 с предохранительным запорным клапаном КПЗ-50; 32 — кран; 33 — импульсный трубопровод; 34 — кран; 35 — продувочный трубопровод; 36 — кран; 37 — аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром; 38, 39 — батареи; 40 — расширительный бачок; 41 — трубопровод; 42 — счетчик бытовой; 43, 44 — выключатели; 45, 46 — светильники; 47 — регулятор давления газа РДНК-32; 48 — кран; 49 — напоромер; 50 — клапан; 51 — кран

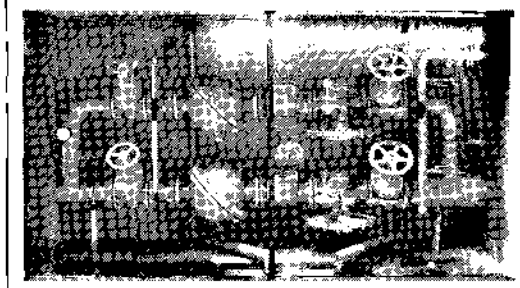
На основной и резервной линиях установлены краны *30*, блоки редуцирования *31*, смонтированные из регулятора давления РДБК1-50 и клапана запорного КПЗ-50, на выходе краны **32**, импульсные трубопроводы *33* с кранами *34*. Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрены продувочные трубопроводы *35* с кранами *36*. Система обогрева *3* предназначена для обогрева отопительного и технологического отделений в период отопительного сезона и включает аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром *37*, батареи *38, 39*, установленные в отопительном и технологическом отделениях, расширительный бачок *40*. Для подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* предусмотрен трубопровод *41*.

Электрооборудование *4* содержит счетчик бытовой *42*, выключатели **43,** *44*, светильник *45*, установленный в отопительном помещении, а также светильник *46* во взрывозащищенном исполнении, установленный в технологическом помещении.

Блок редуцирования системы обогрева *5* предназначен для обеспечения подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* и содержит регулятор давления газа (РДНК-32) *47*, кран *48* на входе, напоромер *49* с клапаном *50*. Для настройки регулятора *47* предусмотрен кран *51*.



Габаритный чертеж ПГБ-50, ПГБ-50-СГ и ПГБ-50-СГ-ЭК



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом* ГСГО-100

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДБК1-100/70 или РДБК1П-100/70.

Максимальное входное давление — 1,2 МПа.

Пропускная способность при давлении на входе:

0,1 МПа — 2800 м³/ч;

0,3 МПа — 5620 м³/ч;

0,6 МПа — 13000 м³/ч;

0,9 МПа — 16000 м³/ч;

1,2 МПа — 19000 м³/ч.

Расход газа на обогреватель при давлении 2000 Па — 0,2 м³/ч.

Тепловая мощность газового обогревателя при давлении газа 2000 Па — 2,2 кВт.

Время включения обогревателя — 90 с.

Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа — 90 с.

Масса — 1300 кг.

	Значения для исполнения ГСГО						
	100	100 -01	100 -02	100 -03	100 -04	100 -05	100 -06
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2–4	4–16	6–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, МПа	0,0023–0,005	0,005–0,02	0,02–0,05	0,05–0,075	0,075–0,126	0,126–0,3	0,3–0,7
Пределы настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0025–0,006	0,006–0,022	0,022–0,06	0,06–0,08	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,003–0,002	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией. В шкафу размещено технологическое оборудование *4*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *6*, *7*, обеспечивающие доступ к технологическому оборудованию. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время года предназначены обогреватели *2*, *3*, газ к которым подводится по газопроводу *8*.

Технологическое газовое оборудование ГРП шкафного состоит из двух линий редуцирования: основной и резервной. Газ через кран (задвижку) КН2 или КН5 поступает к фильтру Ф1 или Ф2, очищается от механических примесей и поступает к клапану предохранительному запорному КП3 или КП4, предназначенному для автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления после регулятора РД2 или РД3 сверх установленного. Через клапан КП3 или КП4 газ поступает к регулятору давления, предназначенному для снижения давления и поддержания его в заданных пределах. От регулятора давления через кран (задвижку) КН3 или КН4 газ поступает к потребителю. Манометр М1 служит для контроля давления в основной и резервной линиях. Краны (задвижки) КН2, КН3, КН4, КН5 предназначены для перекрытия линий редуцирования. На импульсных линиях установлены краны КН8, КН10, предназначенные для настройки клапанов КП3, КП4.

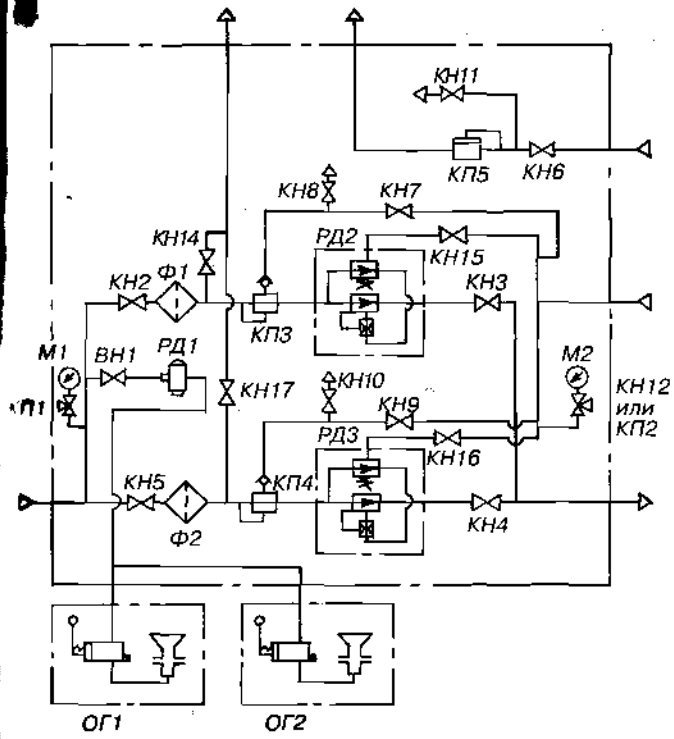
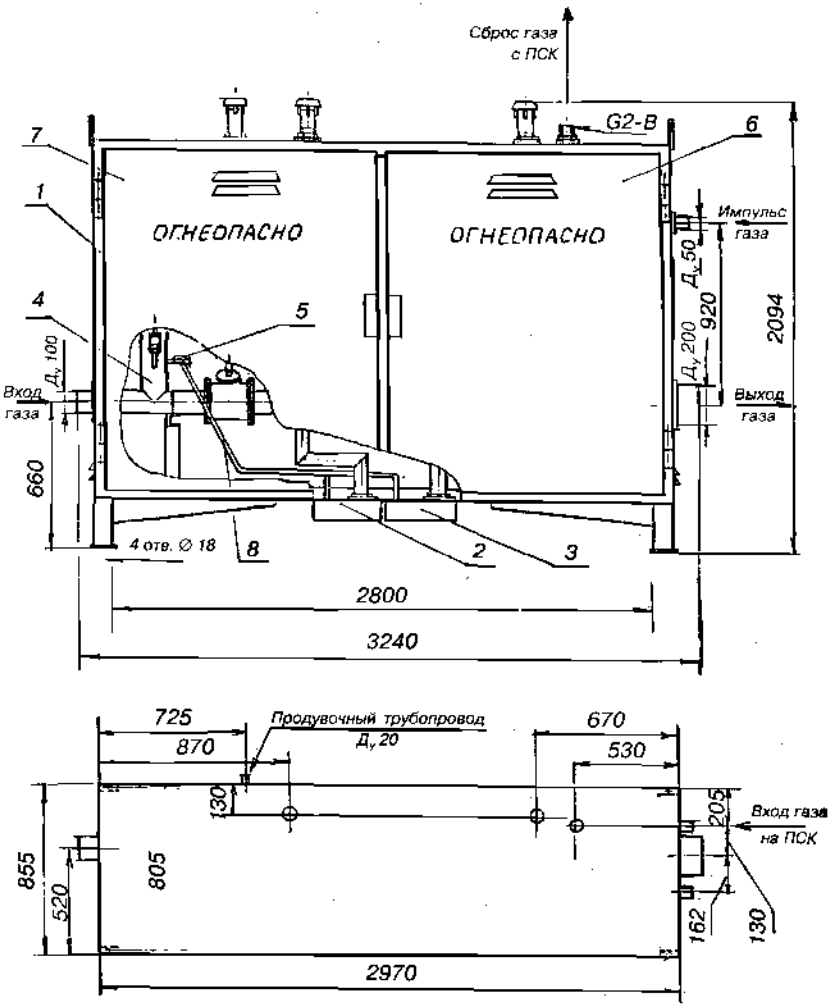


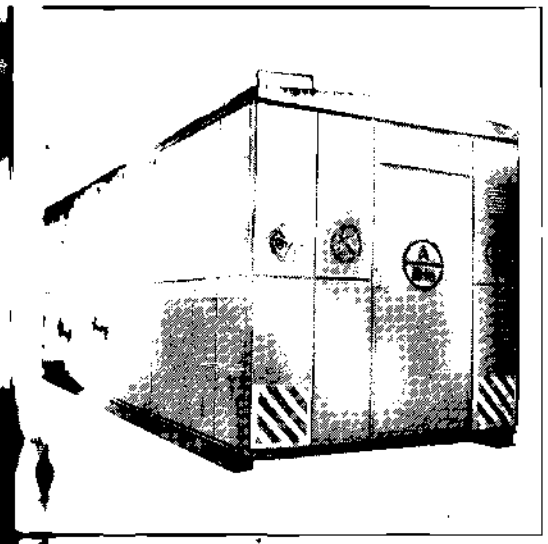
Схема пневматическая функциональная:
КН2, КН5 — входной кран; Ф1, Ф2 — фильтр; КП3, КП4 — клапан предохранительно-запорный; РД2, РД3 — регулятор давления газа; КН3, КН4 — выходной кран; М1, М2 — манометр; КН7–КН11 — краны; КП5 — сбросной клапан; КН14, КН17 — краны; ВН1 — вентиль; РД1 — регулятор давления газа РДСК1-1,2; КП2 – трехлинейный клапан; ОГ1, ОГ2 — обогреватели

Для отключения импульсного газопровода при ремонте клапанов КП3, КП4 служат краны КН7, КН9. Сбросной клапан КП5 предназначен для аварийного сброса газа. Кран КН11 служит для настройки порога срабатывания клапана сбросного. Для продувки участков газопрово-

дов «на свечу» после первого отключающего устройства предназначены краны КН14, КН17. Вентиль ВН1 и регулятор РД1 обеспечивают поступление газа требуемого давления к обогревателям ОГ1, ОГ2. Для замера давления на выходе из регулятора предусмотрены (в зависимости от исполнения) кран КН12 с штуцером для подключения мановакуумметра или клапан трехлинейный КП2 с манометром М2.



Габаритный чертеж ГСГО-100:
1 — шкаф металлический; 2, 3 — обогреватели; 4 — оборудование технологическое; 5 — регулятор давления РДСГ1-1,2; 6, 7 — дверки; 8 — газопровод



Пункт газорегуляторный блочный ПГБ-100, ПГБ-100-СГ*, ПГБ-100-СГ-ЭК** «Голубое пламя»

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Производительность, м³/ч	до 19000
Входное давление, МПа (макс.)	1,2
Выходное давление, МПа	0,001–0,6
Температура воздуха внутри ПГБ, °С	от +5 до +40
Расход газа для системы обогрева, м³/ч	1,18
Расход электроэнергии, кВт/ч, не более	0,4
Габаритные размеры, мм:	
длина	5614
ширина	2750
высота (без труб вентиляции)	2920
Масса, кг, не более	7000

Устройство и принцип работы

ГРП блочный представляет собой металлический утепленный бокс контейнерного типа, установленный на салазки.

Бокс разделен газонепроницаемой перегородкой на отопительное и технологическое отделения, вход в которые осуществляется через различные двери. Для вентиляции отделений предусмотрены вентиляционные решетки и вентиляционные трубы с дефлекторами. Для естественного освещения отделений предусмотрены окна. Технологическое оборудование ГРП блочного в соответствии с принципиальной функциональной схемой состоит из пункта учета расхода газа *1*, линии редуцирования газа *2*, системы обогрева *3*, электрооборудования *4* и блока редуцирования *5* (для системы обогрева).

Выпускается с узлом учета газа.
Выпускается с измерительным комплексом СГ-ЭК.

На входе пункта учета расхода газа *1* установлен кран *6*, фильтр *7*, на выходе кран *8*. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре предусмотрен манометр *9* с клапаном *10* и кранами *11*, *12*. Для измерения объема проходящего потока газа предусмотрен счетчик *13*. Для корректировки показаний счетчика по температуре и давлению газа предусмотрены термометр *14* и манометр самопишущий *15*. Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте предусмотрена обводная линия (байпас) *16* с краном *17*. Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен продувочный трубопровод *18* с краном *19*. Для сброса газа с манометра самопишущего предусмотрен клапан *20*.

Линия редуцирования газа *2* состоит из основной *21* и резервной линии *22*, импульсного трубопровода *23* с краном *24*, трубопровода сброса газа *25*, предохранительного сбросного клапана *26* с краном *27*, напоромера

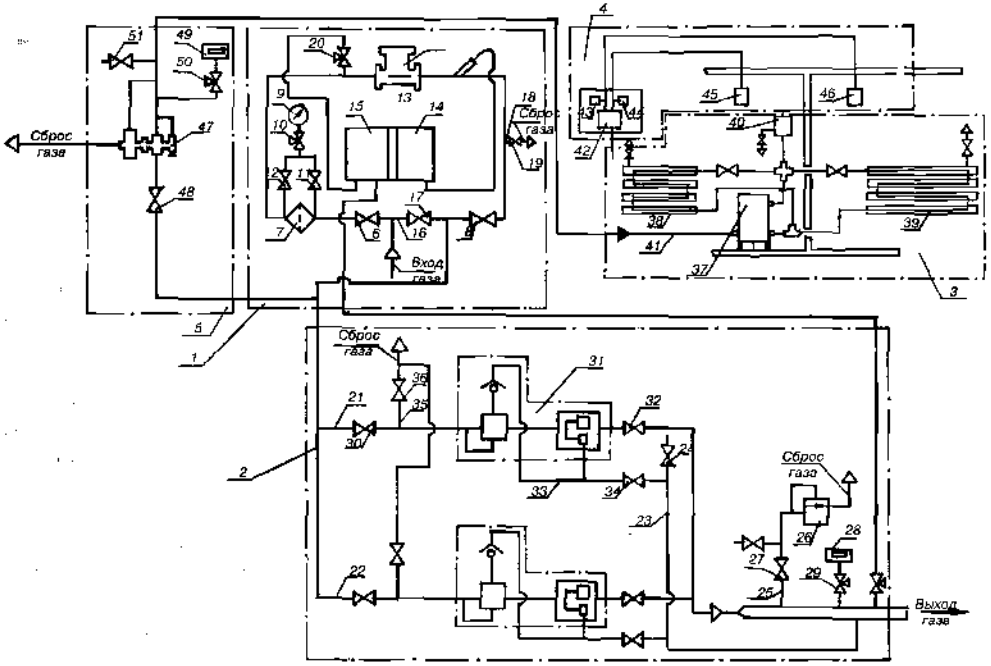


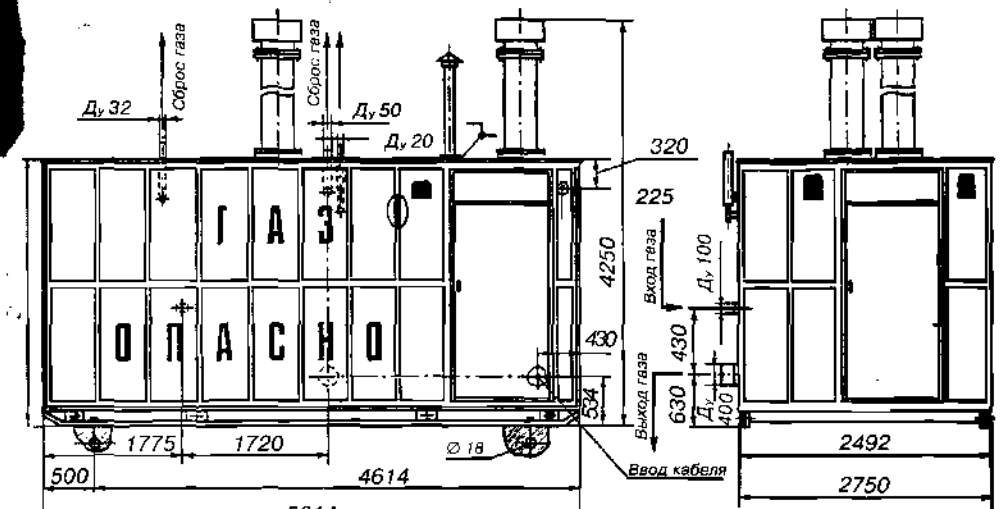
Схема функциональная:
1 — пункт учета расхода газа; 2 — линия редуцирования; 3 — система обогрева; 4 — электрооборудование; 5 — блок редуцирования системы обогрева; 6 — кран; 7 — фильтр; 8 — кран; 9 — манометр; 10 — клапан; 11, 12 — краны; 13 — счетчик; 14 — термометр; 15 — манометр самопишущий; 16 — обводная линия (байпас); 17 — кран; 18 — продувочный трубопровод; 19 — кран; 20 — клапан; 21 — основная линия редуцирования; 22 — резервная линия редуцирования; 23 — импульсный трубопровод; 24 — кран; 25 — трубопровод сброса газа; 26 — предохранительный сбросной клапан; 27 — кран; 28 — напоромер; 29 — клапан; 30 — кран; 31 — регулятор давления газа РДБК1-100 с предохранительным запорным клапаном КПЗ-100; 32 — кран; 33 — импульсный трубопровод; 34 — кран; 35 — продувочный трубопровод; 36 — кран; 37 — аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром; 38, 39 — батареи; 40 — расширительный бачок; 41 — трубопровод; 42 — счетчик бытовой; 43, 44 — выключатели; 45, 46 — светильники; 47 — регулятор давления газа РДНК-32; 48 — кран; 49 — напоромер; 50 — клапан; 51 — кран

(манометра) *28* с клапаном *29*, служащих для измерения давления газа на выходе.

На основной и резервной линиях установлены краны *30*, блоки редуцирования *31*, смонтированные из регулятора давления РДБК1-100 и клапана запорного КПЗ-100, на выходе краны *32*, импульсные трубопроводы *33* с кранами *34*. Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрены продувочные трубопроводы *35* с кранами *36*. Система обогрева *3* предназначена для обогрева отопительного и технологического отделений в период отопительного сезона и включает аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром *37*, батареи *38*, *39*, установленные в отопительном и технологическом отделениях, расширительный бачок *40*. Для подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* предусмотрен трубопровод *41*.

Электрооборудование *4* содержит счетчик бытовой *42*, выключатели *43*, *44*, светильник *45*, установленный в отопительном помещении, а также светильник *46* во взрывозащищенном исполнении, установленный в технологическом помещении.

Блок редуцирования системы обогрева *5* предназначен для обеспечения подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* и содержит регулятор давления газа (РДНК-32) *47*, кран *48* на входе, напоромер *49* с клапаном *50*. Для настройки регулятора *47* предусмотрен кран *51*.



Габаритный чертеж ПГБ-100, ПГБ-100-СГ и ПГБ-100-СГ-ЭК

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ГАЗАППАРАТ
Саратов
обладатель Международной награды "*ФАКЕЛ БИРМИНГАМА*"
сертификата системы качества МС ИСО 9001 (ГОСТ Р ИСО 9001)

ОКПО 03216769 www.gazapparat.ru 410012, Россия, Саратов, ул. Большая Казачья, 125
Факс: (8452) 507942 E-mail: gazapparat@renet.ru Для телеграмм: Саратов-12 ГАЗАППАРАТ

517626 генеральный директор
517742 главный инженер
517639 зам.ген.директора по маркетингу
517643 зам.ген.директора по общ.вопросам
507943 отдел гл.конструктора
517645 зам.ген.директора по качеству
506231, 517631 отдел материально-технического снабжения и кооперированных поставок
517633 отдел сбыта, финансовое бюро

17 ИЮН 2006 № 07-1260ф

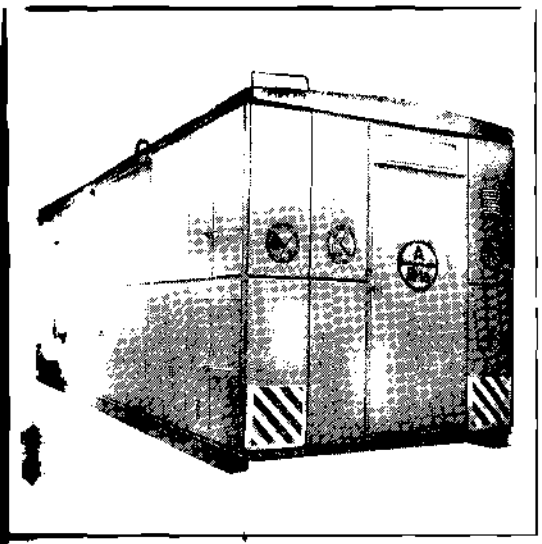
ООО "Газ-Сервис"
Генеральному директору
Е.А.КАРЯКИНУ
г.Саратов
Факс: 96 09 47

СЕРТИФИКАТ

ОАО "Газаппарат" подтверждает, что ООО "Газ-Сервис", г.Саратов является дистрибьютором ОАО "Газаппарат", обладает квалифицированным и грамотным персоналом.

ОАО "Газаппарат" оперативно информирует ООО "Газ-Сервис" о всех конструктивных и иных изменениях во всем спектре производимой продукции.

Генеральный директор Н.М.Сельсков



Пункт газорегуляторный блочный ПГБ-100/50* «Голубое пламя»

с двумя линиями редуцирования, с различной пропускной способностью (зима–лето)

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Производительность, м³/ч:	
1-я линия	до 5000
2-я линия	до 19000
Входное давление, МПа (макс.)	1,2
Выходное давление, МПа:	
1-я линия	0,001–0,6
2-я линия	0,001–0,6
Температура воздуха внутри ПГБ, °С	от +5 до +40
Расход газа для системы обогрева, м³/ч	1,18
Расход электроэнергии, кВт/ч, не более	0,4
Габаритные размеры, мм:	
длина	5614
ширина	2750
высота (без труб вентиляции)	2920
Масса, кг, не более	7000

Устройство и принцип работы

ГРП блочный представляет собой металлический утепленный бокс *1* контейнерного типа, установленный на салазки.

Бокс разделен газонепроницаемой перегородкой на отопительное и технологическое отделения, вход в которые осуществляется через различные двери. Для вентиляции отделений предусмотрены вентиляционные решетки и вентиляционные трубы с дефлекторами. Для естественного освещения отделений предусмотрены окна. Технологическое оборудование ГРП блочного состоит из блока фильтра *1*, блока редуцирования газа *2*, системы обогрева *3*, электрооборудования *4* и блока редуцирования *5* (для системы обогрева).

На входе блока фильтра *1* установлен кран *6*, фильтр *7*, на выходе кран *8*. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада дав-

По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

ления на фильтре предусмотрен манометр *9* с клапаном *10* и кранами *11, 12*. Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте предусмотрена обводная линия *13* с краном *14* и манометром *15* с клапаном *16*.

Для сбора газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен продувочный трубопровод *18* с краном *19*. Блок редуцирования газа *2* состоит из линии редуцирования *21*, линии редуцирования *22*, байпасной линии *52*, импульсного трубопровода *23* с краном *24*, трубопровода сброса газа *25*, предохранительного сбросного клапана *26* с краном *27*, напоромера (манометра) *28* с клапаном *29*, служащих для измерения давления газа на выходе.

На линии редуцирования *21* установлены кран *30* на входе, блок редуцирования *31*, смонтированный из регулятора давления РДБК1-100 и предохранительного запорного клапана КПЗ-100, кран *32* на выходе, импульсный трубопровод *33* с краном *34*. На линии редуцирования *22* установлены кран *53* на входе, блок редуцирования *54*, смонтированный из регулятора давления РДБК1-50 и предохранительного запорного клапана КПЗ-50, кран *55* на выходе, импульсный трубопровод *56* с краном *57*. На байпасной линии *52* установлен кран *58* на входе, вентиль *59* на выходе, манометр *60* с клапаном *61*.

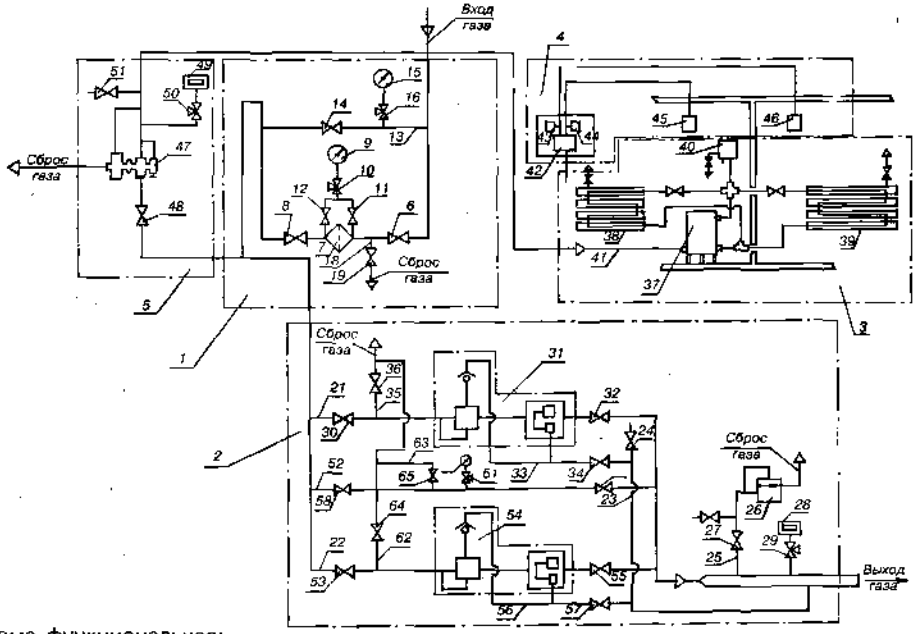


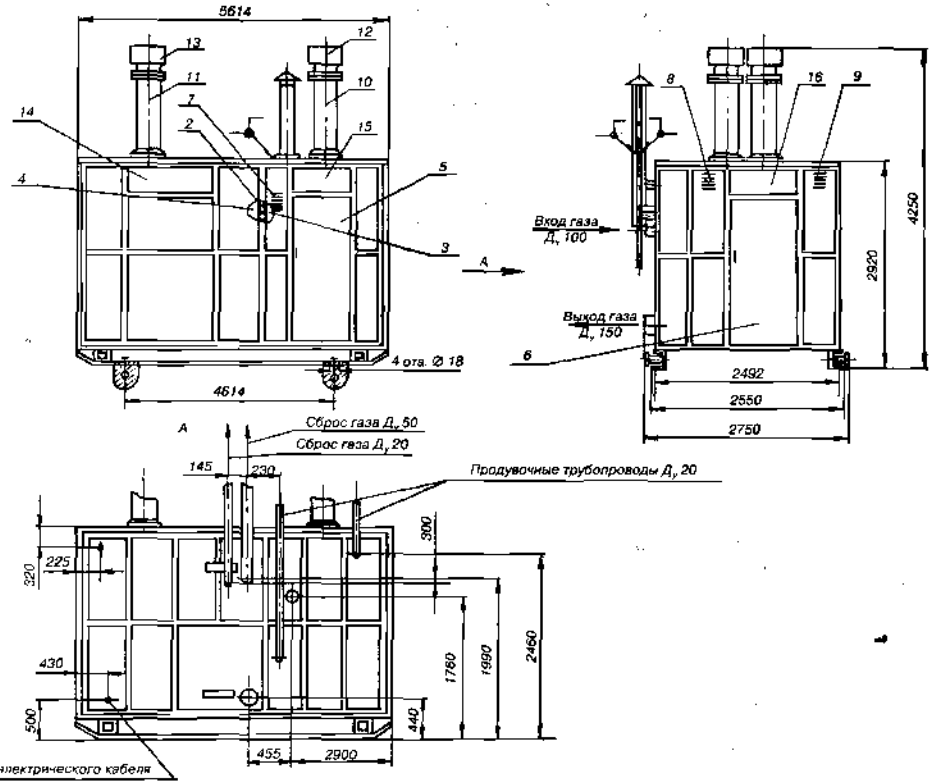
Схема функциональная:
1 — блок фильтра; 2 — блок редуцирования газа; 3 — система обогрева; 4 — электрооборудование; 5 — блок редуцирования системы обогрева; 6, 8, 11, 12, 14, 19, 24, 27, 30, 32, 34, 36, 48, 51, 53, 55, 57, 58 — кран; 7 — фильтр; 9, 15, 60 — манометр; 10, 16, 29, 50, 61 — клапан; 13 — обводная линия; 18, 35, 62, 63 — продувочный трубопровод; 21 — основная линия редуцирования; 22 — дополнительная линия редуцирования; 23, 33, 56 — импульсный трубопровод; 25 — трубопровод сброса газа; 26 — предохранительный сбросной клапан; 28 — напоромер; 31 — регулятор давления газа РДБК1-100 с предохранительным запорным клапаном КПЗ-100; 37 — аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром; 38, 39 — батареи; 40 — расширительный бачок; 41 — трубопровод; 42 — счетчик бытовой; 43, 44 — выключатели; 45, 46 — светильники; 47 — регулятор давления газа РДНК-32; 49 — напоромер; 52 — байпасная линия; 54 — регулятор давления газа РДБК1-50 с предохранительным запорным клапаном КПЗ-50; 59 — вентиль

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ на линиях редуцирования *21*, *22* и байпасной линии *52* предусмотрены продувочные трубопроводы *35, 62, 63* с кранами *36, 64, 65*.

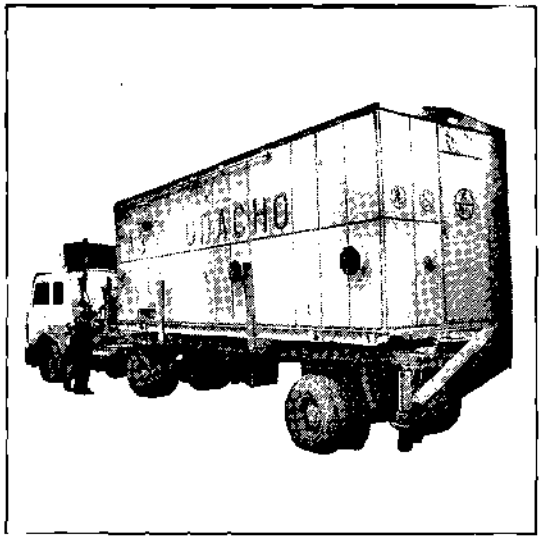
Система обогрева *3* предназначена для обогрева отопительного и технологического отделений в период отопительного сезона и включает аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром *37*, батареи *38, 39*, установленные в отопительном и технологических отделениях, расширительный бачок *40*. Для подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* предусмотрен трубопровод *41*.

Электрооборудование *4* содержит счетчик бытовой *42*, выключатели *43, 44*, светильник *45*, установленный в отопительном помещении, а также светильник *46* во взрывозащищенном исполнении, установленный в технологическом помещении.

Блок редуцирования системы обогрева *5* предназначен для обеспечения подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* и содержит регулятор давления газа (РДНК-32) *47*, кран *48* на входе, напоромер *49* с клапаном *50*. Для настройки регулятора *47* предусмотрен кран *51*.



Габаритный чертеж ПГБ-100/50:
1 — утепленный бокс; 2 — газонепроницаемая перегородка; 3 — отопительное отделение; 4 — технологическое отделение; 5, 6 — двери; 7–9 — вентиляционные решетки; 10, 11 — вентиляционные трубы; 12, 13 — дефлекторы; 14–16 — окна



Пункт газорегуляторный блочный ПГБ-150, ПГБ-150-СГ*, ПГБ-150-СГ-ЭК** «Голубое пламя»

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Производительность, м³/ч	до 30000
Входное давление, МПа (макс.)	1,2
Выходное давление, МПа	0,002–0,6
Температура воздуха внутри ПГБ, °С	от +5 до +40
Расход газа для системы обогрева, м³/ч	1,18
Расход электроэнергии, кВт/ч, не более	0,6
Габаритные размеры, мм:	
длина	7614
ширина	2750
высота (без труб вентиляции)	2870
Масса, кг, не более	9000

Устройство и принцип работы

ГРП блочный представляет собой металлический утепленный бокс контейнерного типа, установленный на салазки.

Бокс разделен газонепроницаемой перегородкой на отопительное и технологическое отделения, вход в которые осуществляется через различные двери. Для вентиляции отделений предусмотрены вентиляционные решетки и вентиляционные трубы с дефлекторами. Для естественного освещения отделений предусмотрены окна. Технологическое оборудование ГРП блочного в соответствии с принципиальной функциональной схемой состоит из пункта учета расхода газа *1*, линии редуцирования газа *2*, системы обогрева *3*, электрооборудования *4* и блока редуцирования *5* (для системы обогрева).

На входе пункта учета расхода газа *1* установлены кран *6*, фильтр *7*, на выходе — кран *8*. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре предусмотрен манометр *9* с клапаном *10* и кранами *11, 12*. Для измерения объема проходящего потока газа предусмотрен счетчик *13*. Для корректировки показаний счетчика по температуре и

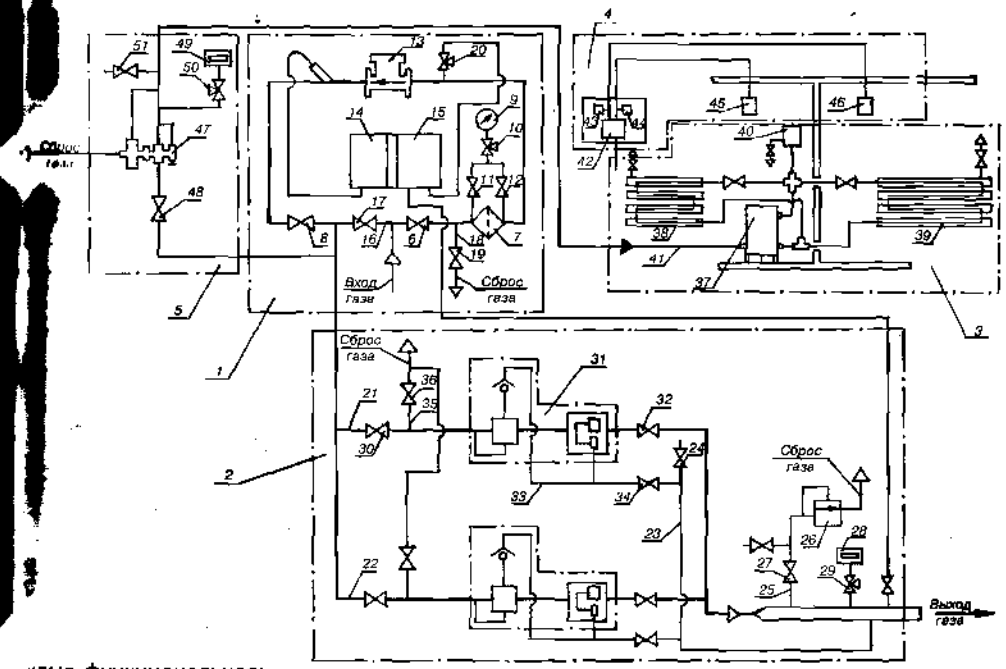
* Выпускается с узлом учета газа.

** Выпускается с измерительным комплексом СГ-ЭК.

...лению газа предусмотрены термометр *14* и манометр самопишущий *15*. ...ля обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте пре...смотрена обводная линия (байпас) *16* с краном *17*. Для сброса газа при вы...лнении ремонтных работ предусмотрен продувочный трубопровод *18* с кра...ом *19*. Для сброса газа с манометра самопишущего предусмотрен клапан *20*.

Линия редуцирования газа 2 состоит из основной *21* и резервной линии ..., импульсного трубопровода *23* с краном *24*, трубопровода сброса газа *25*, ...едохранительного сбросного клапана *26* с краном *27*, напоромера (мано...тра) *28* с клапаном *29*, служащих для измерения давления газа на выходе.

На основной и резервной линиях установлены краны *30*, регулятор давле...ия газа РДГ-150 (по заказу возможно изготовление с регулятором давле...ия газа РДБК1-200 и клапаном предохранительным запорным ПКН(В)-200), ...а выходе краны *32*, импульсные трубопроводы *33* с кранами *34*. Для сброса ...аза при выполнении ремонтных работ предусмотрены продувочные трубо...роводы *35* с кранами *36*. Система обогрева *3* предназначена для обогрева ...топительного и технологического отделений в период отопительного сезо-



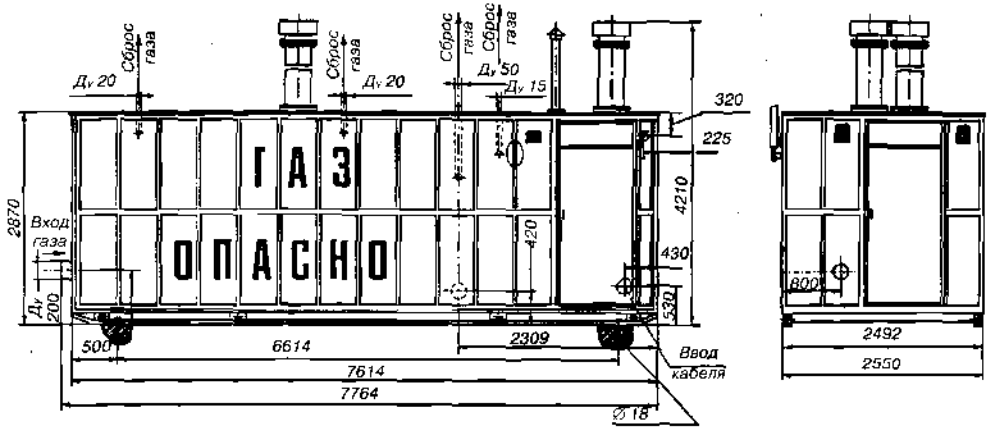
...кема функциональная:

...пункт учета расхода газа; 2 — линия редуцирования; 3 — система обогрева; 4 — электрооборудование; 5 — блок редуцирования системы обогрева; 6 — кран; 7 — фильтр; 8 — кран; ... манометр; 10 — клапан; 11, 12 — краны; 13 — счетчик; 14 — термометр; 15 — манометр самопишущий; 16 — обводная линия (байпас); 17 — кран; 18 — продувочный трубопровод; ... кран; 20 — клапан; 21 — основная линия редуцирования; 22 — резервная линия редуцирования; 23 — импульсный трубопровод; 24 — кран; 25 — трубопровод сброса газа; 26 — предохранительный сбросной клапан; 27 — кран; 28 — напоромер; 29 — клапан; 30 — кран; 31 — регулятор давления газа РДГ-150 (по заказу возможно изготовление с регулятором давления газа РДБК1-200 и клапаном предохранительным запорным ПКН(В)-200); 32 — кран; 33 — импульсный трубопровод; 34 — кран; 35 — продувочный трубопровод; 36 — кран; 37 — аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром; 38, 39 — батареи; 40 — расширительный бачок; 41 — трубопровод; 42 — счетчик бытовой; 43, 44 — выключатели; 45, 46 — светильники; ... - регулятор давления газа РДНК-32; 48 — кран; 49 — напоромер; 50 — клапан; 51 — кран

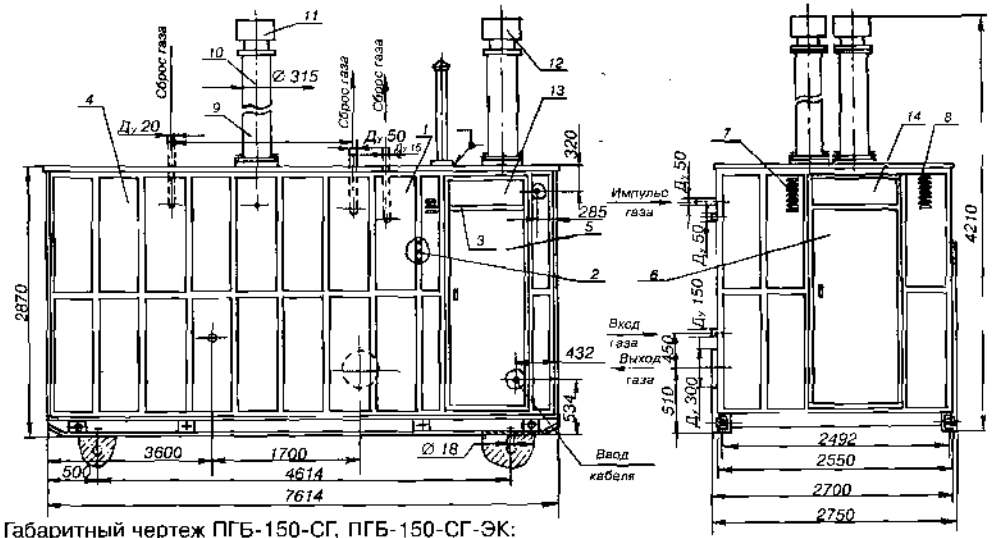
на и включает аппарат отопительный бытовой газовый с водяным контуром *37*, батареи *38*, *39*, установленные в отопительном и технологическом отделениях, расширительный бачок *40*. Для подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* предусмотрен трубопровод *41*.

Электрооборудование *4* содержит счетчик бытовой *42*, выключатели *43*, *44*, светильник *45*, установленный в отопительном помещении, а также светильник *46* во взрывозащищенном исполнении, установленный в технологическом помещении.

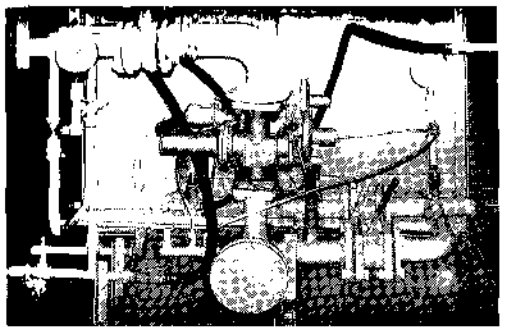
Блок редуцирования системы обогрева *5* предназначен для обеспечения подачи газа на горелку отопительного аппарата *37* и содержит регулятор давления газа (РДНК-32) *47*, кран *48* на входе, напоромер *49* с клапаном *50*. Для настройки регулятора *47* предусмотрен кран *51*.



Габаритный чертеж ПГБ-150



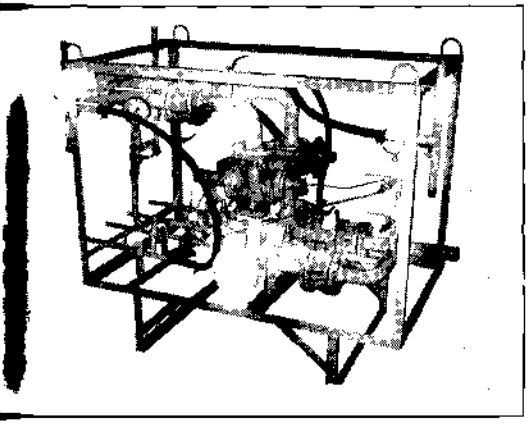
Габаритный чертеж ПГБ-150-СГ, ПГБ-150-СГ-ЭК:
1 — утепленный бокс; *2* — газонепроницаемая перегородка; *3* — отопительное отделение; *4* — технологическое отделение; *5*, *6* — двери; *7*–*9* — вентиляционные решетки; *10*, *11* — вентиляционные трубы; *12*, *13* — дефлекторы; *14*–*16* — окна



Газорегуляторные пункты шкафные*

**ГРПШ-03Б-04-2У1,
ГРПШ-03Б-04М-2У1,
ГРПШ-03Б-07-2У1,
ГРПШ-03М-01-2У1,
ГРПШ-03БМ-01-2У1**

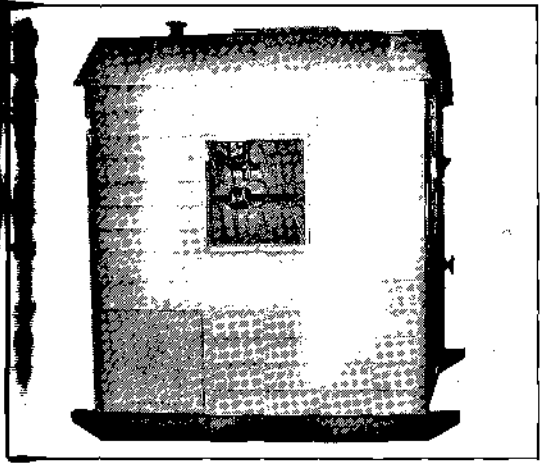
с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов



Газорегуляторные установки*

**ГРУ-03Б-04-2У1,
ГРУ-03Б-04М-2У1,
ГРУ-03Б-07-2У1,
ГРУ-03М-01-2У1,
ГРУ-03БМ-01-2У1**

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов



Пункты газорегуляторные блочные*

**ПГБ-03Б-04-2У1,
ПГБ-03Б-04М-2У1,
ПГБ-03Б-07-2У1,
ПГБ-03М-01-2У1,
ПГБ-03БМ-01-2У1**

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Технические характеристики

	03Б-04-2У1	03Б-04М-2У1	03Б-07-2У1	03М-01-2У1	03БМ-01-2У1
Регулятор давления газа	РДНК-400М РДСК-50Б	РДНК-400М РДСК-50Б	РДНК-1000 РДСК-50Б	РДНК-У РДСК-50М	РДНК-У РДСК-50БМ
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87				
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа:					
$P_{вых}$ 1	270–300	270–300	270–300	10–100	270–300
$P_{вых}$ 2	2–5	2–5	2–5	2–5	2–5
Пропускная способность (для газа плотностью ρ = 0,73 кг/м³), м³/ч:					
$P_{вых}$ 1	700	700	800	900	1100
$P_{вых}$ 2	250	500	700	900	900
Масса, кг:					
ГРПШ	170	170	170	170	170
ГРУ	110	110	110	110	110
ПГБ	2000	2000	2000	2000	2000

Устройство и принцип работы

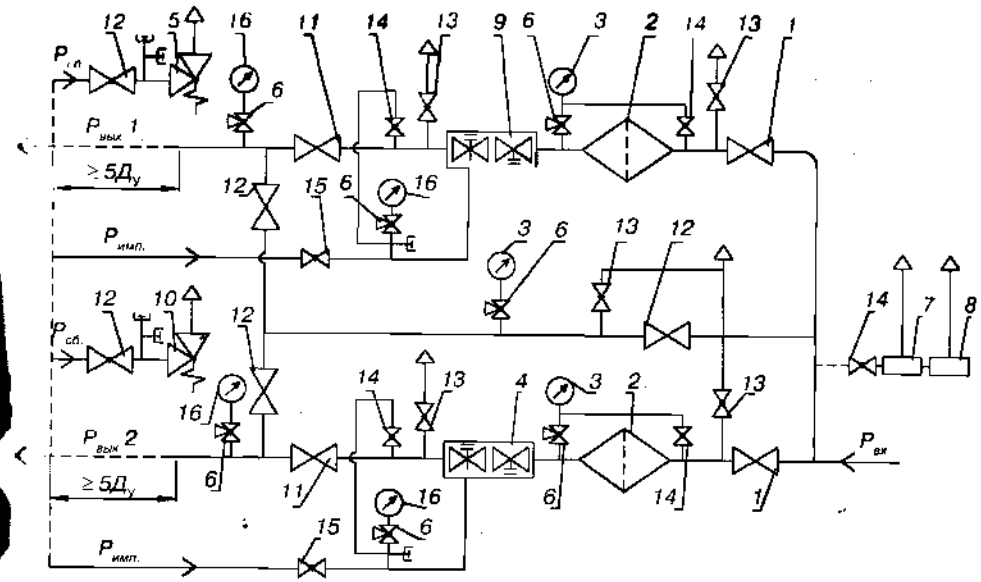
Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— два узла фильтра;

— две линии редуцирования давления газа;

— две обводные линии, байпасы.



…ема пневматическая функциональная:
…запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа № 1; …предохранительный сбросной клапан № 2; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления …в (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — регулятор давления газа № 2; 10 — …дохранительный сбросной клапан № 1; 11 — запорная арматура; 12, 13, 14, 15 — запорная …матура; 16 — выходной манометр

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу поступает на две параллельные линии редуцирования, последовательно через входные краны *1* и фильтры *2* газ поступает регуляторам давления газа *4, 9*, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходные краны *11* поступает к потребителю по двум выходным линиям.

Контроль выходного давления производится выходными манометрами *16*.

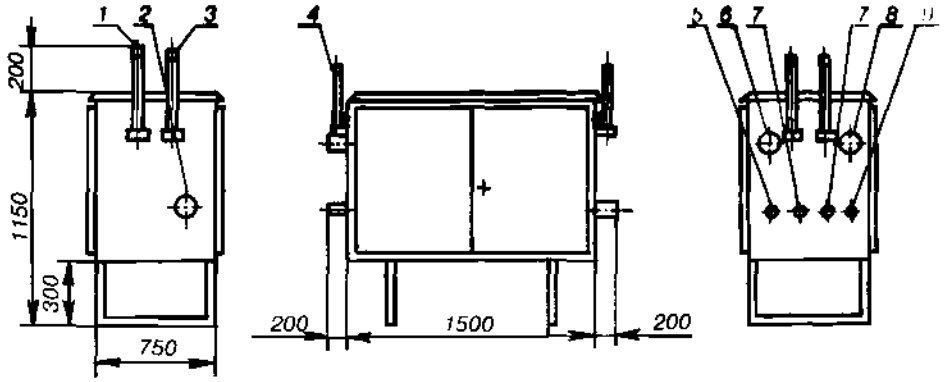
При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *5* или *10*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор.

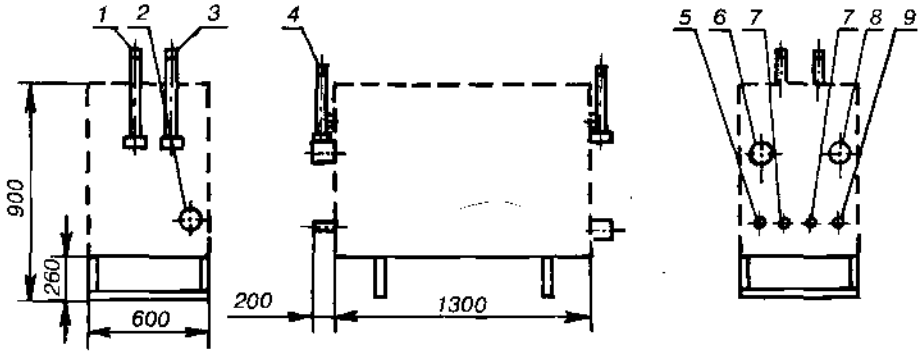
На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для измерения входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру.

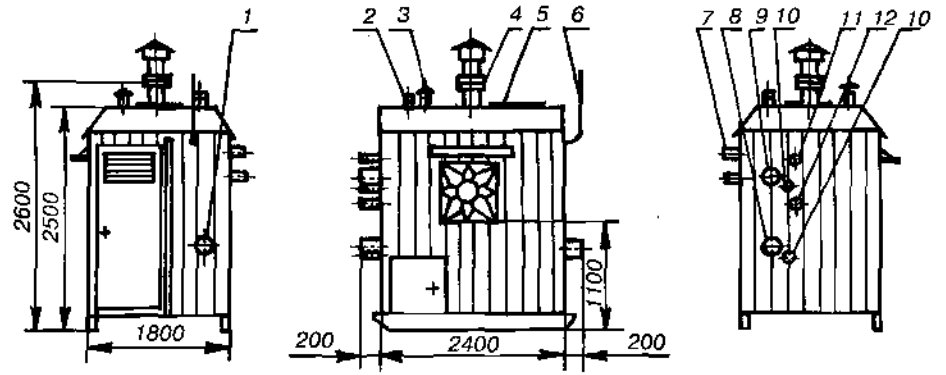
На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов давления газа и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.



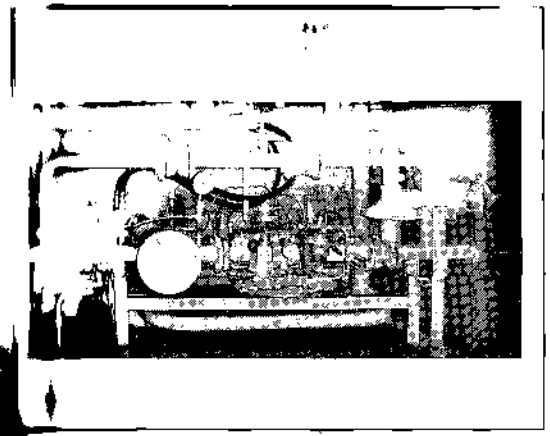
Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — $P_{вх}$; 3 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 4 — продувочный патрубок; 5 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 6 — $P_{вых}$ 2; 7 — подвод импульса к регулятору; 8 — $P_{вых}$ 1; 9 — вход клапана предохранительного сбросного № 1



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — $P_{вх}$; 3 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 4 — продувочный патрубок; 5 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 6 — $P_{вых}$ 2; 7 — подвод импульса к регулятору; 8 — $P_{вых}$ 1; 9 — вход клапана предохранительного сбросного № 1



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — $P_{вх}$; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — взрывобезопасный клапан; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — $P_{вых}$ 1; 9 — $P_{вых}$ 2; 10 — подвод импульса к регулятору; 11 — вход клапана предохранительного сбросного № 1; 12 — вход клапана предохранительного сбросного № 2



Газорегуляторные пункты шкафные*

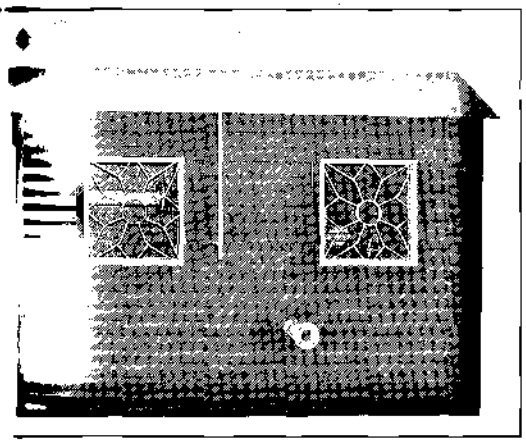
ГРПШ-13-2НВ-У1,
ГРПШ-15-2НВ-У1,
ГРПШ-16-2НВ-У1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов

Газорегуляторные установки*

ГРУ-13-2НВ-У1,
ГРУ-15-2НВ-У1,
ГРУ-16-2НВ-У1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов



Пункты газорегуляторные блочные*

ПГБ-13-2НВ-У1,
ПГБ-15-2НВ-У1,
ПГБ-16-2НВ-У1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

Технические характеристики

	13-2НВ-У1	15-2НВ-У1	16-2НВ-У1
Регулятор давления газа	РДГ-50Н(В)	РДГ-80Н(В)	РДГ-150Н(В)
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87		
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа:			
$P_{вых}$ 1	1,5–60	1,5–60	1,5–60
$P_{вых}$ 2	60–600	60–600	60–600
Пропускная способность (для газа плотностью ρ = 0,73 кг/м³), м³/ч:			
$P_{вых}$ 1	6200	13000	29000
$P_{вых}$ 2	6200	13000	29000
Тепловая мощность устройства горелочного, кВт	7	7	7
Габаритные размеры, мм:			
ГРПШ:			
длина *L*	2000	2700	2800
ширина *B*	1300	1400	1400
высота *H*	1700	2000	2300
ГРУ:			
длина *L*	1900	2400	2600
ширина *B*	1100	1300	1300
высота *H*	1600	1700	2100
высота опоры *h*	260	260	260
ПГБ:			
длина *L*	2500	3000	3800
ширина *B*	2100	2300	2300
Масса, кг:			
ГРПШ	600	900	1000
ГРУ	500	750	900
ПГБ	3100	3500	4700

Устройство и принцип работы

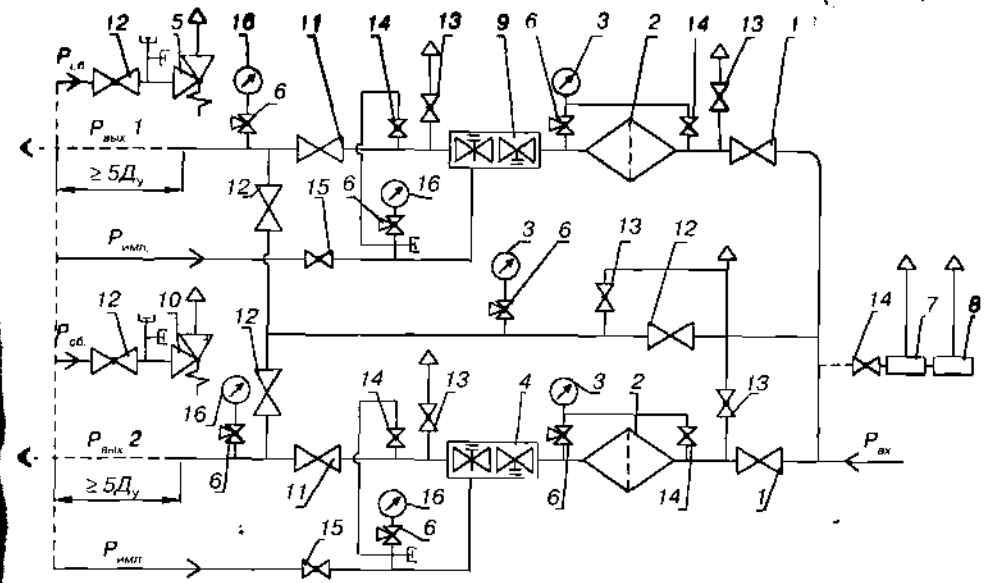
Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— два узла фильтра;

— две линии редуцирования давления газа;

— две обводные линии, байпасы.



…ма пневматическая функциональная:
… — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа № 1; … предохранительный сбросной клапан № 2; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления …ки (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — регулятор давления газа № 2; 10 — …дохранительный сбросной клапан № 1; 11 — запорная арматура; 12, 13, 14, 15 — запорная …матура; 16 — выходной манометр

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу поступает на две параллельные линии редуцирования, последовательно через входные краны *1* и фильтры *2* газ поступает регуляторам давления газа *4*, *9*, где происходит снижение давления газа до …становленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее че… выходные краны *11* поступает к потребителю по двум выходным линиям.

Контроль выходного давления производится выходными манометрами *16*.

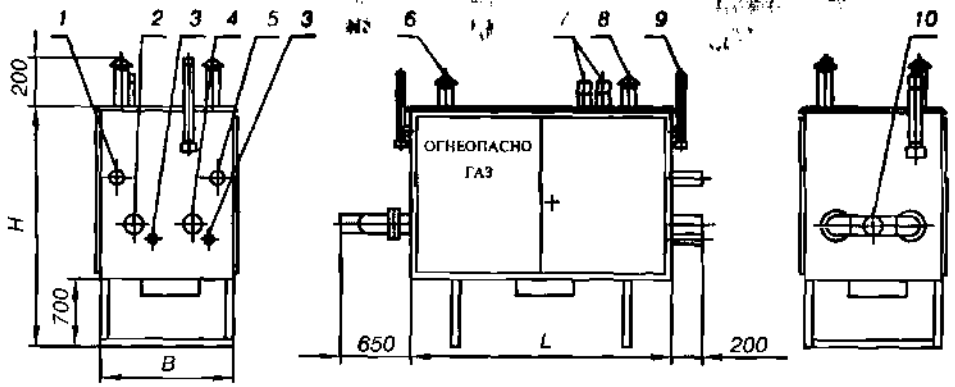
При повышении выходного давления выше допустимого заданного зна…ния открывается сбросной клапан *5* или *10*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления …за сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный …лапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор.

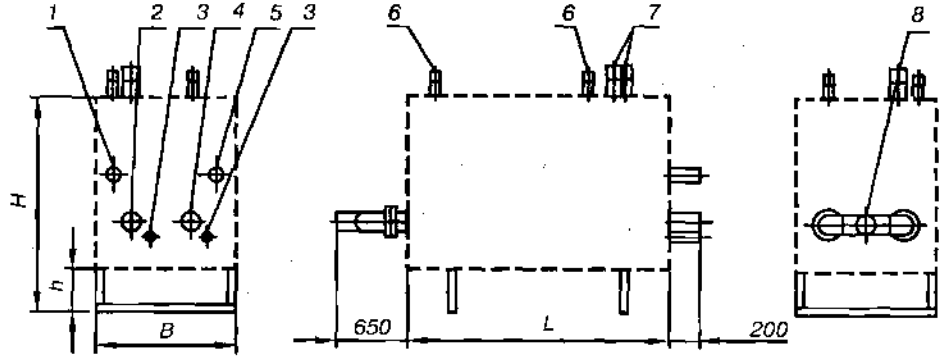
На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для …мера входного давления и определения перепада давления на фильтрую…ей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильт… — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах …з поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулиро…ание давления газа производится двумя последовательно установленными …ранами. Контроль давления производится по выходному манометру.

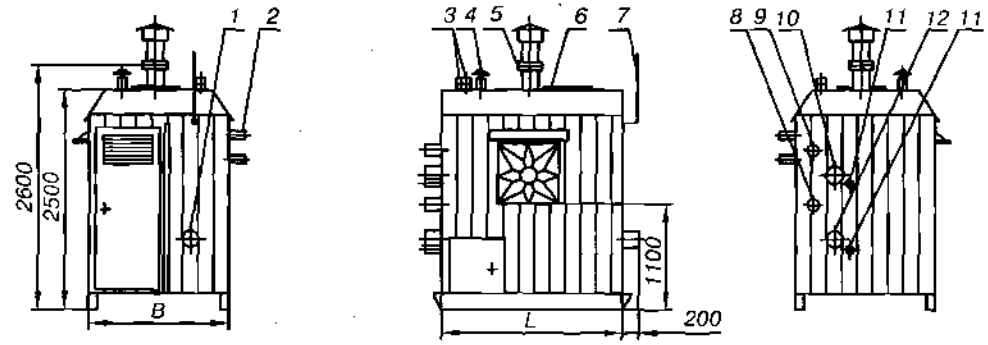
На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов дав…ения газа и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.



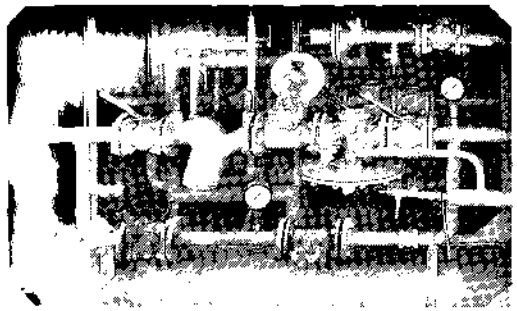
Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — вход клапана предохранительного сбросного № 1; 2 — $P_{вых}$ 1; 3 — подвод импульса к регулятору; 4 — $P_{вых}$ 2; 5 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 6 — вентиляционный патрубок; 7 — выход клапана предохранительного сбросного; 8 — дымоход; 9 — продувочный патрубок; 10 — $P_{вх}$



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — вход клапана предохранительного сбросного № 1; 2 — $P_{вых}$ 1; 3 — подвод импульса к регулятору; 4 — $P_{вых}$ 2; 5 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 6 — продувочный патрубок; 7 — выход клапана предохранительного сбросного; 8 — $P_{вх}$



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — $P_{вх}$; 2 — продувочный патрубок; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — дымоход; 5 — дефлектор; 6 — взрывобезопасный клапан; 7 — молниеотвод; 8 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 9 — вход клапана предохранительного сбросного № 1; 10 — $P_{вых}$ 1; 11 — подвод импульса к регулятору; 12 — $P_{вых}$ 2



Газорегуляторный пункт шкафной с газовым обогревом ГСГО-НН (НС, НВ, СС, СВ, ВВ)

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулятор давления газа — РДГБ-50.
Максимальное входное давление — 1,2 МПа.
Пропускная способность при давлении на входе:
0,1 МПа — 700 м³/ч;
0,3 МПа — 1200 м³/ч;
0,6 МПа — 2600 м³/ч;
0,9 МПа — 4200 м³/ч;
1,2 МПа — 5200 м³/ч.
Тепловая мощность газового обогревателя при давлении газа 2000 Па — 1,1 кВт.
Время включения обогревателя — 90 с.
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа — 90 с.
Масса — 660 кг.

	Значение для исполнения линии редуцирования						
	низкое	среднее					высокое
Диапазон настройки давления на выходе, кПа	1–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, МПа	0,00126–0,005	0,005–0,02	0,02–0,05	0,05–0,075	0,075–0,126	0,126–0,3	0,3–0,7
Пределы настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0014–0,006	0,006–0,022	0,022–0,06	0,06–0,08	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0003–0,002	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с размещенным в нем технологическим оборудованием *3*. Под днищем расположен обогреватель *2*, предназначенный для обогрева ГРП шкафного в холодное время года. Для удобства обслуживания в шкафу с двух сторон имеются дверки *5, 6*. Для подвода газа к обогревателю от шкафной установки имеется газопровод *7*, регулятор давления газа *4* (РДСГ1-1,2), вентиль ВН.

Технологическое оборудование ГРПШ состоит из двух линий редуцирования, объединенных общим входным трубопроводом. Каждая линия редуцирования включает в себя рабочую линию и обводную (байпас). Газ через краны КН9 и КН13 поступает к фильтрам Ф1, Ф2, очищается от механических примесей и поступает к регуляторам давления газа РД2 и РД3, предназначенным для редуцирования и поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при повышении и понижении выходного давления сверх допустимых заданных значений. От регуляторов давления газа РД2, РД3 через краны КН11 и КН15 газ поступает к потребителю. Для определения перепада давления на фильтрах пре-

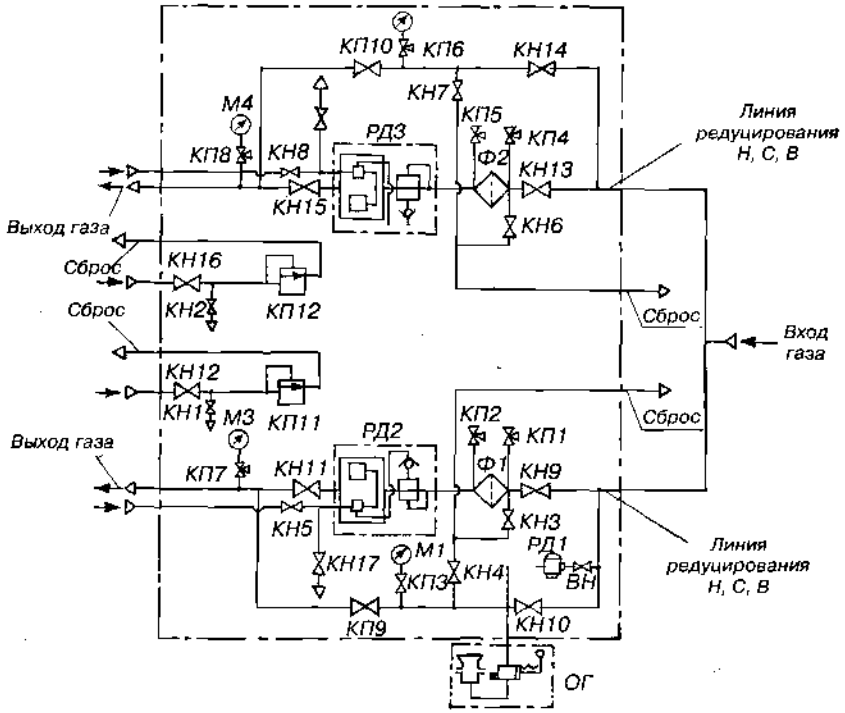
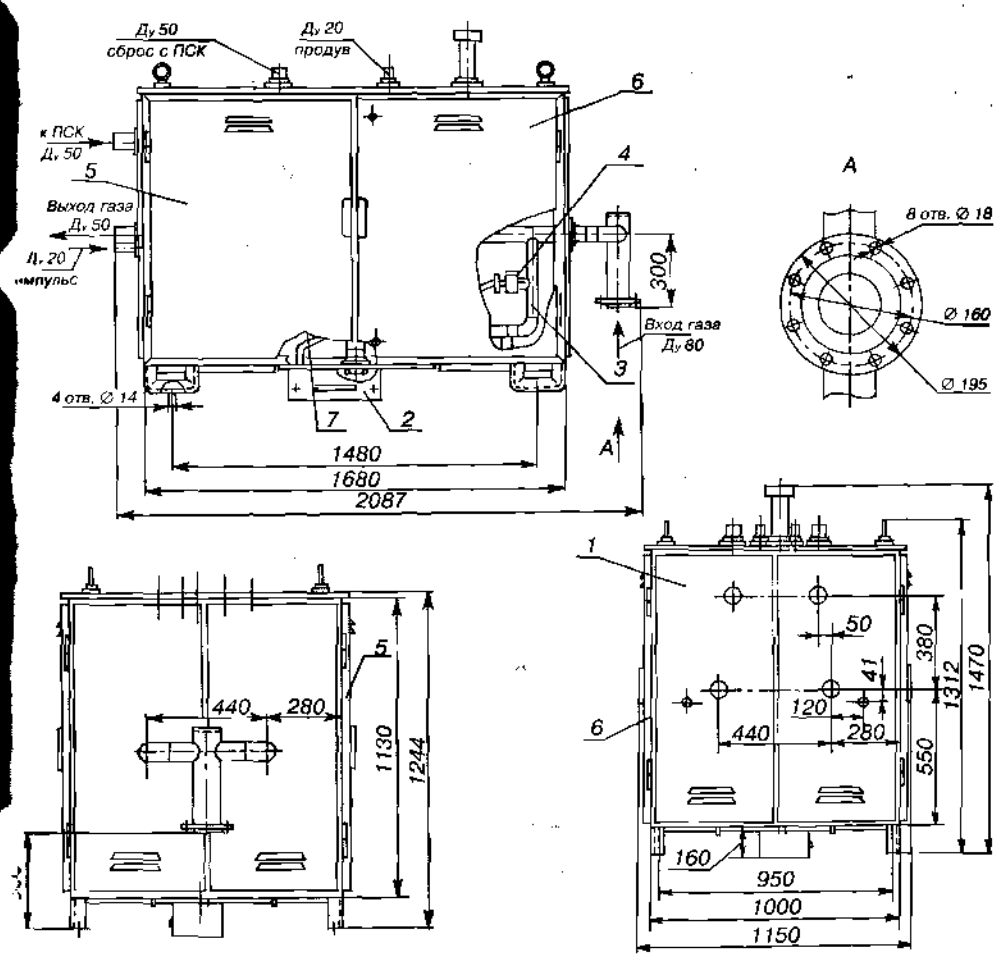


Схема пневматическая функциональная:
КН9, КН13 — входной кран; Ф1, Ф2 — фильтр; РД2, РД3 — регулятор давления газа; КН11, КН15 — выходной кран; КП1–КП5 — трехлинейные краны; М1–М4 — манометр; КН5, КН8 — краны; КП11, КП12 — сбросной клапан; КН1, КН2 — кран; ВН — вентиль; РД1 — регулятор давления газа РДСГ1-1,2; ОГ — обогреватель

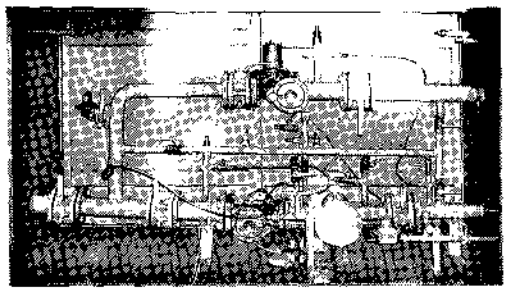
смотрены трехлинейные краны КП1 (КП4), КП2 (КП5), предназначенные для присоединения манометров.

Манометры М3 (М4), М1 (М2) предназначены для контроля давления на рабочих и обводных линиях, краны КН9 (КН13), КН11 (КН15) — для перекрытия рабочих линий.

Для перекрытия импульсных линий установлены краны КН5, КН8. Обводные линии (байпасы) предназначены для обеспечения бесперебойной работы каждой линии редуцирования в случае ремонта рабочих линий. Сбросные клапаны КП11, КП12 предназначены для аварийного сброса газа, краны КН1 и КН2 — для настройки порога срабатывания сбросных клапанов. Для продувки участков газопроводов «на свечу» после первого отключающего устройства на рабочих и обводных линиях установлены краны КН3, КН4, КН6, КН7. Через вентиль ВН и регулятор давления газа РД1 газ поступает в обогреватель ОГ.



Габаритный чертеж ГСГО-НН:
1 — шкаф металлический; 2 — обогреватель; 3 — оборудование технологическое; 4 — регулятор давления газа; 5, 6 — дверки; 7 — газопровод



Газорегуляторные пункты шкафные*

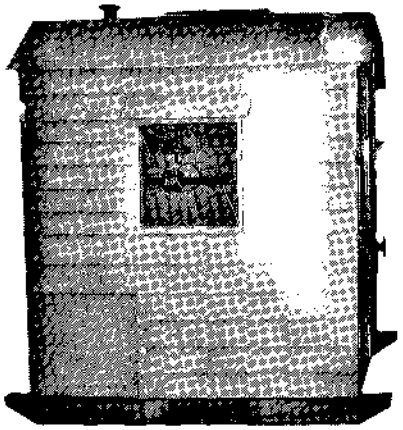
ГРПШ-03Б-07-2ПУ1,
ГРПШ-03БМ-01-2ПУ1,
ГРПШ-03БМ-04М-2ПУ1,
ГРПШ-03Б-04-2ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов

Газорегуляторные установки*

ГРУ-03Б-07-2ПУ1,
ГРУ-03БМ-01-2ПУ1,
ГРУ-03БМ-04М-2ПУ1,
ГРУ-03Б-04-2ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов



Пункты газорегуляторные блочные*

ПГБ-03Б-07-2ПУ1,
ПГБ-03БМ-01-2ПУ1,
ПГБ-03БМ-04М-2ПУ1,
ПГБ-03Б-04-2ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	03Б-07-2ПУ1	03БМ-01-2ПУ1	03БМ-04М-2ПУ1	03Б-04-2ПУ1
Регулятор давления газа	РДНК-1000 РДСК-50Б	РДНК-У РДСК-50БМ	РДНК-400М РДСК-50БМ	РДНК-400 РДСК-50Б
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87			
Давление газа на входе, МПа:				
$P_{вх}$, 1	0,6	1,2	1,2	0,6
$P_{вх}$, 2	0,3	0,3	0,3	0,3
Диапазон настройки выходного давления, кПа:				
$P_{вых}$, 1	270–300	270–300	270–300	270–300
$P_{вых}$, 2	2–5	2–5	2–5	2–5
Пропускная способность (для газа плотностью $\rho = 0{,}73$ кг/м³), м³/ч:				
$P_{вых}$, 1	400	750	750	580
$P_{вых}$, 2	300	250	250	120
Масса, кг:				
ГРПШ	170	170	170	170
ГРУ	110	110	110	110
ПГБ	2200	2200	2200	2200

Устройство и принцип работы

Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого или среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

- узел фильтра;
- две линии редуцирования давления газа;
- две обводные линии, байпасы.

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает к регулятору давления газа *4* первой ступени редуцирования, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне. От регулятора через первую выходную задвижку *11*

* По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

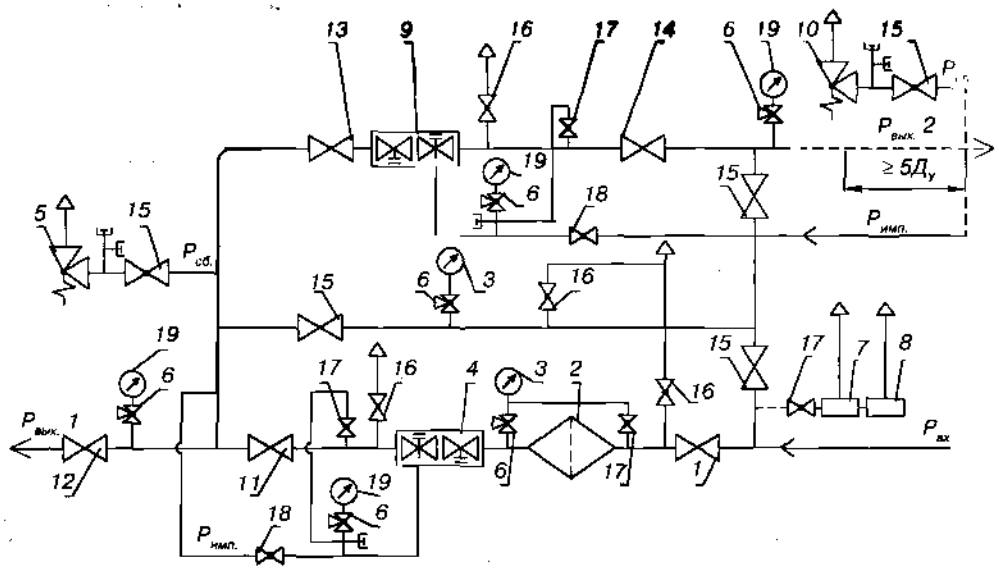


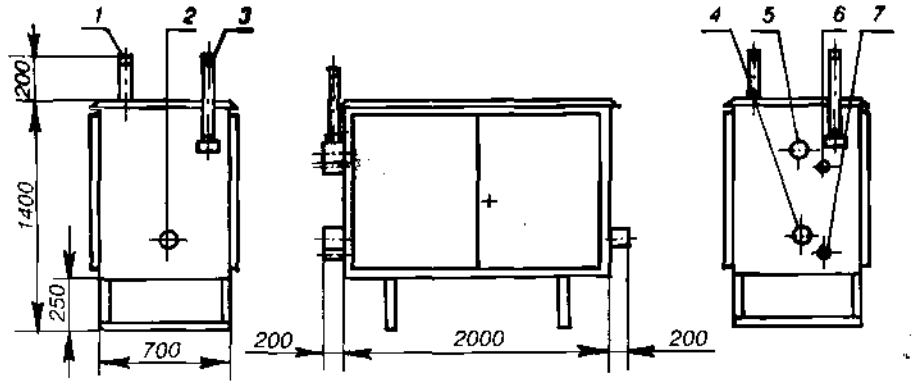
Схема пневматическая функциональная:
1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа № 1; 5 — предохранительный сбросной клапан № 1; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — регулятор давления газа № 2; 10 — предохранительный сбросной клапан № 2; 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 — запорная арматура; 19 — выходной манометр

газ поступает на вторую ступень редуцирования, где происходит снижение давления газа до установленного значения, и через вторую выходную задвижку *14* поступает к потребителю. Контроль выходного давления производится выходными манометрами *19*. В пункте предусмотрен выход после первой ступени редуцирования давления газа. Используя пункт в двухступенчатом режиме редуцирования, выходной патрубок первой ступени должен быть заглушен.

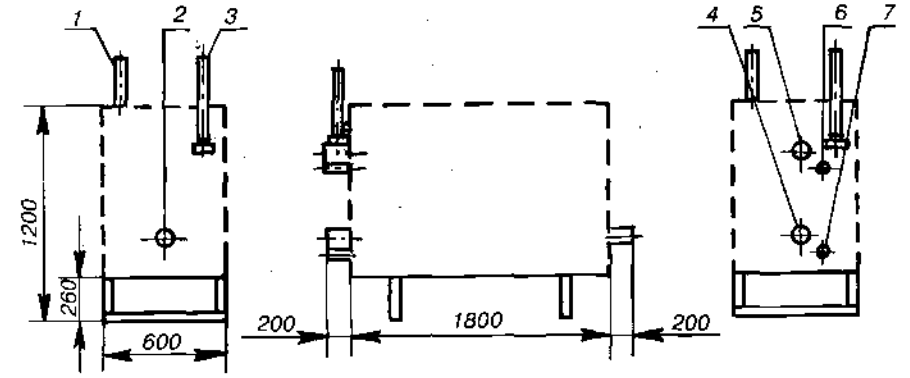
При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *5, 10*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор. На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру.

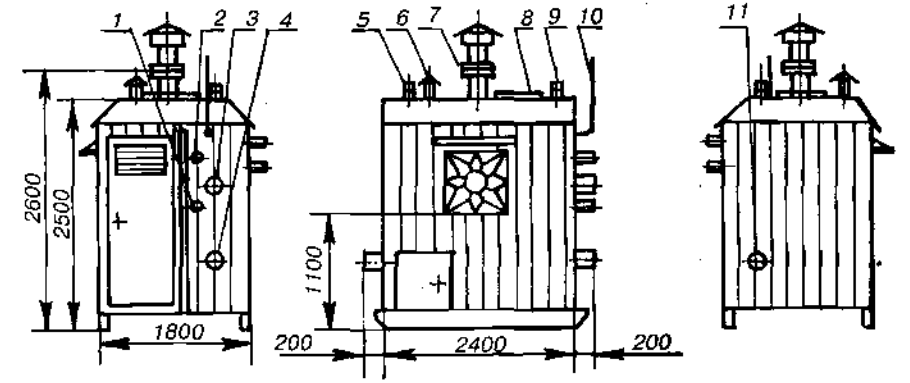
На входном газопроводе после входного крана, после регуляторов давления газа и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.



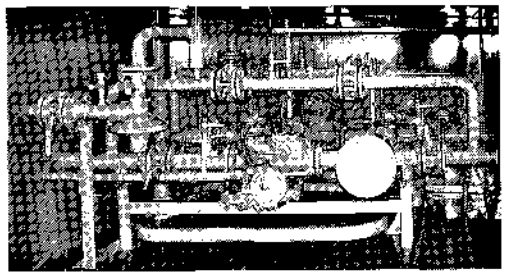
баритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
выход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — $P_{вых}$ 1; 3 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 4 — $P_{вх}$; 5 — $P_{вых}$ 2; 6 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 7 — подвод импульса к регулятору



баритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
выход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — $P_{вых}$ 1; 3 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 4 — $P_{вх}$; 5 — $P_{вых}$ 2; 6 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 7 — подвод импульса к регулятору



баритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
подвод импульса к регулятору; 2 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 3 — 2; 4 — $P_{вх}$; 5 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 6 — дымоход; 7 — дефлектор; 8 — взрывобезопасный клапан; 9 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 10 — молниеотвод; 11 — $P_{вых}$ 1

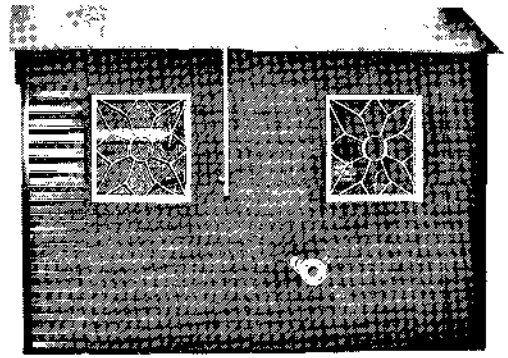


Газорегуляторные пункты шкафные* ГРПШ-13-2НВ-ПУ1, ГРПШ-15-2НВ-ПУ1, ГРПШ-16-2НВ-ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов

Газорегуляторные установки* ГРУ-13-2НВ-ПУ1, ГРУ-15-2НВ-ПУ1, ГРУ-16-2НВ-ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов



Пункты газорегуляторные блочные* ПГБ-13-2НВ-ПУ1, ПГБ-15-2НВ-ПУ1, ПГБ-16-2НВ-ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-2НВ-ПУ1	15-2НВ-ПУ1	16-2НВ-ПУ1
Регулятор давления газа	РДГ-50Н(В)	РДГ-80Н(В)	РДГ-150Н(В)
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87		
Давление газа на входе, МПа:			
$P_{вх}$, 1	1,2	1,2	1,2
$P_{вх}$, 2	0,6	0,6	0,6
Диапазон настройки выходного давления, кПа:			
$P_{вых}$, 1	60–600	60–600	60–600
$P_{вых}$, 2	1,5–60	1,5–60	1,5–60
Пропускная способность (для газа плотностью ρ – 0,73 кг/м³), м³/ч:			
P_{max}, 1	3000	6000	14000
P_{max}, 2	3000	6000	14000
Тепловая мощность устройства горелочного, кВт	7	7	7
Габаритные размеры, мм:			
ГРПШ:			
длина *L*	2000	2900	3200
ширина *B*	1400	1400	1400
высота *H*	1600	2000	2300
ГРУ:			
длина *L*	1800	2700	2900
ширина *B*	1200	1300	1300
высота *H*	1450	1700	2100
высота опоры *h*	260	260	260
ПГБ:			
длина *L*	2500	3000	3800
ширина *B*	2100	2300	2300
Масса, кг:			
ГРПШ	650	920	1100
ГРУ	580	780	900
ПГБ	3200	3600	5000

Устройство и принцип работы

Шкафные ГРП, газорегуляторные установки и пункты газорегуляторные блочные (в дальнейшем пункты) предназначены для редуцирования высокого и среднего давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийных повышении и понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

— узел фильтра;

— две линии редуцирования давления газа;

— две обводные линии, байпасы.

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1*, фильтр *2* поступает регулятору давления газа *4* первой ступени редуцирования, где происхо-

По заказу возможно изготовление данных изделий с узлом учета расхода газа или с измерительным комплексом СГ-ЭК.

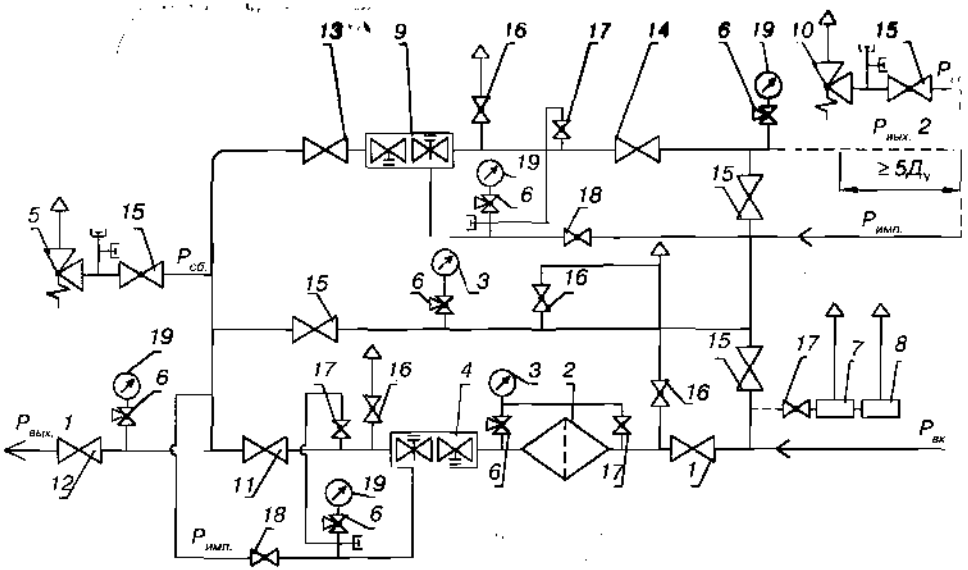


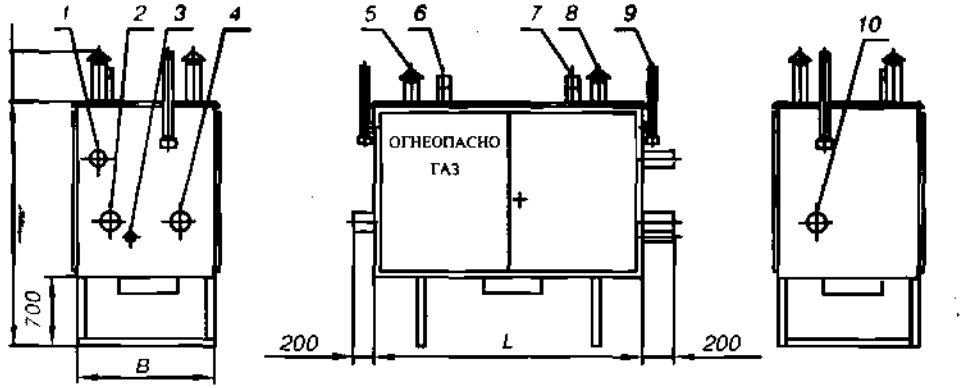
Схема пневматическая функциональная:
1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа № 1; 5 — предохранительный сбросной клапан № 1; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — регулятор давления газа № 2; 10 предохранительный сбросной клапан № 2; 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 — запорная арматура; 19 — выходной манометр

дит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне. От регулятора через первую выходную задвижку *11* газ поступает на вторую ступень редуцирования, где происходит снижение давления газа до установленного значения, и через вторую выходную задвижку *14* поступает к потребителю. Контроль выходного давления производится выходными манометрами *19*. В пункте предусмотрен выход после первой ступени редуцирования давления газа. Используя пункт в двухступенчатом режиме редуцирования, выходной патрубок первой ступени должен быть *заглушен*.

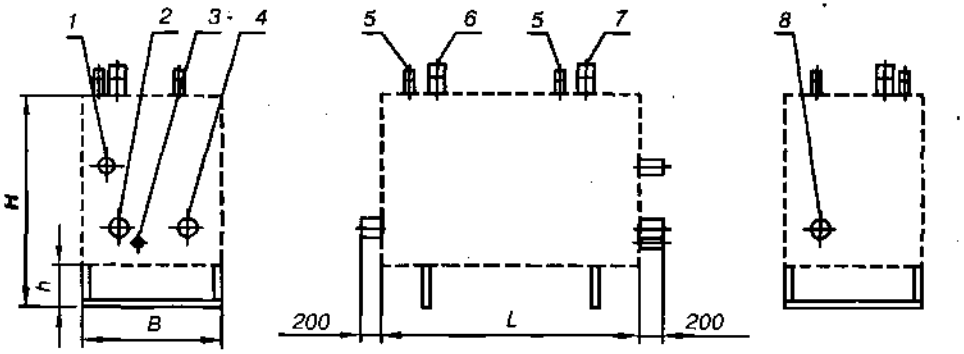
При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *5, 10*, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор. На входном газопроводе установлен манометр *3*, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру.

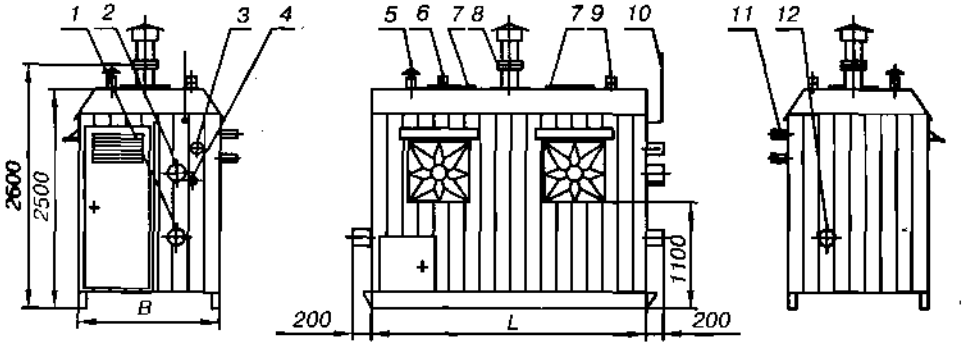
На входном газопроводе после входного крана, после регуляторов давления газа и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.



аритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
вход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — $P_{вых}$ 2; 3 — подвод импульса к регулятору; 4 — $P_{вх}$; 5 — вентиляционный патрубок; 6 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 7 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 8 — дымоход; 9 — продувочный патрубок; 10 — $P_{вых}$ 1



аритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
вход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — $P_{вых}$ 2; 3 — подвод импульса к регулятору; 4 — $P_{вх}$; 5 — продувочный патрубок; 6 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 7 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 8 — $P_{вых}$ 1



аритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
$P_{вх}$; 2 — $P_{вых}$ 2; 3 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 4 — подвод импульса регулятору; 5 — дымоход; 6 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 7 — взрывозопасный клапан; 8 — дефлектор; 9 — выход клапана предохранительного сбросного 2; 10 — молниеотвод; 11 — продувочный патрубок; 12 — $P_{вых}$ 1

2. Устройства учета расхода газа

Общие положения

Целью учета расхода газа является определение объема природного газа, проходящего через каждого участника сети газораспределения для проведения взаимных расчетов.

Поскольку проходящие объемы газов измеряются при различных температурах, давлении, плотности, то измеренные объемы газа необходимо привести к единым, постоянным параметрам (нормальным или стандартным условиям, см. стр. 336).

Центральными вопросами учета природного газа являются достоверность учета и обеспечение совпадения результатов измерения на узлах учета поставщика и потребителей: приведенный к стандартным условиям объем газа, отпущенный поставщиком, должен быть равен сумме приведенных к стандартным условиям объемов газа, полученных всеми потребителями. Последняя задача называется сведением балансов в пределах устойчивой структуры газораспределения.

Следует отметить различие, существующее между измерением расхода и количества, и их учетом. В отличие от результатов измерений, всегда содержащих погрешность, учет осуществляется между поставщиком и потребителем по взаимосогласованным правилам, обеспечивающим формирование значения объема природного газа в условиях, не содержащих никакой неопределенности.

Различают следующие виды контроля и учета:

1. Коммерческий контроль и учет, являющийся наиболее ответственным видом учета. Производится по правилам и документам, имеющим статус юридических норм, регулирующих взаимоотношения между поставщиком и покупателем.

2. Хозрасчетный контроль и учет, где учет осуществляется в рамках одного предприятия. Этот вид учета используется для разнесения затрат между подразделениями предприятия при определении себестоимости продукции.

3. Оперативный контроль, связанный с получением информации о величине расхода и количества, который используется в системах регулирования и управления технологическим процессом.

Важной особенностью учета расхода является понимание того, что смеси газов (в частности, природный газ) используются промышленностью в двух различных направлениях: сжигая природный газ, мы получаем тепло, а разлагая его на органическую и неорганическую составляющие — полупродукт, например аммиак, необходимый для производства удобрений или других полезных продуктов. В первом случае газ выступает как источник энергии, и нам необходимо использовать его энергосодержание, которое определяется через теплотворную способность газа, а остальные компоненты являются балластом, например азот, водяной пар. Во втором случае полезным свойством природного газа является масса органических компонентов, так как именно эта часть природного газа используется для получе-

ния полезной продукции. Поэтому в понятии «расход» необходимо указывать на расход и количество определенных компонентов. Без указания этих веществ сред, состоящих из некоторого количества компонентов (природный газ, нефть и продукты его переработки, нефтяные и газовые конденсаты и др.), говорить о расходе бессмысленно.

Термины и определения

Расход — количество вещества определенного наименования, протекающего через поперечное сечение в единицу времени.

Массовый расход $Q_м$ — расход, измеряемый в единицах массы. Единица измерения — кг/ч.

Объемный расход $Q_о$ — расход, измеряемый в единицах объема. Единица измерения — $м^3$/ч.

Первичный измерительный преобразователь (ПИП) расхода — устройство, непосредственно воспринимающее измеряемый расход (например, диафрагма, сопло) и преобразующее его в другую величину (например, в перепад давления), которая удобна для измерения.

Расходомер — прибор, измеряющий расход вещества.

Счетчик количества — измерительный комплекс с различными ПИП, на выходе которого формируется (в пределах установленной погрешности) значение объемного или массового расхода в рабочих или стандартных условиях за интервал времени, исчисляемый от начала отсчета.

Вычислитель, или *корректор,* — специализированный микроконтроллер, предназначенный для выполнения расчетов расхода и количества вещества и энергосодержания.

Измерение — совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу физической величины, обеспечивающих нахождение соответствия (в явном или неявном виде) измеряемой величины с ее единицей и получение значения этой величины (РМГ 29).

Методика выполнения измерений (МВИ) — установленная совокупность операций и правил при измерении, выполнение которых обеспечивает получение необходимых результатов измерений с гарантированной точностью в соответствии с принятым методом. Обычно МВИ регламентируют нормативно-техническим документом.

Средство измерений — техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени (РМГ 29).

Погрешность средств измерений — разность между показаниями средств измерений и истинными (действительными) значениями измеряемой физической величины.

Результат измерений — значение величины, полученное путем ее измерения.

Примечание. Результат измерений должен содержать две характеристики: измеренное значение физической величины и погрешность измерений

с помощью данного средства измерений. В МВИ обязательно должны быть использованы правила округления и записи этих значений.

Погрешность средства измерений и погрешность результата измерений — две различные характеристики процесса измерения. Первая фиксируется в сертификате на средство измерений, а вторая оценивается в методике выполнения измерений в различных условиях эксплуатации средства измерений.

Учет — переход от результатов измерений к значениям величин, используемых для взаиморасчетов между поставщиком и потребителем, на основании взаимосогласованных правил.

Условно-постоянная величина (на заданном интервале времени $\Delta\tau$) — величина параметра, отклонение которого от среднего значения на заданном интервале времени можно оценить как дополнительную систематическую погрешность. Если значение этой погрешности не удовлетворяет установленной норме, то интервал времени уменьшают, пока не будет достигнута требуемая точность.

Фиксированный природный газ — газ, плотность которого в стандартных условиях и значение концентраций диоксидов углерода и азота фиксируется в виде минимального (или максимального) значения за предыдущий год и среднегодовых концентраций.

Пределы допускаемой погрешности средства измерения — наибольшее значение погрешности, установленное нормативным документом для данного типа средств измерений, при котором его признают годным к применению.

Устойчивая структура газораспределения — структура трубопроводной сети при газораспределении между поставщиком и потребителями природного газа, оснащенная приборным контролем.

Разбаланс, или небаланс, — разница между количеством вещества, поступившим в трубопроводную сеть устойчивой структуры газораспределения и отобранным из нее участниками коммерческого учета за сутки или за отчетный период.

Сведение баланса — распределение разбаланса между участниками коммерческого учета в устойчивой структуре газораспределения за сутки или за отчетный период, в результате которого значение объема в стандартных условиях, поданного поставщиком, в точности равно сумме объемов потребителей с учетом норм бесприборного потребления газа за сутки или за отчетный период.

Классификация

Существующие устройства учета расхода газа по пропускной способности можно классифицировать на следующие группы:

бытовые — с пропускной способностью до 10 м³/ч;

коммунально-бытовые — с пропускной способностью от 10 до 40 м³/ч;

промышленные — с пропускной способностью свыше 40 м³/ч.

По методу измерения можно классифицировать на следующие группы:

основанные на гидродинамических методах:

— переменного перепада давления (расходомеры переменного перепада давления с суживающими устройствами);

обтекания (ротаметры, поплавковые, поршневые, поплавково-пружинные и с поворотной осью);

вихревые (струйные, вихревые).

с непрерывно движущимся телом:

тахометрические (турбинные, камерные, барабанные, ротационные, мембранные объемные счетчики и др.);

силовые (массомеры газа, в работе которых используется Кориолисов эффект).

основанные на различных физических явлениях:

тепловые (калориметрические, с внешним нагревом, термоанемометрические);

акустические (ультразвуковые);

электромагнитные;

оптические (лазерно-доплеровские анемометры).

основанные на особых методах:

меточные;

концентрационные.

Требования, предъявляемые к приборам для коммерческого учета

Средства измерений, применяемые для коммерческого учета, должны быть внесены в государственный реестр средств измерений, иметь действующие свидетельства о поверке и применяться в соответствии с требованиями технической документации.

Все средства измерений должны соответствовать требованиям действующих нормативных и руководящих документов по технической эксплуатации и безопасности применения этих средств.

В настоящее время к расходомерам и счетчикам предъявляется много требований, удовлетворить которым достаточно сложно.

Высокая точность измерения — одно из основных требований, предъявляемых к приборам учета газа. Если раньше погрешность измерения ? 2,5 % считалась нормальной и достаточно удовлетворительной, то в настоящее время нередко требуется иметь погрешность не более 0,5–1 %. Повышение точности достигается как за счет применения прогрессивных методов, приборов (ультразвуковых, вихревых и др.), так и за счет совершенствования старых классических методов.

Так, например, измерение расхода газа методом переменного перепада давления является единственным методом для измерения больших потоков газа (до 360 000 м³/ч) и допускает погрешность измерения до 5 % (ГОСТ 8.143-75). Снижение погрешности в расходомерах с суживающими устройствами достигается за счет применения износоустойчивых диафрагм, нового поколения датчиков перепада, температуры, вычислительных комплексов для автоматического определения расхода с учетом температуры, давления, коэффициента сжимаемости.

Надежность (наряду с точностью) — одно из главных требований, предъявляемых к расходомерам и счетчикам газа. Основным показателем на-

дежности является время, в течение которого прибор сохраняет работоспособность и достаточную точность. Это время зависит как от устройства прибора, так и от его назначения и условий применения. Приборы учета газа, узлы и детали которых в процессе измерения находятся в движении, имеют меньший срок службы, чем у расходомеров, работающих без движущихся частей.

Независимость результатов измерения от изменения плотности вещества. Это требование особо важно при измерении расхода газа, плотность которого сильно зависит от давления и температуры. В большинстве случаев необходимо иметь устройства, автоматически корректирующие показания приборов при изменении температуры или давления измеряемого газа.

Быстродействие прибора, определяемое его хорошими динамическими характеристиками, необходимо, прежде всего, при измерении быстро меняющихся расходов, а также в случае применения прибора в системе автоматического регулирования. Быстродействие большинства расходомеров удобно оценивать значением его постоянной времени t — времени, в течение которого показания прибора при скачкообразом изменении расхода от Q_1 до Q_2 изменяются приблизительно на две трети от значения $Q_2 - Q_1$. Турбинные расходомеры имеют очень малую постоянную времени t — в пределах сотых долей секунды. Расходомеры с суживающими устройствами имеют постоянную времени t в пределах секунд, и это время можно уменьшить за счет сокращения длины соединительных трубок, а также измерительного объема дифманометра и увеличения его предельного перепада давления.

Широкий диапазон измерения (Q_{max}/Q_{min}) необходим, когда значения расхода могут изменяться в значительных пределах. У расходомеров с суживающими устройствами он очень мал и равен 3. Повышение его до 9–10 возможно путем подключения к суживающему устройству двух дифманометров с разными DP_{max}. У турбинных и ротационных счетчиков диапазон измерения составляет 1 : 10, 1 : 20, 1 : 30, 1 : 50, 1 : 100.

Расходомеры переменного перепада давления

Общие положения, классификация

Основаны на зависимости перепада давления, создаваемого устройством, установленным в трубопроводе, или же самим элементом трубопровода, от расхода газа, протекающего через это устройство.

В состав расходомера входят: преобразователь расхода, создающий перепад давления, дифференциальный манометр, измеряющий этот перепад, и соединительные трубки между преобразователем и дифманометром. В зависимости от принципа действия преобразователя расхода данные расходомеры подразделяются на шесть самостоятельных групп, внутри которых имеются конструктивные разновидности преобразователей (рис. 2.1).

1. Принцип действия расходомеров с гидравлическим сопротивлением основан на зависимости перепада давления, создаваемого гидравлическим сопротивлением, от расхода газа. Режим потока в таком сопротивлении стремятся создать ламинарным, с тем чтобы перепад давления был пропорционален расходу. Применяются подобные расходомеры преимущественно для измерения малых расходов, когда сопротивлением является одна или несколько капиллярных трубок (рис. 2.1, у). Для больших расходов применяют иногда сопротивление с шариковой (рис. 2.1, ф) или другой набивкой.

2. Центробежные расходомеры созданы на основе зависимости перепада давления, образующегося в закруглении трубопровода в результате действия центробежной силы в потоке, от расхода газа. В качестве преобразователя применяется колено (рис. 2.1, х) или кольцевой участок трубы (рис. 2.1, ц). Чаще они используются для измерения воды и реже — газа.

3. Расходомеры с напорным устройством, в котором создается перепад давления в зависимости от расхода в результате местного перехода кинетической энергии струи в потенциальную. На рис. 2.1, ч показан преобразователь, состоящий из трубки Пито и трубки для отбора статического давления, а на рис. 2.1, ш — преобразователь с дифференциальной трубкой Пито, в которой имеются отверстия для отбора полного и статического давления. Кроме этих преобразователей, служащих для измерения местной скорости, встречаются преобразователи с осредняющими напорными трубками. Обычно усреднение полного давления ведется по диаметру (рис. 2.1, щ) или по радиусу, а при сильно деформированном потоке — по двум перпендикулярным диаметрам. В соответствующих трубках имеется ряд отверстий для приема полного давления. Использование осредняющих напорных трубок особенно целесообразно для измерения расхода газа в трубопроводах большого диаметра. Вышеуказанные расходомеры в настоящее время применяют в системе ОАО «Газпром» и во Франции. Основным преимуществом данного метода измерения является простота изготовления и поверки преобразователя, возможность демонтажа и монтажа преобразователя без остановки трубопровода. Кроме того, предложены кольцевая вставка (рис. 2.1, э) для усреднения давления по кольцевой площади и напорное поворотное крыло с двумя отверстиями (рис. 2.1, ю), ориентированными различным образом к потоку.

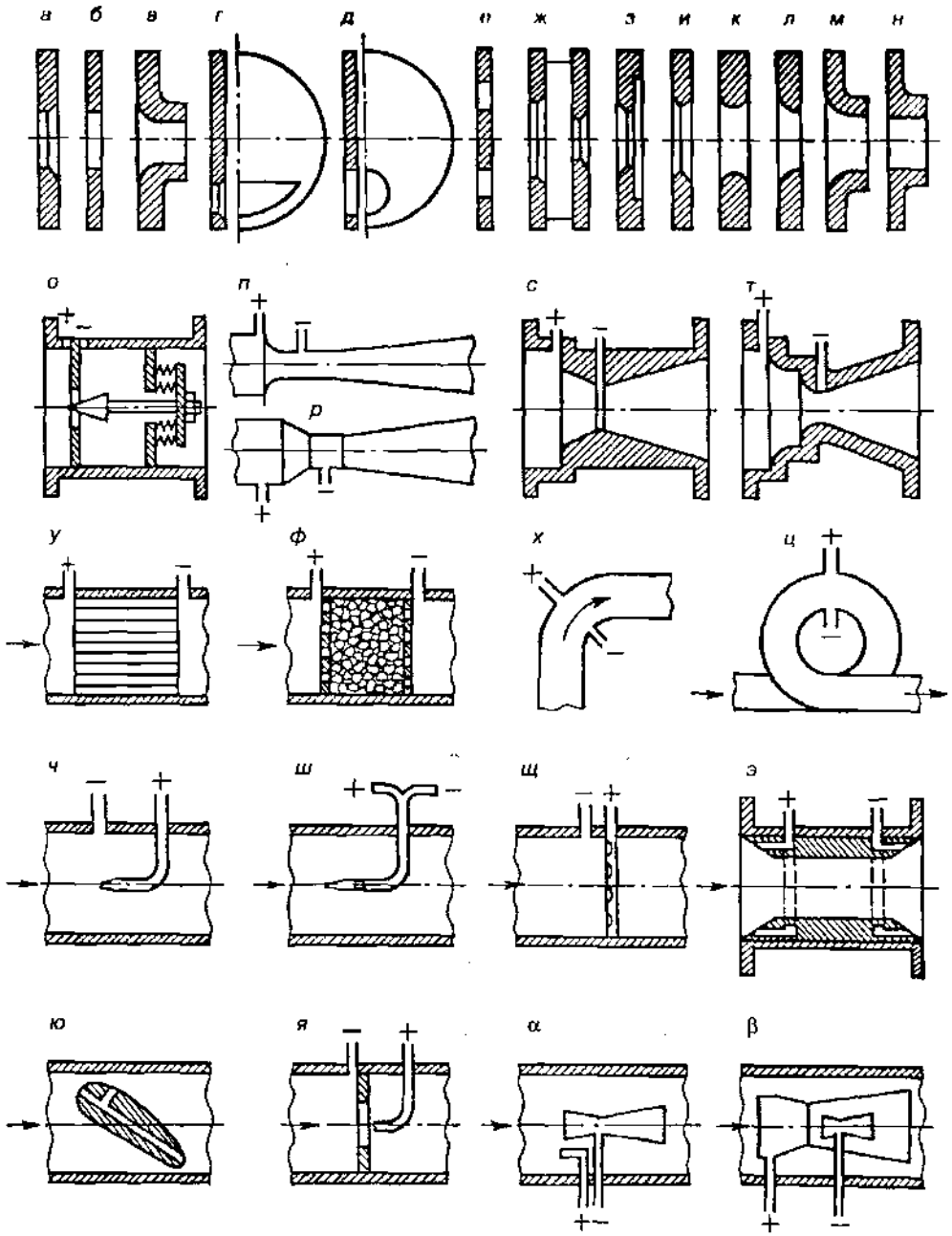


Рис. 2.1. Первичные преобразователи расходомеров переменного перепада давления

4. Расходомеры с напорным усилителем имеют преобразователь расхода, в котором сочетаются напорное и суживающее устройства. Перепад давления в них создается как в результате местного перехода кинетической энергии струи в потенциальную, так и частичного перехода потенциальной энергии в кинети-

ческую. Соответствующие преобразователи показаны: на рис. 2.1, и (сочетание диафрагмы и трубки Пито), на рис. 2.1, α (комбинация трубок Пито и Вентури) и на рис. 2.1, β (сдвоенная трубка Вентури). Напорные усилители применяются в основном при небольших скоростях газовых потоков, когда перепад давления, создаваемый напорными трубками, недостаточен.

5. Расходомеры ударно-струйные основаны на принципе измерения перепада давления, *возникающего в процессе удара струи о твердое тело* непосредственно или через слой измеряемого вещества. Они применяются для измерения малых расходов жидкости и газа.

6. Расходомеры с суживающими устройствами — важнейшие среди расходомеров переменного перепада давления. Они уже давно нашли применение в качестве основных промышленных приборов для измерения расхода газа, жидкостей и пара. Объясняется это следующими достоинствами этих расходомеров:

- исключительная универсальность. Они пригодны для измерения расхода любых однофазных, а в известной мере и двухфазных сред. Кроме того, их можно использовать для измерения расходов самых различных значений в трубах практически любого диаметра и при любых давлениях и температурах;
- отсутствие потребности в поверочных стендах при применении стандартных суживающих устройств, устанавливаемых в трубах диаметром более 50 мм;
- простота комплектации и низкая стоимость расходомера, так как индивидуально изготавливается только суживающее устройство, все остальные комплектующие выпускаются заводами серийно и в достаточных количествах.

Принцип действия вышеуказанных расходомеров основан на зависимости перепада давления, создаваемого суживающим устройством, в результате которого происходит преобразование части потенциальной энергии потока в кинетическую, от расхода газа. Имеется много разновидностей суживающих устройств. Так, на рис. 2.1, а, б показаны стандартные диафрагмы, на рис. 2.1, в — стандартное сопло, на рис. 2.1, г, д, е — диафрагмы для измерения загрязненных веществ – сегментная, эксцентричная и кольцевая. На следующих семи позициях рис. 8.1 показаны суживающие, применяемые при малых числах Рейнольдса (для веществ с большой вязкостью); так, на рис. 2.1, ж, з, и изображены диафрагмы — соответственно двойная, с входным конусом, с двойным конусом, а на рис. 2.1, к, л, м, н — сопла: соответственно «полукруга», «четверть круга», комбинированное и цилиндрическое. На рис. 2.1, о изображена диафрагма с переменной площадью отверстия, автоматически компенсирующая влияние изменения давления и температуры вещества. На рис. 2.1, п, р, с, т приведены расходомерные трубы — соответственно труба Вентури, сопло Вентури, труба Долла и сопло Вентури с двойным сужением. Для них характерна очень малая потеря давления.

Суживающие устройства служат для создания перепада давления и работают в комплекте с дифманометрами или другими преобразователями, измеряющими создаваемый перепад давления в единицах расхода. Сужи-

вающие устройства разделяются на стандартные и нестандартные. К стандартным СУ (рис. 2. 1) отнесены диафрагмы (а, б), сопло (в), труба и сопло Вентури (п, р); к нестандартным — двойная диафрагма (ж), сопла «четверть круга» (к) и «полукруга» (л); труба Долла (с) и другие. Стандартные СУ изготавливаются и устанавливаются согласно требованиям ГОСТ 8.563.1-97 без индивидуальной калибровки, проверяются только геометрические размеры. Нестандартные СУ требуют индивидуальной калибровки.

Стандартные суживающие устройства — диафрагмы. На рис. 2.2 показано поперечное сечение диафрагмы (буквенные обозначения составных частей и геометрических размеров рисунка будут использованы далее в настоящем разделе).

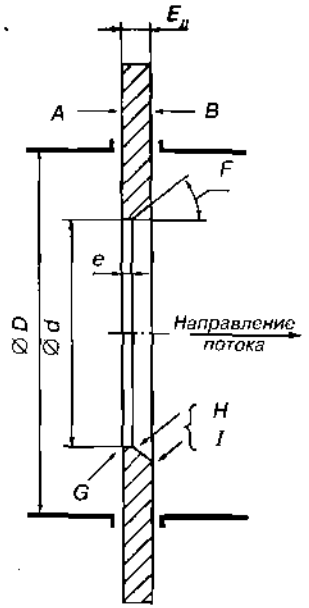


Рис.2.2. Стандартная диафрагма

Конструкция и требования:

— торцы диафрагмы *A* и *B* должны быть плоскими и параллельны друг другу. Неплоскостность входного *A* и выходного *B* торцов определяют у диафрагмы, извлеченной из трубопровода. Диафрагму считают плоской, если наклон прямой линии, связывающей две любые точки ее торцовой поверхности *A* (*B*), относительно плоскости, перпендикулярной к ее оси, менее 0,005 (0,3°);

— при разработке, изготовлении и применении конструкции узла крепления диафрагмы необходимо учитывать возможность ее деформации от воздействия перепада давления или напряжений, возникших при сборке фланцев. Под воздействием этих факторов перекос диафрагмы в рабочих условиях не должен превышать величины 0,01 (0,6°);

— шероховатость R_a поверхности входного торца диафрагмы должна быть не более или равна $10^{-4}d$, в пределах круга диаметром *D*, концентричного отверстию диафрагмы. Шероховатость поверхности выходного торца диафрагмы должна быть R_a<0,01 мм, если диафрагма предназначена для измерения расхода в одном направлении;

— на входной поверхности диафрагмы *A* должен быть нанесен маркировочный знак для правильной установки. Нанесение маркировочного знака на торцах диафрагмы в пределах круга диаметром *D* не допускается;

— длина *e* цилиндрической части отверстия диафрагмы должна быть от 0,005*D* до 0,02*D*, значения *e*, измеренные в любой точке отверстия диафрагмы, не должны различаться между собой более чем на 0,001*D*;

— толщина $E_д$ диафрагмы должна находиться в пределах от *e* до 0,05*D*. При 50 мм <*D*<64 мм значения толщины $E_д$, измеренные в любой точке поверхности диафрагмы, не должны различаться между собой более чем на 0,001*D*. Подробно методика расчета диафрагм изложена в ГОСТ 8.563.1-97;

— если толщина диафрагмы превышает длину *e* отверстия, то оно со стороны выходного торца должно иметь коническую поверхность, чистота обработки которой R_a должна быть не более или равна $10^{-4}d$. Угол наклона *F* образующего конуса должен быть 45°±15;

— входная кромка *G* и выходные кромки *H* и *I* не должны иметь притуплений и заусенцев, заметных невооруженным глазом. Входная кромка *G* должна быть острой, т. е. радиус ее закругления должен быть не более 0,05 мм. Это требование проверяют или внешним осмотром невооруженным глазом по отсутствию светового луча от входной кромки (в этом случае радиус принимают равным 0,05 мм), или непосредственным измерением;

— за значение диаметра *d* цилиндрической части отверстия принимают среднее значение результатов не менее четырех измеренных диаметров, расположенных под равными углами с отклонением ±5°. При этом погрешность измерительного инструмента должна быть не более 0,02 %. Отверстие диафрагмы должно быть цилиндрическим, а его ось должна быть перпендикулярна к входному торцу диафрагмы в пределах ±0,5°. Результаты отдельных измерений диаметра отверстия не должны отличаться от среднего значения более чем на 0,05 %. Шероховатость поверхности R_a отверстия не должна быть более $10^{-5}d$.

Существует два основных способа отбора перепада давлений на диафрагмах: фланцевый и угловой. При фланцевом креплении диафрагм отверстия для отбора давления могут быть сделаны в трубопроводе или во фланцах (рис. 2.3).

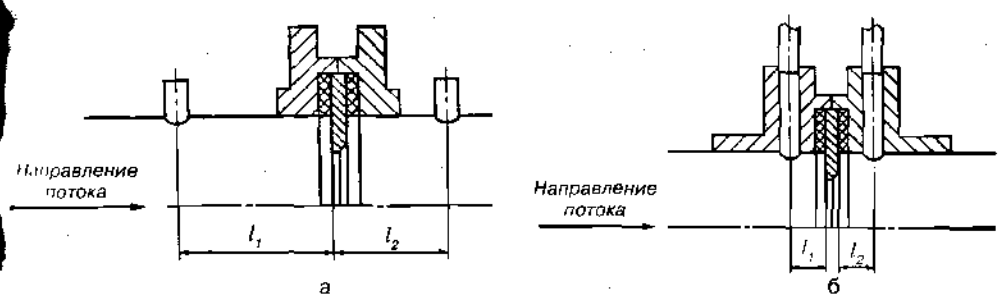


Рис. 2.3. Расположение отверстий для трехрадиусного (а) и фланцевого (б) способов отбора давления

Диафрагмы с фланцевым и трехрадиусным отбором давления применяют при следующих условиях:

$$d \geq 12{,}5;$$
$$50 \leq D \leq 1000;$$
$$0{,}2 \leq \beta \leq 0{,}75;$$
$$1260\beta^2 \leq Re \leq 10^8,$$

где β — относительный диаметр, равный *d*/*D*, Re — число Рейнольдса.

Номинальное расстояние l_1 (рис. 2.3, а) до оси отверстия для отбора давления перед диафрагмой равно *D* и может находиться в пределах от 0,9*D* до 1,1*D*.

Номинальное расстояние l_2 до оси отверстия для отбора давления за диафрагмой равно 0,5D. Расстояния l_1 и l_2 измеряют от входного торца диафрагмы.

Для диафрагмы с фланцевым отбором давления (рис. 2.3, б) номинальное расстояние l_1 и l_2' от отверстия для отбора давлений до входного и выходного торцов диафрагмы равно 25,4 мм и должно, не вызывая изменения коэффициента истечения, находиться в следующих пределах:

— 25,4±0,5 мм при одновременном выполнении условий $\beta>0,6$ и $D<150$ мм;

— 25,4±1 мм в остальных случаях, т. е. при $\beta\le0,6$ или $\beta>0,6$, но 150 мм $\le D\le1000$ мм.

Диаметр отверстий для отбора давления должен быть не более 0,13D и не более 13 мм. Отверстия для отбора давления перед СУ и за ним должны отличаться друг от друга не более чем на 0,1 мм, кромки их должны быть заподлицо с внутренней поверхностью ИТ и, насколько возможно, острыми. Оси отверстия для отбора давления и ИТ должны пересекаться под прямым углом в пределах ±3°.

Диафрагмы с угловым отбором давления (рис. 2.4, а, б) применяют при следующих условиях:

$$d\ge12,5;$$
$$50\le D\le1000;$$
$$0,2\le\beta\le75;$$
$$5000\le Re\le10^8 \text{ при } 0,2\le\beta\le0,45;$$
$$10000\le Re\le10^8 \text{ при } \beta>0,45.$$

Расстояние между осями отверстий для отбора давления и соответствующими торцами диафрагмы равно половине диаметра или половине ширины самих отверстий. В месте выхода во внутреннюю полость ИТ отверстие должно касаться торца диафрагмы. Отбор давления может быть проведен как через отдельные отверстия, так и через кольцевые щели. Отдельные отверстия для отбора давления могут быть выполнены как в трубопроводе, так и в его фланцах. Местом отбора давления при наличии кольцевой щели является отверстие в корпусе кольцевой камеры.

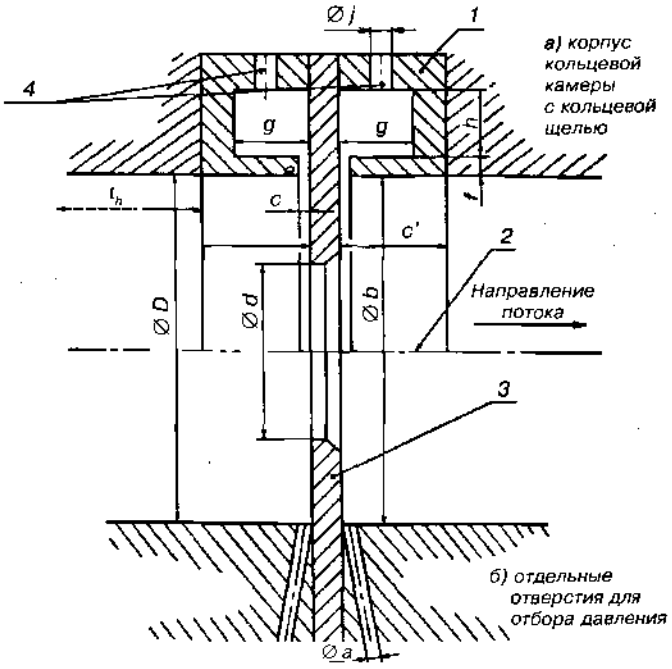


Рис. 2.4. Диафрагма с камерным и точечным угловым отбором давления:
1 — корпус кольцевой камеры; 2 — ось диска диафрагмы; 3 — диск диафрагмы; 4 — отверстия для отбора давления

Значения наименьшего диаметра отдельных отверстий (или ширины кольцевых щелей) a определяются требованиями предотвращения засорения и обеспечения удовлетворительных динамических характеристик. Эти значения находят из условий: $0,005D\le a\le0,03D$ при $\beta\le0,65$; $0,01D\le a<0,02D$ при $\beta>0,65$. Независимо от значения β значение a должно удовлетворять следующим требованиям:

— для жидкостей и газов 1 мм $\le a\le$ 10 мм;

— для паров и сжиженных газов в случае применения отдельных отверстий для отбора давления 4 мм $\le a\le$ 10 мм.

Кольцевые щели выполняют сплошными или прерывистыми по всему периметру поперечного сечения ИТ.

Внутренний диаметр b корпуса кольцевой камеры должен быть равен (или более) внутреннему диаметру ИТ и находиться в пределах: $D\le b\le1,01D$.

Длина корпуса c кольцевой камеры перед диском диафрагмы и длина c' за диафрагмой должна быть не более 0,65D, толщина f стенки камеры должна быть равна или более 2a. Площадь сечения gh кольцевой камеры должна быть равна (или более) половине общей площади щели, соединяющей эту камеру с внутренней полостью ИТ.

Отверстия для отбора давления из кольцевых камер к соединительным линиям измерительных приборов выполняют в стенке корпуса камеры. В месте выхода из стенки отверстие должно иметь круглое сечение j 4–10 мм.

Требования к измерительному трубопроводу

Участки трубопровода длиной 2D, непосредственно прилегающие к суживающему устройству, должны быть цилиндрическими и с определенной шероховатостью внутренней поверхности (значения эквивалентной шероховатости внутренней поверхности различных трубопроводов приведены в табл. 2.1). Вышеуказанный трубопровод считается цилиндрическим, если результаты отдельных измерений диаметра на этой длине в любых сечениях не отличаются более чем на ±0,3 % от среднего значения D. Диаметр D определяют как среднее арифметическое значение результатов измерений не менее чем в трех поперечных сечениях трубопровода, а в каждом из сечений — не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу:

— для диафрагм с угловым отбором давления первое сечение выбирают непосредственно у входного торца СУ или переднего торца кольцевой камеры, второе — на расстоянии 0,25D от первого, третье — 0,5D от второго;

— для диафрагм с фланцевым отбором давления первое сечение выбирают на расстоянии 25,4 мм от входного торца СУ, второе — на расстоянии 0,25D от первого, третье — 0,25D от второго;

Таблица 2.1

Материал	Состояние внутренней поверхности трубопровода	Эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода $R_ш$, мм
Латунь, медь, алюминий, пластмассы, стекло, свинец	Новая без осадков	<0,03
Сталь	Новая бесшовная:	<0,03
	холоднотянутая	<0,1
	горячетянутая	<0,1
	прокатная	<0,1
	Новая сварная	<0,1
	С незначительным налетом ржавчины	<0,2
	Ржавая	<0,3
	Битумированная:	
	новая	<0,05
	бывшая в эксплуатации	<0,2
	Оцинкованная:	
	новая	<0,15
	бывшая в эксплуатации	0,18
Чугун	Новая	0,25
	Ржавая	<1,2
	С накипью	<1,5
	Битумированная, новая	<0,05
Асбоцемент	Облицованная и необлицованная, новая	<0,03
	Необлицованная, в обычном состоянии	0,05

— для диафрагм с трехрадиусным отбором давления первое сечение выбирают на расстоянии D от входного торца СУ, второе — $0,25D$ от первого, третье — $0,25D$ от второго.

Для прямого же участка длиной $2D$ после суживающего устройства достаточно, чтобы ни один диаметр, измеренный в пределах этого участка, не отличался более чем на ±3 % от среднего диаметра прямого участка измерительного трубопровода перед суживающим устройством.

Измерительный трубопровод между первым местным сопротивлением (МС) перед суживающим устройством и самим суживающим устройством на расстоянии более $2D$ от последнего может быть составным (одна или несколько секций), секции которого соединяют между собой с помощью сварки или фланцев. Высота уступа на расстоянии более $2D$ за суживающим устройством не должна превышать $0,01D$. Суживающее устройство устанавливают соосно измерительному трубопроводу или корпусу кольцевой камеры. Смещение оси отверстия e_x суживающего устройства относительно оси измерительного трубопровода должно быть в пределах:

$$e_x \le 0,0025D/0,1+2,3\beta^4.$$

Неперпендикулярность входного торца суживающего устройства к оси измерительного трубопровода должна быть в пределах ±1°.

Уплотнительные прокладки не должны выступать во внутреннюю полость измерительного трубопровода или отверстия для отбора давления.

Конструкция измерительных участков должна предусматривать возможность монтажа и демонтажа суживающих устройств для периодических осмотров.

На внутренней поверхности измерительного трубопровода для газовых сред не должны скапливаться осадки в виде пыли, жидкости и другие загрязнения на длине не менее $10D$ до суживающего устройства и не менее $4D$ за ним, для этих целей предусматривают дренажные или продувочные отверстия для удаления осадков и жидкостей. Диаметр дренажных и продувочных отверстий должен быть не более $0,08D$, а расстояние, измеренное по прямой линии от центра одного из этих отверстий до центра отверстия для отбора давления, расположенного с той же стороны суживающего устройства, должно быть более $0,5D$. Прямые участки измерительных трубопроводов должны иметь термоизоляцию.

Наименьшие длины $L_{к1}$ прямых участков измерительных трубопроводов между суживающим устройством и любыми ближайшими к нему местными сопротивлениями должны быть рассчитаны по формуле:

$$L_{к1} = 1 \quad D = a_к + b_к\beta^4, \qquad (2.1)$$

где $a_к$, $b_к$, $c_к$ – постоянные коэффициенты, зависящие от типа местного сопротивления, значения которых приведены в табл. 2.2, l, D — абсолютная длина и внутренний диаметр рассчитываемого участка измерительного трубопровода.

При установке суживающих устройств за местными сопротивлениями с суммарной длиной прямых участков более $44D$ рекомендуется применять струевыпрямители.

Установка струевыпрямителей

Струевыпрямитель устанавливают в прямом трубопроводе между входом в СУ и ближайшим к нему МС. Длина прямого участка ИТ, в котором установлен струевыпрямитель, должна быть не менее или равна:

- $20D$ между *любым* МС и струевыпрямителем;
- $22D$ между струевыпрямителем и СУ.

Длину прямого участка ИТ между первым и вторым МС перед струевыпрямителем не регламентируют. При установке струевыпрямителя обеспечивают контроль засоренности струевыпрямителя (например, по перепаду давления на нем) и его очистку. В конструкции струевыпрямителей существенное значение имеет параллельность труб, или струевыпрямитель может стать источником закручивания потока.

Если правильно сконструированные струевыпрямители применяют с ИТ, длины прямых участков которых равны приведенным выше, то их можно использовать с различными МС.

Типы струевыпрямителей

Основные характеристики наиболее распространенных типов струевыпрямителей приведены в табл. 2.3.

Струевыпрямители типа:

- «АМСА» (рис. 2.5, а) состоит из ячеек с квадратными отверстиями, образованными в результате пересечения пластин; размеры отверстий при-

Таблица 2.2

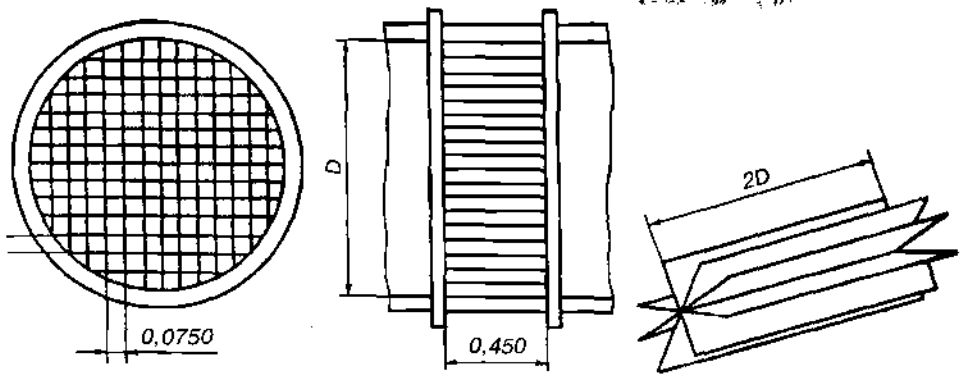
Местное сопротивление	Коэффициенты уравнения (7.1)			Наименьшая относительная длина l прямого участка между СУ (кроме тр. Вентури) и местными сопротивлениями при β, равном						
	$a_к$	$b_к$	$c_к$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,75
Для МС, расположенных перед СУ										
Задвижка, равнопроходный шаровой кран	11,5	82,0	6,7	12	12	12	13	15	19	24
Пробковый кран	14,5	30,5	2,0	16	18	20	23	26	30	32
Запорный кран, вентиль	17,5	64,5	4,1	18	18	19	22	26	33	38
Затвор (заслонка)	21,0	38,5	1,4	25	29	32	36	40	45	47
Конфузор	5,0	114	6,8	5	5	6	6	9	16	22
Симметричное резкое сужение	30,0	0,0	0,0	30	30	30	30	30	30	30
Диффузор	16,0	185	7,2	16	16	17	18	21	31	40
Симметричное резкое расширение	47,5	54,5	1,8	51	54	58	64	70	77	80
Одиночное колено, тройник с заглушкой	10,0	113	5,2	10	11	11	14	18	28	36
Группа колен в одной плоскости, разветвляющиеся потоки	13,5	82,5	3,7	14	15	17	20	26	36	42
Группа колен в разных плоскостях, смешивающиеся потоки	33,5	115	4,0	34	35	37	41	49	62	70
Местное сопротивление неопределенного типа	54,5	65,0	1,6	60	64	70	76	84	92	96
Гильза термометра, плотномера или карман диаметром:										
≤0,03D	5,0	0,0	0,0	5	5	5	5	5	5	5
≤0,13D	20,0	0,0	0,0	20	20	20	20	20	20	20
Струевыпрямитель	22,0	0,0	0,0	22	22	22	22	22	252	22
Для МС, расположенных за СУ										
Любое местное сопротивление	0,00	8,55	0,55	4	5	6	6	7	7	8

Примечания. 1. Значения наименьших длин прямых участков приведены для контроля их расчета по уравнению (2.1). Эти значения следует определять в большую сторону до получения целого числа. 2. Значения длин прямых участков в первых четырех пунктах таблицы приведены для полностью открытой запорной арматуры. 3. Длины прямых участков измеряют от торцов диафрагмы до внешней границы установки МС. 4. Термометры и плотномеры диаметром менее 0,13D устанавливают за СУ на расстоянии 5D–15D. Любые термометры перед СУ устанавливают на расстоянии не далее первого МС.

Таблица 2.3

Тип струевыпрямителя	Назначение	Потеря давления
«Цанкер» — однодисковый пластинчатый	Устраняет закручивание и асимметрию потока	5 $(0,5\rho \cdot u^2)$
«Шпренкель» — трехдисковый перфорированный	Очень хорошо устраняет асимметрию потока и снижает уровень пульсаций	
с фасками		11 $(0,5\rho \cdot u^2)$
без фасок		14 $(0,5\rho \cdot u^2)$
«Трубчатый»	Устраняет закручивание потока и частично уменьшает его асимметрию	5 $(0,5\rho \cdot u^2)$
«АМСА» — пластинчато-решетчатый	Устраняет только закручивание потока	0,25 $(0,5\rho \cdot u^2)$
«Этуаль» — звездообразный	То же	0,25 $(0,5\rho \cdot u^2)$

Примечание: ρ — плотность, кг/м³; u — скорость потока газа, м/с.



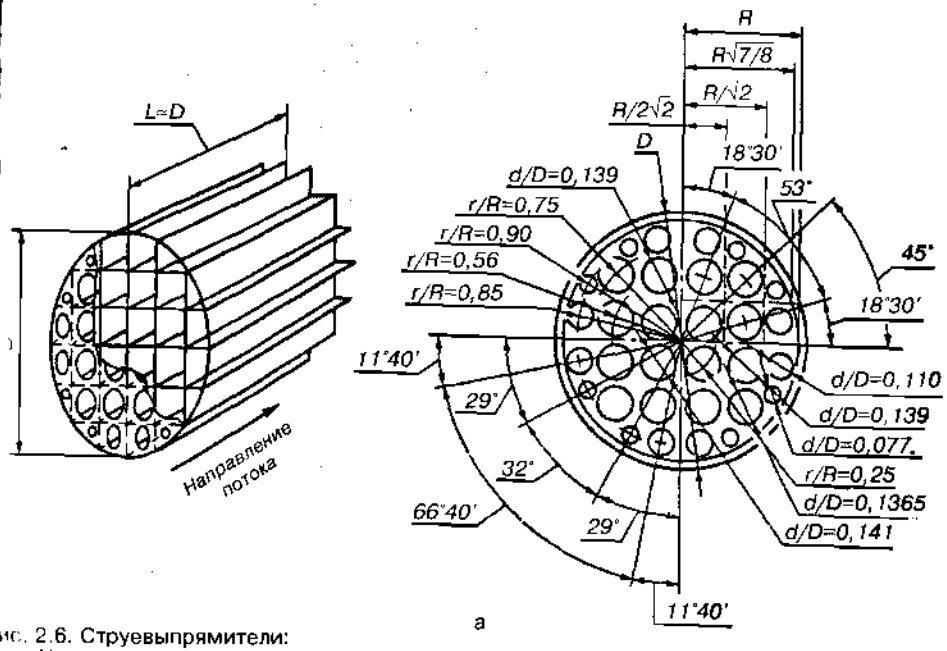
а б

Рис. 2.5. Струевыпрямители: а — «АМСА»; б — «Этуаль»

дены на рисунке. Стенки отверстий должны иметь минимально возможную толщину, обусловленную требованиями прочности;

«Этуаль» (рис. 2.5, б) состоит из восьми радиальных, расположенных под равными углами лопастей длиной, равной двум диаметрам трубопровода. Лопасти должны иметь минимально возможную толщину, обусловленную требованиями прочности;

«Цанкер» (рис. 2.6, а) состоит из диска с отверстиями определенных размеров и нескольких каналов (один канал на каждое отверстие), образуе-



а

Рис. 2.6. Струевыпрямители: а — «Цанкер»

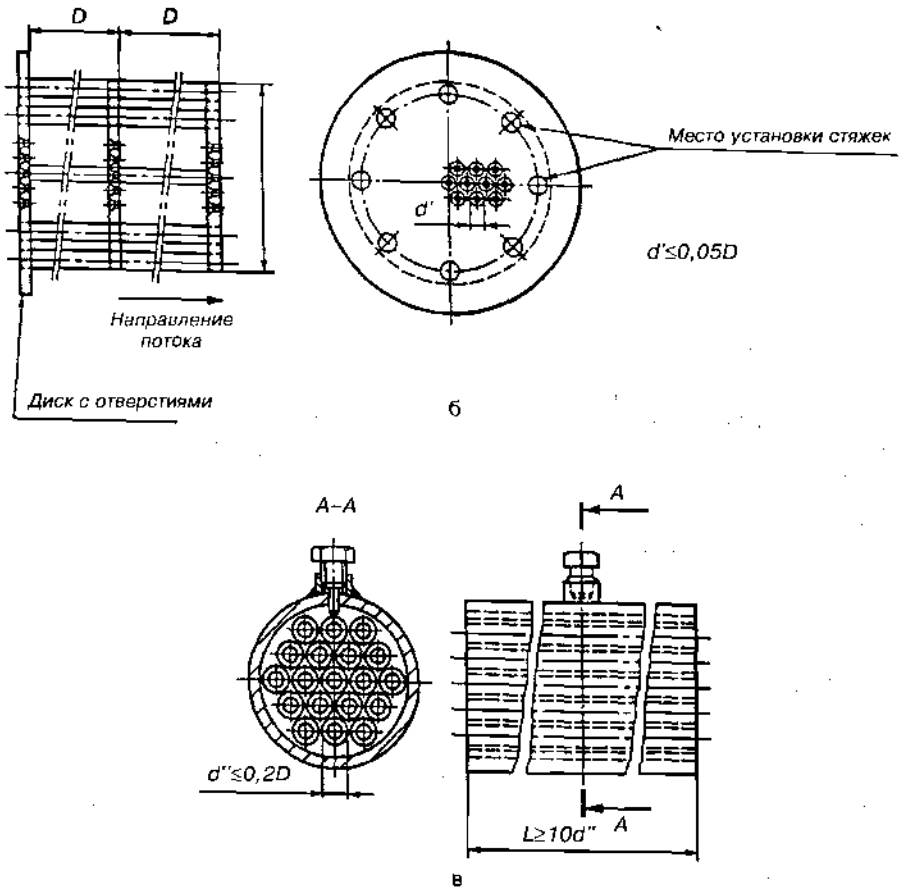


Рис. 2.6. Струевыпрямители *(продолжение)*:
б — «Шпренкель»; в — «Трубчатый»

мых пересечением ряда пластин. Диск и пластины должны быть минимальной толщины, обеспечивающей требуемую прочность;

— «Шпренкель» (рис. 2.6, б) состоит из трех последовательно расположенных дисков с отверстиями. Расстояние между двумя последовательно установленными дисками равно диаметру трубопровода, в котором размещен струевыпрямитель. Общая площадь отверстий на дисках должна составлять более 40 % площади сечения трубопровода. Рекомендуют, чтобы отверстия на входных торцах дисков имели фаски. Толщина диска должна быть более диаметра отверстия, а диаметр отверстия должен быть менее или равен $^1/_{20}$ диаметра трубопровода. Диски скрепляют между собой с помощью стяжек или шпилек, устанавливаемых по периферии отверстия трубопровода и имеющих минимально возможный диаметр, обусловленный требованиями прочности;

— «Трубчатый» (рис. 2.6, в) состоит из пакета скрепленных между собой параллельных и соприкасающихся труб, жестко установленных в трубопро-

воде. В струевыпрямителе должно быть не менее 19 труб. Длина труб должна быть не менее или равна $10d''$. Трубы соединяют в пакет, который должен опираться на трубопровод.

Измерение перепада давления на суживающем устройстве

Перепад давления на суживающем устройстве — разность между статическими давлениями среды, измеренными через отверстия для отбора давления перед и за суживающим устройством, если они расположены на одной высоте. Если отверстия для отбора давления расположены на разных высотах, то учитывают и статическое давление, обусловленное разностью высот расположения отверстий.

Разницу между статическими давлениями среды на входе и выходе суживающего устройства определяют с помощью средств измерений перепада давления (дифференциальных манометров — дифманометров) любого типа путем подсоединения их через соединительные трубки к отверстиям для отбора давления. Допускается подключение к одному суживающему устройству двух или более дифманометров.

Разделительные краны предназначены для отделения средств измерений от измерительных трубопроводов, их рекомендуется размещать на соединительных трубках непосредственно у места их соединения с трубопроводом. Внутренний диаметр проходного сечения крана должен быть равен внутреннему диаметру отверстия для отбора давления и соединительной трубки или быть не менее этого диаметра. Кран должен быть равнопроходным, для того чтобы при протекании газа в кране не оставалась жидкость (конденсат).

Соединительные трубки (линии). Дифманометр должен находиться как можно ближе к суживающему устройству; скорость реакции дифманометра на изменение перепада давления уменьшается при увеличении этого расстояния. Рекомендуется, чтобы длина соединительных трубок не превышала 16 м. Во избежание искажения перепада давления, возникающего из-за разности температур, две соединительные трубки должны находиться рядом. Внутренние сечения соединительных трубок должны быть одинаковыми по всей длине, а диаметр должен быть более 6 мм, даже для чистых веществ и коррозионностойких трубок, чтобы избежать опасности их засорения при длительной эксплуатации. Рекомендуемый внутренний диаметр соединительных трубок (в мм) приведен в табл. 2.4.

Соединительные трубки устанавливают с наклоном к горизонтали более чем 1 : 12. Такой наклон обеспечивает движение конденсата и твердых час-

Таблица 2.4

Контролируемая среда	Длина соединительных трубок		
	0–16	16–45	45–90
Сухой газ, вода, пар	7–9	10	13
Воздух или влажный газ (т. е. возникает опасность конденсации в соединительных трубках)	13	13	13
Вязкие жидкости	13	19	25
Загрязненные газ или жидкость	25	25	38

тиц вниз к продувочным камерам. При подключении к суживающему устройству двух или более дифманометров допускается подключение соединительных трубок одного дифманометра к соединительным трубкам другого дифманометра.

Абсолютное или избыточное давление измеряют перед суживающим устройством манометром любого типа через отдельное отверстие, размещенное в сечении измерительного трубопровода в месте установки отверстия для отбора перепада давления. Допускается присоединение манометра к плюсовой соединительной трубке дифманометра.

Измерения температуры среды проводят на прямом участке в проточной части измерительного трубопровода перед или за суживающим устройством, предпочтение следует отдавать измерениям температуры за суживающим устройством. При установке чувствительного элемента (преобразователя) термометра или его гильзы за суживающим устройством расстояние от места их расположения до суживающего устройства должно быть не менее $5D$ и не более $15D$. При установке чувствительного элемента термометра или его гильзы перед суживающим устройством расстояние от места их установки до суживающего устройства выбирают из табл. 2.2.

Чувствительный элемент термометра устанавливают непосредственно в измерительный трубопровод или в гильзу на глубину $(0{,}3–0{,}7)D$. Наилучшим способом установки чувствительного преобразователя термометра (рис. 2.7, а) является его радиальное расположение на теплоизолированном участке измерительного трубопровода. Допускается наклонная (рис. 2.7, б, в) и другая установка чувствительного преобразователя термометра (рис. 2.7, г) при условии соблюдения требований по расстояниям от преобразователя до суживающего устройства.

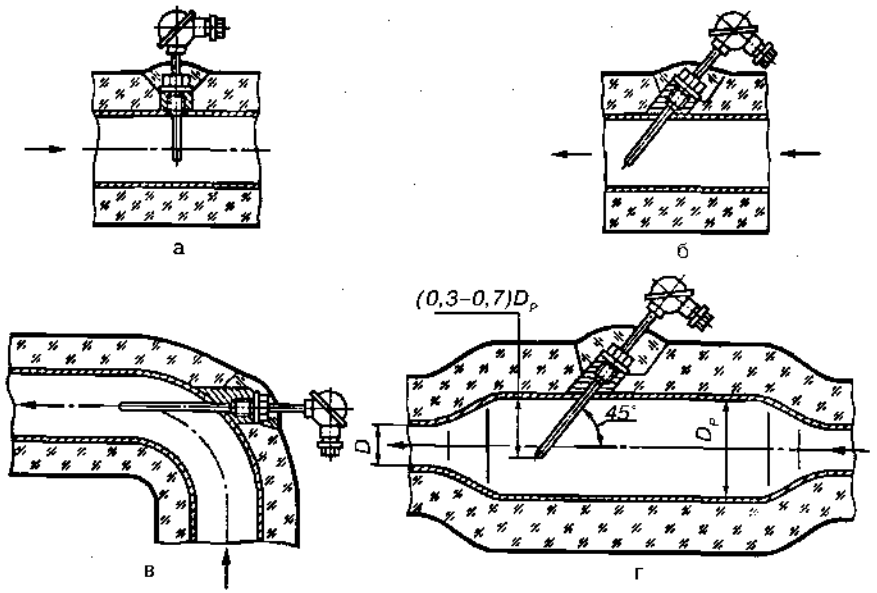


Рис. 2.7. Схема установки чувствительного преобразователя термометра

Акустические (ультразвуковые) расходомеры

Акустическими называются расходомеры, основанные на измерении того или иного эффекта, возникающего при проходе колебаний через поток жидкости или газа и зависящего от расхода. Почти все применяемые на практике акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот и поэтому называются ультразвуковыми.

Большинство промышленных ультразвуковых расходомеров используют эффекты, основанные на перемещении акустических колебаний движущейся средой. Они служат для измерения объемного расхода, потому что эффекты, возникающие при прохождении акустических колебаний через поток среды (жидкости или газа), связаны со скоростью перемещения среды. На рис. 2.8 показаны первичные преобразователи ультразвуковых расходомеров.

Для ввода акустических колебаний в поток и для приема их на выходе из потока необходимы излучатели и приемники колебаний — главные элементы первичных преобразователей ультразвуковых расходомеров. При сжатии и растяжении в определенных направлениях некоторых кристаллов (пьезоэлементов) на их поверхности образуются электрические заряды, и наоборот, если к этим поверхностям приложить разность потенциалов, то пьезоэлемент растянется или сожмется в зависимости от того, на какой из поверхностей будет больше напряжения, — обратный пьезоэффект. На этих эффектах основан метод преобразования переменной электрической разности потенциалов на гранях кристалла в акустические (механические) колебания той же частоты (для излучения колебаний) или наоборот — преобразования акустических колебаний в переменную электрическую разность потенциалов на гранях кристалла (для приемника колебаний).

Достоинствами ультразвуковых расходомеров являются широкий диапазон измерения расхода и возможность применения микропроцессорной техники. Основным недостатком ультразвуковых расходомеров является чувствительность к содержанию твердых и газообразных включений.

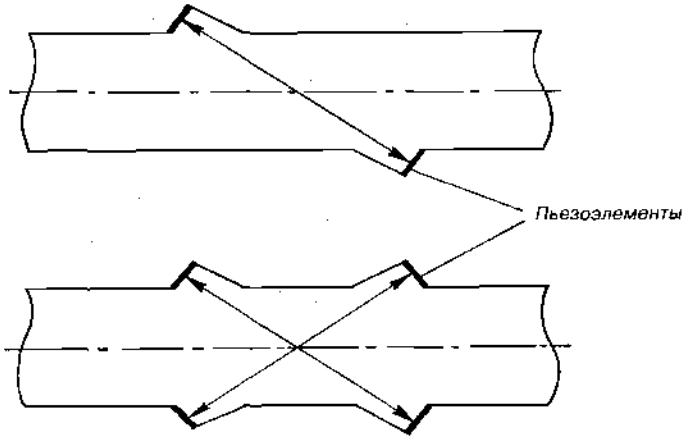


Рис. 2.8. Схема ультразвукового первичного преобразователя расхода

Вихревые расходомеры

Вихревыми называются расходомеры, основанные на зависимости от расхода частоты колебаний давления, возникающих в потоке в процессе вихреобразования или колебания струи либо после препятствия определенной формы, установленного в трубопроводе, либо специального закручивания потока.

Свое название вихревые расходомеры получили от явления срыва вихрей, возникающих при обтекании потоком жидкости или газа препятствия, обычно в виде усеченной трапецеидальной призмы (рис. 2.9). Позади тела обтекания располагается чувствительный элемент, воспринимающий вихревые колебания.

К достоинствам вихревых расходомеров следует отнести: отсутствие подвижных частей, независимость показаний от давления и температуры, большой диапазон измерений, частотный измерительный сигнал на выходе, возможность получения универсальной градуировки, сравнительно небольшая стоимость и т. д.

К недостаткам вихревых расходомеров относятся значительные потери давления (до 30–50 кПа), ограничения возможностей их применения: они не пригодны при малых скоростях потока среды, для измерения расхода загрязненных и агрессивных сред.

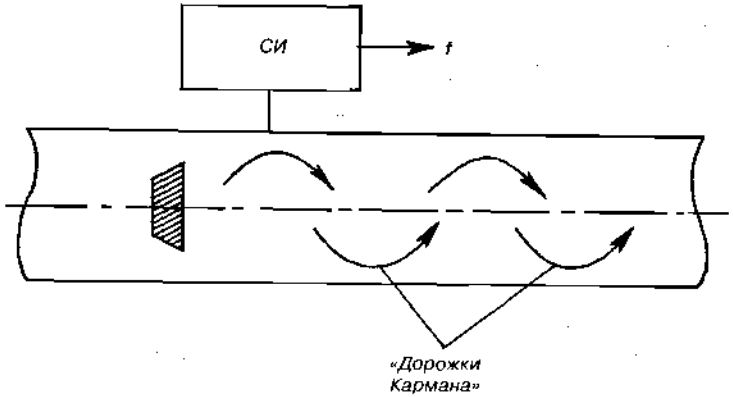


Рис. 2.9. Схема вихревого первичного преобразователя расхода (СИ — устройство счета импульсов)

Мембранные (диафрагменные, камерные) счетчики газа

Мембранный счетчик (диафрагменный, камерный) — счетчик газа, принцип действия которого основан на том, что при помощи различных подвижных преобразовательных элементов газ разделяют на доли объема, а затем производят их циклическое суммирование.

Диафрагменный счетчик (рис. 2.10) состоит из корпуса *1*, крышки *2*, измерительного механизма *3*, кривошипно-рычажного механизма *4*, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами *5* газораспределительного устройства, седел клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма. Корпус и крышка счетчика могут быть:

- стальными, штампованными с покрытием против коррозии и искрообразования. Соединение стального штампованного корпуса и крышки осуществляется посредством герметизирующего материала и стяжной полосы *6* (см. рис. 2.10), которые обеспечивают плотное прилегание двух частей друг к другу;
- алюминиевыми, литыми. Корпус и крышка счетчика в алюминиевом исполнении герметично закрываются при помощи специальных прокладок и комплекта винтов, один из винтов выполнен пломбой.

Детали и узлы измерительного механизма для мембранных счетчиков изготавливают из пластмасс. Применение пластмассовых измерительных механизмов значительно снижает себестоимость продукции, увеличивает стойкость к воздействию химических компонентов, находящихся в газах, значительно уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетчика.

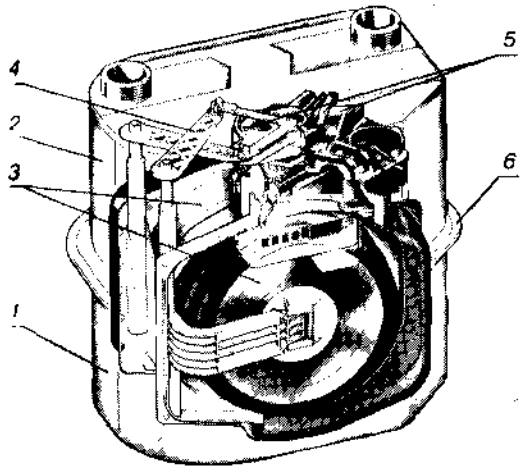
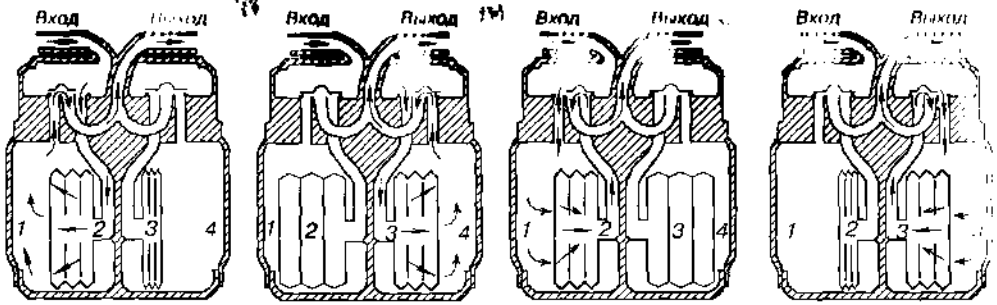


Рис. 2.10. Диафрагменный счетчик:
1 — корпус; 2 — крышка; 3 — измерительный механизм; 4 — кривошипно-рычажной механизм; 5 — верхние клапаны газораспределительного устройства; 6 — стяжная полоса

В зависимости от конструкции и объемов измеряемого газа измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика показана на рис. 2.11.

Счетчик работает следующим образом:

а) измеряемый поток газа через входной патрубок поступает в верхнюю полость корпуса и далее через открытый клапан в камеру *2*. Увеличение объема газа в камере *2* вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры *1* на выход из щели седла клапана и далее в выходной патрубок счетчика. После приближения рычага ди-



Положение камер счетчика	Камера 1	Камера 2	Камера 3	Камера 4
а	Опустошается	Наполняется	Пуста	Наполнена
б	Пуста	Наполнена	Наполняется	Опустошается
в	Наполняется	Опустошается	Наполнена	Пуста
г	Наполнена	Пуста	Опустошается	Наполняется

Рис. 2.11. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика

афрагмы к стенке камеры *1* диафрагма останавливается в результате переключения клапанных групп. Подвижная часть клапана камер *1* и *2* полностью перекрывает седла клапанов этих камер, отключая этот камерный блок.

б) Клапан камер *3* и *4* открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру *3*, наполняет ее, что вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры *4* в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры *4* диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер *3*, *4*.

в) Клапан камер *1*, *2* открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру *1*. При подаче газа в камеру *1* диафрагма *1*, *2* перемещается, вытесняя газ из камеры *2* в выходной парубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры *2* диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер *1*, *2*.

г) Клапан камер *3*, *4* открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру *4*. При подаче газа в камеру *4* диафрагма *3*, *4* перемещается и вытесняет газ из камеры *3* в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры *3* диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока *3*, *4*.

Процесс повторяется периодически. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагм (или число циклов работы измерительного механизма *n*). За каждый цикл вытесняется объем газа $V_ц$, равный сумме объемов камер *1*, *2*, *3*, *4*. Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16-ти циклам.

Ротационные счетчики газа

В связи с увеличением видов оборудования возникла необходимость в измерительных приборах, которые обладали бы сравнительно большой пропускной способностью и значительным диапазоном измерений при сравнительно небольших габаритных размерах. Этим условиям удовлетворяют ротационные газовые счетчики, которые обладают дополнительно следующими достоинствами: отсутствие потребности в электроэнергии, долговечность, возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике во время его работы, нечувствительность к кратковременным перегрузкам. Ротационные счетчики широко применяют в коммунальном хозяйстве, особенно в отопительных котельных, а также на небольших и средних предприятиях.

Ротационный (роторный) счетчик — камерный счетчик газа, в котором в качестве преобразовательного элемента применяются восьмиобразные роторы.

Ротационный газовый счетчик типа РГ состоит из корпуса *1*, внутри которого вращаются два одинаковых восьмиобразных ротора *2* передаточного и счетного механизмов, связанных с одним из роторов. Роторы приводятся во вращение под действием разности давлений газа, поступающего через верхний входной патрубок и выходящего через нижний выходной патрубок. При вращении роторы обкатываются своими боковыми поверхностями. Синхронизация вращения роторов достигается с помощью двух пар одинаковых зубчатых колес, укрепленных на обоих концах роторов в торцевых коробках вне пределов измерительной камеры-корпуса. Для уменьшения трения и износа шестерни роторов постоянно смазываются маслом, залитым в торцевые коробки.

Объем газа, вытесненный за пол-оборота одного ротора, равен объему, ограниченному внутренней поверхностью корпуса и боковой поверхностью ротора, занимающего вертикальное положение. За полный оборот роторов вытесняются четыре таких объема.

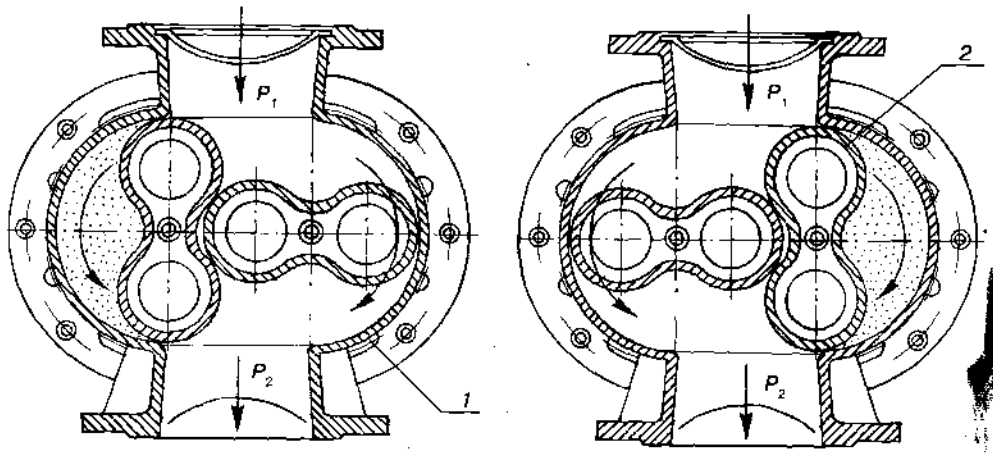


Рис. 2.12. Ротационный счетчик газа типа РГ:
1 — корпус; 2 — ротор

При изготовлении ротационных счетчиков особое внимание обращается на легкость хода роторов и уменьшение неучитываемых утечек газа через счетчик. Легкость хода, являющаяся качественным показателем малого трения в механизме, а следовательно, и малой потери давления в счетчике, обеспечивается установкой валов роторов на шариковые подшипники, сведением до минимума трения в редукторе и счетном механизме, а также рациональным выбором конструктивных размеров и частоты вращения роторов. Уменьшение утечек газа достигается тщательной обработкой и взаимной подгонкой внутренней поверхности корпуса и трущихся поверхностей роторов. Зазор между корпусом и прямоугольными площадками, расположенными на концах наибольших диаметров роторов, колеблется от 0,04 до 0,1 мм в зависимости от типа счетчика. При изготовлении счетчиков особое внимание уделяется статической балансировке и обработке роторов.

Турбинные счетчики газа

В турбинном счетчике газа (рис. 2.13) под воздействием потока газа колесо турбины приводится во вращение, число оборотов которого прямо пропорционально протекающему объему газа. Число оборотов турбины через понижающий редуктор и газонепроницаемую магнитную муфту передается на находящийся вне газовой полости счетный механизм, показывающий (по нарастающей) суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через прибор.

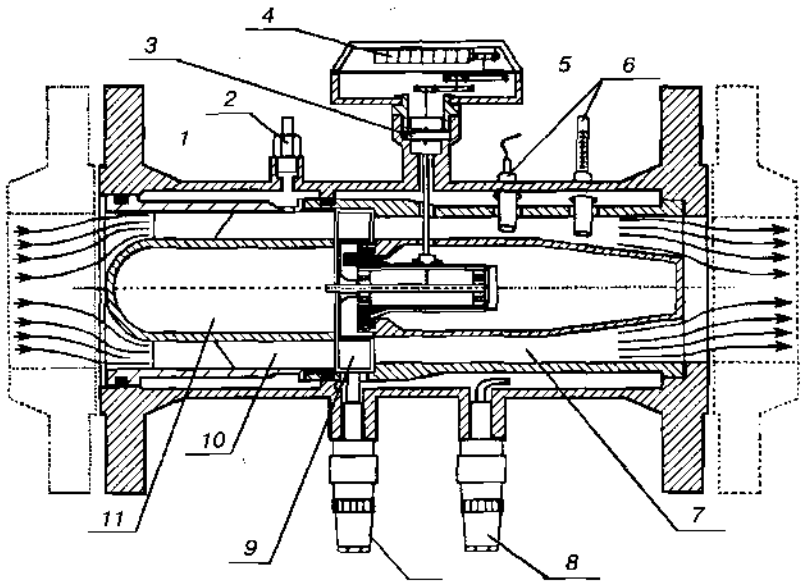


Рис. 2.13. Схема турбинного счетчика газа СГ:
1, 10 — измеряемое поперечное сечение; 2 — включение давления; 3 — магнитная муфта; 4 — счетный механизм; 5 — термоизмерительный зонд РТ-100; 6 — контрольный термометр; 7 — канал выхода; 8 — датчики импульсов; 9 — колесо турбины; 11 — вытесняющее тело

На последнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, вблизи колеса – два геркона, частота замыкания контактов первого пропорциональна скорости вращения ротора турбины, т. е. скорости потока газа. При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты второго геркона замыкаются, что используется для сигнализации о несанкционированном вмешательстве.

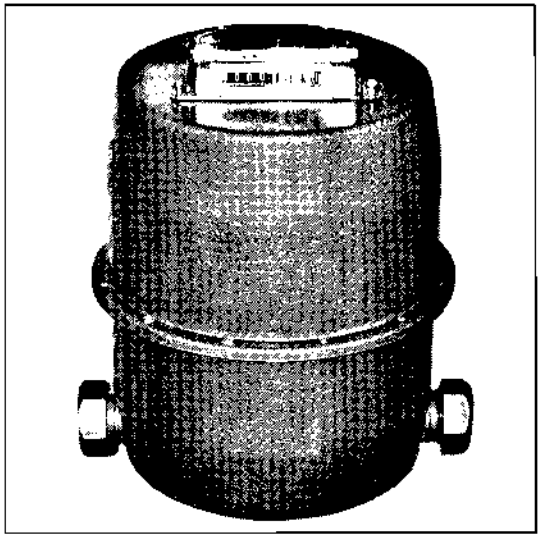
Конструктивно турбинные счетчики, выпускаемые в России, представляют собой отрезок трубы с фланцами, в проточной части которого последовательно по потоку расположен входной струевыпрямитель, узел турбины с валом и подшипниковыми опорами вращения и задняя опора. На корпусе счетчика установлен узел плунжерного масляного насоса, с помощью которого в зону подшипников по трубкам подается жидкое масло. На корпусе турбины предусмотрены места для установки датчиков аппаратуры (для измерения давления, температуры, импульсов).

По степени автоматизации процесса измерений и обработки результатов измерений турбинные счетчики выпускаются в следующих вариантах комплектации:

– для раздельных измерений переменных контролируемых параметров (с произвольно выбранными средствами обработки результатов измерений – счетными устройствами ручного действия, микрокалькуляторами и др.);

– для полуавтоматических измерений переменных контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений и устройствами с ручным вводом значений условно-постоянных параметров или ручной коррекцией результатов измерений и вычислений;

– для автоматических измерений всех контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений.

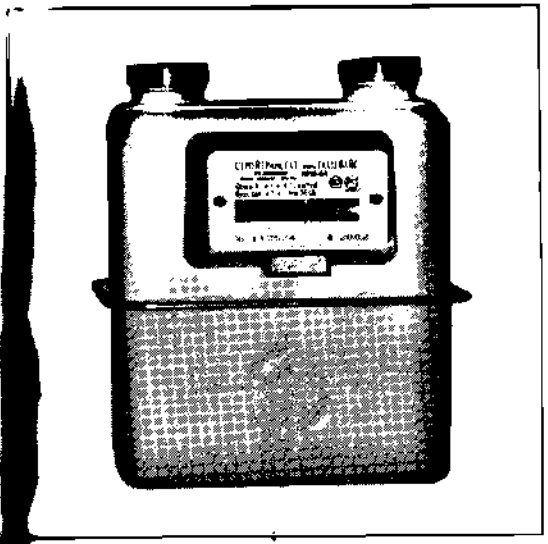


Счетчик газа бытовой СГБ-G6

Предприятие-изготовитель: 59

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87 сжиженный газ по ГОСТ 20448-90
Объем цикла, дм³	2
Максимальный расход, м³/ч	10
Минимальный расход, м³/ч	0,06
Рабочее давление, кПа	1–10
Цена деления отсчетного устройства, м³/ч	0,012
Предел погрешности, %:	
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	250
Диапазон рабочих температур, °С	от –30 до +60
Присоединительные размеры, дюйм	G1
Габаритные размеры, мм	305 × 254 × 238
Масса, кг	4
Межповерочный интервал, лет	8

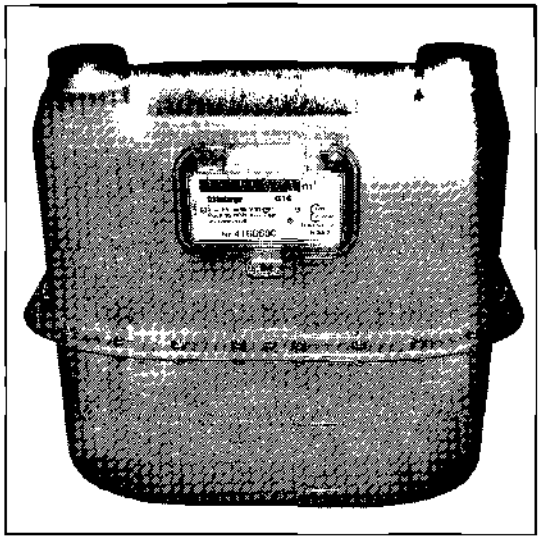


Счетчики газа бытовые NPM-G1,6, NPM-G2,5, NPM-G4

Предприятие-изготовитель: 17

Технические характеристики

	NPM-G1,6	NPM-G2,5	NPM-G4
Измеряемая среда	сжиженный газ, крекинг-газ, природный газ, углеводородная смесь, ацетилен, воздух		
Объем цикла, дм³	1,2	1,2	1,2
Максимальный расход, м³/ч	2,5	4	6
Минимальный расход, м³/ч	0,016	0,025	0,04
Максимальное рабочее давление, кПа	50	50	50
Предел погрешности, %:			
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	200	200	200
Диапазон рабочих температур, °С	от –40 до +50		
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1¼	G1¼	G1¼
Межосевое расстояние, мм	110	110	110
Д, мм	32	32	32
Габаритные размеры, мм	188 × 163 × 218	188 × 163 × 218	188 × 163 × 218
Масса, кг	1,6	1,6	1,6
Межповерочный интервал, лет	10	10	10



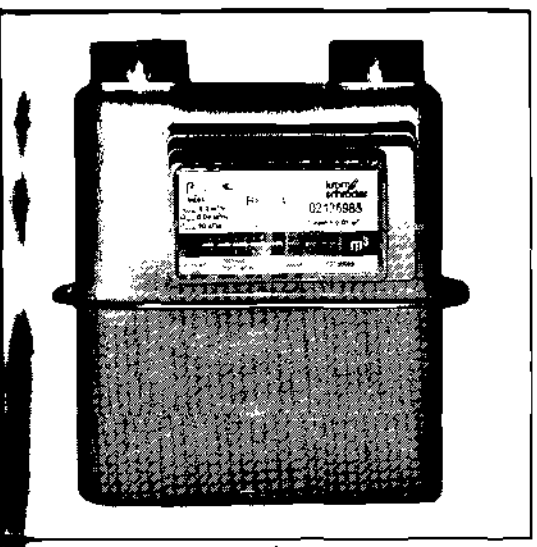
Счетчики газа бытовые G10, G16, G25, G40

Предприятие-изготовитель: 88

Технические характеристики

	G10	G16				
Количество патрубков	2	2	2	2	2	1
Максимальный расход, м³/ч	16	25	25	25	25	25
Минимальный расход, м³/ч	0,10	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Максимальное допустимое давление внутри корпуса, кПа	300	300	300	300	300	300
Максимальное рабочее давление, кПа	100	100	100	100	100	100
Максимальная потеря давления при Q_{max}, Па	300	300	300	300	300	300
$Д_у$, мм	40	40	40	40	40	40
Резьба патрубков, дюйм	G2	G2	G2	G2	G2	—
Расстояние между патрубками, мм	250, 280	250	280	290	300	—
Габаритные размеры, мм:						
ширина	395	391	391	391	391	391
глубина	270	267	267	267	267	267
высота	385	369	369	369	369	382
Масса, кг	9,85	9,5	9,5	9,5	9,5	9,8

	G25			G40		
Количество патрубков	2	2	1	2	2	2
Максимальный расход, м³/ч	40	40	40	65	65	65
Минимальный расход, м³/ч	0,25	0,25	0,25	0,4	0,4	0,4
Максимальное допустимое давление внутри корпуса, кПа	300	300	300	300	300	300
Максимальное рабочее давление, кПа	100	100	100	50	50	50
Максимальная потеря давления при Q_{max}, Па	300	300	300	300	300	300
$Д_у$, мм	50	50	50	80/65	80	80
Резьба патрубков, дюйм	$G2^1/_2$	$G2^1/_2$	—	—	—	—
Расстояние между патрубками, мм	335	400	—	430	500	510
Габаритные размеры, мм:						
ширина	449	449	449	612	612	612
глубина	297	297	297	392	392	392
высота	419	510	450	657	715	715
Масса, кг	13,3	13,6	14,1	42	45	45

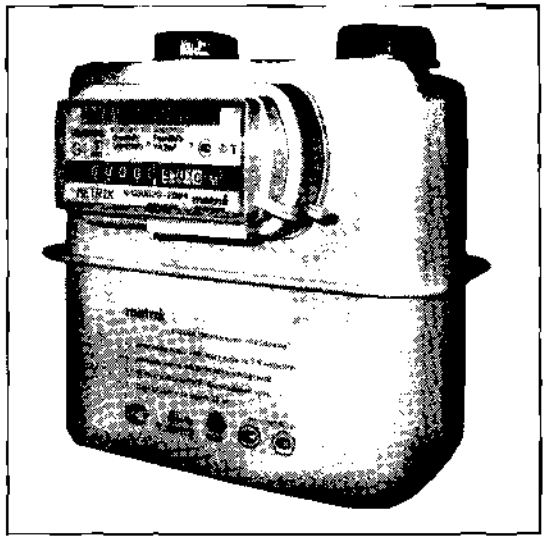


Счетчики газа бытовые ВК-G1,6, ВК-G2,5, ВК-G4

Предприятие-изготовитель: 80

Технические характеристики

	ВК-G1,6	ВК-G2,5	ВК-G4
Измеряемая среда	природный газ, сжиженный газ		
Объем цикла, дм³	1,2	1,2	1,2
Максимальный расход, м³/ч	2,5	4	6
Минимальный расход, м³/ч	0,016	0,025	0,04
Максимальное рабочее давление, кПа, для счетчиков с корпусом из листовой стали	50	50	50
Предел погрешности, %:			
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	<200	<200	<200
Диапазон рабочих температур, °С	от –30 до +50		
Межосевое расстояние, мм	110	110	110
Размер резьбы штуцеров, дюйм	$G1^1/_4$	$G1^1/_4$	$G1^1/_4$
$Д_у$, мм	32	32	32
Габаритные размеры, мм	195 × 212 × 155	195 × 212 × 155	195 × 212 × 155
Масса, кг	1,9	1,9	1,9
Межповерочный интервал, лет	10	10	10

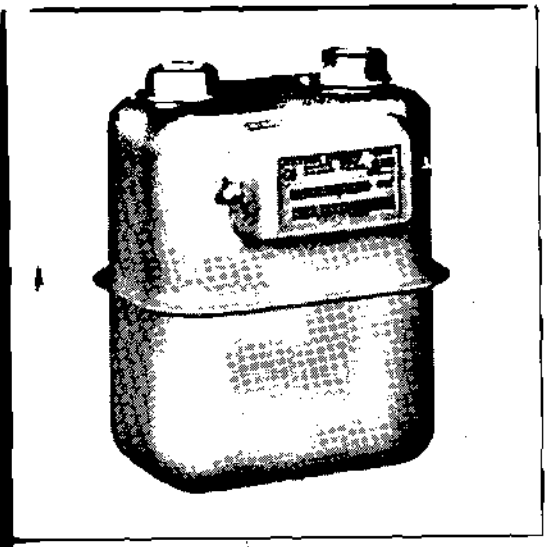


Счетчики газа бытовые «Гелиос» G1,6 «Гелиос» G2,5 «Гелиос» G4

Предприятие-изготовитель: 38

Технические характеристики

	G1,6	G2,5	G4
Измеряемая среда	природный газ		
Максимальный расход, м³/ч	4	2,5	6
Минимальный расход, м³/ч	0,025	0,016	0,04
Номинальный расход, м³/ч	2,5	1,6	4
Объем цикла, дм³	0,8	0,8	1,2
Допустимое рабочее давление, кПа	50	50	50
Предел погрешности, %: от Q_{min} до 0,1$Q_{ном}$ от 0,1 $Q_{ном}$ до Q_{max}	±3 ±1,5	±3 ±1,5	±3 ±1,5
Величина 1 импульса, м³	0,01	0,01	0,01
Пусковой порог, дм³/ч	3	3	5
Габаритные размеры, мм	216 x 160 x 206	216 x 160 x 206	217 x 172 x 224
Масса, кг	2	2	2
Межповерочный интервал, лет	10	10	10

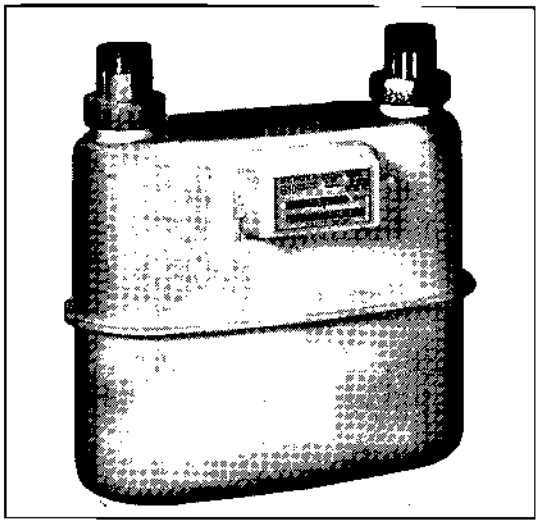


Счетчик газа коммунально-бытовой Metrix G6

Предприятие-изготовитель: 90

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ
Максимальный расход, м³/ч	10
Минимальный расход, м³/ч	0,06
Номинальный расход, м³/ч	6
Объем цикла, дм³	2,2
Допустимое рабочее давление, кПа	50
Максимальная потеря давления при Q_{max}, Па	150
Погрешность измерений, %: от Q_{min} до 0,1 Q_{min} от 0,1 Q_{min} до Q_{max}	±3 ±1,5
Измерительный диапазон счетного механизма, м³	99999, 99
Величина 1 импульса, м³	0,01
Пусковой порог, дм³/ч	8
Габаритные размеры, мм	231 x 187 x 276
Масса, кг	3
Межповерочный интервал, лет	10

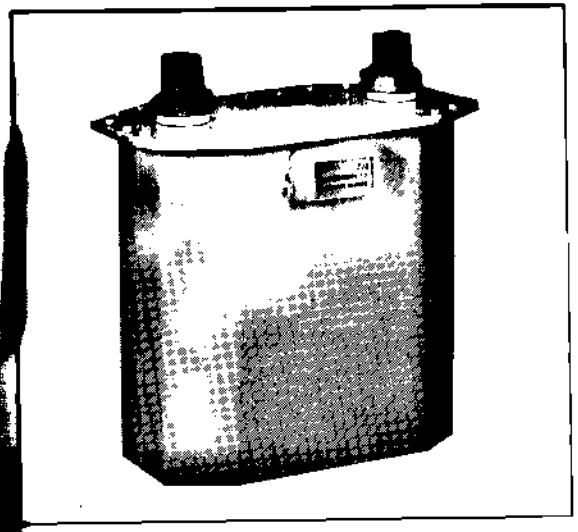


Счетчик газа коммунально-бытовой Metrix G10

Предприятие-изготовитель: 90

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ
Максимальный расход, м³/ч	16
Минимальный расход, м³/ч	0,10
Номинальный расход, м³/ч	10
Объем цикла, дм³	5
Допустимое рабочее давление, кПа	50
Предел погрешности, %: от Q_{min} до 2 Q_{min} от 2 Q_{min} до Q_{max}	 ±3 ±2
Величина 1 импульса, м³	0,01
Пусковой порог, дм³/ч	13
Габаритные размеры, мм	395 x 207 x 403
Масса, кг	7
Межповерочный интервал, лет	10

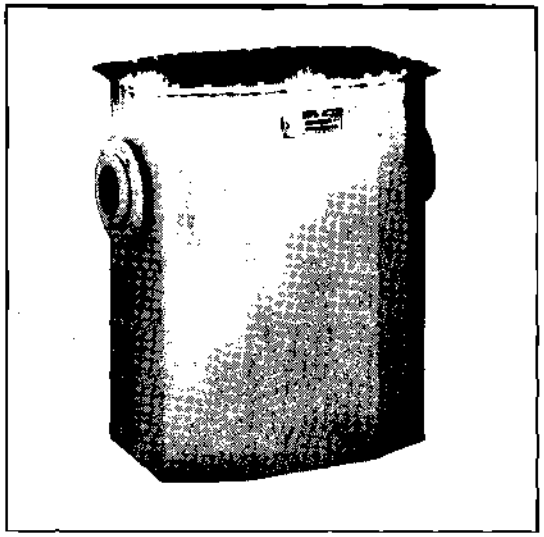


Счетчики газа коммунально-бытовые Metrix G16, Metrix G25

Предприятие-изготовитель: 90

Технические характеристики

	G16	G25
Измеряемая среда	природный газ	
Максимальный расход, м³/ч	25	40
Минимальный расход, м³/ч	0,16	0,25
Номинальный расход, м³/ч	16	25
Объем цикла, дм³	20	20
Допустимое рабочее давление, кПа	20	20
Максимальная потеря давления при Q_{max}, Па	300	300
Погрешность измерений, %: от Q_{min} до 0,1 Q_{nom} от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	 ±3 ±2	 ±3 ±2
Величина 1 импульса, м³	0,01	0,01
Пусковой порог, дм³/ч	20	20
Габаритные размеры, мм	538 x 308 x 585	538 x 308 x 585
Масса, кг	30	30
Межповерочный интервал, лет	10	10

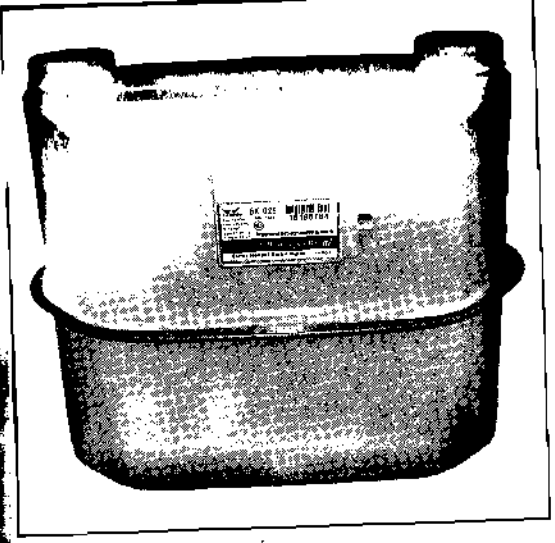


Счетчики газа промышленные Metrix G40, Metrix G65

Предприятие-изготовитель: 90

Технические характеристики

	G 40	G65
Измеряемая среда	природный газ	
Максимальный расход, м³/ч	65	100
Минимальный расход, м³/ч	0,40	0,65
Номинальный расход, м³/ч	40	65
Объем цикла, дм³	65	65
Допустимое рабочее давление, кПа	20	20
Предел погрешности, %:		
от Q_{min} до 2 Q_{nom}	±3	±3
от 2 Q_{nom} до Q_{max}	±2	±2
Величина 1 импульса, м³	0,01	0,01
Пусковой порог, дм³/ч	32	32
Габаритные размеры, мм	720 x 434 x 796	720 x 434 x 796
Масса, кг	90	90
Межповерочный интервал, лет	10	10



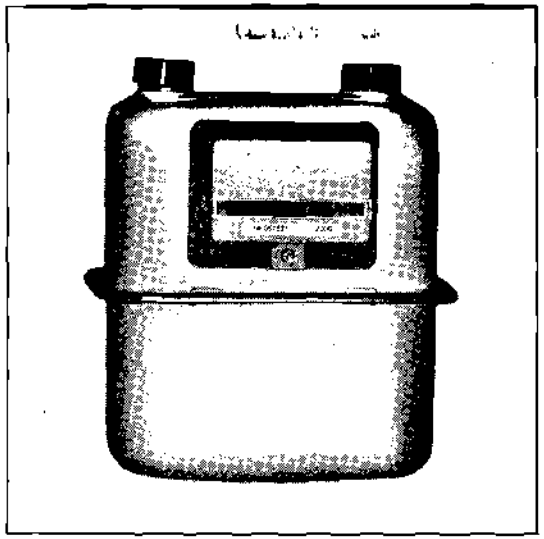
Счетчики газа коммунально-бытовые ВК-G6 (Т)*, ВК-G10 (Т)*, ВК-G16 (Т)*, ВК-G25 (Т)*

Предприятие-изготовитель: 80

Технические характеристики

	ВК-G6	ВК-G10 исп. 1	ВК-G10 исп. 2	ВК-G16 исп. 2	ВК-G25
Измеряемая среда	природный газ, сжиженный газ				
Максимальный расход, м³/ч	10	16	16	25	40
Минимальный расход, м³/ч	0,06	0,1	0,1	0,16	0,25
Максимальное рабочее давление, кПа	50	50	50	50	50
Предел погрешности, %:					
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5
Размер резьбы штуцеров, дюйм	$G1^1/_4$	$G1^1/_4$	$G1^1/_2$	$G1^1/_2$	$G2^1/_2$
Диапазон рабочих температур, °С	от – 20 до +50				
Межосевое расстояние, мм	250	250	280	280	335
$Д_у$, мм	32	32	40	40	50
Габаритные размеры, мм:					
ширина	334	334	405	405	465
глубина	215	215	234	234	289
высота	323	323	330	330	398
Масса, кг	4,5	4,5	5,7	5,7	10
Межповерочный интервал, лет	10	10	10	10	10

* Выпускаются в модификации ВКТ с температурной компенсацией.

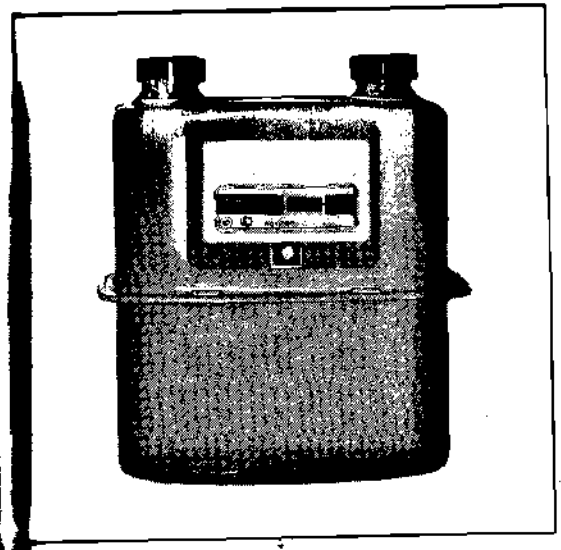


Счетчики газа бытовые СГК-1,6, СГК-2,5, СГК-4

Предприятие-изготовитель: 68

Технические характеристики

	СГК-G1,6	СГК-G2,5	СГК-G4
Измеряемая среда	природный газ, сжиженный газ		
Максимальный расход, м³/ч	2,5	4	6,0
Минимальный расход, м³/ч	0,016	0,025	0,04
Максимальное рабочее давление, кПа	3,0	3,0	3,0
Порог чувствительности, м³/ч	0,0032	0,005	0,008
Предел погрешности, %:			
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	200	200	200
Диапазон рабочих температур, °С	от –20 до +60		
Межосевое расстояние, мм	110,5	110,5	110,5
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1	G1	G1
$Д_у$, мм	25	25	25
Габаритные размеры, мм	220 × 193 × 170	220 × 193 × 170	220 × 193 × 170
Масса, кг	2,5	2,5	2,5
Межповерочный интервал, лет	8	8	8

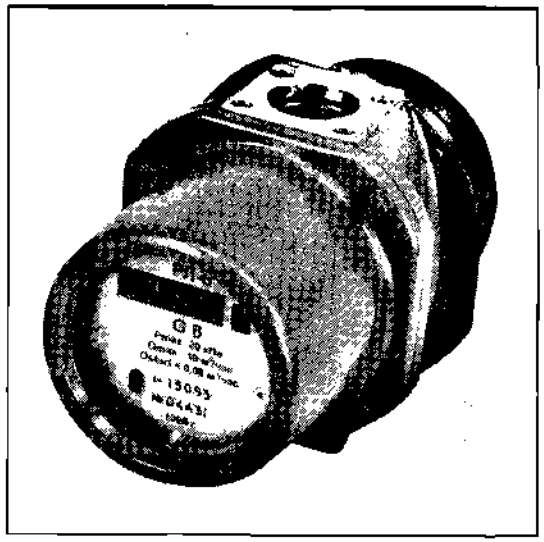


Счетчик газа бытовой СГК-4-1

Предприятие-изготовитель: 79

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Объем цикла, дм³	1,2
Максимальный расход, м³/ч	6,0
Минимальный расход, м³/ч	0,04
Максимальное рабочее давление, кПа	3,0
Предел погрешности, %:	
от Q_{min} до 0,4 Q_{nom}	±3
от 0,4 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	200
Диапазон рабочих температур, °С	от –20 до +60
Межосевое расстояние, мм	110,5
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1
$Д_у$, мм	26,4
Габаритные размеры, мм	172 × 194 × 224
Масса, кг	2,5
Межповерочный интервал, лет	12

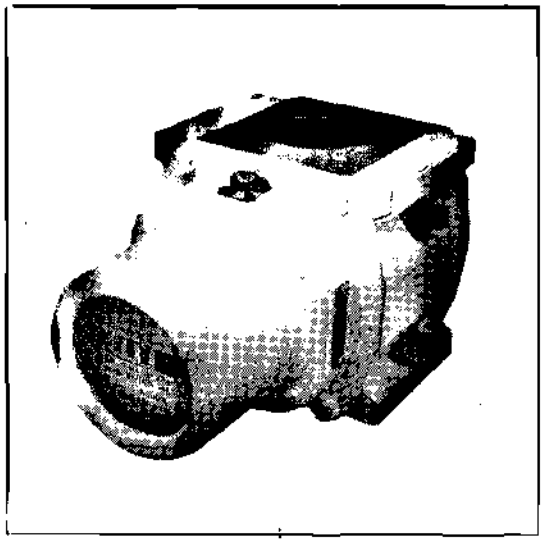


Счетчики газа ротационные бытовые РЛ-4, РЛ-6

Предприятие-изготовитель: 34

Технические характеристики

	РЛ-4	РЛ-6
Измеряемая среда	природный газ, сжиженный газ	
Максимальный расход, $м^3/ч$	6,0	10,0
Минимальный расход, $м^3/ч$	0,12	0,2
Максимальное рабочее давление, кПа	20	20
Порог чувствительности, $м^3/ч$	0,04	0,04
Предел погрешности, %:		
$Q_{min} < Q < 2Q_{min}$	±3,0	±3,0
$2Q_{min} < Q < Q_{max}$	±2,0	±2,0
Диапазон рабочих температур, °С	от +5 до +50	от +5 до +50
Количество разрядов отсчетного механизма	7	7
Габаритные размеры, мм	157 × 100 × 100	157 × 100 × 100
$Д_у$, мм	20	20
Масса, кг	2,0	2,0
Межповерочный интервал, лет	5	5

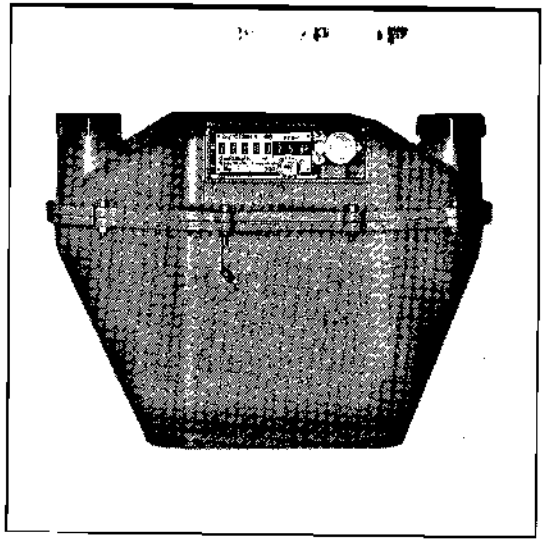


Счетчики газа ротационные коммунально-бытовые РГА, РГА-Ех, G10, G16, G25

Предприятие-изготовитель: 34

Технические характеристики

	G10		G16		G25	
	РГА	РГА-Ех	РГА	РГА-Ех	РГА	РГА-Ех
Максимальный расход, $м^3/ч$	16		25		40	
Минимальный расход, $м^3/ч$ при соотношении Q_{min}/Q_{max}:						
1 : 30	—	0,53	—	0,83	—	1,3
1 : 50	0,32	0,32	0,5	0,5	0,8	0,8
1 : 100	0,16	0,16	0,25	0,25	0,4	0,4
Максимальное рабочее давление, МПа	0,005	0,1–0,3	0,005	0,1–0,3	0,005	0,1–0,3
$Д_у$, мм	32	32	32	32	40	40
Рабочая температура, °С	от –25 до +50					
Пределы относительной погрешности, %:						
$Q_{min} < Q < Q_t$	±2	±2	±2	±2	±2	±2
$Q_t < Q < Q_{max}$	±1	±1	±1	±1	±1	±1
Выходной сигнал (типа «сухой контакт»), имп./$м^3$	—	100	—	100	—	100
Габаритные размеры, мм	205 × 103		250 × 103		300 × 140 × 130	
	102	110	102	110		
Масса, кг	3,2	3,3	4,2	4,3	6,9	7,0



Счетчики газа бытовые СГМН-1 G4, СГМН-1 G6

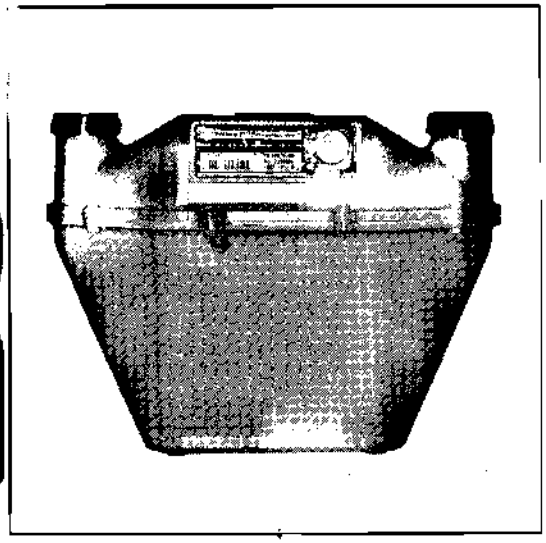
Предприятие-изготовитель: 42

СГМН-1 G6, СГД-2,5

Предприятие-изготовитель: 45

Технические характеристики

	СГМН-1 G4	СГМН-1 G6	СГД-2,5
Измеряемая среда	природный газ, сжиженный газ		
Объем цикла, дм³	2	2	1,2
Максимальный расход, м³/ч	6	10	4
Минимальный расход, м³/ч	0,04	0,06	0,025
Максимальное рабочее давление, кПа	4,0	4,0	3,0
Предел погрешности, %:			
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	200	250	200
Диапазон рабочих температур, °С	от –30 до + 50		от –5 до +40
Резьба на присоединительных патрубках, ГОСТ 6357-81, дюйм	$G1^1/_4$	$G1^1/_4$	$G1^1/_4$
Межосевое расстояние, мм	250	250	152
$Д_у$, мм	32	32	32
Габаритные размеры, мм	306 × 165 × 223		220 × 136 × 180
Масса, кг	3,8	3,8	2,4
Межповерочный интервал, лет	8	8	8

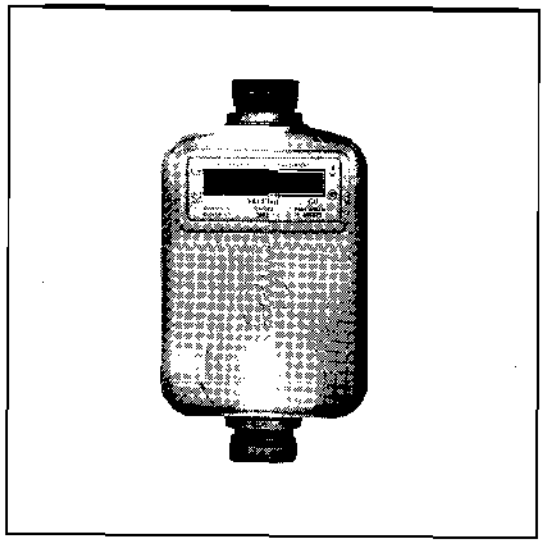


Счетчики газа бытовые МКМ G4, МКМ G6

Предприятие-изготовитель: 91

Технические характеристики

	МКМ G4	МКМ G6
Измеряемая среда	природный газ, паровые фазы бутана, пропана по ГОСТ 5542-87	
Объем цикла, дм³	2	2
Максимальный расход, м³/ч	6	10
Минимальный расход, м³/ч	0,04	0,06
Максимальное рабочее давление, кПа	100	100
Предел погрешности, %:		
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5
Потеря давления при Q_{max}, Па	150	200
Диапазон рабочих температур, °С	от –40 до +60	от –40 до +60
Межосевое расстояние, мм	250	250
Размер резьбы штуцеров, дюйм	$G1^1/_4$	$G1^1/_4$
$Д_у$, мм	32	32
Габаритные размеры, мм	306 × 165 × 223	306 × 165 × 223
Масса, кг	3,5	3,5
Межповерочный интервал, лет	10	10

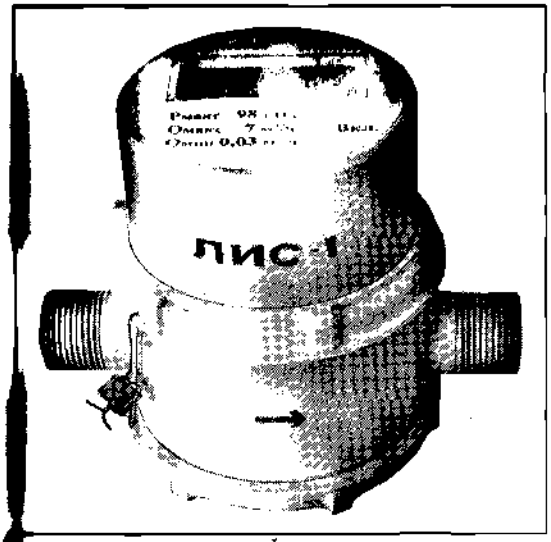


Счетчики газа бытовые ультразвуковые УБСГ-001 G6, УБСГ-001 G10, АГАТ-G16, АГАТ-G25

Предприятие-изготовитель: 17

Технические характеристики

	УБСГ-001 G6	УБСГ-001 G10	АГАТ-G16	АГАТ-G25
Измеряемая среда	природный газ			
Максимальный расход, м³/ч	10	16	25	40
Минимальный расход, м³/ч	0,06	0,1	0,16	0,25
Максимальное рабочее давление, кПа	100	100	100	100
Предел погрешности, %:				
от Q_{min} до 0,2 Q_{min}	±3	±3	±3	±3
от 0,2 Q_{min} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1¹/₄	G1¹/₄	G1¹/₄	G1¹/₄
Диапазон рабочих температур, °С	от –40 до + 50			
Порог чувствительности, м³/ч	0,012	0,012	0,012	0,012
$Д_у$, мм	32/40	32/40	32/40	32/40
Габаритные размеры, мм	260 × 150 × 75		260 × 150 × 75	
Масса, кг	2,4	2,4	2,4	2,4
Межповерочный интервал, лет	6	6	6	6

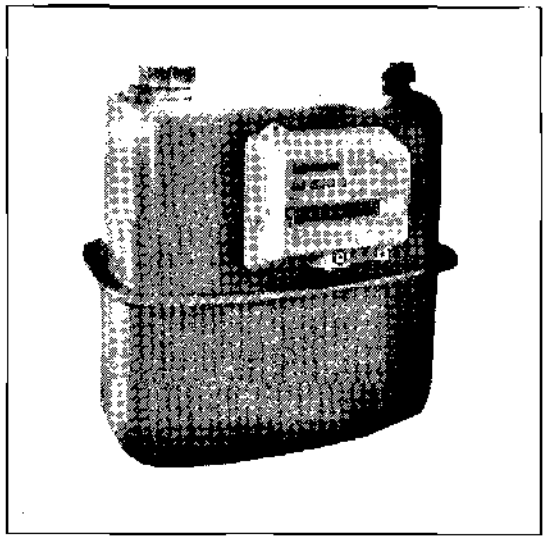


Счетчик газа левитационно-импульсный ЛИС-1

Предприятие-изготовитель: 29

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ
Максимальный расход, м³/ч	7
Минимальный расход, м³/ч	0,03
Максимальное рабочее давление, кПа	100
Предел погрешности, %, не более	1,5
Диапазон рабочих температур, °С	от –30 до +60
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1
Габаритные размеры, мм	150 × 100 × 120
Масса, кг	1,0
Межповерочный интервал, лет	8

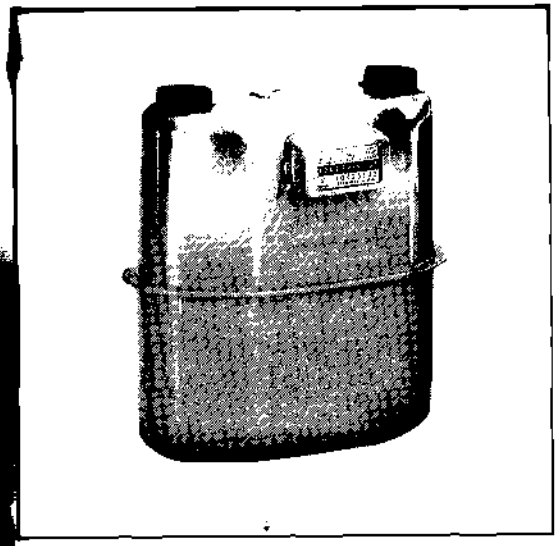


Счетчики газа мембранные G2,5, G4, G6

Предприятие-изготовитель: 25

Технические характеристики

	G2,5	G4	G6
Номинальный расход, м³/ч	2,5	4	6
Максимальный расход, м³/ч	4,0	6,0	10
Минимальный расход, м³/ч	0,025	0,04	0,06
Относительная погрешность, %:			
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Наименьший циклический объем, дм³	1,2	2	5
Максимальная потеря давления при, Па:			
Q_{nom}	100	100	100
Q_{min}	60	60	60
Q_{max}	200	200	200
Максимальное рабочее давление, кПа	20	20	20
Температура рабочей среды		от –30 до +60	
Температура окружающей среды		от –40 до +70	
Цена деления, дм³	0,2	0,2	0,2
Межосевое расстояние, мм	110	155	250
Габаритные размеры, мм	195 x 160 x 220	235 x 175 x 260	338 x 215 x 340
Масса, кг	2,1	3,2	6,7
Срок службы, лет	20	20	20

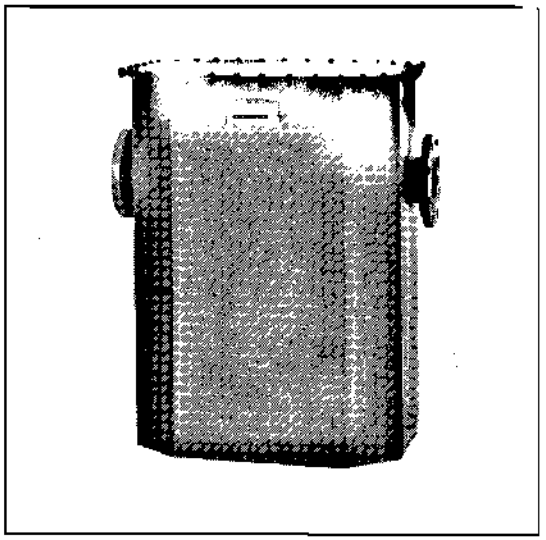


Счетчики газа мембранные G10 G16

Предприятие-изготовитель: 25

Технические характеристики

	G1	G16
Номинальный расход, м³/ч	10	16
Максимальный расход, м³/ч	16	25
Минимальный расход, м³/ч	0,1	0,16
Относительная погрешность, %:		
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5
Наименьший циклический объем, дм³	10	10
Максимальная потеря давления при, Па:		
Q_{nom}	120	120
Q_{min}	60	60
Q_{max}	220	220
Максимальное рабочее давление, кПа	20	20
Температура рабочей среды	от –30 до +60	
Температура окружающей среды	от –40 до +70	
Цена деления, дм³	2	2
Межосевое расстояние, мм	280	280
Габаритные размеры, мм	405 x 235 x 420	405 x 235 x 420
Масса, кг	9,5	9,5
Срок службы, лет	20	20

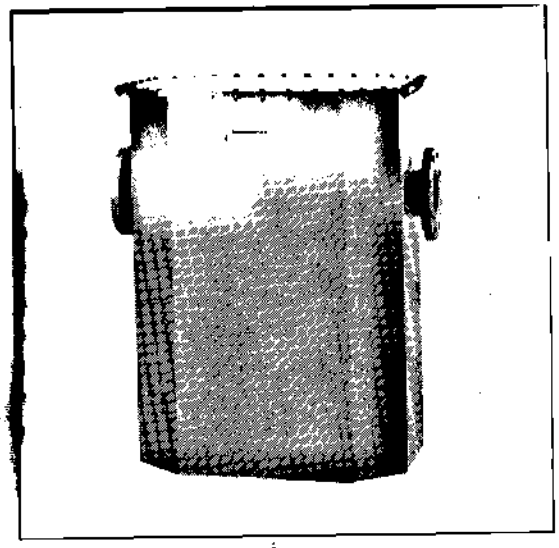


Счетчики газа мембранные G25, G40

Предприятие-изготовитель: 25

Технические характеристики

	G25	G40
Номинальный расход, м³/ч	25	40
Максимальный расход, м³/ч	40	65
Минимальный расход, м³/ч	0,25	0,4
Относительная погрешность, %:		
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5
Наименьший циклический объем, дм³	30	30
Максимальная потеря давления при, Па:		
Q_{nom}	140	140
Q_{min}	80	80
Q_{max}	280	280
Максимальное рабочее давление, кгс/см³	1	1
Температура рабочей среды	от –30 до +60	
Температура окружающей среды	от –40 до +70	
Цена деления, дм³	2	2
Габаритные размеры, мм	595 x 365 x 600	680 x 390 x 640
Масса, кг	42	67
Срок службы, лет	20	20

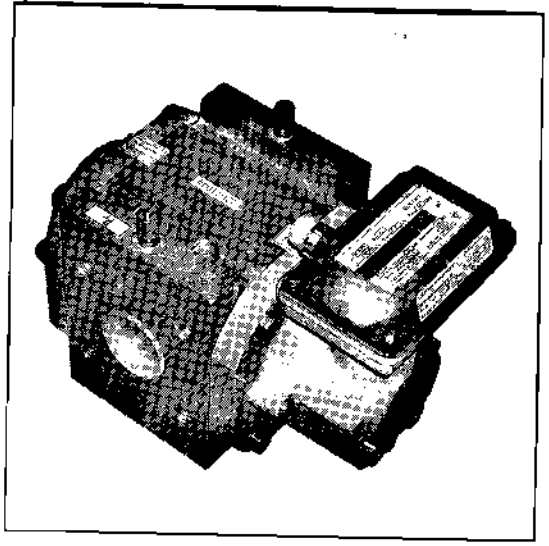


Счетчики газа мембранные G65 G100 G160

Предприятие-изготовитель: 25

Технические характеристики

	G65	G100	G160
Номинальный расход, м³/ч	65	100	160
Максимальный расход, м³/ч	100	160	250
Минимальный расход, м³/ч	0,65	1	1,6
Относительная погрешность, %:			
от Q_{min} до 0,1 Q_{nom}	±3	±3	±3
от 0,1 Q_{nom} до Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Наименьший циклический объем, дм³	55	100	120
Максимальная потеря давления при, Па:			
Q_{nom}	160	170	170
Q_{min}	90	90	90
Q_{max}	320	320	320
Максимальное рабочее давление, кгс/см²	1	1	1
Температура рабочей среды		от –30 до +60	
Температура окружающей среды		от –40 до +70	
Цена деления, дм³	2	20	20
Габаритные размеры, мм	680 x 390 x 750	790 x 495 x 935	790 x 495 x 935
Масса, кг			
Срок службы, лет	20	20	20



Ротационные счетчики газа RVG G16-G250

Предприятие-изготовитель: 80

Счетчики RVG предназначены для коммерческого и технологического учета объемов потоков очищенных и осушенных газообразных сред: природного газа, пропана, водорода, воздуха, азота и инертных газов. Счетчик RVG измеряет прошедший через него объем газа при рабочих условиях, т. е. не приведенный к стандартным условиям. Счетчики RVG предусматривают возможность работы с электронным корректором объема ЕК-260 и температурным корректором объема ТС-210.

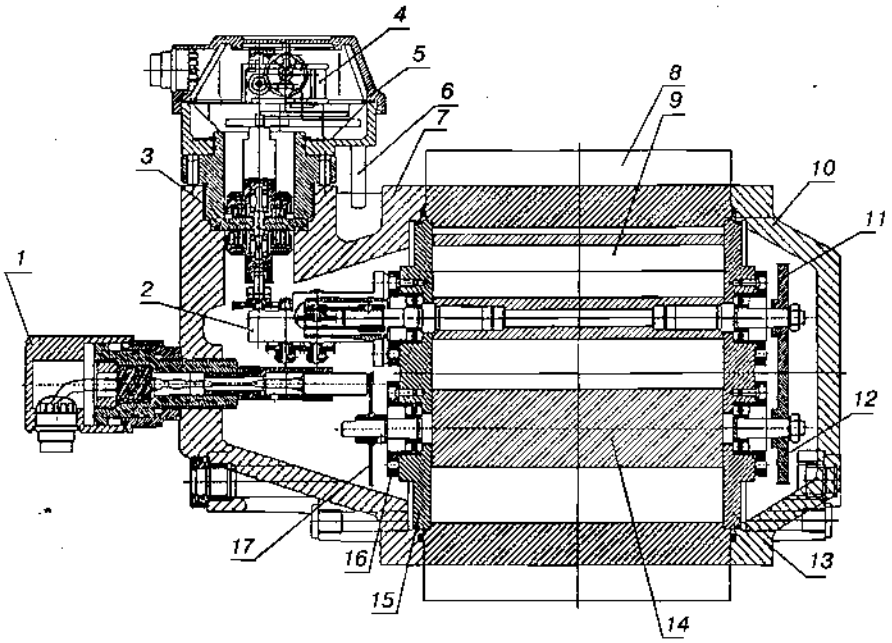
Технические характеристики

	$Д_у$, мм	Q_{max}, м³/ч	Q_{min}, м³/ч			Порог чувствительности, м³/ч	Потеря давления при Q_{max}, Па	Масса, кг
			1 : 100	1 : 50	1 : 20			
G16	40*	25			1,3	0,1	20	13
G25	40*	40		0,8	2,0	0,1	50	13
G40	40*	65		1,3	3,0	0,1	120	13
G65	40*	100	1,0	2,0	5,0	0,1	260	13
G16	50	25			1,3	0,1	20	13
G25	50	40		0,8	2,0	0,1	50	13
G40	50	65		1,3	3,0	0,1	120	13
G65	50	100	1,0	2,0	5,0	0,1	260	13
G100	50*	160	1,6	3,0	8,0	0,16	160	13
G100	80	160	1,6	3,0	8,0	0,16	160	13
G160	80	250	2,5	5,0	13,0	0,25	250	27
G250	80*	400	4,0	8,0	20,0	0,4	250	37
G160	100*	250	2,5	5,0	13,0	0,25	250	27
G250	100	400	4,0	8,0	20,0	0,4	250	37

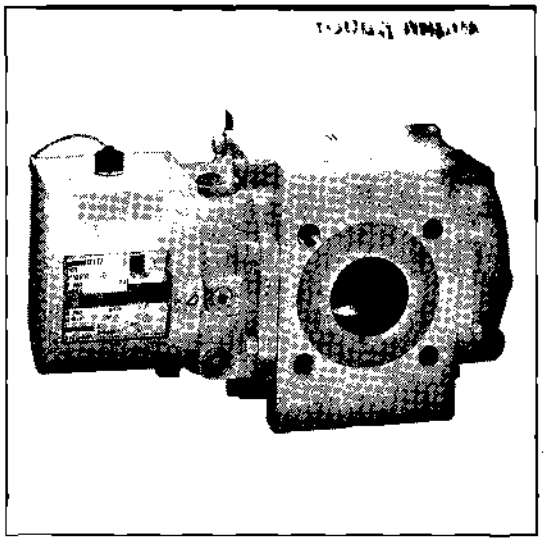
* По спецзаказу.

Устройство и принцип работы

Ротационный счетчик работает по принципу вытеснения строго определенного объема газа вращающимися роторами. В корпусе *8* находятся два вращающихся в противоположных направлениях ротора *9, 14*, которые в поперечном сечении имеют вид, подобный восьмерке. Оба ротора соединены друг с другом посредством колес синхронизатора *11, 12*. При продувании газом роторы вращаются без металлического соприкосновения друг с другом и доставляют определенное количество газа в выходной канал при помощи объемной измерительной камеры, образованной роторами *9, 14* и корпусом *8*. Таким образом, один поворот системы роторов *9, 14* соответствует передаче определенного объема газа. Вращательное движение роторов через редуктор *2* и магнитную муфту *3* передается на счетный механизм *4*.



Конструкция счетчика газа ротационного RVG:
1 — датчик импульсов AIK; 2 — редуктор; 3 — магнитная муфта; 4 — счетный механизм; 5 — корпус головки счетного механизма; 6 — ограничитель поворота; 7 — крышка редуктора; 8 — корпус; 9, 14 — роторы; 10 — крышка синхронизатора; 11, 12 — колеса синхронизатора; 13, 15 — основание; 16 — крышка; 17 — диск-формирователь



Ротационные счетчики газа Delta G16-G650

Предприятие-изготовитель: 88

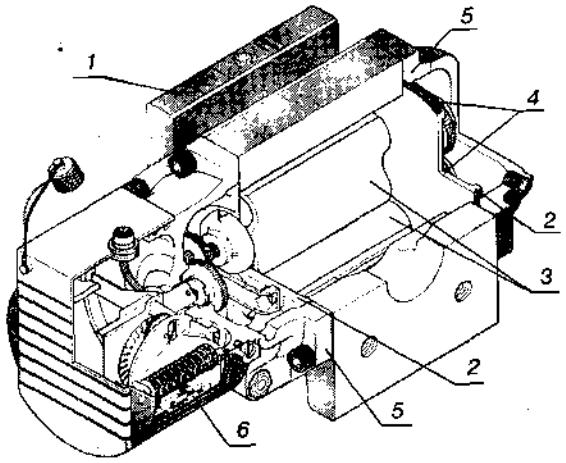
Технические характеристики

	$Д_у$, мм	Материал корпуса	Q_{max}, м³/ч	Диапазон измерения Q_{max}/Q_{min}	Потеря давления, мбар	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
G16	40	Алюминий	25	1 : 20	0,72	157 × 121 × 96	2,5
G25	40	Алюминий	40	1 : 20	1,1	187 × 121 × 96	3
G25	50	Алюминий	40	1 : 20	0,3	331 × 171 × 182	11
G25	50	Чугун	40	1 : 20	0,3	325 × 171 × 165	19
G25	50	Сталь	40	1 : 20	0,3	308 × 300 × 167	46
G40	40	Алюминий	65	1 : 20–30–50	2,5	187 × 121 × 96	3
G40	50	Алюминий	65	1 : 20–30	0,82	331 × 171 × 182	11
G40	50	Чугун	65	1 : 20–30	0,82	325 × 171 × 165	19
G40	50	Сталь	65	1 : 20–30	0,82	308 × 300 × 167	46
G65	50	Алюминий	100	1 : 20–30–50	1,94	331 × 171 × 182	11
G65	50	Чугун	100	1 : 20–30–50	1,94	325 × 171 × 165	19
G65	50	Сталь	100	1 : 20–30–50	1,94	308 × 300 × 167	46
G100	50	Алюминий	160	1 : 20–30–50	2,9	308 × 171 × 182	15
G100	80	Алюминий	160	1 : 20–30–50	1,5	308 × 300 × 167	14,8
G100	80	Чугун	160	1 : 20–30–50	1,5	401 × 171 × 194	25
G100	80	Сталь	160	1 : 20–30	1,5	412 × 320 × 195	81
G160	80	Алюминий	250	1 : 20–30–50	2,2	409 × 241 × 192	18,7
G160	80	Чугун	250	1 : 20–30–50	2,2	409 × 241 × 192	41
G160	80	Сталь	250	1 : 20–30–50	2,2	412 × 320 × 195	81
G250	100	Алюминий	400	1 : 20–30–50	2,4	615 × 241 × 226	26,2
G250	100	Чугун	400	1 : 20–30–50	2,4	615 × 241 × 226	56
G250	100	Сталь	400	1 : 20–30–50	2,4	619 × 440 × 402	119
G400	150	Чугун	650	1 : 20	—	640 × 450 × 306	102
G400	150	Чугун	650	1 : 20	—	815 × 500	170
G650	150	Чугун	1000	1 : 20	—	815 × 500	170

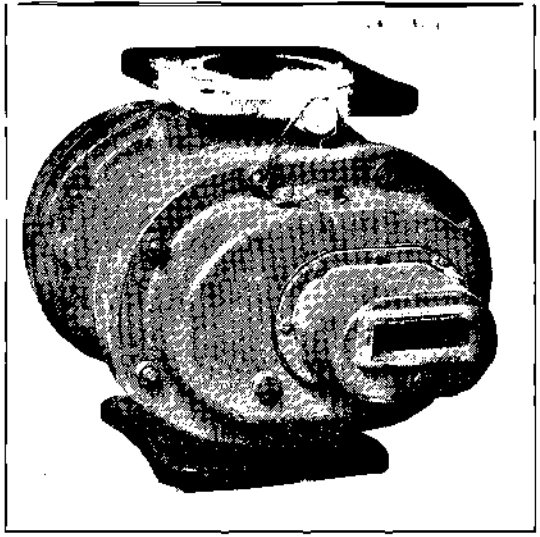
Устройство и принцип работы

В состав счетчика входят (см. рисунок): измерительная камера, ограниченная корпусом *1* и базовыми плитами *2*, два ротора *3*, вращающихся в противоположных друг относительно друга направлениях за счет зубчатых колес *4*, две масляных камеры *5* и счетное устройство *6*.

Поток газа вращает роторы *3*, которые отсекают определенную порцию газа и перемещают ее от входного к выходному патрубку. Количество оборотов роторов *3* пропорционально объему газа, прошедшему через счетчик. Счетное устройство *6* регистрирует объем газа, прошедший через счетчик при рабочих условиях. В стандартном исполнении счетное устройство *6* поставляется с двумя низкочастотными датчиками импульсов LF, количество выходных импульсов которых пропорционально объему газа, прошедшего через счетчик.



Ротационный счетчик газа Delta G16–G650:
1 — корпус; 2 — базовые плиты; 3 — ротор; 4 — зубчатое колесо; 5 — масляная камера; 6 — счетное устройство



Ротационные счетчики газа РГК-Ех

Предприятие-изготовитель: 34

Счетчики газа РГК-Ех предназначены для измерения количества газа, протекающего в трубопроводе, при действующих давлении и температуре.

Счетчики имеют выходной низкочастотный сигнал для работы с электронными корректорами объема газа, являются взрывозащищенными, имеют маркировку взрывозащиты 1ExibIIBT3.

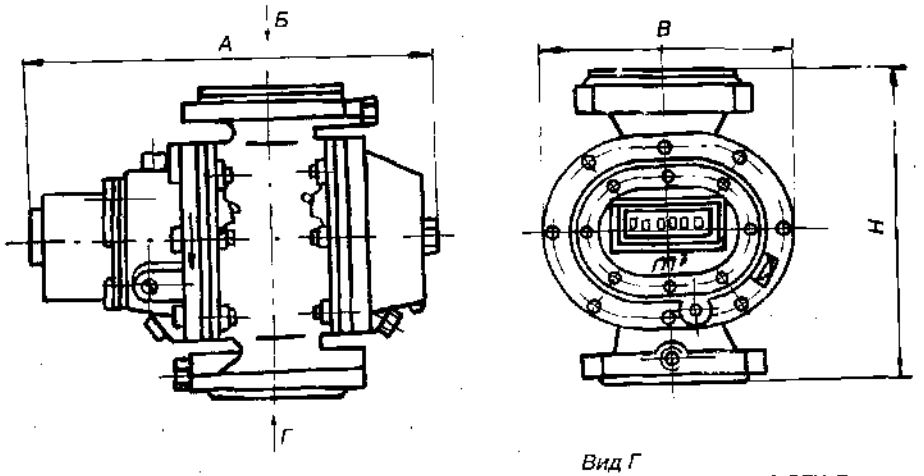
Технические характеристики

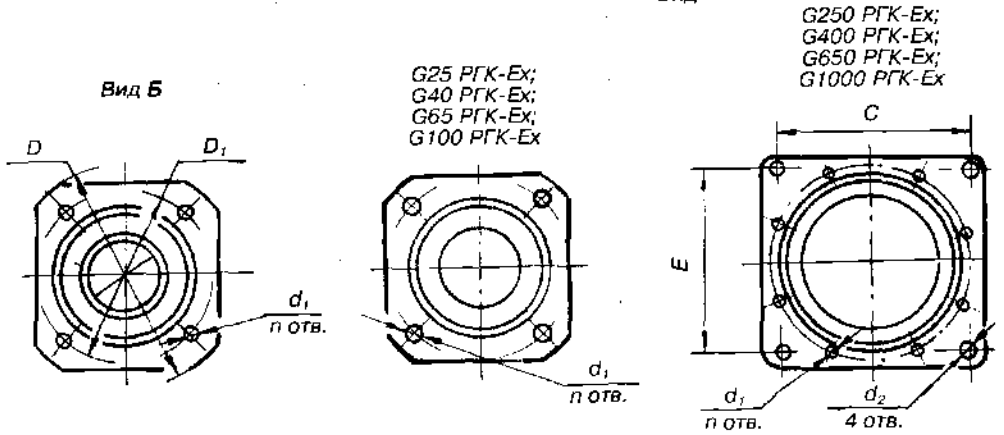
	G25	G40	G65	G100	G250	G400	G650	G1000	
Максимальный расход, $м^3/ч$	40	65	100	160	400	650	1000	1250	1600
Минимальный расход, $м^3/ч$, при соотношении Q_{min}/Q_{max}:									
1 : 20	2	3	5	8	20	32	50	62	80
1 : 30	1,3	2	3	5	13	20	32	40	50
Порог чувствительности, $м^3/ч$	$^1/_3Q_{min}$								
Максимальное рабочее давление, МПа	0,1–0,3								
Предел погрешности, %									
от 10 до 20 Q_{nom}	±2	±2	±2	±2	±2	±2	±2	±2	±2
от 20 до 100 Q_{nom}	±1	±1	±1	±1	±1	±1	±1	±1	±1
$Д_у$, мм	50	50	80	80	125	150	150; 200	200	200
Рабочая температура, °С	от –25 до +50								

Устройство и принцип работы

Объемное измерение в счетчике осуществляется вследствие вращения двух роторов восьмиобразной формы, которое происходит за счет разности давлений на входе и выходе. Измерительный объем счетчика определяется

пространством, заключенным между стенкой корпуса и роторами. Газ поступает через входное отверстие в верхней части корпуса. При протекании газа через счетчик на выходе счетчика давление газа P_2 будет несколько ниже, чем давление на входе P_1. Благодаря разности давлений на входе и выходе роторы приводятся во вращательное движение и вращаются в на-

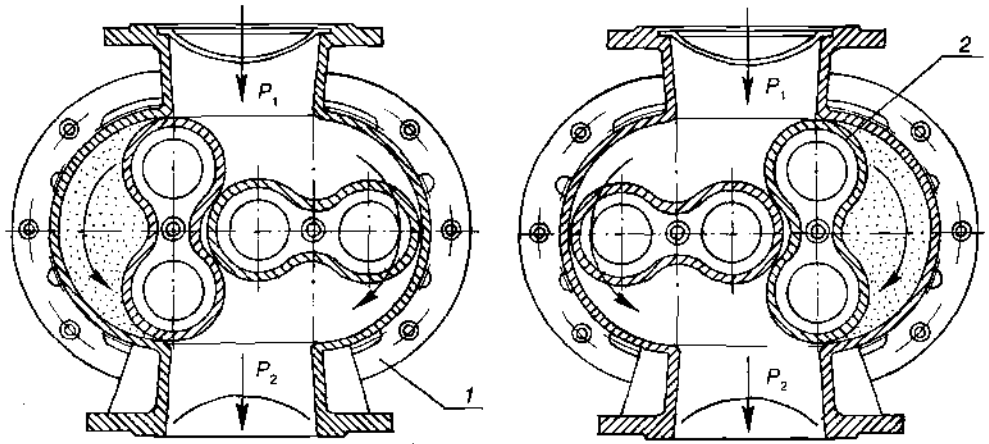




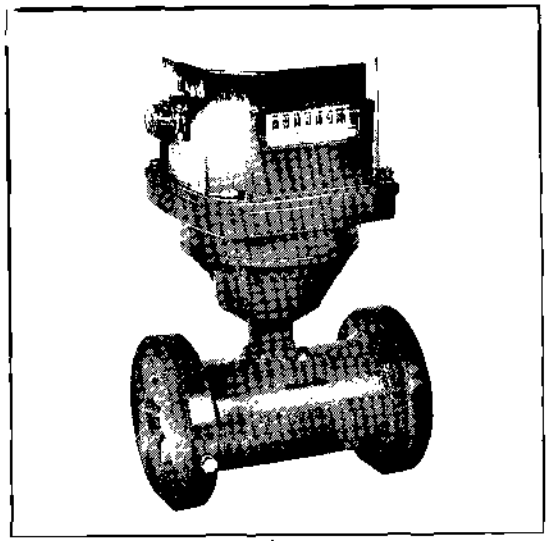
Счетчики	$Д_у$, мм	A, мм	B, мм	H, мм	C, мм	E, мм	D_1, мм	D, мм	d_1, мм	d_2, мм	n, шт.	Масса, кг
G25 РГК-Ех	50	260	152	175	—	—	110	140	14	—	4	12
G40 РГК-Ех	50	260	152	175	—	—	110	140	14	—	4	12
G65 РГК-Ех	80	340	240	240	—	—	150	185	18	—	4	28,5
G100 РГК-Ех	80	340	240	240	—	—	150	185	18	—	4	28,5
G250 РГК-Ех	125	425	380	360	170	275	200	235	18	18	8	75
G400 РГК-Ех	150	530	380	360	170	290	225	260	18	18	8	98
G650 РГК-Ех	150	680	470	440	200	290	225	260	18	18	8	145
G650 РГК-Ех	200	710	548	500	275	290	280	315	18	18	8	205
G1000 РГК-Ех	200	710	548	500	275	290	280	315	18	18	8	205

правлении, указанном стрелками. При вращении роторов за каждый оборот дважды происходит наполнение камеры и дважды — выталкивание газа. Точность измерения обеспечивается точностью изготовления деталей, определяющих измерительный объем счетчика, минимальной величиной зазоров между роторами и корпусом, а также легкостью вращения роторов.

Ротационные счетчики РГК-Ех состоят из двух основных узлов: измерителя и счетного механизма. Измеритель состоит из корпуса, отлитого из чугуна, в котором расточены два полуцилиндра. В полуцилиндрах размещены два ротора во взаимно перпендикулярном положении. По овальным фланцам корпус закрыт стенками, в которых монтируются подшипники — опоры роторов. На шейках роторов смонтированы две пары шестерен. Сопряжение шестерни с валом происходит по конической поверхности. Установка двух пар шестерен и поворот их в противоположные направления позволяет свести зазор в зубчатом зацеплении до минимума и тем самым сохранить постоянство зазора во всех положениях роторов. Шестерни закрыты герметичными крышками, образующими камеры шестерен. Одна шейка ротора соединена с редуктором счетного механизма, который крепится на передней крышке измерителя. Передаточное отношение выбрано так, что счетный механизм показывает объем прошедшего через счетчик газа непосредственно в кубометрах. Счетный механизм роликового типа имеет 8 цифровых роликов для счетчиков с расходом 40 и 100 м³/ч. Счетный механизм закрывается герметичной крышкой и работает в атмосфере газа. Потерю давления в счетчике можно определить дифманометром, обеспечивающим измерение перепада давления ±30 мм вод. ст. Дифманометр подключают в местах, предназначенных для отбора давления на входе и выходе счетчика. Подключают дифманометр только на остановленном счетчике.



Ротационный счетчик газа РГК-Ех:
1 — корпус; 2 — ротор



Турбинные счетчики газа СГ-16(МТ)100—2500

Предприятие-изготовитель: **3**

Технические характеристики

Измеряемая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87.
Рабочее давление — 1,2 МПа.
Максимальное давление — 1,6 МПа.
Диапазон рабочих температур — от –40 до +50 °С.
Предел относительной погрешности:
от 20 до 100 % Q_{max} — ±1 %;
от 10 до 20 % Q_{max} — ±2 %;
от 5 до 10 % Q_{max} — ±4 %*.
Потеря давления при Q_{max} — 800 Па.
Межповерочный интервал — 3 года.

	$Д_у$, мм	Расход при давлении 0,005 МПа			Габаритные размеры, мм	Масса, кг
		Q_{max}, м³/ч	Q_{min}, м³/ч при 0,05 Q_{max}	Q_{min}, м³/ч при 0,1 Q_{max}		
СГ16(М)-100	50	100	—	10	150 × 260 × 103	5
СГ16(М)-200	80	200	10	20	240 × 320 × 245	15
СГ16(М)-250	80	250	12,5	25	240 × 320 × 245	15
СГ16(М)-400	100	400	20	40	300 × 330 × 265	20
СГ16(М)-800	150	800	40	80	450 × 400 × 325	35
СГ16(М)-1000	150	1000	50	100	450 × 400 × 325	35
СГ16(М)-1600	200	1600	80	160	450 × 420 × 395	46
СГ16(М)-2500	200	2500	125	250	450 × 420 × 395	75

* По заказу возможно изготовление счетчиков с пределом относительной погрешности от 5 до 10 % Q_{max} — ±2 %.

Устройство и принцип работы

Принцип действия счетчика основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента счетчика — турбинки. При этом взаимодействии потока газа с турбинкой последняя вращается со скоростью, пропорциональной скорости (объемному расходу) измеряемого газа. Далее число оборотов турбинки с помощью механического редуктора и магнитной муфты подсчитывается на интегрирующем устройстве (счетной головке), показывающем объемное количество газа, прошедшее через счетчик за время измерения.

Конструктивно счетчик СГ состоит из двух основных узлов: узла проточной части турбинки с сопрягаемыми деталями, червячной парой редуктора и внутренней полумуфтой, расположенной в корпусе счетчика и подверженной воздействию измеряемого газа; узла счетной головки с внешней полумуфтой магнитной муфты и частью редуктора, расположенного на внешней стороне корпуса счетчика и подверженного воздействию температуры окружающего воздуха.

В цилиндрическом корпусе *1* счетчика в проточной части последовательно по потоку газа расположены струевыпрямитель *2*, турбинка *3*, узел преобразователя *4*. В узле преобразователя в шарикоподшипниковом узле *5* установлен вал *7*, выполненный заодно с червяком. Последний кинематически связан с зубчатым колесом *8*, которое далее связано с внутренней магнитной полумуфтой *9*. Внешняя полумуфта *17* магнитной муфты закреплена в корпусе *10*, часть которого в виде вала устанавливается на шарикоподшипники. Вращение внешней полумуфты *17*, т. е. зубчатых колес механического редуктора, передается на цифровые барабаны *11* счетного устройства. В конструкции редуктора предусмотрена сменная пара шестерен *12*, с помощью которой при градуировке счетчика производится подбор необходимой редукции для получения на цифровых барабанах соответствующих показаний. Для проведения градуировки и поверки в конструкции счетного устройства предусмотрено устройство считывания импульсов, число которых на каждый оборот турбинки значительно больше оборотов первого барабана счетного устройства. Этим достигается повышение точности измерения объема газа, прошедшего через счетчик (при операциях поверки). Снаружи на корпусе установлен масляный насос с маслопроводами *13* для подачи смазки к подшипникам турбинки при периодическом эксплуатационном обслуживании. В масляный насос смазка заливается из емкости, прикладываемой в ЗИП. Подшипниковые опоры магнитной муфты и счетного редуктора смазываются на заводе-изготовителе и в дальнейшем — при поверке и ремонтных работах.

На корпусе счетчика предусмотрена клемма (винт) *14* для крепления (провода) заземления, сечение которого должно быть не менее 1,5 мм^2. Счетное устройство — 8-разрядный роликовый механизм, низший разряд которого связан с последним зубчатым колесом редукторного механизма. Механизм редуктора и счетное устройство размещены в одном корпусе *15*, снабженном смотровым окном под цифровые ролики. Корпус счетного

устройства имеет возможность разворачиваться вокруг вертикальной оси для обеспечения удобства считывания показаний счетчика. После установления положения корпус фиксируется в этом положении винтом *16*.

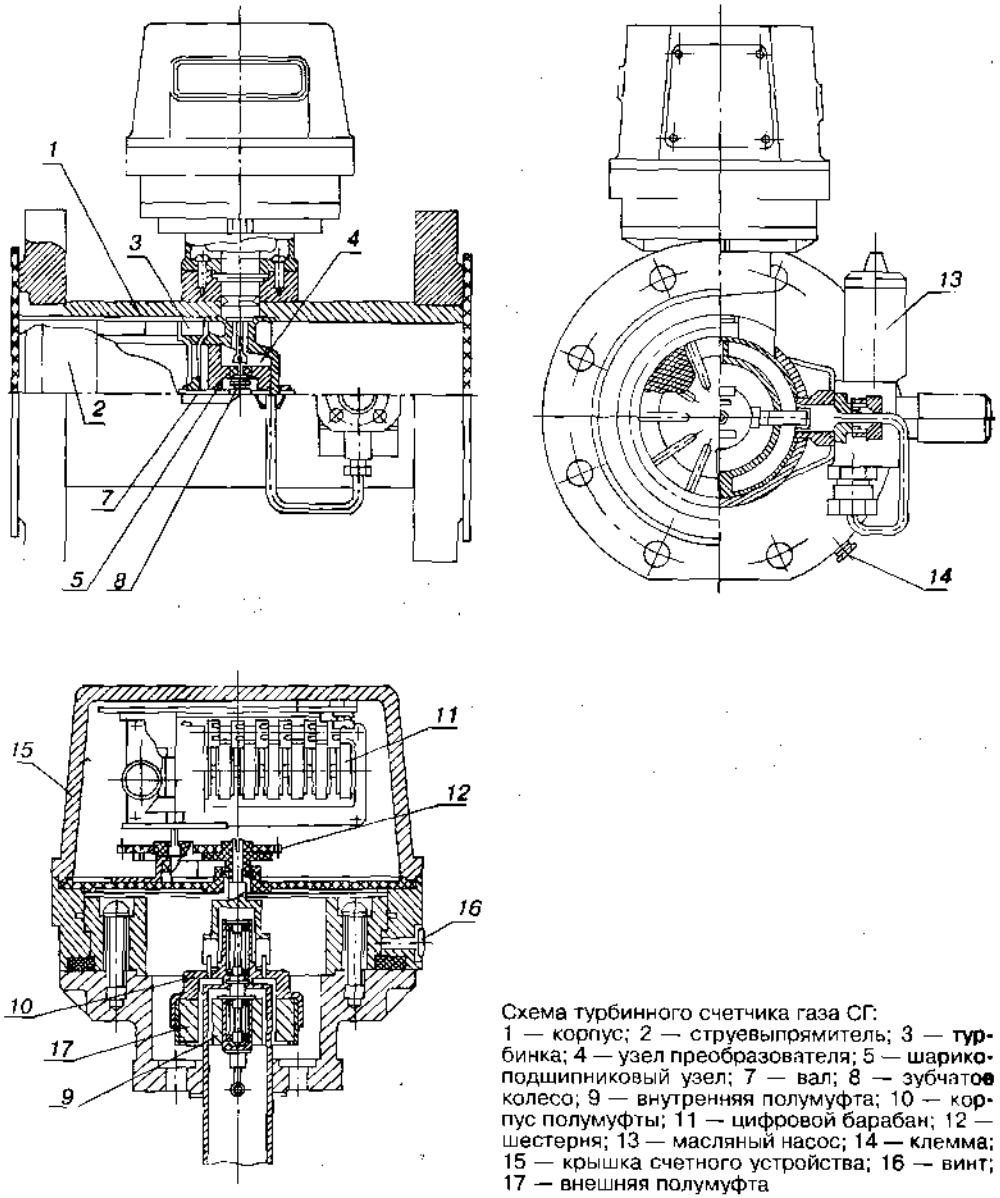
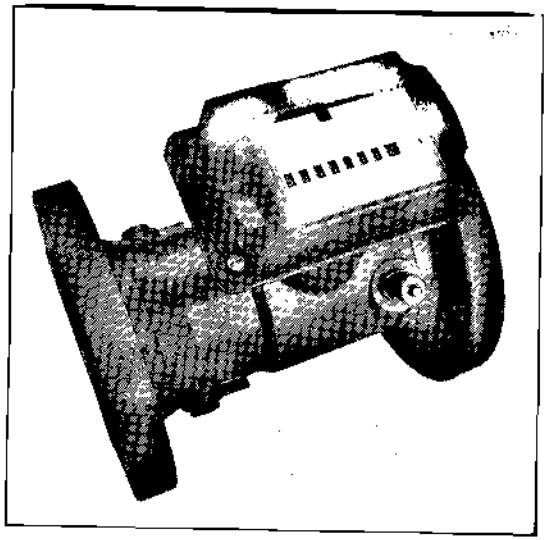


Схема турбинного счетчика газа СГ:
1 — корпус; 2 — струевыпрямитель; 3 — турбинка; 4 — узел преобразователя; 5 — шарикоподшипниковый узел; 7 — вал; 8 — зубчатое колесо; 9 — внутренняя полумуфта; 10 — корпус полумуфты; 11 — цифровой барабан; 12 — шестерня; 13 — масляный насос; 14 — клемма; 15 — крышка счетного устройства; 16 — винт; 17 — внешняя полумуфта



Турбинные счетчики газа СТГ 100-1600

Предприятие-изготовитель: 59

Турбинные счетчики газа СТГ предназначены для измерения объема природного газа и других неагрессивных сухих газов на газораспределительных станциях, газораспределительных пунктах, котельных и других узлах учета газа с целью его коммерческого учета.

Вид климатического исполнения счетчиков УХЛ, категория размещения 3 по ГОСТ 15150-69. Счетчики предназначены для эксплуатации при температуре измеряемой среды и окружающего воздуха от –30 до +60 °С.

Счетчики СТГ выполнены для установки в трубопроводе с диаметром условного прохода: Ду 50 мм, Ду 80 мм, Ду 100 мм, Ду 150 мм.

Счетчики имеют магнитный датчик импульсов с электропитанием по «искробезопасной цепи», обеспечивающий дистанционную передачу сигналов на регистрирующие электронные устройства, количество сигналов пропорционально прошедшему объему газа, и могут использоваться совместно с электронными корректорами и другими взрывозащищенными устройствами.

Технические характеристики

Измеряемая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87.
Рабочее давление — 1,2 МПа.
Максимальное давление — 1,6 МПа.
Температура измеряемой среды
и окружающего воздуха — от –30 ° С до +60 ° С.
Пределы относительной погрешности:
от Q_{min} до 0,2 Q_{max} — ±2 %;
от 0,2 Q_{max} до Q_{max} — ±1 %.
Порог чувствительности:
— для СТГ-50-100, м³/ч — 0,033 Q_{max};
— для остальных счетчиков, м³/ч — 0,02 Q_{max}.
Межповерочный интервал — 6 лет.

Обозначение счетчика	Диаметр условного прохода, Ду, мм	Максимальный расход, Q_{max}, м³/ч	Минимальный расход, Q_{min}, м³/ч	Потеря давления при Q_{max}, Р, Па	Количество газа, соответствующее 1 импульсу магнитного датчика, м³/имп.
СТГ-50-100	50	100	10	1700	0,1
СТГ-80-160	80	160	8	500	1,0
СТГ-80-250	80	250	8	1100	1,0
СТГ-80-400	80	400	13	2300	1,0
СТГ-100-250	100	250	13	650	1,0
СТГ-100-400	100	400	13	1150	1,0
СТГ-100-650	100	650	20	2200	1,0
СТГ-150-650	150	650	32	750	1,0
СТГ-150-1000	150	1000	32	1350	1,0
СТГ-150-1600	150	1600	50	2450	1,0

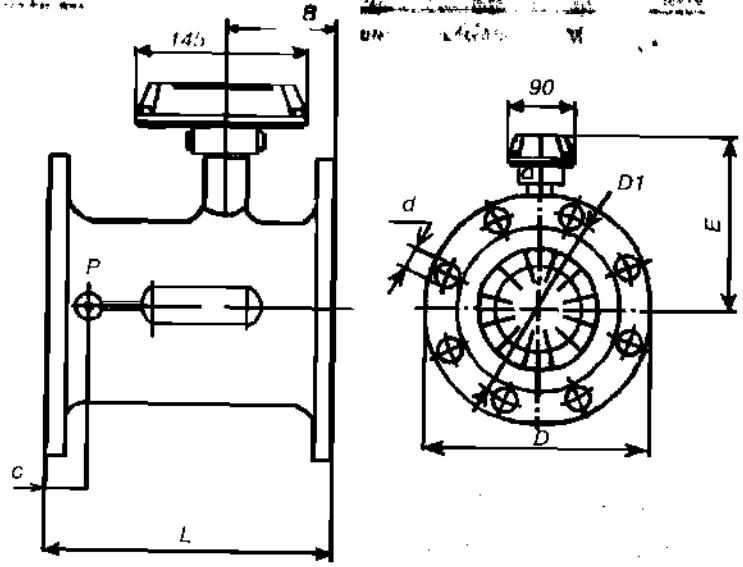
Устройство и принцип работы

Принцип действия счетчика основан на использовании энергии потока газа для вращения первичного преобразователя расхода счетчика — турбины. Газ направляется через струевыпрямитель на турбину и приводит ее во вращение. Частота вращения турбины пропорциональна расходу газа. Вращение турбины через магнитную муфту передается на отсчетное устройство, которое суммирует число оборотов турбины и показывает количество прошедшего через счетчик газа в м³ в рабочих условиях.

Магнитный датчик импульсов обеспечивает дистанционную передачу сигналов на регистрирующие электронные устройства, которые могут быть подключены к контактам разъема счетчика, количество импульсов пропорционально объему газа, прошедшему через счетчик в м³ в рабочих условиях.

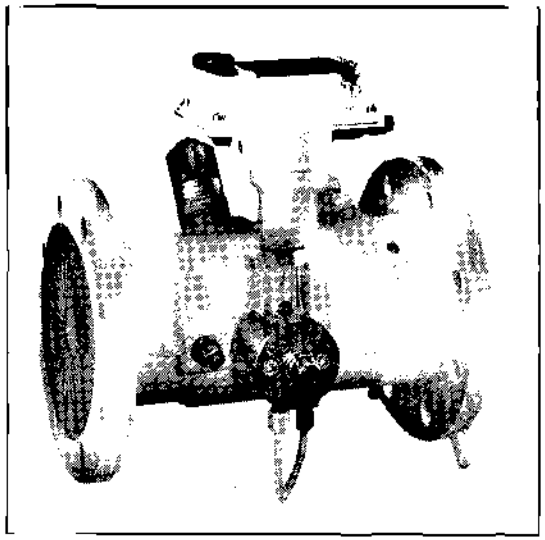
Счетное устройство имеет возможность разворачиваться вокруг вертикальной оси для обеспечения удобства считывания показаний счетчика.

При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты одного из герконов размыкаются, что может быть использовано для сигнализации об аварии или несанкционированном вмешательстве.



Турбинный счетчик газа СТГ

Обозначение счетчика	L, мм	B, мм	C, мм	E, мм	D, мм	D1, мм	d, мм	Масса, кг
СТГ-50-100	150	60	45	172	165	125	18	3,9
СТГ-80-160	240	100	60	163	200	160	18	7,0
СТГ-80-250	240	100	60	163	200	160	18	7,0
СТГ-80-400	240	100	60	163	200	160	18	7,4
СТГ-100-250	300	125	85	177	220	180	18	7,8
СТГ-100-400	300	125	85	177	220	180	18	7,8
СТГ-100-650	300	125	85	177	220	180	18	8,3
СТГ-150-650	450	185	125	202	285	241	22	11,8
СТГ-150-1000	450	185	125	202	285	241	22	11,8
СТГ-150-1600	450	185	125	202	285	241	22	12,5



Турбинные счетчики газа TZ/Fluxi G65-G16000

Предприятие-изготовитель: 88

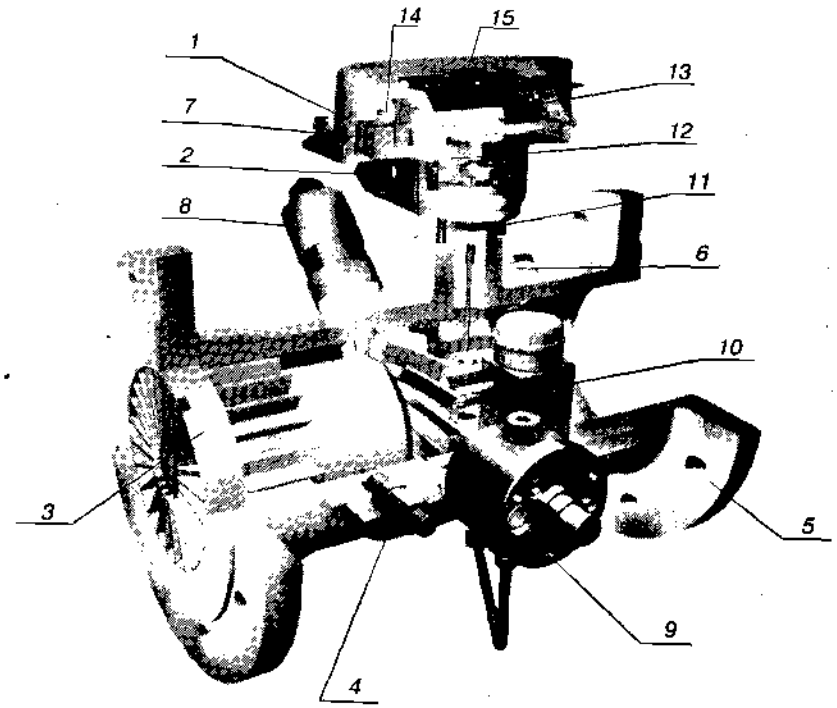
Технические характеристики

	$Д_у$, мм	Минимальный расход, Q_{min}, м³/ч	Максимальный расход, Q_{max}, м³/ч	Потеря давления, мбар	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
G65	50	10	100	10,4	150 × 250 × 295	8,5
G100	80	8	160	2,1	240 × 300 × 325	36
G160	80	8	250	5,5	240 × 300 × 325	36
G250	80	13	400	13,1	240 × 300 × 325	36
G160	100	13	250	2,1	300 × 350 × 540	50
G250	100	13	400	5,0	300 × 350 × 540	50
G400	100	20	650	12,3	300 × 350 × 540	50
G400	150	32	650	2,4	450 × 410 × 405	100
G650	150	31	1000	6,4	450 × 410 × 405	100
G1000	150	50	1600	13,7	450 × 410 × 405	100
G650	200	50	1000	2,1	600 × 460 × 465	160
G1000	200	50	1600	4,9	600 × 460 × 465	160
G1600	200	80	2500	12,3	600 × 460 × 465	160
G1000	250	80	1600	2,1	750 × 600 × 565	293
G1600	250	80	2500	4,9	750 × 600 × 565	293
G2500	250	130	4000	12,3	750 × 600 × 565	293
G1600	300	130	2500	2,1	900 × 600 × 595	358
G2500	300	130	4000	4,9	900 × 600 × 595	358
G4000	300	200	6500	12,3	900 × 600 × 595	358
G2500	400	200	4000	2,1	1200 × 740 × 715	1250
G4000	400	200	6500	4,9	1200 × 740 × 715	1250
G6500	400	320	10000	12,3	1200 × 740 × 715	1250
G4000	500	320	6500	2,1	1500 за фланцем	1950
G6500	500	500	10000	4,9	1500 за фланцем	1950
G10000	500	800	16000	12,3	1500 за фланцем	1950
G16000	600	1300	25000	12,3	1800 за фланцем	2200

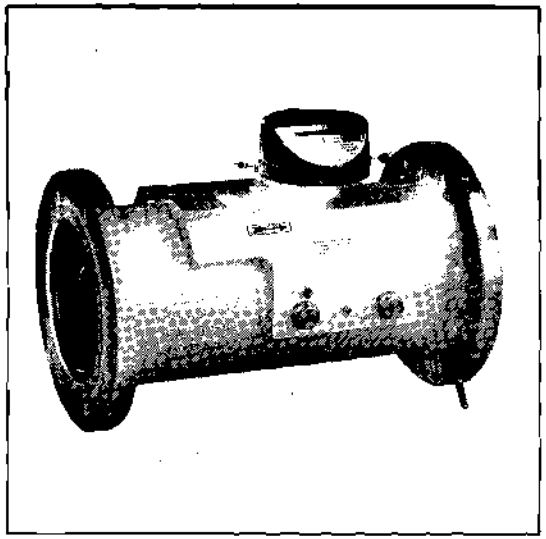
Устройство и принцип работы

Счетчик состоит из металлического корпуса *5*, головки *1*, 6-полюсных разъемов фирмы Binder *2*, струевыпрямителя *3*, датчика давления *4*, датчика температуры, низкочастотного датчика импульсов *7*, высокочастотного датчика импульсов *8*, масляного насоса *9*, колеса турбинки *10*, магнитной муфты *11* и герконов *13, 14*.

Поток газа вращает крыльчатку турбинки *10*, угловая скорость которой линейно зависит от расхода газа. Вращение турбинки *10* через магнитную муфту *11* передается на счетное устройство *15*, которое суммирует число оборотов турбинки *10* и показывает количество прошедшего через счетчик объема газа в м³ в рабочих условиях.



Турбинный счетчик газа TZ/Fluxi G65–G16000:
1 — головка счетчика; 2 — разъемы фирмы Binder (6-полюсные); 3 — струевыпрямитель; 4 — датчик давления; 5 — корпус счетчика; 6 — место присоединения датчика температуры; 7 — низкочастотный датчик импульсов; 8 — высокочастотный (HF) датчик импульсов; 9 — масляный насос; 10 — колесо турбинки; 11 — магнитная муфта; 12 — датчик импульсов; 13 — три геркона; 14 — геркон; 15 — счетное устройство



Турбинные счетчики газа TRZ (G160–G4000)

Предприятие-изготовитель: 80

Счетчики газа турбинные TRZ предназначены для измерения объема плавно меняющихся потоков очищенных неагрессивных одно- и многокомпонентных газов (природный газ, воздух, азот, аргон и др.) при использовании их в установках промышленных и коммунальных предприятий (для учета расхода газа при коммерческих операциях).

Счетчики TRZ применимы для работы с электронным корректором объема газа EK260, TC210, Gas-Net-F1.

Технические характеристики

	$Д_у$, мм	Q_{max}, м³/ч	Q_{min}, м³/ч		Перепад давления, Па**	P_y, МПа (кгс\см²)
			1 : 30*	1 : 20		
G160	80	250	—	13	460	1,6 (16) / 10 (100)
G250	80	400	13	20	1100	1,6 (16) / 10 (100)
G250	100	400	—	20	850	1,6 (16) / 10 (100)
G400	100	650	20	32	2000	1,6 (16) / 10 (100)
G400	150	650	—	32	200	1,6 (16) / 10 (100)
G650	150	1000	32	50	460	1,6 (16) / 10 (100)
G1000	150	1600	50	80	1150	1,6 (16) / 10 (100)
G1000	200	1600	—	80	130	1,6 (16) / 10 (100)
G1600	200	2500	80	130	300	1,6 (16) / 10 (100)
G1600	250	2500	—	130	150	1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100)
G2500	250	4000	130	200	340	1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100)
G2500	300	4000	—	200	300	1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100)
G4000	300	6500	200	320	750	1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100)

* По специальному заказу.

** Перепад давления приведен для газа с плотностью ρ = 1 кг/м³ и давлении, близком к атмосферному при расходе Q_{max}.

Устройство и принцип работы

Счетчик газа TRZ включает в себя следующие составные части: корпус, измерительный преобразователь, многоступенчатый редуктор, магнитную муфту, 8-разрядный роликовый счетный механизм, масляный насос*, низкочастотный датчик импульсов E1, высокочастотный датчик импульсов A1R*, высокочастотный датчик импульсов A1S*.

Работающий под давлением стальной корпус представляет из себя литую либо сварную конструкцию.

Измерительный преобразователь выполнен в виде конструктивно законченного узла, включающего в себя спрямляющее устройство, измерительное турбинное колесо с сопрягаемыми деталями и червячную пару редуктора.

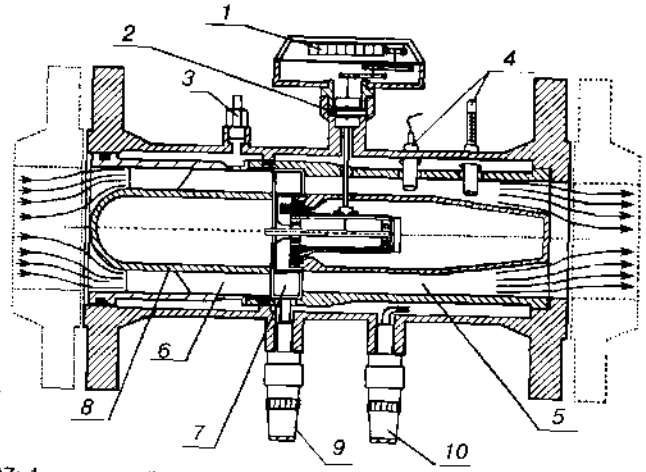
Передача вращательного движения измерительного турбинного колеса к роликовому счетному механизму осуществляется при помощи магнитной муфты и многоступенчатого редуктора. Червячные и зубчатые колеса изготовлены из коррозионно-стойкой стали, латуни и пластмассы. Все оси зубчатых колес редуктора установлены в подшипниках.

Магнитная муфта, передающая вращательное движение из внутренней части счетчика, работающей под давлением в его наружную часть, состоит из двух полумуфт. Обе полумуфты установлены в подшипниках.

Счетный механизм состоит из восьми цифровых роликов. Для удобства считывания показаний корпус головки счетного механизма имеет возможность поворачиваться вокруг вертикальной оси на 335°. Счетный механизм счетчика — 8-разрядный.

Датчики импульсов предназначены для формирования импульсов пропорционально объему прошедшего через счетчик газа для внешних устройств (например, электронных корректоров).

Низкочастотный датчик импульсов E1 расположен в корпусе головки счетного механизма Он состоит из магнита, расположенного на цифровом



Счетчик газа TRZ: 1 — счетный механизм; 2 — магнитная муфта; 3 — штуцер Pr; 4 — гильзы для установки датчика температуры и контрольного термометра; 5, 6 — проточная часть; 7 — турбинное колесо; 8 — измерительный преобразователь; 9 — высокочастотный датчик импульсов A1S; 10 — высокочастотный датчик импульсов A1R

* По специальному заказу.

ролике счетного механизма и герметизированного магнитоуправляемого контакта (геркона). Максимальная частота зависит от типа счетчика и находится в пределах 0,018–0,444 Гц.

Высокочастотный индукционный датчик импульсов A1S расположен в непосредственной близости от лопастей измерительного турбинного колеса, что позволяет генерировать импульсы при прохождении лопастей мимо него. Таким образом, датчик A1S генерирует частоту, пропорциональную частоте вращения измерительного турбинного колеса, а следовательно, пропорциональную расходу газа, проходящего через счетчик.

Высокочастотный индукционный датчик импульсов A1R расположен в непосредственной близости от ступицы измерительного турбинного колеса, на которой имеются радиально расположенные отверстия, при прохождении которых мимо индукционного датчика последний генерирует импульсы с частотой, пропорциональной частоте вращения турбинного колеса.

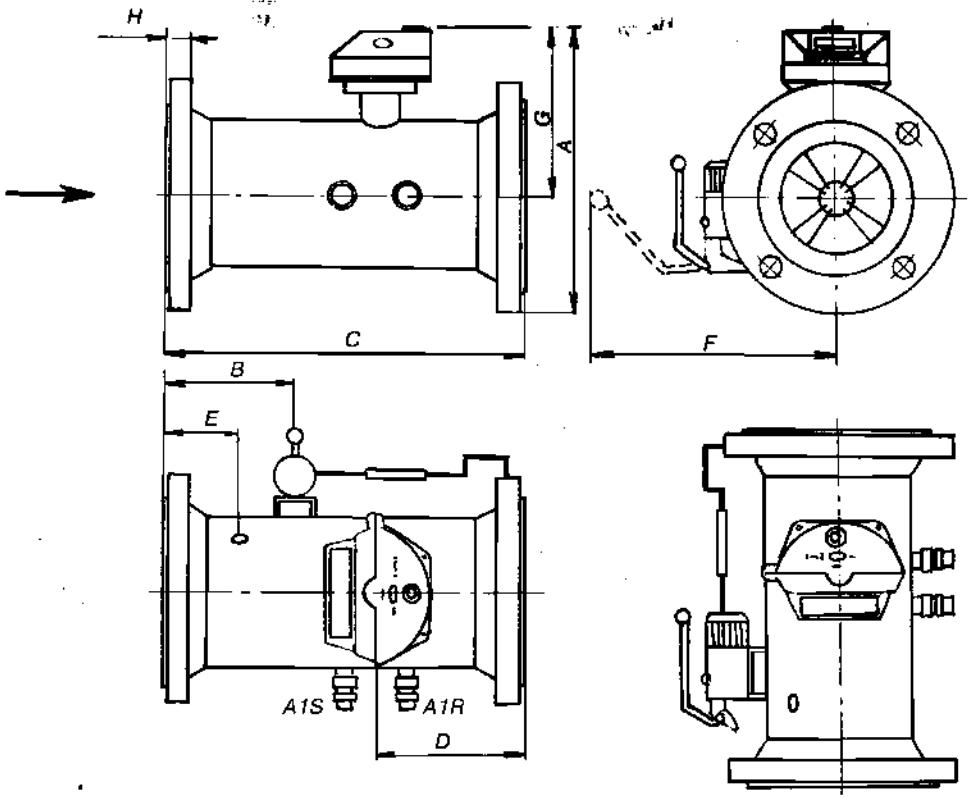
Штуцер отбора давления служит для отбора давления при подключении корректора объема газа. Расположен штуцер на корпусе счетчика и имеет обозначение «Pr».

На корпусе счетчика имеются в зависимости от типа счетчика одна или две бобышки с резьбовыми отверстиями, в которые могут быть установлены гильзы датчиков температуры. Одно резьбовое отверстие может служить для установки гильзы температурного датчика для коррекции и температурной компенсации измеряемого объема газа. Второе резьбовое отверстие (при наличии) может служить для установки гильзы контрольного термометра. При отсутствии гильз(ы) датчиков(а) температуры отверстия(е) закрыты(о) резьбовыми(ой) заглушками(ой).

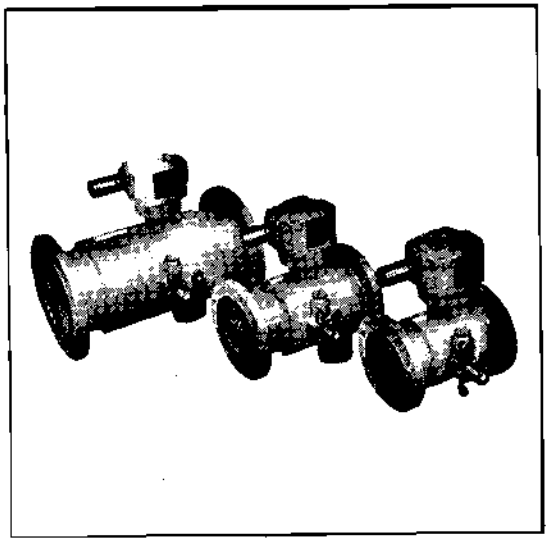
На корпусе счетчика установлен масляный насос с маслопроводом для подачи смазки к подшипникам оси измерительного турбинного колеса при периодическом обслуживании счетчика в эксплуатации. В масляный насос масло заливается из емкости, входящей в комплект ЗИП.

Принцип действия счетчика TRZ основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента счетчика — измерительного турбинного колеса. При этом при взаимодействии потока газа с измерительным турбинным колесом последнее вращается со скоростью, пропорциональной скорости (объемному расходу) измеряемого газа.

Вращательное движение измерительного турбинного колеса через механический редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм, показывающий объемное количество газа, прошедшее через счетчик за время измерения.



Тип счетчика	$Д_у$, мм	$P_у$, МПа	A, мм	B, мм	C, мм	D, мм	E, мм	F, мм	G, мм	H, мм	Масса, кг
G160	80	1,6	300	100	240	100	74	160	191	26	21
G250	80	10	345	140						36	46
G250	100	1,6	335	85	300	120	85	180	204	26	28
G400	100	10	380	100						44	66
G400	150	1,6	425	212	450	180	132	200	231	30	55
G650	150	10	425	305						57	110
G1000	150										
G1000	200	1,6	460	245	600	255	170	405	304	30	120
G1600	200	10	500	230						56	230
G1600	250	1,6	550	330	750	330	260	450	330	30	180
G2500	250	6,3	640	330	750	330	260	450	330	49	270
		10	610	330	750	330	260	450	330	66	310
G2500	300	1,6	640	440	900	300	400	510	357	31	230
G4000	300	6,3	640	440	900	300	400	510	357	55	340
		10	670	440	900	300	400	480	357	70	390



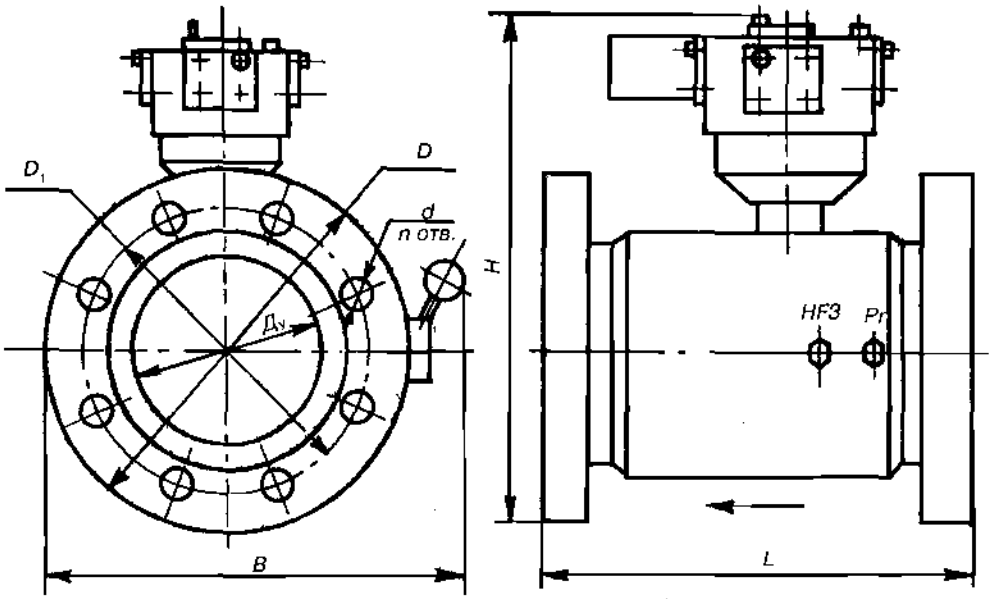
Счетчики газа ЛГК-Ех

Предприятие-изготовитель: 34

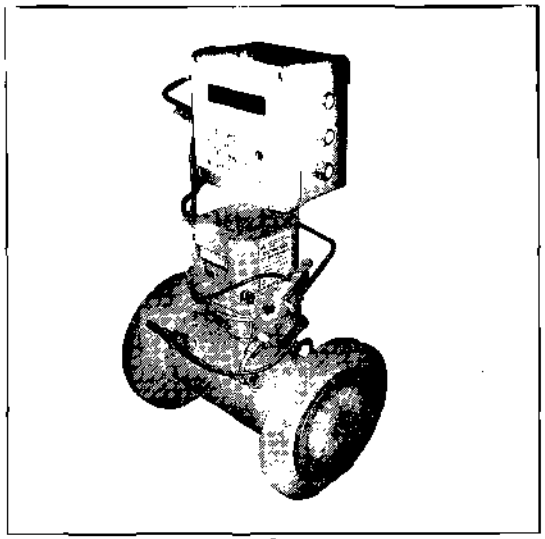
Счетчики измеряют количество газа, протекающего в трубопроводе, при действующих давлении и температуре. Счетчики газа имеют выходной сигнал для работы с электронными вычислителями объема газа, являются взрывозащищенными, имеют маркировку взрывозащиты 1ExibIIBT3.

Технические характеристики

	ЛГК-80-Ех		ЛГК-100-Ех		ЛГК-150-Ех		ЛГК-200-Ех	
Максимальный расход, $м^3/ч$	160	250	250	400	650	1000	1600	2500
Минимальный расход, $м^3/ч$	16	8; 12,5	12,5	13; 20	32	32; 50	50; 80	80; 130
Диапазон измерений	1 : 10		1 : 20; 1 : 30					
Порог чувствительности, $м^3/ч$	2,4	3,75	3,75	6	9,75	15	24	37,5
Максимальное рабочее давление, кПа	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Предел погрешности, %:								
$Q_{min} < Q < Q_t$	±2	±2	±2	±2	±2	±2	±2	±2
$Q_t < Q < Q_{max}$	±1	±1	±1	±1	±1	±1	±1	±1
$Д_у$, мм	80	80	100	100	150	150	200	200
Рабочая температура, °С	от – 30 до +60							



Тип счетчиков	Максимальное рабочее давление, МПа	L, мм	B, мм	H, мм	D, мм	D_1, мм	d, мм	n, мм	Масса, кг
ЛГК-80-Ex	0,63	240	250	344	185	150	18	4	23
	1; 1,6		255	349	195	160	18	8	25
	2,5; 4		324	349	195	160	18	8	25
	6,3		331	356	210	170	22	8	41
	8; 10		341	366	230	180	26	8	45
ЛГК-100-Ex	0,63	300	269	364	205	170	18	4	40
	1; 1,6		274	369	215	180	18	8	40
	2,5; 4		350	376	230	190	22	8	43
	6,3		360	386	250	200	26	8	47
	8; 10		368	394	265	210	30	8	49
ЛГК-150-Ex	0,63	450	322	416	260	225	18	8	58
	1; 1,6		334	428	285	240	22	8	67,5
	2,5; 4		410	435	300	250	26	8	67,5
	6,3		433	458	345	280	33	8	97
	8; 10		438	463	355	290	33	12	106
ЛГК-200-Ex	0,63	600	384	477	315	280	18	8	110
	1		394	487	335	295	22	8	127
	1,6		394	487	335	295	22	12	127
	2,5		475	499	360	310	26	12	140
	4		483	507	375	320	30	12	150
	6,3		498	522	405	345	36	12	175
	8; 10		510	534	430	360	36	12	194



Измерительный комплекс СГ-ЭК

Предприятие-изготовитель: 80

Измерительный комплекс предназначен для учета расхода природного газа по ГОСТ 5542-87 в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) посредством автоматической электронной коррекции показаний турбинного счетчика газа типа СГ (в дальнейшем — счетчик СГ) или ротационного счетчика газа RVG (в дальнейшем — счетчик RVG) по температуре, давлению и коэффициенту сжимаемости измеряемой среды, с учетом вводимых вручную значений относительной плотности газа, содержания в газе азота и углекислого газа, удельной теплоты сгорания газа в соответствии с ГОСТ 20319-96 и ПР 50.2.019-96 с помощью электронного корректора ЕК-260 или ЕК-88/К (далее по тексту электронный корректор).

Температура окружающего воздуха в месте установки комплекса СГ-ЭК от –10 °С до +60 °С. Температура измеряемой среды для измерительного комплекса СГ-ЭК от –20 °С до +50 °С.

Комплекс СГ-ЭК может применяться для измерения объема и расхода других неагрессивных, сухих и очищенных газов (воздух, азот, аргон и т. п.) в напорных трубопроводах газораспределительных пунктов и станций (ГРП, ГРС), теплоэнергетических установок и других технологических объектов. Имеет взрывозащищенное исполнение СГ-ЭКВз, маркировка взрывозащиты — 1ExibIIBT.

Комплекс СГ-ЭК со степенью защиты IP64 по ГОСТ 14254 устойчив к воздействию пыли и воды. При своей работе устойчив к воздействию внешнего электромагнитного поля напряженностью переменного поля — до 40 А/м, постоянного поля — до 400 А/м. Также устойчив к воздействию синусоидальной вибрации в соответствии с ГОСТ 12997, группа исполнения № 3.

Электропитание комплекса СГ-ЭК осуществляется от двух литиевых батарей со сроком службы 5 лет при эксплуатации без вывода импульсного сигнала и данных через интерфейс RS232. Среднее время восстановления

работоспособности комплекса путем замены составных частей или соединительных трубопроводов составляет не более 60 мин.

Комплекс может применяться во взрывоопасных зонах помещений и установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и другим нормативным документам.

Для обеспечения работоспособности на газе, содержащем механические примеси, перед комплексом СГ-ЭК должен устанавливаться фильтр.

Средний срок службы до списания комплекса СГ-ЭК составляет не менее 12 лет с учетом замены комплектующих, имеющих естественный ограниченный срок службы. Межповерочный интервал комплекса СГ-ЭК — 5 лет.

Комплекс СГ-ЭК обеспечивает выполнение следующих процедур:

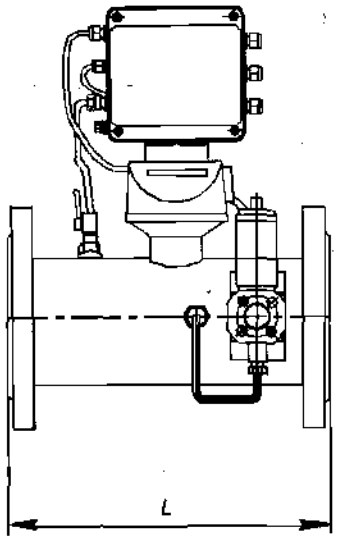
— ввод и изменение исходных условий и данных (процедура настройки);
— периодический опрос и расчет всех параметров потока газа;
— вычисление приведенного к стандартным условиям расхода и объема газа;
— отображение на дисплее электронного корректора информации о текущих значениях измеряемых и рассчитываемых параметров (объем, расход, давление, температура и т. д.);
— отображение по вызову текущих значений показаний датчиков, а также приведенного расхода и объема и значений всех введенных и вычисленных параметров;
— дистанционную передачу с помощью дополнительного модема (не входящего в состав комплекса) всех вычисленных, введенных и хранящихся в памяти электронного корректора параметров по запросу или заданной программе;
— представление отчетов о нештатных ситуациях, авариях и несанкционированных вмешательствах;
— архивирование основных параметров работы комплекса СГ-ЭК;
— диагностику работоспособности функциональных блоков комплекса СГ-ЭК;
— отображение максимальных и минимальных показаний измеренных параметров с указанием времени и даты;
— отображение суточных потреблений и максимальных расходов газа текущего и прошедшего месяца;
— отображение серийных номеров составных частей комплекса.

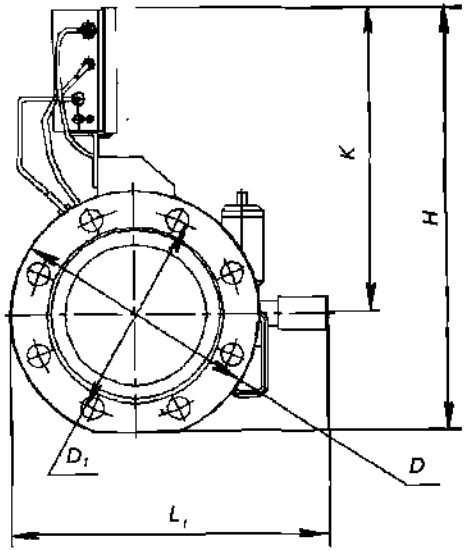
Условное обозначение

СГ-ЭКВз-Т1-1.0-1600/1.6

- L — максимально допустимое рабочее давление (избыточное) для корпуса счетчика газа, МПа
- 1600 — максимальный измеряемый объемный расход при рабочих условиях (м³/ч)
- 1.0 — максимальное значение измеряемого абсолютного давления (МПа), на которое выбирается датчик давления
- Т1 — счетчик газа турбинный СГ (Т1) / счетчик газа турбинный TRZ (Т2) / или ротационный RVG (Р)
- Вз — возможность использования комплекса во взрывоопасных зонах

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа СГ





Условное обозначение комплекса	$Д_у$, мм	Основные размеры, мм								Масса, кг
		D	D_1	d	n*	L	L_1	H	K	
СГ-ЭК-Т1-100/1,6**	50	—	103	—	—	150	315	500	470	12
СГ-ЭК-Т1-160/1,6	80	195	160	18	8	240	380	495	400	17
СГ-ЭК-Т1-250/1,6	80	195	160	18	8	240	380	495	400	17
СГ-ЭК-Т1-400/1,6	100	215	180	18	8	300	405	515	435	21
СГ-ЭК-Т1-650/1,6	100	215	180	18	8	300	405	515	435	21
СГ-ЭК-Т1-800/1,6	150	280	240	22	8	450	465	570	440	34
СГ-ЭК-Т1-1000/1,6	150	280	240	22	8	450	465	570	440	34
СГ-ЭК-Т1-1600/1,6	200	335	295	22	12	450	530	630	470	50
СГ-ЭК-Т1-2500/1,6	200	335	295	22	12	450	530	630	470	50

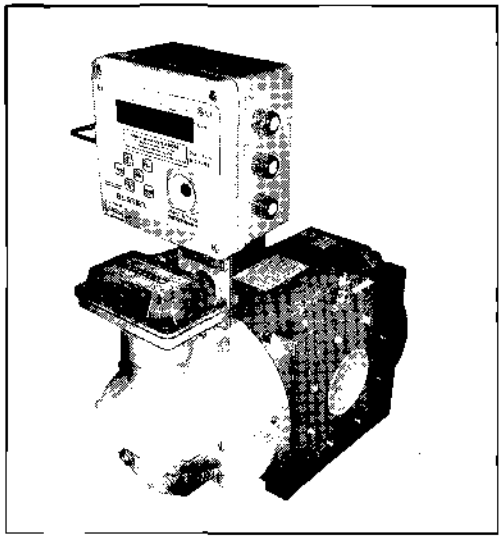
* Количество отверстий.

** Межфланцевое исполнение.

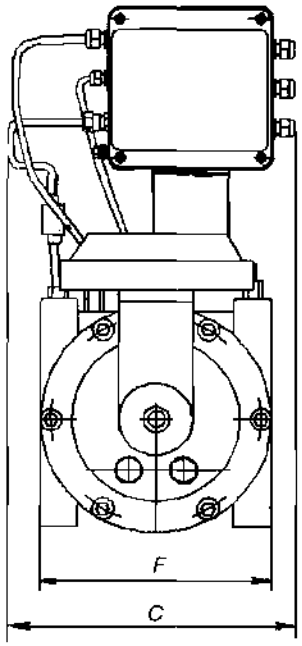
Технические характеристики

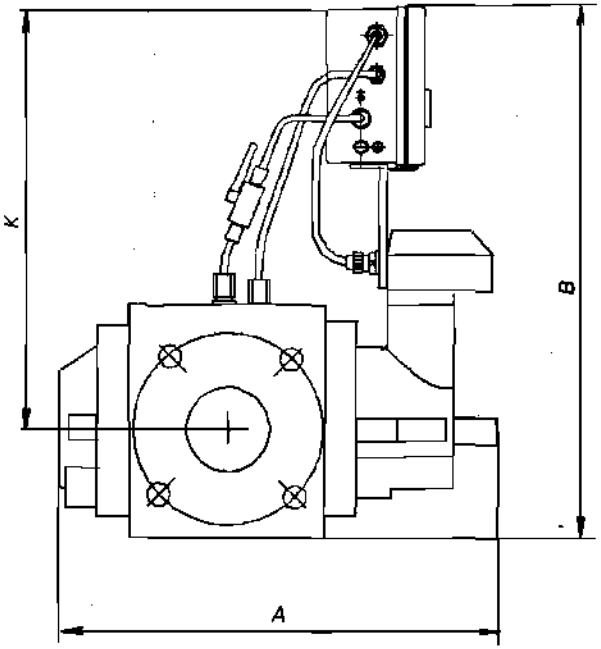
Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа СГ	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Диаметр условного прохода $Д_у$, мм	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{раб}$, м³/ч		
			Q_{max}	Q_{min}	
				1 : 20	1 : 10
СГ-ЭКВз-Т1-0.2-100/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-100/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5-100/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75-100/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-100/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-100/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	50	100	—	10
СГ-ЭКВз-Т1-0.2-250/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-250/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5-250/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75-250/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-250/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-250/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	80	250	12,5	25
СГ-ЭКВз-Т1-0.2-400/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-400/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5-400/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75-400/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-400/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-400/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	100	400	20	40
СГ-ЭКВз-Т1-0.2-800/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-800/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5-800/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75-800/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-800/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-800/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	150	800	40	80
СГ-ЭКВз-Т1-0.2 -1000/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-1000/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5 -1000/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75 -1000/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-1000/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-1000/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	150	1000	50	100
СГ-ЭКВз-Т1-0.2-1600/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-1600/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5-1600/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75-1600/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-1600/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-1600/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	200	1600	80	160
СГ-ЭКВз-Т1-0.2-2500/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.35-2500/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.5-2500/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-0.75-2500/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-1.0-2500/1.6 СГ-ЭКВз-Т1-2.0-2500/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	200	2500	125	250

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа RVG



Условное обозначение комплекса	$Д_у$, мм	Основные размеры, мм					Масса, кг
		A	B	C	F	K	
СГ-ЭК-Р-25	50	303	465	280	171	390	16
СГ-ЭК-Р-40	50	303	465	280	171	390	16
СГ-ЭКР-65	50	303	465	280	171	390	16
СГ-ЭК-Р-100	50	303	465	280	171	390	16
СГ-ЭК-Р-160	80	403	465	280	171	390	21
СГ-ЭК-Р-250	80	436	515	330	241	400	36
СГ-ЭК-Р-400	100	496	515	330	241	400	41
СГ-ЭК-Р-650	100	660	510	330	241	400	52
СГ-ЭК-Р-650	150	660	550	330	260	420	56





Технические характеристики

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа RVG	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Типоразмер	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{раб}$, м³/ч			
			Q_{max}	Q_{min}		
				1 : 100	1 : 50	1 : 20
СГ-ЭКВз-Р-0.2-25/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-25/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-25/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-25/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-25/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-25/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G16	25	—	—	1.3
СГ-ЭКВз-Р-0.2-40/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-40/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-40/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-40/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-40/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-40/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G25	40	—	0.8	2.0
СГ-ЭКВз-Р-0.2-65/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-65/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-65/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-65/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-65/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-65/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G40	65	—	1.3	3.0
СГ-ЭКВз-Р-0.2-100/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-100/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-100/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-100/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-100/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-100/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G65	100	1.0	2.0	5.0
СГ-ЭКВз-Р-0.2-160/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-160/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-160/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-160/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-160/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-160/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G100	160	1.6	3.0	8.0
СГ-ЭКВз-Р-0.2-250/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-250/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-250/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-250/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-250/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-250/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G160	250	2.5	5.0	13.0
СГ-ЭКВз-Р-0.2-400/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.35-400/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.5-400/1.6 СГ-ЭКВз-Р-0.75-400/1.6 СГ-ЭКВз-Р-1.0-400/1.6 СГ-ЭКВз-Р-2.0-400/1.6	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G250	400	4.0	8.0	20.0

Устройство и принцип работы

Принцип действия комплекса СГ-ЭК основан на одновременном измерении тремя самостоятельными датчиками параметров потока газа (объемного расхода, давления и температуры) при рабочих условиях и с помощью электронного корректора, по полученной от указанных датчиков информации, дальнейшем вычислении приведенного к стандартным условиям (P_C = 760 мм рт. ст., T_C = 20 °С) объемного расхода Q_C и объема V_C прошедшего газа с учетом коэффициента его сжимаемости по формулам:

а) для стандартного объема

$$V_C = \frac{T_C}{K \cdot P_C} \cdot \frac{P_P}{T_P} \quad V_P, м^3,$$

где P_C, T_C — давление и температура при стандартных условиях;
V_P, P_P, T_P — объем, давление и температура при рабочих условиях;
K — коэффициент сжимаемости газа;

б) для стандартного объемного расхода

$$Q_C = \frac{\Delta V_C}{\Delta T}, м^3/ч,$$

где ΔT — промежуток времени измерения стандартного объема,
ΔV_C — объем прошедшего газа.

Для комплекса СГ-ЭК основная относительная погрешность при измерении приведенного к стандартным условиям объема газа V_C определяется расчетным путем по формуле

$$\delta_{V_C} = a\sqrt{\delta_c^2 + \delta_к^2},$$

где δ_c – внесенная в паспорт погрешность счетчика газа при рабочих условиях; $\delta_к$ – внесенная в паспорт погрешность электронного корректора совместно с датчиками давления и температуры; a = 1,1 – коэффициент запаса (при доверительной вероятности 0,95).

Предельное значение относительной погрешности измерения объема газа для комплекса СГ-ЭК:

$\delta_V \le \pm 1{,}5$ % в диапазоне расходов от 20 до 100 % Q_{max};
$\delta_V \le \pm 2{,}5$ % в диапазоне расходов от 10 до 20 % Q_{max};
$\delta_V \le \pm 4{,}5$ % в диапазоне расходов от 5 до 10 % Q_{max}.

Рабочие диапазоны измерения абсолютного давления в МПа (бар) выбираются из стандартного или расширенного ряда, 0,08 до 0,75 МПа.

Стандартный ряд (диапазон измерений 1 : 2,5):
0,08–0,2; 0,14–0,35; 0,2–0,5; 0,3–0,75; 0,4–1,0; 0,8–2,0; 1,4–3,5; 2,2–5,5 [МПа] (0,8–2,0; 1,4–3,5; 2,0–5,0; 3,0–7,5; 4,0–10; 8,0–20; 14–35; 22–55 [бар]). Погрешность измерения давления составляет 0,2 % от измеренного значения.

Расширенный ряд (диапазон измерений 1 : 5):

0,1–0,5; 0,15 0,75; 0,2–1,0; 0,4 2,0 [МПа] (1,0–5,0; 1,5–7,5; 2,0 10,0; 4,0 20,0 [бар]). Погрешность измерения давления составляет: в диапазоне 0,2 P_{max} – 0,4 P_{max} — 0,4 % от измеренного значения; в диапазоне 0,4 P_{max} P_{max} — 0,2 % от измеренного значения.

Связь комплекса СГ-ЭК с системами высшего уровня осуществляется через стандартный интерфейс RS232. При монтаже электронного корректора на корпус счетчика газа дополнительного заземления не требуется.

В случае монтажа корректора на стену корпус корректора должен быть заземлен. Для этой цели с левой стороны корпуса имеется винт. Заземление должно иметь наименьшее сопротивление. Наилучшие условия получаются при прямом присоединении кабелем с сечением не менее 4 мм^2, как можно более коротким, проведенным к местному заземлению.

В турбинном счетчике газа СГ при воздействии потока газа на турбину последняя вращается со скоростью, пропорциональной скорости течения (объемному расходу) газа. Вращение турбины с помощью механического редуктора передается на счетную головку, показывающую (по нарастающей) суммарный объем газа, прошедший через прибор при рабочих условиях. На последнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, а вблизи колеса — два геркона, частота замыкания контактов первого пропорциональна скорости вращения турбинки, т. е. скорости (объемному расходу) газа.

Для счетчиков газа СГ с диапазоном расхода 200–2500 м^3/ч одно замыкание контактов геркона соответствует прохождению 1 м^3 газа, для счетчиков газа СГ с диапазоном расхода 100 м^3/ч одно замыкание контактов геркона соответствует прохождению 0,1 м^3 газа.

Частотный сигнал от первого геркона поступает в корректор объема ЕК-88/К (канал измерения объема при рабочих условиях).

Одновременно датчик температуры ДТ (термометр сопротивления), установленный в потоке газа вблизи турбинки, вырабатывает сигнал, пропорциональный текущему значению температуры газа $T_р$, а датчик давления ДД, встроенный в корректор — сигнал, пропорциональный абсолютному давлению газа $P_р$. Сигналы обрабатываются корректором и отображаются на дисплее.

Турбинный счетчик газа СГ (счетчик СГ16М) конструктивно представляет собой отрезок трубы с фланцами, в проточной части которого последовательно по потоку расположены входной струевыпрямитель, узел турбинки с валом и шарикоподшипниковыми опорами вращения и задняя опора.

На корпусе счетчика имеются резьбовые штуцеры, в которых крепятся датчик ДТ и импульсная трубка от ДД. По линиям связи сигналы с датчиков поступают в корректор. На корпусе установлен также узел плунжерного масляного насоса, с помощью которого в зону подшипников по трубкам подается жидкое масло.

Ротационный счетчик RVG работает по принципу вытеснения строго определенного объема газа вращающимися роторами. В корпусе с одним входом и выходом находятся два вращающихся в противоположных направлениях ротора, которые в поперечном сечении имеют вид, подобный восьмерке. Оба ротора соединены друг с другом посредством колес синхронизатора.

При продувании газом роторы вращаются без металлического соприкосновения друг с другом и доставляют определенное количество газа в выходной канал при помощи объемной измерительной камеры, образованной впадиной роторов и корпусом.

Таким образом, один поворот системы роторов соответствует передаче определенного объема газа. Вращательное движение роторов через редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм. На корпусе счетчика имеются резьбовые штуцеры, в которых крепятся датчик ДТ и импульсная трубка от ДД.

Электронный корректор объема ЕК-88/К — самостоятельное микропроцессорное устройство с автономным питанием (от двух литиевых батареек), предназначенное для преобразования по определенному алгоритму сигналов, поступающих со счетчика газа СГ или RVG, датчиков ДД и ДТ, дальнейшего измерения и регистрации этих параметров.

Накопленную в ЕК-88 информацию можно считывать визуально, а через интерфейс RS232 — получать формализованные отчеты.

Панель управления имеет 16-кнопочную пленочную клавиатуру, с помощью которой производится ввод данных, на 8-ми разрядном ЖК дисплее отображается информация об измеренных, введенных и вычисленных значениях параметров.

Функционально корректор объема ЕК-88/К обеспечивает:

— автоматическое измерение приведенного и рабочего объемов газа, абсолютного давления, температуры, введение поправок на состав и удельную теплоту сгорания газа, относительную плотность;
— диагностику работоспособности функциональных блоков комплекса СГ-ЭК;
— регистрацию основных измеренных параметров: рабочий и стандартный объем, давление, температуру с фиксацией даты измерения;
— сигнализацию о выходе измеряемого параметра за допустимые пределы, несанкционированном вмешательстве в работу комплекса СГ-ЭК.

Конструктивно корректор ЕК-88/К выполнен в виде блока для установки на корпусе счетчика газа или на стену. Блок имеет разъемы для подключения линий связи от датчиков и внешних приборов.

Алюминиевый корпус корректора, в который встроен датчик абсолютного давления, выполнен по классу защиты IP54.

Электронный корректор объема газа со встроенным журналом событий ЕК-260. Корректор объема газа ЕК-260 предназначен для приведения рабочего объема газа, прошедшего через счетчик, к стандартным условиям (давление газа — 760 мм. рт. ст., температура газа +20 °С) путем вычисления коэффициента сжимаемости газа по ГОСТ 30319.2-96 и фактора сжимаемости газа с использованием измеренных значений давления, температуры газа и введенных параметров газа.

Корректор выполнен в алюминиевом корпусе и состоит из электронного блока, датчика абсолютного давления, датчика температуры, двухстрочного дисплея, шестикнопочной пленочной клавиатуры и встроенного источника питания (две литиевые батареи со сроком эксплуатации не менее 5 лет).

Функционально корректор объема ЕК-260 обеспечивает:

- вычисление приведенного к нормальным условиям расхода и объема газа;
- просмотр на дисплее текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, данных архива;
- программирование и считывание информации с корректора осуществляется с помощью 6-кнопочной клавиатуры и 2-строчного цифробуквенного жидкокристаллического дисплея;
- формирование архива по рабочему и стандартному объему, давлению, температуре газа, коэффициенту сжимаемости и фактору сжимаемости за последние 9 месяцев при измерительном периоде 60 минут. Запись значений в архив происходит по истечении измерительного периода, а также в случае возникновения аварийной ситуации (превышение предельных значений измеряемых параметров);
- в случае выхода давления или температуры за пределы установленных значений это записывается в журнал событий с указанием даты и времени. Максимальный объем записей в журнале событий — 250. Если в настройках корректора производятся изменения (изменение параметров газа, подстановочных значений и т. д.), то это автоматически фиксируется в журнале изменений. Максимальное число записей — 200;
- возможность интеграции в систему с дистанционной передачей данных с помощью интерфейса постоянного подключения RS-232C (RS-485) или оптического интерфейса;
- четыре цифровых выхода могут быть запрограммированы для передачи значений объемов газа в виде импульсов и/или передачи сообщений об ошибках.

Конструкция ЕК-260 предусматривает как настенную установку, так и установку непосредственно на счетчик газа с помощью специального кронштейна.

Отличительные особенности корректора:

- вычисление коэффициента сжимаемости и фактора сжимаемости газа в соответствии с ГОСТ 30319.2-96;
- архивирование значений характера потребления (рабочего и стандартного объема газа, средних значений давления и температуры, фактора сжимаемости и коэффициента сжимаемости газа) за последние 9 месяцев;
- просмотр полного архива и всех журналов на дисплее;
- питание от двух элементов питания. Возможна установка двух дополнительных элементов питания;
- установка во взрывоопасной зоне;
- журнал событий на 250 записей;
- журнал изменений на 200 записей;
- межповерочный интервал 5 лет;
- оптический интерфейс;
- цифробуквенный жидкокристаллический дисплей 2x16;
- совместимость с ЕК-88/К по программному обеспечению.

Сравнительные характеристики

электронных корректоров объема газа ЕК-260, ЕК-88

	ЕК-260	ЕК-88
Число обслуживаемых линий газопровода	1	1
Работа с первичным преобразователем	турбинным, ротационным	турбинным, ротационным
Наличие входов:		
низкочастотный	3	1
высокочастотный	2	нет
Возможность контроля состояния счетного механизма первичного преобразователя вход-энкодер	есть	нет
Наличие выходов:		
низкочастотный	4	1
высокочастотный	1	нет
Датчик абсолютного давления	встроенный	встроенный
Платиновый термометр сопротивления	Pt500	Pt100
Жидкокристаллический дисплей	2x16, две строки по 16 разрядов	1x8, одна строка 8 разрядов
Клавиатура пленочная	6 клавиш	16 клавиш
Вычисления коэффициента сжимаемости газа $K_{сж}$	по ГОСТ 30319.2-96	по ГОСТ 30319.2-96
Коэффициент подачи импульсов первичного преобразователя	задается	десятичное значение
Архивирование данных и событий		
измерительный период:	1 мин–1 мес	5–60 мин
часовой архив, глубина хранения	9 месяцев	6 месяцев
суточный архив, глубина хранения	9 месяцев	6 месяцев
месячный архив, глубина хранения	15 месяцев	6 месяцев
журнал событий, число записей	250 записей	не ведется
журнал изменений, число записей	200 записей	не ведется
Интерфейс:		
оптический (инфракрасный)	есть	нет
соединительный	1 RS.232/RS.485	RS.232
Питание:		
автономное	2 батареи	2 батареи
автономное с удвоенным ресурсом	по заказу	нет
возможность внешнего питания	есть	есть
Условия эксплуатации		
температура окружающей среды	–20 °С +60 °С	–10 °С +60 °С
класс защиты	IP65	IP54
Взрывозащита по ExiaIICT4	есть	есть
Погрешность измерения, %:		
давления	0,2	0,2
температуры	0,1	0,1
стандартного объема газа	0,5	0,5

Датчик температуры представляет собой термометр сопротивления типа Pt 100. Устанавливается в стальной гильзе, размещенной в корпусе газового счетчика позади турбинки (ротора) по направлению потока газа.

Допускается размещение датчика температуры в гильзе на расстоянии 2,5*D*–5*D* на прямом участке трубопровода от счетчика газа (*D* — внутренний диаметр трубопровода).

Датчик абсолютного давления тензометрического типа встроен в корпус электронного корректора и с помощью импульсной трубки через трехпозиционный кран соединяется со штуцером отбора давления, расположенным на корпусе счетчика газа СГ или RVG.

Трехпозиционный кран устанавливается для обеспечения проверки датчика давления в рабочем состоянии без демонтажа корректора, а также для отключения электронного корректора от газового счетчика.

Место отбора давления расположено в корпусе счетчика газа в непосредственной близости от крыльчатки. Допускается производить отбор давления в трубопроводе на расстоянии не более *D* от счетчика газа.

ЭЛЬСТЕР ГАЗ ЭЛЕКТРОНИКА

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВЕ

№ 28 - Д/2006

выдано

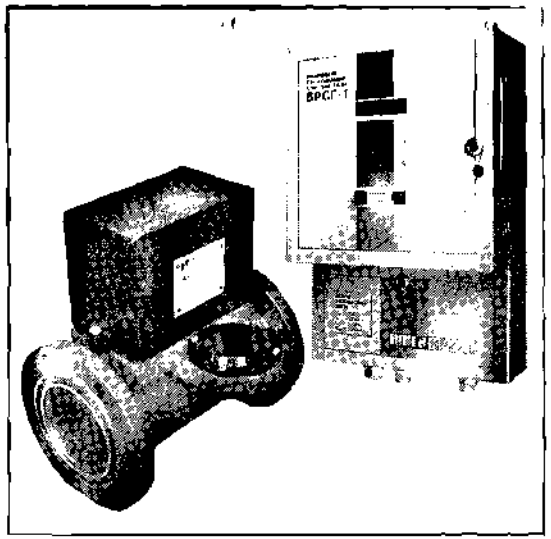
ООО «Газ-Сервис»

(г. Саратов)

в лице директора ***Клюева Дениса Юрьевича*** (юридический адрес: 410076, г. Саратов, ул. Орджоникидзе, 117) и удостоверяет в том, что оно действительно является Официальным дилером Общества с Ограниченной Ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (юридический адрес: 607224, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8 А) по поставкам газоизмерительного оборудования производства ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника».

Генеральный директор **Левандовский В.А.**

Коммерческий управляющий **Карпаев И.В.**



Расходомеры-счетчики газа вихревые ВРСГ-1

Предприятие-изготовитель: 35

Расходомеры-счетчики ВРСГ-1 предназначены для измерения объема неагрессивных горючих и инертных газов, приведенного к нормальным условиям (760 мм. рт. ст. и +20 °С) по ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».

Расходомер-счетчик также позволяет контролировать текущий объемный расход газа, приведенный к нормальным условиям, температуру и давление рабочего газа в трубопроводе и суммарное время наработки прибора. Приведение объема газа к нормальным условиям в расходомере-счетчике ВРСГ-1 осуществляется автоматически путем одновременного измерения параметров потока газа тремя самостоятельными датчиками: расхода, давления и температуры с последующим вычислением. Расходомер-счетчик состоит из первичного преобразователя (ПП), блока обработки и индикации сигналов (БОИС) и соединительного кабеля (СК).

Расходомер-счетчик в зависимости от диаметра условного прохода ПП, входящего в его состав, имеет пять модификаций: ВРСГ-1-50, ВРСГ-1-80, ВРСГ-1-100, ВРСГ-1-150, ВРСГ-1-200.

ПП расходомера-счетчика с диаметром условного прохода $Д_у$ 100, 150, 200 могут быть следующих исполнений: стандартного и со вставкой. Зависимость внутреннего диаметра вставки от диаметра условного прохода ПП (см. таблицу ниже). ПП со вставкой устанавливается в трубопровод с диаметром условного прохода, соответствующего диаметру условного прохода ПП.

По устойчивости к воздействию окружающей среды расходомер-счетчик ВРСГ-1 имеет пылеводозащищенное исполнение со степенью защиты по ГОСТ 14254: ПП – IP54, БОИС – IP40.

По стойкости к воздействию синусоидальных вибраций расходомер-счетчик имеет вибропрочное исполнение V1 по ГОСТ 12997-94.

$Д_у$ трубопровода, мм	$Д_у$ вставки, мм
100	80
150	120
200	160, 180

Расходомер-счетчик ВРСГ-1 соответствует следующим климатическим исполнениям по ГОСТ 15150-69: ПП – исполнению У, категории размещения - 2; БОИС – исполнению – УХЛ, категории размещения – 4.2.

ПП имеет маркировку взрывозащиты «1ExibIIBT4 в комплекте ВРСГ-1», соответствует ГОСТ 22782.5-78, ГОСТ 22782.0-81 и может устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно гл. 7.3 ПУЭ и другим директивным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

БОИС с выходными электрическими искробезопасными цепями уровня «ib» имеет маркировку защиты «ExibIIB в комплекте ВРСГ-1», соответствует ГОСТ 22782.5 и предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Рабочее давление, МПа	0,05–1,6
Диапазон рабочих температур, °С	от –33 до +45
Температура окружающего воздуха, °С:	
первичный преобразователь	от –35 до +50
вычислитель	от +10 до +50
Погрешность измеренного объема, приведенного к стандартным условиям, %	±1
Диапазон измеряемых скоростей потока, м/с	1–50
Диапазон измеряемых расходов газа при рабочих условиях, м³/ч	12–5000
Потери давления при Q_{max}, Па	50
Напряжение питания переменного тока частотой (50±1) Гц, В	220^{+27}_{-130}
Потребляемая мощность, Вт	20
Предел относительной погрешности измерения, %:	
объемного расхода рабочего газа:	
от Q_{min} до $0,2 \cdot Q_{max}$	±1
от $0,2 \cdot Q_{max}$ до Q_{max}	±0,8
объема рабочего газа, приведенного к нормальным условиям:	
от Q_{min} до $0,2 \cdot Q_{max}$	±1,3
от $0,2 \cdot Q_{max}$ до Q_{max}	±1
давления рабочего газа	±0,6
температуры рабочего газа	±0,5
Взрывозащита	1ExibIIBT4
Межповерочный интервал, год	2

Диапазоны измеряемых расходов природного газа

Р, МПа абс.	$Д_у$50		$Д_у$80		$Д_у$100		$Д_у$120		$Д_у$150		$Д_у$160		$Д_у$180		$Д_у$200	
	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч	Q_{min} нм³/ч	Q_{max} нм³/ч
0,1	12	250	16	800	27	1250	32	1800	49	2800	54	3200	80	4000	90	5000
0,2	12	500	16	1600	27	2500	32	3600	49	5600	54	6400	80	8000	90	10000
0,3	12	750	16	2400	27	3750	32	5400	49	8400	54	9600	80	12000	90	15000
0,4	12	1000	16	3200	27	5000	32	7200	49	11200	54	12800	80	16000	90	20000
0,5	12	1250	16	4000	27	6250	32	9000	49	14000	54	16000	80	20000	90	25000
0,6	12	1500	16	4800	27	7500	32	10800	49	16800	54	19200	80	24000	90	30000
0,7	12	1750	16	5600	27	8750	32	12600	49	19600	54	22400	80	28000	90	35000
0,8	13,7	2000	18,3	6400	30,9	10000	36,6	14400	56,0	22400	61,7	25600	91,4	32000	102,9	40000
0,9	15,4	2250	20,6	4200	34,7	11250	41,1	16200	63,0	25200	69,4	28800	102,8	36000	115,7	45000
1,0	17,1	2500	22,9	8000	38,6	12500	45,7	18000	70,0	28000	77,1	32000	114,2	40000	128,6	50000
1,1	18,9	2750	25,1	8800	42,4	13750	50,3	19800	77,0	30800	84,9	35200	125,7	44000	141,4	55000
1,2	20,6	3000	27,4	9600	46,3	15000	54,9	21600	84,0	33600	92,6	38400	137,1	48000	154,3	60000
1,3	22,3	3250	29,7	10400	50,1	16250	59,4	23400	91,0	36400	100,3	41600	148,5	52000	167,1	65000
1,4	24,0	3500	32,0	11200	54,0	17500	64,0	25200	98,0	39200	108,0	44800	160,0	56000	180,0	70000
1,5	25,7	3750	34,3	12000	57,9	18750	68,6	27000	105,0	42000	115,7	48000	171,4	60000	192,9	75000
1,6	27,4	4000	36,6	12800	61,7	20000	73,1	28800	112,0	44800	123,4	51200	182,8	64000	205,7	80000
1,7	29,1	4250	38,9	13600	65,6	21250	77,7	30600	119,0	47600	131,1	54400	194,2	68000	218,6	85000

Устройство и принцип работы

Принцип действия расходомера-счетчика ВРСГ-1 основан на эффекте формирования в следе за телом обтекания цепочки вихрей (вихревой дорожки Кармана), частота следования которых в широком диапазоне скоростей пропорциональна объемному расходу среды. Безразмерная частота формирования вихрей (число Sh) зависит только от соотношения инерционных и вязких сил при обтекании тела – числа Рейнольдса Re, определенного по поперечному размеру тела обтекания.

На безразмерную частоту формирования вихрей оказывает влияние профиль скорости в магистрали перед телом обтекания, который при достаточно длинном прямолинейном участке трубопровода перед ПП или при установленном турбулизаторе зависит только от числа Рейнольдса, определенного по диаметру магистрали. Поскольку соотношение между этими двумя числами Рейнольдса остается постоянным, влияние геометрических размеров тракта ПП, типа среды, ее объемного расхода, температуры и давления на частоту формирования вихрей сводится к зависимости Sh (Re), которая является универсальной для различных сред и их параметров, что позволяет использовать расходомер-счетчик для измерения объема среды, отличной от той, для которой эта зависимость получена.

Устойчивость вихреобразования обеспечивается специальной формой поперечного сечения тела обтекания. Фиксация частоты срыва вихрей производится детектором вихрей — преобразователем пульсаций скорости термоанемометрического типа с чувствительным элементом, расположенным в канале перетока тела обтекания.

Для приведения измеренного объема рабочего газа к нормальным условиям (компенсации по плотности) используются сигналы с ППД и ППТ.

Для формирования архивов среднечасовых и среднесуточных значений параметров используется встроенный в БОИС регистратор РИ-2. В регистраторе имеются часы реального времени (далее — ЧРВ), с помощью которых осуществляется привязка данных по времени.

ПП выполнен (см. рисунок) в виде отрезка трубопровода с фланцами. На наружной поверхности трубопровода выполнены три отверстия, в которых установлены ВПР, ППД 2 и ППТ 3. ВПР состоит из тела обтекания *1* и детектора вихрей *4*.

Тело обтекания представляет собой цилиндр, вдоль образующих которого с противоположных сторон выфрезерованы две параллельные площадки. Перпендикулярно площадкам в теле обтекания выполнено отверстие специальной формы — канал перетока, проходящий через корпус детектора вихрей. В канале перетока в корпусе детектора вихрей установлен чувствительный элемент термоанемометра, представляющий собой терморезистор из вольфрамовой проволоки. Детектор вихрей установлен в продольное отверстие, выполненное с торца тела обтекания.

ППД представляет собой датчик абсолютного давления, а ППТ — термосопротивление.

ППД и ППТ расположены в одной плоскости с телом обтекания, но ниже по потоку.

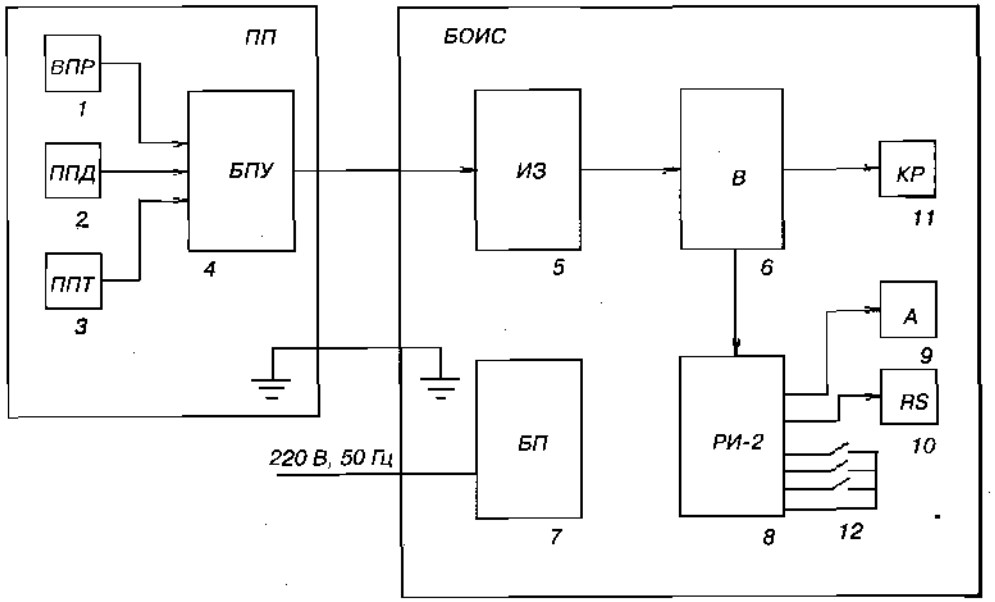
Рядом с первичным преобразователем расположен БПУ 5. Первичные преобразователи и БПУ закрыты общей крышкой 6. На поверхности крышки БПУ закреплена маркировочная табличка.

На боковой поверхности корпуса ПП имеется клеммная коробка 7 с устройством ввода СК. На противоположной цилиндрической поверхности корпуса ПП нанесена стрелка, указывающая направление потока. На одном из фланцев ПП имеется резьбовое отверстие для винта заземления.

Для исключения несанкционированного доступа крышка БПУ, клеммная коробка и устройство ввода СК пломбируются.

БОИС представляет собой (см. рисунок) двухобъемный металлический корпус с двумя крышками. Под верхней крышкой расположен блок питания, барьер искрозащиты, вычислитель, стандартный интерфейс, регистратор РИ-2, под нижней — плавкие предохранители сети и клеммные колодки, которые служат для подключения к БОИС первичного преобразователя, кабеля интерфейса и жгута питания 220В/50 Гц. Клеммные колодки и предохранители сети расположены на отдельном кронштейне. На этом же кронштейне расположен держатель для установки защитного диода.

Встроенный регистратор РИ-2 представляет собой электронное цифровое устройство, размещенное на отдельной печатной плате в корпусе БОИС ВРСГ-1. Для функционирования ЧРВ при отключении прибора от сети 220 В имеется независимый источник питания — литиевая батарея.



Блок-схема ВРСГ-1: 1 — вихревой преобразователь расхода; 2 — первичный преобразователь давления; 3 — первичный преобразователь температуры; 4 — блок предварительного усиления; 5 – барьер искрозащиты; 6 — вычислитель; 7 — блок питания; 8 — специализированный регистратор РИ-2; 9 — ЖКИ-дисплей; 10 — стандартный интерфейс; 11 — контрольный разъем; 12 — кнопка переключения режимов работы дисплея

На передней панели БОИС установлены дисплей *1* и кнопки переключения режимов работы дисплея *2*.

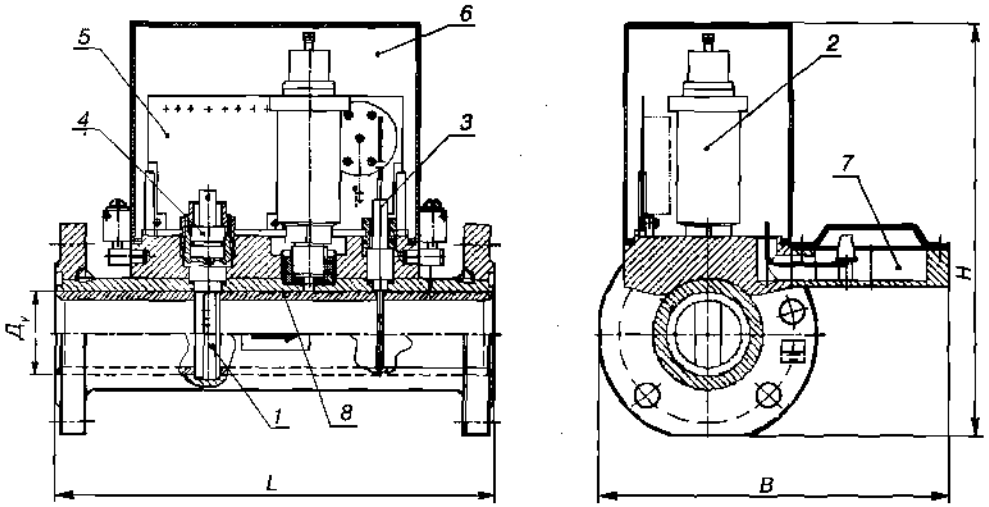
На боковой поверхности БОИС установлен стандартный 25-контактный разъем LPT-порта *5* для подключения принтера.

Для фиксации сетевого, интерфейсного и сигнального кабелей служат штуцеры *3* на нижней поверхности корпуса БОИС.

БОИС устанавливается с помощью электроизолирующего кронштейна, который крепится к вертикальной поверхности.

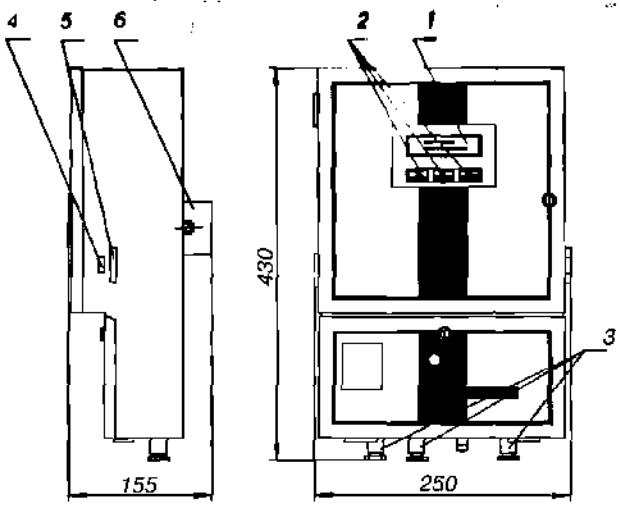
В случае наличия в комплектации блока токового интерфейса последний, представляющий собой отдельный корпус, устанавливается на той же вертикальной поверхности рядом с БОИС.

Работа расходомера-счетчика. При наличии расхода рабочего газа через ПП на ВПР формируется частотный сигнал, пропорциональный объемному расходу газа при рабочих условиях. На ППД формируется сигнал, пропорциональный давлению рабочего газа. На ППТ формируется сигнал, пропорциональный температуре рабочего газа. Сигналы ВПР, ППД и ППТ, усиленные БПУ, по соединительному кабелю СК поступают на барьер искрозащиты (ИЗ) БОИСа.



$Д_у$, мм	L, мм	B, мм	H, мм
50	260	210	220
80	260	235	275
100	260	235	275
150	260	265	330
200	260	300	380

Первичный преобразователь (ПП) ВРСГ-1: 1 — тело обтекания; 2 — первичный преобразователь давления; 3 — первичный преобразователь температуры; 4 — детектор вихрей; 5 — БПУ; 6 — крышка; 7 — клеммная коробка; 8 — вставка



Блок обработки и индикации сигналов (БОИС) ВРСГ-1: 1 — дисплей; 2 — кнопки переключения режимов дисплея; 3 — кабельные вводы; 4 — разъем X1 для подключения токового интерфейса; 5 — разъем для подключения принтера; 6 — монтажная скоба

Измерительные комплексы ЛОГИКА 7741

Предприятие-изготовитель: 87

Измерительные комплексы (ИК) предназначены для измерения и учета количества природного газа. ИК обеспечивают измерение объема и объемного расхода при рабочих условиях транспортируемого газа и приведение измеренных значений к стандартным условиям: T = 293,15 K и P = 0,101325 МПа.

Измерения и вычисления выполняются согласно ПР 50.2.019-96 и ГОСТ 30319.2-96 для следующих диапазонов изменения параметров газа:

- абсолютное давление — от 0,1 до 1,6 МПа;
- температура — от –20 до 50 °С;
- содержания азота — от 0 до 0,15 молярный долей;
- содержания диоксида углерода — от 0 до 0,15 молярных долей;
- влагосодержание — от 0 до 0,15 объемных долей;
- плотность сухого газа при стандартных условиях — не менее 0,6 кг/м^3.

В состав (ИК) входят следующие средства измерений (см. таблицу):

Модель ИК	Корректор	Преобразователи [4]		
		объема [1]	давления [2]	температуры [3]
7741-Т1 7741-Т2 7741-Т3 7741-Т4 7741-В1	СПГ741	СГ16-М (-МТ) RVG GMS РГ-К-Ex ДРГ.М	МИДА-13П-К	ТПТ-1

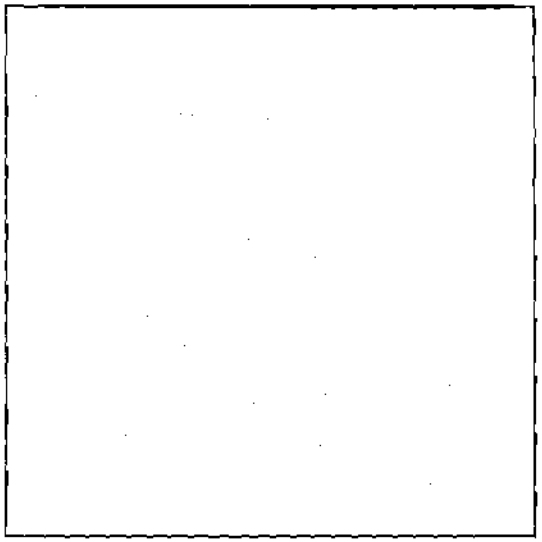
Примечание. [1] Допускается использовать в составе одной модели ИК дополнительно преобразователи объема из других моделей.
[2] Допускается замена на Метран-100 и EJA-510A (–530A).
[3] Допускается замена на ТПТ-15 и ТСП-002.
[4] Допускается для контроля режимов оборудования дополнительно применять преобразователи разности давлений Метран-100.

Технические характеристики

Пределы диапазонов показаний:	
объем, м^3	0-99999999
расход, м^3/ч	0-999999
давление, МПа	0–1,6
температура, °С	от –20 до +50
разность давлений, кПа	0–100
время, ч	0-99999999
Пределы погрешности	
в условиях эксплуатации при измерении, %:	
объем и расход при рабочих условиях	
в диапазоне расходов $Qp_t<Qp\le Qp_{max}$	± 1 (относительная)
объем и расход при рабочих условиях	
в диапазоне расходов $Qp_{min}\le Qp\le Qp_t$	± 2 (относительная)
объем и расход при стандартных условиях	
в диапазоне расходов $Qp_t<Qp\le Qp_{max}$	± 1,5 (относительная)
объем и расход при стандартных условиях	
в диапазоне расходов $Qp_{min}\le Qp\le Qp_t$	± 2,5 (относительная)
давление и разность давлений	± 0,75% (приведенная)
температура	± (0,45 + 0,005·t) °С (абс.)
время	± 0,01% (относительная)
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	от –10 до +50
относительная влажность	до 95% при температуре 35 °С
атмосферное давление, кПа	84–106,7
синусоидальная вибрация	0,35 мм, 35 Гц
магнитное поле	40 А/м, 50 Гц
степень защиты от пыли и воды	IP54
Электропитание	внешнее 220В, 50Гц или батарейное
Средняя наработка на отказ, ч	17 000
Средний срок службы, лет	12

Устройство и принцип работы

Принцип действия ИК состоит в измерении объема, температуры и давления природного газа в трубопроводах при рабочих условиях с приведением результатов измерений к стандартным условиям.



Измерительные комплексы ЛОГИКА 7761

Предприятие-изготовитель: 87

Измерительные комплексы (ИК) предназначены для измерения и учета количества природного газа. ИК обеспечивают измерение объема и объемного расхода при рабочих условиях транспортируемого газа и приведение измеренных значений к стандартным условиям: T = 293,15 K и P = 0,101325 МПа.

Измерения и вычисления выполняются согласно ГОСТ 30319.2-96, ГОСТ 8.563.1-97, ГОСТ 8.563.2-97, ПР 50.2.022-99, ПР 50.2.019-96 и ФР.1.29. 2003.00925 для следующих диапазонов изменения параметров газа:

- — абсолютное давление — от 0,1 до 12 МПа;
- — температура — от –20 до +50 °С;
- — содержание азота — от 0 до 0,15 молярных долей;
- — содержание диоксида углерода — от 0 до 0,15 молярных долей;
- — влагосодержание — от 0 до 0,15 объемных долей;
- — плотность сухого газа при стандартных условиях — не менее 0,6 кг/м³.

В состав (ИК) входят следующие средства измерений (см. таблицу):

Модель ИК	Корректор	Преобразователи			
		расхода [1]	давления	разности давлений	температуры
7761-Т1	СПГ761	СГ16-М (-МТ)	МИДА-13П-К [2]	Метран-100 [3]	ТПТ-1 [4]
7761-Т2		RVG			
7761-Т3		GMS			
7761-Т4		РГ-К-Ex			
7761-В1		ДРГ.М			
7761-В2		ИРВИС-К-300			
7761-В3		YEWFLO DY			
7761-В4		Prowirl 72			
7761-С1		Стандартное СУ [5]			
7761-С2		Труба Вентури			

Примечание. [1] Допускается использовать в составе одной модели дополнительно преобразователи расхода из других моделей.

[2] Допускается замена на Метран-100, ALPHA-N, Сапфир-22МТ и EJA.

[3] Допускается замена на EJA.

[4] Допускается замена на ТПТ-15 и ТСП-002.

[5] СУ – сужающее устройство.

Технические характеристики

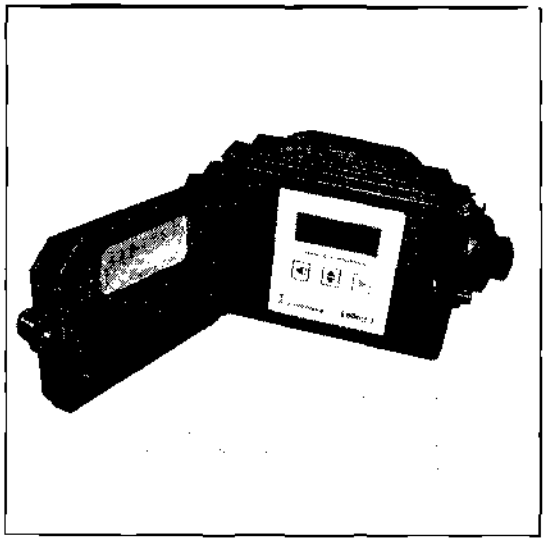
Пределы диапазонов показаний:	
объем, м³, тыс. м³	0-999999999
расход, м³/ч, тыс. м³/ч	0-100000000
давление, МПа	0–12
температура, °С	от –20 до +50
разность давлений, кПа	0–1000
время, ч	0–999999999
Пределы погрешности в условиях эксплуатации при измерении, %:	
объем и расход при рабочих условиях в диапазоне расходов $Qp_{min} \le Qp \le Qp_t$	± 2 (относительная)
объем и расход при рабочих условиях в диапазоне расходов $Qp_t \le Qp \le Qp_{max}$	± 1 (относительная)
объем и расход при рабочих условиях в диапазоне расходов $Qp_{min} \le Qp \le Qp_{max}$ [1]	± 1 (относительная)
объем и расход при стандартных условиях в диапазоне расходов $Qp_{min} \le Qp \le Qp_t$	± 2,5 (относительная)
объем и расход при стандартных условиях в диапазоне расходов $Qp_t \le Qp \le Qp_{max}$	± 1,5 (относительная)
объем и расход при стандартных условиях в диапазоне расходов $Qp_{min} \le Qp \le Qp_{max}$ [1]	±1,5 (относительная)
давление	± 0,75% (приведенная) [2]
разность давлений	± 0,5% (приведенная) [2]
температура	± (0,45 + 0,005·t) °С (абс.)
время	± 0,01% (относительная)
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	от – 10 до +50
относительная влажность	до 95% при температуре 35 °С
атмосферное давление, кПа	84–106,7
синусоидальная вибрация	0,35 мм, 35 Гц
магнитное поле	40 А/м, 50 Гц
степень защиты от пыли и воды	IP54
Электропитание	внешнее 220В, 50Гц
Средняя наработка на отказ, ч	17 000
Средний срок службы, лет	12

Примечание. [1] Для моделей 7761-В2...7761-В4.

[2] Нормирующее значение — верхний предел диапазона измерений.

Устройство и принцип работы

Принцип действия ИК состоит в измерении объема, температуры и давления природного газа в трубопроводах при рабочих условиях с приведением результатов измерений к стандартным условиям.



Счетчик газа ультразвуковой «ГОБОЙ-1»

Предприятие-изготовитель: 65

Счетчики используются для учета расхода газа в жилых домах, административных и производственных помещениях при учетно-расчетных и технологических операциях при измерении объема газа и могут работать во взрывоопасных помещениях.

Счетчики могут использоваться для учета воздуха и других газов с учетом коэффициента сжимаемости и прочих параметров при необходимости.

Счетчик, состоящий из первичных преобразователей расхода, давления, температуры и измерительно-вычислительного блока, выполнен в едином конструктивном исполнении; маркировка относится ко всему счетчику.

Счетчик исполнения Н по устойчивости к климатическим воздействиям соответствует исполнению УХЛ категории размещения 4.2 по ГОСТ 15150-69, но для работы в интервале температур от 0 до +50 °С, а исполнение Т соответствует исполнению УХЛ категории размещения 3, но для работы в интервале температур от –30 до +50 °С.

Условное обозначение типа соединений переходных устройств

Типоразмер счетчика	Условный проход $Д_у$, мм	Условное обозначение типа соединительных переходных устройств с газопроводом			
		муфтовое	муфтовое с прямолинейным участком	фланцевое	фланцевое с прямолинейным участком
G10	25	М	МП	Ф	ФП
G16	35	М	МП	Ф	ФП
G25	40	М	МП	Ф	ФП
G40	50	М	МП	Ф	ФП
G65	65			Ф	ФП
G100	80			Ф	ФП

Условное обозначение

Гобой 1 X_1 GX_2 X_3 X_4 X_5 X_6 X_7

Тип счетчика
Диапазон измерения абсолютного давления газа
Типоразмер счетчика
Диапазон измерения расхода газа
Наличие архивирования данных
Рабочее положение счетчика на трубопроводе
Рабочие диапазоны температур окружающей среды и измеряемого газа
Наличие соединительных переходных устройств

X_1 — диапазон измерения абсолютного давления газа:

1 — от 90 до 150 кПа;

2 — от 150 до 200 кПа.

X_2 — типоразмер счетчика:

10, 16, 25, 40, 65,100.

X_3 — диапазон измерения расхода газа:

С — нормальный;

Р — расширенный.

X_4 — наличие архивирования данных:

А — с архивированием данных;

Б — без архивирования данных.

X_5 — рабочее положение счетчика на трубопроводе:

ВВ — вертикальное, направление потока газа сверху вниз;

ВН — вертикальное, направление потока газа снизу вверх;

ГЛ — горизонтальное, направление потока газа слева направо;

ГП — горизонтальное, направление потока газа справа налево.

X_6 — рабочие диапазоны температур окружающей среды и измеряемого газа:

Н — температура окружающей среды от 0 до +50 °С, температура измеряемого газа от 0 до +50 °С;

Т — температура окружающей среды от –30 до +50 °С, температура измеряемого газа от –10 до +50 °С.

X_7 — наличие соединительных переходных устройств:

М — муфтовое соединение;

МП — муфтовое соединение с прямолинейным участком;

Ф — фланцевое соединение;

ФП — фланцевое соединение с прямолинейным участком.

Технические характеристики

Пределы основной допускаемой относительной погрешности измерений, %:	
объема газа, приведенного к стандартным условиям, в диапазоне расходов:	
от Q_{min} до $Q_{пер}$ ($Q_{ }$ измеряемый объем расхода газа в рабочих условиях)	$\pm\left(1+\frac{6\,Q_{min}}{Q_{ }}\right)$
от $Q_{пер}$ до Q_{max}	±1
давления газа	±0,25
температуры газа	±0,25
вычисления объема газа	±0,15
Дополнительная погрешность, вызванная изменением физических свойств и параметров измеряемой среды, не более, %	± 0,5
Потеря давления на счетчике при $Q_{ном}$, не более, Па	300
Максимально-допустимое избыточное давление внутри корпуса ПР, кПа	200
Число разрядов индикатора	8
Рабочий диапазон температур окружающей среды, °С:	
для исполнения Н	от 0 до +50
для исполнения Т	от –30 до +50
Рабочий диапазон температур измеряемого газа, °С:	
для исполнения Н	от 0 до +50
для исполнения Т	от –10 до +50
Рабочий диапазон измерений абсолютного давления газа, кПа:	
для исполнения Н	от 90 до 150
для исполнения Т	от 150 до 200
Условия обеспечения метрологических характеристик:	
плотность газа, кг/м³	от 0,67 до 0,88
молярная концентрация азота, %	от 0 до 15
молярная концентрация двуокиси углерода, %	от 0 до 8
При установке счетчиков в газовые магистрали длина прямых участков:	
до счетчика	5 $Д_у$
после счетчика	3 $Д_у$
Срок службы автономного источника питания, год	2
Межповерочный интервал, год	2
Виды взрывозащиты	
«искробезопасная электрическая цепь»	1ExibIIAT5
Степень защиты корпуса	IP54

$Д_у$, мм	Типоразмер	Максимальный расход Q_{min}, м³/ч*	Номинальный расход $Q_{ном}$, м³/ч	Переходный расход $Q_{пер}$, м³/ч	Минимальный расход Q_{max}, м³/ч
25	G10	16 (25)	10	1,6	0,16
40	G25	40 (65)	25	4,0	0,4
65	G65	100 (160)	65	10,0	1,00

* Счетчики могут выпускаться с расширенным диапазоном расхода (Q_{max} указано в скобках).
Примечание. Величина «номинальный расход» является справочной, определяет типоразмер счетчика и учитывается при замене механических счетчиков на ультразвуковые.

Устройство и принцип работы

Счетчик имеет литой корпус из алюминиевого сплава АК12 (см. рисунок), в котором находятся:

— преобразователь расхода (ПР) с установленными в нем двумя пьезоэлектрическими преобразователями (ПЭП);

— преобразователь давления (ПД);

— преобразователь температуры (ПТ);

— измерительно-вычислительный блок (ИВБ).

Основным измеряемым параметром счетчика является объем газа, приведенный к стандартным условиям. Для решения этой задачи в счетчике созданы три измерительных канала: канал измерения объема и объемного расхода газа в рабочих условиях, канал измерения абсолютного давления и канал измерения температуры. На основании полученных измерений производится вычисление за заданный интервал времени объема газа, приведенного к стандартным условиям.

По способу измерения объемного расхода газа в рабочих условиях в счетчике реализован ультразвуковой времяимпульсный метод. Принцип работы основан на измерении разности времени происхождения импульсов ультразвуковых колебаний (УЗК) по направлению потока газа в трубопроводе и против него. Возбуждение зондирующих импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями (ПЭП), установленными в ПР, по которому протекает поток газа.

Преобразователь расхода для каждого типоразмера счетчика имеет свои геометрические размеры при едином конструктивном решении, остальные части счетчика одинаковы для всего типоразмерного ряда.

ПР представляет собой устройство с нормированными геометрическими характеристиками и состоит из входного и выходного патрубков, профильных дисков и измерительного участка. Для достижения стабильности метрологических характеристик и долговечности работы счетчика все ответственные элементы конструкции выполнены из износоустойчивых, коррозионно-стойких материалов.

Входной и выходной патрубки обеспечивают подключение счетчика к трубопроводу с помощью переходных устройств через муфтовые или фланцевые соединения.

Измерительный участок является важнейшим элементом, обеспечивающим высокие метрологические характеристики счетчика. В измерительном участке происходит сложение векторов скоростей потока газа и распространения ультразвуковых сигналов. Для каждого типоразмера счетчика нормированы его геометрические размеры — внутренний диаметр D и расстояние L между торцами ПЭП.

Преобразователь давления служит для измерения абсолютного давления газа. В качестве ПД используются серийно выпускаемые преобразователи-датчики абсолютного давления тензорезисторного типа — ИПИА или аналогичные.

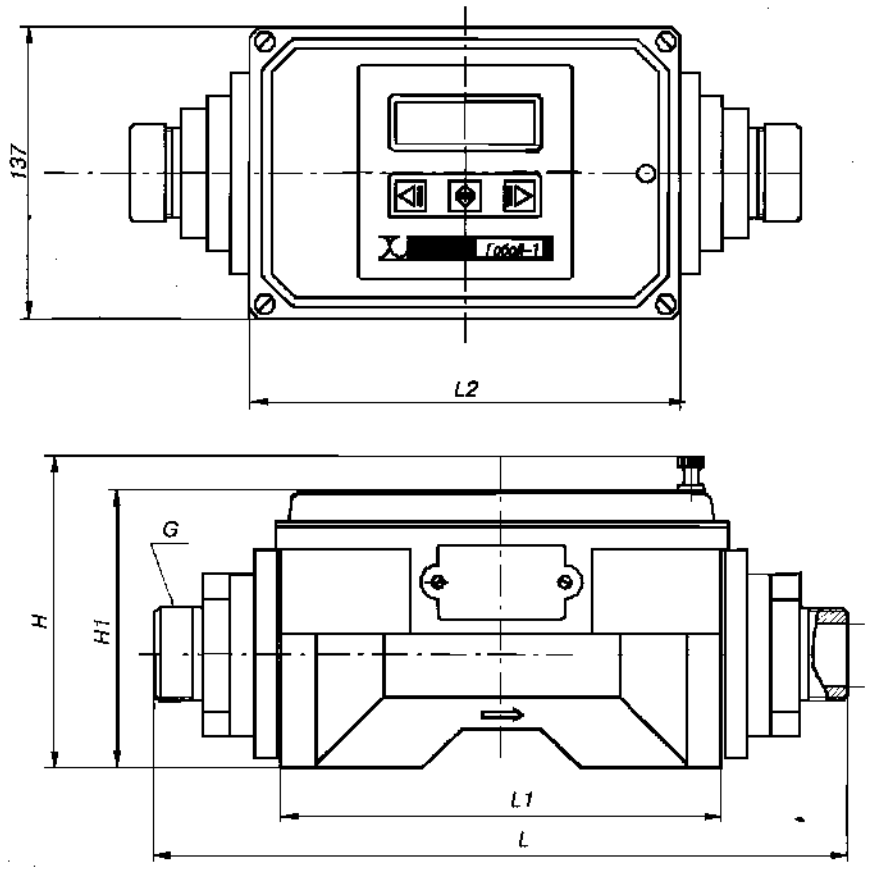
Преобразователь температуры предназначен для измерения температуры газа. В качестве чувствительного элемента используются серийно выпускаемые чувствительные элементы полупроводникового типа TMP36.

Измерительно-вычислительный блок (ИВБ) размещен в корпусе счетчика и имеет мембранную клавиатуру с многоразрядным жидкокристаллическим индикатором. Питание измерительно-вычислительного блока осуществляется от литиевой батареи. Для подключения к внешним устройствам используется разъемный соединитель, установленный на корпусе блока. На лицевой панели размещаются надписи маркировки счетчика.

Для обеспечения искробезопасности автономный источник установлен в специальный герметичный отсек с токоограничительными резисторами и закрыт опломбированной крышкой.

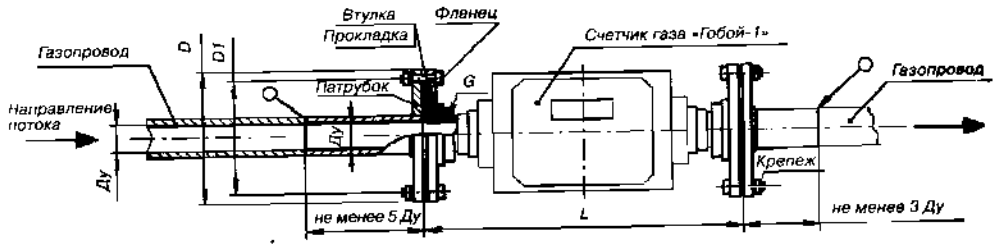
Счетчик обеспечивает хранение в энергозависимой памяти технических параметров, а также ведение часовых, суточных и месячных архивов средних значений параметров газа в стандартных и рабочих условиях: глубина часовых и суточных архивов — 45 суток, месячных — не менее двух лет.

Верхняя крышка не показана



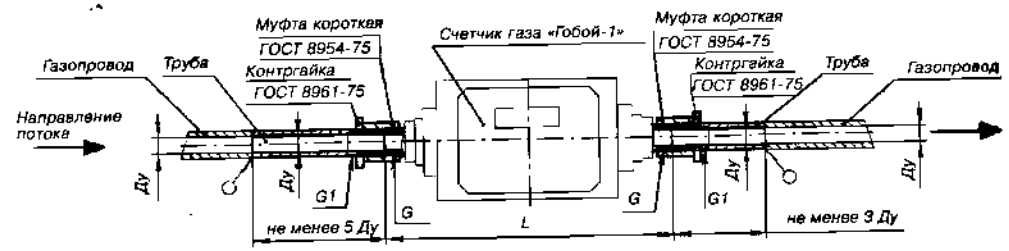
Счетчик газа ультразвуковой «ГОБОЙ-1»

Типоразмер	Д$_у$, мм	G	L, мм	L1, мм	L2, мм	H, мм	H1, мм	Масса, кг
G10	25	1-А	305	194	201	140	125	3,5
G16	32	1 1/4-А	305	194	201	143	128	3,7
G25	40	1 1/2-А	315	194	201	146	131	4,3
G40	50	2-А	315	219	225	146	134	5,5
G65	65	2 1/2-А	345	219	225	161	148	6,0
G100	80	3-А	345	219	225	178	166	6,5



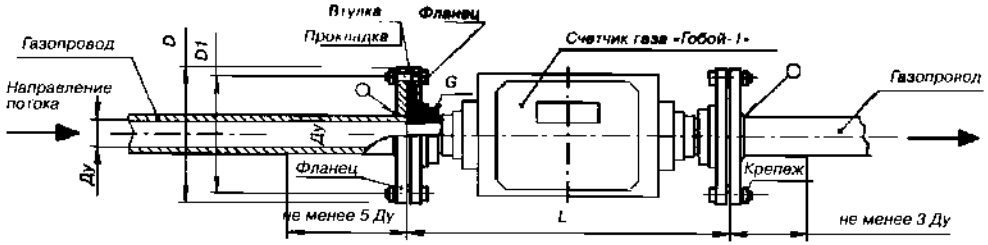
Фланцевое соединение (фланец в составе патрубка)

Типоразмер	Переход G-Д$_у$	G	Д$_у$, мм	D, мм	D1, мм	L, мм	Обозначение
G10	G1-Д$_у$25	G1	25	100	75	355	ФП
G16	G1 1/4 - Д$_у$32	G1 1/4	32	120	90	355	ФП
G25	G1 1/2 - Д$_у$40	G1 1/2	40	130	100	361	ФП
G40	G2 - Д$_у$50	G2	50	140	110	361	ФП
G65	G2 1/2 - Д$_у$65	G2 1/2	65	160	130	387	ФП
G100	G3 - Д$_у$80	G3	80	185	150	387	ФП



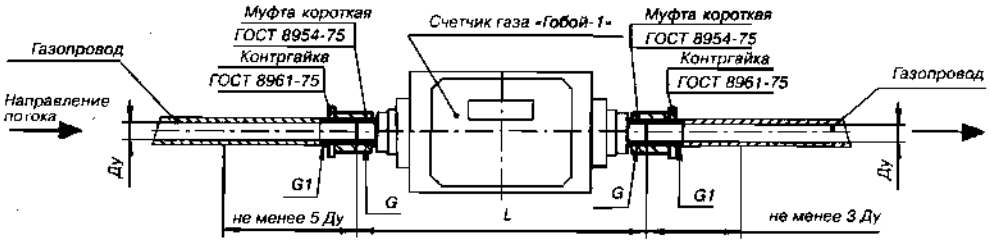
Муфтовое соединение (комплектация прямолинейным участком согласно Д$_у$)

Типоразмер	Переход G-G1	G G1	Д$_у$, мм	L, мм	Обозначение
G10	G1 – G1	G1	25	305	МП
G16	G1 1/4 – G1 1/4	G1 1/4	32	305	МП
G25	G1 1/2 – G1 1/2	G1 1/2	39,5	315	МП
G40	G2 – G2	G2	50	315	МП



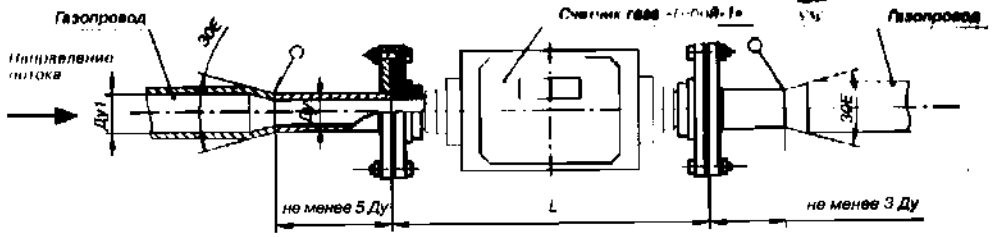
Фланцевое соединение

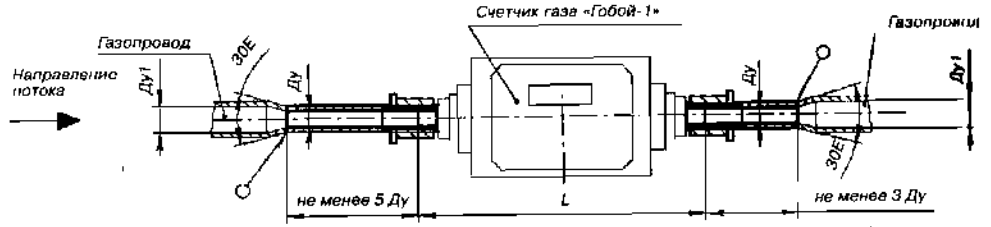
Типоразмер	Переход G-Д$_у$	G	Д$_у$, мм	D, мм	D1, мм	L, мм	Обозначение
G10	G1-Д$_у$25	G1	25	100	75	355	Ф
G16	G1$^1/_4$ - Д$_у$32	G1$^1/_4$	32	120	90	355	Ф
G25	G1$^1/_2$ - Д$_у$40	G1$^1/_2$	40	130	100	361	Ф
G40	G2 – Д$_у$50	G2	50	140	110	361	Ф
G65	G2$^1/_2$ - Д$_у$65	G2$^1/_2$	65	160	130	387	Ф
G100	G3 – Д$_у$80	G3	80	185	150	387	Ф



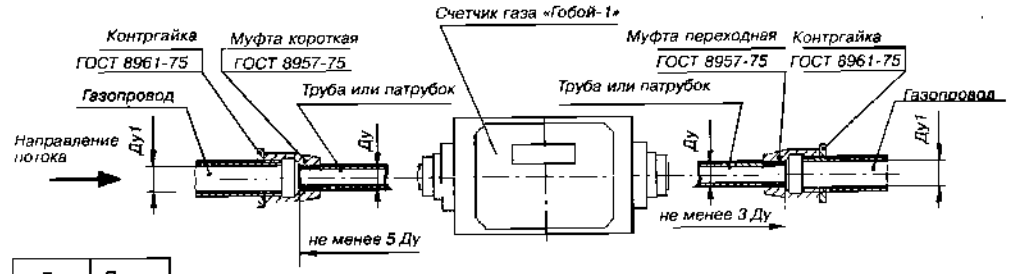
Муфтовое соединение

Типоразмер	Переход G-G1	G G1	Д$_у$, мм	L, мм	Обозначение
G10	G1– G1	G1	25	305	М
G16	G1$^1/_4$ – G1$^1/_4$	G1$^1/_4$	32	305	М
G25	G1$^1/_2$ – G1$^1/_2$	G1$^1/_2$	39,5	315	М
G40	G2 – G2	G2	50	315	М



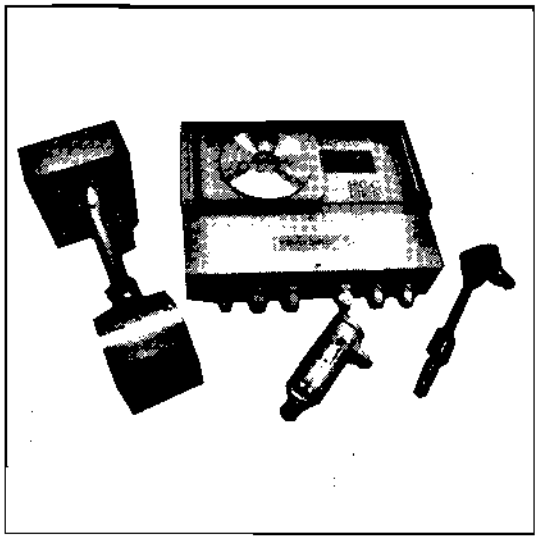


Использование трубы с конусом



Д$_у$	Д$_{у1}$
25	32
32	40
40	50
50	65
65	80
80	100

Использование переходной муфты (ГОСТ 8957-75)



Счетчики газа вихревые СВГ.М

Предприятие-изготовитель: 58

Счетчики газа вихревые СВГ.М предназначены для оперативного и коммерческого учета потребляемого природного газа и других неагрессивных газов (воздух, азот, кислород и т. п.) на промышленных объектах, а также на объектах коммунально-бытового назначения.

В состав счетчика входят:

— датчик расхода ДРГ.М;

— датчик избыточного (абсолютного) давления с токовым выходом 4–20 мА типа «Сапфир-22М»;

— датчик температуры с унифицированным токовым выходным сигналом 0–5 или 4–20 мА;

— блок контроля теплоты микропроцессорного БКТ.М (блок БКТ.М).

Счетчик выполняет следующие функции:

— измерение расхода газа;

— измерение температуры и давления газа;

— измерение времени наработки при включенном питании и индикация часов реального времени;

— вычисление объема газа, приведенного в соответствии с ПР 50.2.019-96 к нормальным условиям;

— вычисление среднечасовых значений параметров потока газа (давление, температура, расход в рабочих и нормальных метрах кубических) по каждому контролируемому газопроводу;

— накопление информации об объеме газа в нормальных метрах кубических нарастающим итогом по каждому контролируемому газопроводу;

— отображение информации о текущих, среднечасовых и итоговых параметрах потока газа по каждому контролируемому газопроводу на индикаторе-дисплее блока БКТ.М;

— регистрация (каждый час) информации о среднечасовых и итоговых параметрах по каждому контролируемому газопроводу и хранение этой информации в энергозависимой памяти в течение не менее 2 месяцев;

— аварийное сохранение информации о текущих параметрах при отключении питания;

— запись сохраняемой информации на магнитный 3,5" диск по запросу оператора с помощью встроенного дисковода блока БКТ.М;

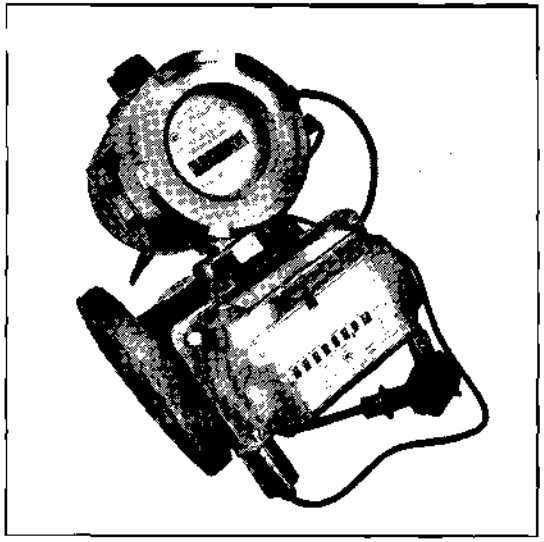
— передача информации на верхний уровень при помощи стандартного интерфейса RS232 RS485;

— самодиагностика и тестирование блоков и узлов, входящих в состав счетчика СВГ.М.

Технические характеристики

Основная относительная погрешность измерения объемного расхода, объема газа при рабочих условиях:	
от Q_{min} до 0,1 Q_{max}	±1,5%
от 0,9 Q_{max} до Q_{max}	±1,5%
от 0,1 Q_{max} до 0,9Q_{max}	±1,0%
Основная относительная погрешность измерения количества газа, приведенного к нормальным условиям, не более	±2,5%
Мощность, потребляемая счетчиком при максимальном количестве подключенных датчиков, не более	50 В·А
Длина линии связи между блоком БКТ.М и датчиком расхода, давления, температуры, не более	200 м

Типоразмер счетчика СВГ.М	Типоразмер датчика расхода	Диаметр условного прохода трубопровода, $Д_у$, мм	Избыточное давление, МПа	Диапазон эксплуатационных расходов Q (при рабочих условиях), м³/ч	
				Q_{min}	Q_{max}
СВГ.М-160	ДРГ.М-160	50	0,003-0,16	8	160
			0,16-2,5	4	
СВГ.М-400	ДРГ.М-400	80	0,003-0,16	20	400
			0,16-2,5	10	
СВГ.М-800	ДРГ.М-800	80	0,003-0,16	40	800
			0,16-2,5	20	
СВГ.М-1600	ДРГ.М-1600	80	0,003-0,16	80	1600
			0,16-2,5	40	
СВГ.М-2500	ДРГ.М-2500	100	0,003-0,16	12,5	2500
			0,16-2,5	62,5	
СВГ.М-5000	ДРГ.М-5000	150	0,003-0,16	250	5000
			0,16-2,5	125	
СВГ.М-10000	ДРГ.М-10000	200	0,003-0,16	500	10 000
			0,16-2,5	250	



Измерительно-вычислительные комплексы КИ-СТГ

Предприятие-изготовитель: 59

Измерительно-вычислительные комплексы КИ-СТГ предназначены для измерения объема и объемного расхода природного газа в рабочих условиях и автоматического приведения измеренного объема газа к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости. Комплексы могут применяться при автоматизированном контроле и учете потребления газа на газораспределительных станциях, газораспределительных пунктах, котельных, промышленных предприятиях и других узлах учета газа.

Условные обозначения

КИ-СТГ-Б-80/250-16

- Верхний предел диапазона измерения давления, кгс/см² (при использовании датчика абсолютного давления добавляется А)
- Максимальный измеряемый объемный расход при рабочих условиях, м³/ч
- Диаметр условного прохода, мм
- Тип корректора [Б — корректор БК; С — корректор SEVC-D (Corus); Г — вычислитель «ГиперФлоу-ЗПм»]

Вид климатического исполнения комплексов УХЛ, категория размещения 3 по ГОСТ 15150-69.

Комплексы КИ-СТГ выполнены для установки в трубопроводе с диаметром условного прохода: $Д_у$ 50 мм, $Д_у$ 80 мм, $Д_у$ 100 мм, $Д_у$ 150 мм.

По защищенности от проникновения пыли и воды комплексы соответствует группе: IP50 по ГОСТ 14254 — для комплекса КИ-СТГ-Б, IP55 по ГОСТ 14254 — для комплекса КИ-СТГ-С, IP54 по ГОСТ 14254-96 — для комплекса КИ-СТГ-Г.

Электропитание комплексов осуществляется:

— для комплекса КИ-СТГ-Б — от встроенного источника питания — литиевых батарей максимальным напряжением 6,5 В со сроком непрерывной работы не менее 5 лет или от внешнего источника питания со встроенным искробезопасным барьером;

— для комплекса КИ-СТГ-С — от встроенного источника питания — литиевых батарей 3,6 В со сроком непрерывной работы не менее 5 лет или от внешнего источника питания со встроенным искробезопасным барьером;

— для комплекса КИ-СТГ-Г — от встроенного источника питания БП-012 КРАУ5. 087.012, напряжение — не более 3,7 В, со сроком непрерывной работы не менее 3 лет или от внешнего источника питания со встроенным искробезопасным барьером.

Комплекс КИ-СТГ обеспечивает выполнение следующих процедур:

— измеряет объем газа в рабочих условиях, давление и температуру и приводит измеренный объем к стандартным условиям согласно измеренным значениям давления и температуры и вычисленному значению коэффициента сжимаемости;

— обеспечивает архивирование параметров потока газа в памяти корректора;

— обеспечивает защиту введенной базы настройки корректора и архивной информации, хранящейся в его памяти, от постороннего вмешательства. Защита обеспечивается путем пломбирования корпуса корректора с помощью навесных пломб, ограничивающих доступ к элементу разрешения настройки, установкой паролей.

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6
Максимальный расход, Q_{max}, м³/ч	100–1600
Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %:	
от Q_{min} до 0,2 Q_{max}	±2,5
от 0,2 Q_{max} до Q_{max}	±1,5
Диапазон измеряемых расходов, м³/ч	10–25 000
Диапазон температур, °С:	
окружающая среда	от –30 до +50
измеряемая среда	от –30 до +50
Количество газа, соответствующее 1 импульсу магнитного датчика, м³/имп	0,1; 1,0
Степень защиты от пыли и воды:	
КИ-СТГ-Б	IP50 по ГОСТ 14254-96
КИ-СТГ-С	IP55 по ГОСТ 14254-96
КИ-СТГ-Г	IP54 по ГОСТ 14254-96
Межповерочный интервал, лет:	
КИ-СТГ-Б, КИ-СТГ-Г	3
КИ-СТГ-С	5

Устройство и принцип работы

Конструктивно комплекс КИ-СТГ состоит из счетчика газа и корректора, имеющих нормированные метрологические характеристики.

Счетчик газа турбинный состоит из двух блоков:

— проточного блока;

— отсчетного устройства.

Проточный блок включает в себя: корпус, струевыпрямитель, измерительную вставку, магнитную муфту. Проточный блок счетчика (корпус) имеет погружные карманы с установочными местами с резьбой $G^1/_4$-В под термопреобразователь и датчик давления.

Отсчетное устройство роликового типа, механическое, восьмиразрядное, с магнитным датчиком импульсов, соединенным с контактами разъема для подключения к корректору.

Измерительно-вычислительный блок коррекции объема газа БК состоит из следующих составных частей:

— термопреобразователь сопротивления;

— датчик абсолютного или избыточного давления различных модификаций в зависимости от верхнего предела диапазона измерения давления;

— блок коррекции с дисплеем и панелью управления.

Электронный корректор объема газа SEVC-D (Corus) состоит из следующих составных частей:

— термопреобразователь сопротивления;

— датчик абсолютного давления различных модификаций в зависимости от верхнего предела диапазона измерения давления;

— блок корректора с дисплеем и панелью управления.

Датчик комплексный с вычислителем расхода «ГиперФлоу-3Пм» состоит из следующих составных частей:

— термопреобразователь сопротивления;

— датчик абсолютного или избыточного давления различных модификаций в зависимости от верхнего предела диапазона измерения давления;

— измерительная часть «ГиперФлоу-3Пм» с дисплеем и магнитным ключом;

— коробка распределительная КР-001;

— переносной терминал ПТ-003.

Термопреобразователь сопротивления, установленный в потоке газа, преобразует температуру газа в пропорциональный сигнал.

Датчик давления, подсоединенный к потоку газа, преобразует измеренное значение давления газа в пропорциональный сигнал.

Сигналы с датчика давления, термопреобразователя и счетчика газа передаются к вычислителю.

Коробка распределительная обеспечивает присоединение измерительной части «ГиперФлоу-3Пм» к внешним устройствам.

Переносной терминал по инфракрасному каналу позволяет настраивать (конфигурировать) измерительную часть «ГиперФлоу-3Пм».

Вентильный блок, установленный перед датчиком давления, позволяет:

— отключать датчик давления вентилем «2»;

— проводить проверку датчика давления без его демонтажа.

Принцип действия счетчика основан на использовании энергии потока газа для вращения первичного преобразователя расхода счетчика — турбины. Частота вращения турбины пропорциональна расходу газа. Вращение турбины через магнитную муфту передается на отсчетное устройство счетчика, которое суммирует число оборотов турбины и показывает количество прошедшего через счетчик газа в м³ в рабочих условиях.

В отсчетном устройстве счетчика имеется магнитный датчик импульсов, который обеспечивает дистанционную передачу сигналов на регистрирующие электронные устройства, которые могут быть подключены к контактам разъема счетчика, количество импульсов пропорционально объему газа, прошедшему через счетчик в м³ в рабочих условиях.

При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты одного из герконов размыкаются, что может быть использовано для сигнализации об аварии или несанкционированном вмешательстве.

Измерительно-вычислительный блок коррекции объема газа БК, корректор объема газа SEVC-D (Corus) и датчик комплексный с вычислителем расхода «ГиперФлоу-3Пм» представляют собой самостоятельные микропроцессорные устройства, предназначенные для преобразования по определенному алгоритму сигналов, поступающих от счетчика газа, датчика давления и термопреобразователя, дальнейшего измерения и регистрации этих параметров. Корректор вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

Обозначение комплекса	Диаметр условного прохода, $Д_у$, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
КИ-СТГ-Б-50	50	230 x 275 x 405	7,8
КИ-СТГ-С-50	50	210 x 255 x 450	8,2
КИ-СТГ-Г-50 блок счетчика	50	150 x 255 x 310	5,2
«ГиперФлоу-3Пм»		265 x 200 x 370	4,5
КИ-СТГ-Б-80	80	285 x 290 x 425	11,2
КИ-СТГ-С-80	80	270 x 290 x 470	11,7
КИ-СТГ-Г-80 блок счетчика	80	240 x 290 x 320	8,7
«ГиперФлоу-3Пм»		265 x 200 x 370	4,5
КИ-СТГ-Б-100	100	315 x 310 x 460	24,5
КИ-СТГ-С-100	100	300 x 310 x 505	25
КИ-СТГ-Г-100 блок счетчика	100	300 x 310 x 335	22
«ГиперФлоу-3Пм»		265 x 200 x 370	4,5
КИ-СТГ-Б-150	150	450 x 375 x 500	35,5
КИ-СТГ-С-150	150	450 x 375 x 545	36
КИ-СТГ-Г-150 блок счетчика	150	450 x 375 x 350	32
«ГиперФлоу-3Пм»		265 x 200 x 370	4,5

Комплекс измерительный «ФЛОУКОР»

Предприятие-изготовитель: 34

Комплекс измерения расхода «Флоукор» предназначен для непрерывного автоматического измерения параметров потока газа и вычисления приведенных к стандартным условиям объемного расхода и объема природного газа, прошедшего через трубопровод. Результаты измерений и вычислений выводятся на цифровой индикатор комплекса и экран дисплея компьютера. Комплекс может применяться для работы со счетчиком газа или с преобразователями перепада давлений. Комплекс может применяться для коммерческого учета газа на газораспределительных станциях, котельных, в составе автоматизированных систем коммерческого учета газа и других объектах. Расчет объемного расхода и объема газа производится согласно ГОСТ 8.563 (1-3)-97.

В состав комплекса входят:

— корректор (с преобразователями абсолютного давления и температуры);

— преобразователь интерфейсов;

— барьер искрозащиты;

— источник питания с аккумуляторами.

Питание счетчика осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В. Резервное питание от аккумулятора с напряжением 12 В. Время работы комплекса от резервного питания не менее 100 часов.

Параметры преобразователей комплекса:

— интервал опроса измеряемых параметров — 2 с;

— верхний предел измерения преобразователя абсолютного давления настраивается в диапазоне от 0,1 до 16,0 МПа согласно стандартному ряду;

— погрешность преобразователя абсолютного давления не превышает ±0,15 % от верхней границы измерения;

— диапазон измерения преобразователя температуры газа составляет от –40 до +100 °С;

— предельная абсолютная погрешность преобразователя температуры в диапазоне измерения находится в пределах ±0,3 °С;

— верхний предел измерения преобразователя разности давлений настраивается в диапазоне от 0,6 до 250 кПа согласно стандартному ряду;

— погрешность преобразователя разности давлений не превышает 0,15 %, 0,2 %, 0,25 %, 0,5 % от верхнего предела измерения в зависимости от варианта исполнения.

Диапазон изменения частоты выходных импульсов счетчика составляет от 0 до 5000 Гц.

Основная относительная погрешность комплекса при работе со счетчиком газа:

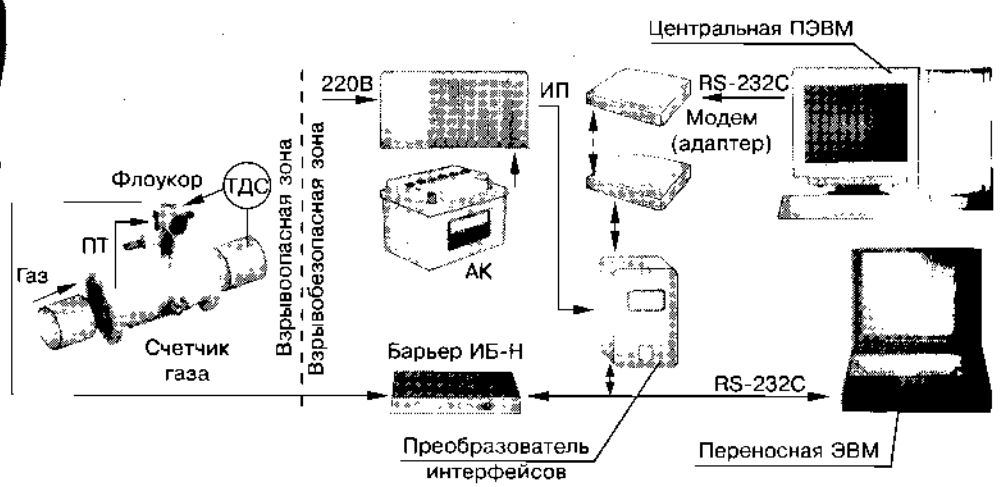
— при измерении даления газа в диапазоне (0,2–1,0)P_{max} — ±0,25 %

— при измерении давления газа в диапазоне (0,05–0,2)P_{max} — ±0,50 %

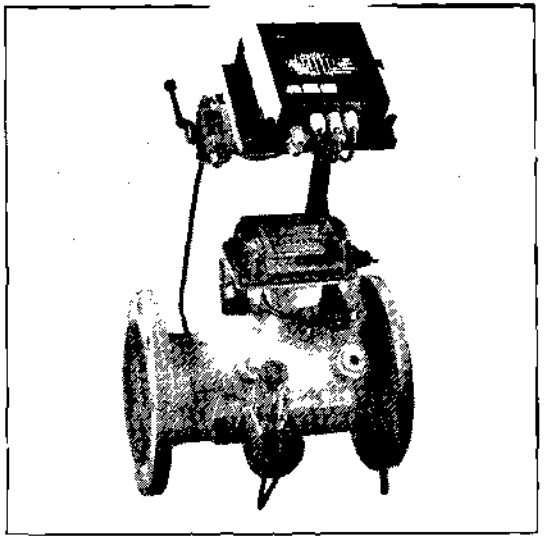
Связь корректора с компьютером осуществляется по телефонной сети, по двух-четырехпроводной линии диспетчерской связи или по радиоканалу.

Срок эксплуатации комплекса — 10 лет.

Комплекс предназначен для эксплуатации во взрывоопасных зонах открытых промплощадок и помещений классов В-1а и В-1г при температуре окружающей среды от –40 до +60 °С. Корректор комплекса имеет уровень взрывозащиты 1ExibIIBT3 по ГОСТ 12.2.020-76.



Структурная схема комплекса «ФЛОУКОР» при работе в комплекте со счетчиком газа



Узел учета природного газа на базе электронного корректора объема газа Corus

Предприятие-изготовитель: 88

Узел учета газа на базе электронного корректора объема газа SEVC-D применяется для учета газа, в том числе коммерческого, при его транспортировании, отпуске и потреблении.

Узел учета газа состоит из двух приборов: электронного корректора объема газа SEVC-D и счетчика газа, устанавливаемого на газопроводе и имеющего низкочастотный выход типа «сухой контакт».

Счетчик газа измеряет объем газа при рабочем давлении и температуре, а корректор приводит величину объема газа SEVC-D, измеренного счетчиком, к стандартным условиям.

Корректор регистрирует объем газа, измеренный счетчиками газа, путем умножения количества импульсов, поступивших от счетчиков газа, на номинальную цену импульсов, а затем вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям, по формуле:

$$V_C = V\frac{PT_CZ_C}{P_CTZ} = VC,$$

где:

V — объем газа, измеренный счетчиками газа, м³;
T — температура газа, измеренная корректором, K;
P — абсолютное давление газа, измеренное корректором, бар;
Z — коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях (P, T);
Z_C — коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях (P_C, T_C);
T_C — температура газа при стандартных условиях (293,16 K);
P_C — абсолютное давление газа при стандартных условиях (1,01325 бар);
C — коэффициент коррекции.

Счетчик газа

В качестве счетчика газа могут использоваться ротационные или турбинные счетчики газа, имеющие низкочастотный выход типа «сухой контакт» с весовым коэффициентом 0.01, 0.1, 1, 10, 100 м³/импульс. Максимальная частота входных импульсов 2 Гц. Стандартно узел учета поставляется в комплекте со счетчиками: турбинный TZ FLUXI 2000 или ротационный Delta производства фирмы «Actaris» (Schlumberger).

В качестве счетчиков могут также использоваться:

турбинные — СГ16М;
ротационные — РГК-Ex (с низкочастотным выходом), RVG.

Технические характеристики вышеперечисленных счетчиков приводятся на стр. 474–485.

Корректор подключается при помощи разъема, входящего в комплект поставки. В корпусе корректора имеется 6-контактный разъем для соединения его с компьютером. Существует две возможности обмена данными с корректором:

— непосредственная связь: для соединения корректора с портативным компьютером используется блок искробезопасной защиты (ISB), позволяющий программировать корректор и считывать информацию из базы данных. Двустороннюю передачу данных можно также осуществлять посредством оптической головки через инфракрасный порт, расположенный на передней панели корректора;
— удаленная связь: для передачи информации на ЭВМ верхнего уровня используется модем REM 6000 и телефонная линия. В модем встроен блок искробезопасной защиты. Передача данных осуществляется со скоростью 9600 бит/с.

Для постоянной передачи непрерывно меняющихся параметров, таких как V_C, P и T, к корректору подключается частотно-аналоговый преобразователь (величина выходного тока 4/20 мА).

Электронный корректор объема газа SEVC-D

Корректор представляет собой электронный прибор, управляемый микропроцессором. В состав корректора входят:

— электронный блок, заключенный в герметичный корпус (степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-96);
— датчик абсолютного давления;
— датчик температуры типа PT 1000;
— разъем типа Binder для подключения к НЧ выходу счетчика.

Корректор обладает электромагнитной защитой (евростандарты EN 50081-1, EN 50082-1), а его составные части выполнены в искробезопасном исполнении согласно стандартам EN 50014, EN 50020.

Функционально корректор объема SEVC-D обеспечивает:

— измерение температуры T и абсолютного давления газа P;
— считывание объема, измеренного счетчиком газа;
— вычисление коэффициента сжимаемости газа;

— вычисление коэффициента коррекции;

— вычисление объема V_c и часового расхода газа Q_c, приведенных к стандартным условиям;

— индикацию измеренных и вычисленных величин на дисплее;

— регистрацию и индикацию сигналов тревоги;

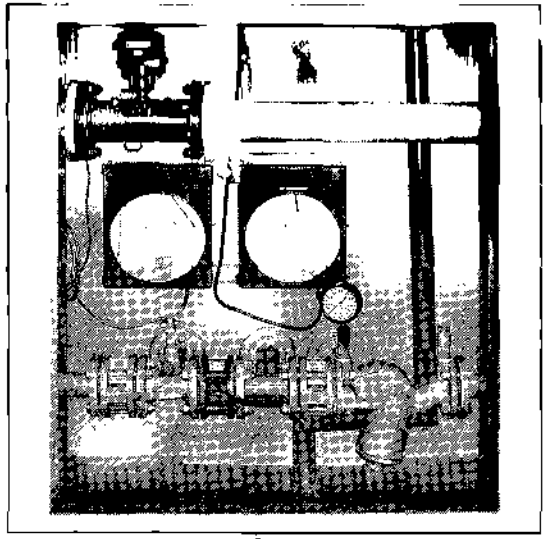
— управление базой архивных данных;

— ретрансляцию объемов V и V_c с помощью НЧ импульсов;

— ретрансляцию температуры T, либо давления газа P, либо расхода Q_c.

Технические характеристики

Число измерительных каналов (счетчиков газа)	1
Низкочастотные входы:	
от счетчика газа	1
от сигнализации (открытие двери, срабатывание ПЗК, засорение фильтра и т. д.)	3
Электрические выходы:	
низкочастотные:	
тревога, по некорректированному и скорректированному объему	3
высокочастотный:	
сигнал по текущему расходу, или давлению, или температуре	1
Датчик абсолютного давления	На кабеле длиной 2,5 м
Диапазоны измерения, бар	0,9–4,5 2–10 4–20 15–75
Датчик температуры	PT1000, на кабеле длиной 2,5 м
Формулы вычисления фактора сжимаемости в соответствии с ГОСТ30319.2-96	SGERG88 или AGA NX19 или AGA8-92DC
Клавиатура пленочная	3 клавиши
Архивирование данных и событий	
архив с программируемым интервалом:	
5-минутный интервал	14 дней
15-минутный интервал	40 дней
часовой интервал	5 месяцев
суточный интервал	8 лет
месячный архив	последние 14 месяцев
журнал событий	200 записей
журнал изменений параметров настройки	35 последних изменений
Интерфейс	Оптический RS232C (RS485 с преобразователем)
Электропитание	
автономное (стандартное исполнение)	1 батарея — 5 лет
стационарное	по заказу
Установка во взрывоопасной зоне (ExiaIICT4)	Разрешается
Степень защиты корпуса	IP65 ГОСТ 14254 (соответствует европейскому стандарту EN 50529)
Электромагнитная защищенность	Соответствует международным нормам EN 50081-1, EN 50082-1
Рабочие условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха	от –20 °С до +50 °С;
относительная влажность окружающего воздуха	до 85 % при температуре + 35 °С
Основная относительная погрешность вычисления скорректированного объема газа	>0,5 %
Габаритные размеры электронного блока, мм	190 × 245 × 84
Масса, кг:	
электронного блока	2
датчиков	0,5



Пункты учета расхода газа* ПУРГ-100, ПУРГ-200, ПУРГ-400

Предприятия-изготовители: 15, 30

Технические характеристики

Измеряемая среда — природный газ с плотностью не менее 0,67 кг/м³.
Диапазон температуры измеряемой среды — от –20 до +50 °С.
Источник обогрева — газовая горелка инфракрасного излучения**.

	ПУРГ-100	ПУРГ-200	ПУРГ-400
Счетчик	СГ16М-100	СГ16М-200	СГ16М-400
$Д_у$, мм (счетчика)	50	80	100
Максимальный расход при 0,005 МПа, м³/ч	100	200	400
Минимальный расход при 0,005 МПа, м³/ч	10	10	20
Наибольший приведенный к нормальным условиям расход в зависимости от избыточного давления:			
0,4 МПа	500	1000	2000
0,6 МПа	700	1400	2800
1,2 МПа	1300	2600	5200
Масса, кг	324	385	385

Устройство и принцип работы

Пункт учета расхода газа состоит из шкафной установки, технологического оборудования для учета расхода газа, газового обогревателя с дымоходом. Установка шкафная представляет собой металлический шкаф с теплоизоляцией. Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены двери, для обеспечения естественной вентиляции — жалюзи, для обогрева технологического оборудования — обогреватель, установленный под днищем шкафной установки.

* По заказу возможно изготовление данных изделий с измерительным комплексом СГ-ЭК.

** Также выпускается с электрообогревом.

Технологическое оборудование пункта учета расхода газа состоит из двух линий: рабочей *1* и обводной *2*. Газ через кран *3* поступает к фильтру *4*, очищается от механических примесей и поступает к счетчику газа *5* для измерения расхода проходящего газа. После счетчика газа *5* газ через кран *6* поступает к потребителю. Для корректировки показаний счетчика по температуре и давлению транспортируемого газа предусмотрены: термометр манометрический *15* и манометр самопишущий *16*. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре 4 предусмотрен манометр *7* с клапанами *8, 9*. Для подачи газа к обогревателю *12* предусмотрен вентиль *10* и регулятор давления газа *11*. Обводная линия *2* предназначена для обеспечения бесперебойной подачи газа к потребителю при ремонте рабочей линии и снабжена краном *13*. Для сброса газа предусмотрен продувочный трубопровод с краном *14*.

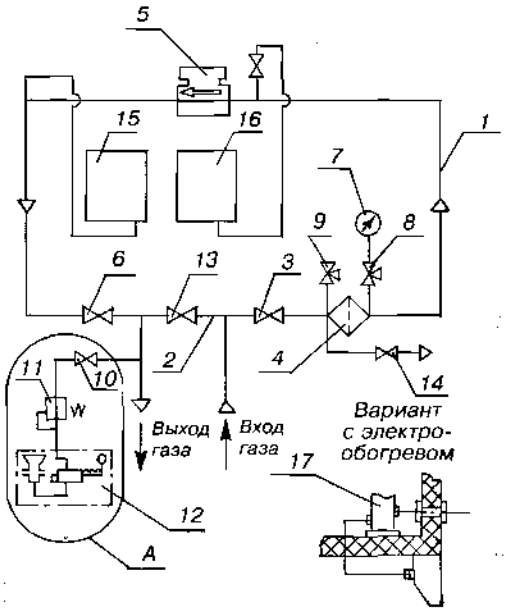
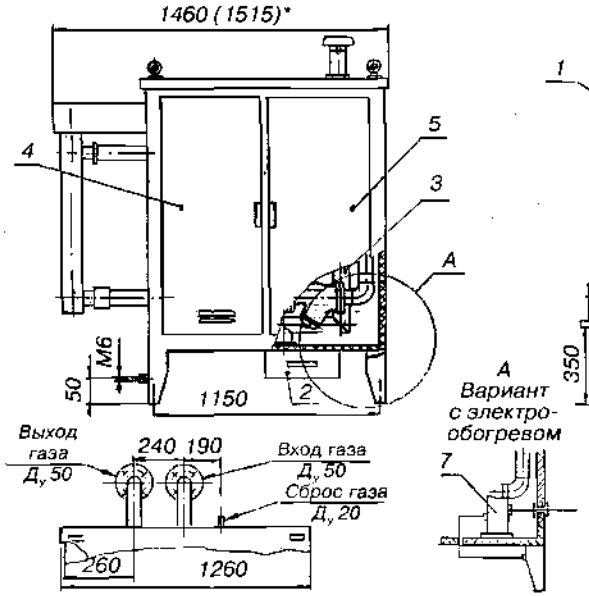
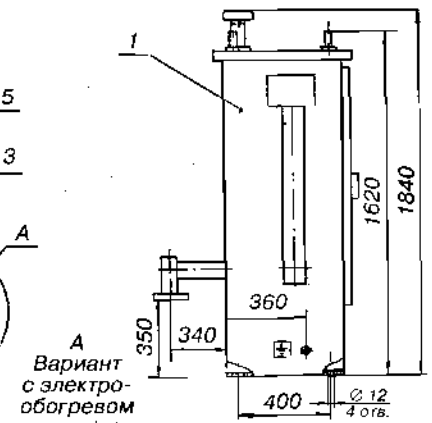


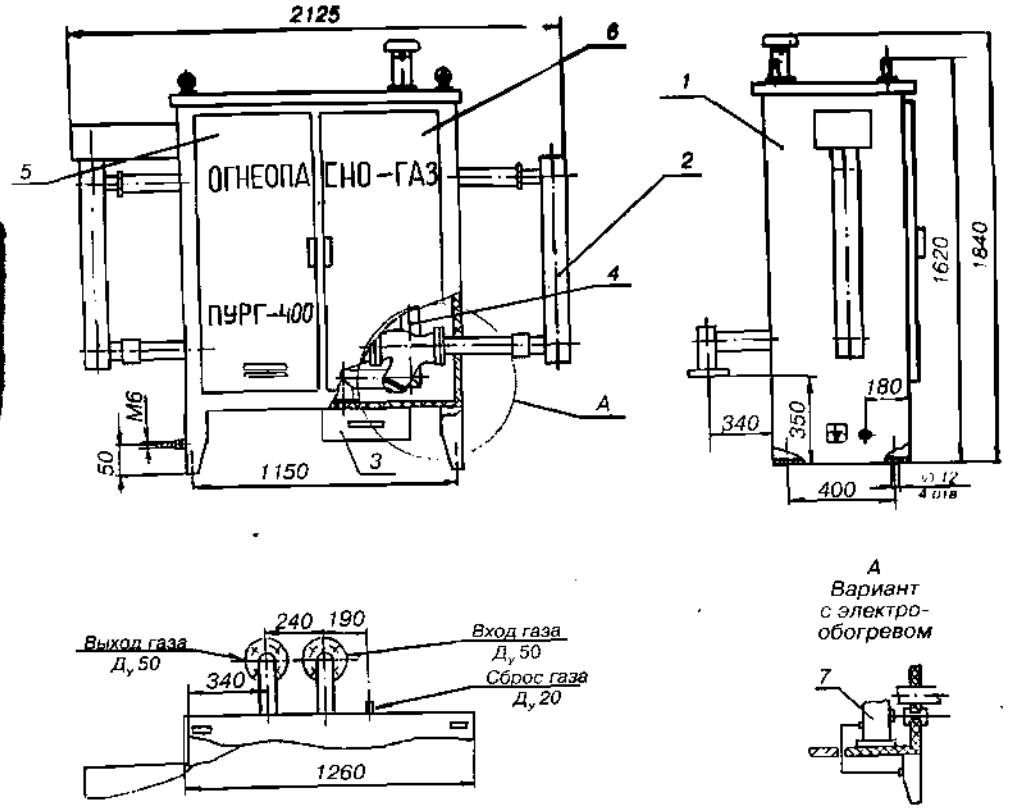
Схема пневматическая функциональная:
1 — рабочая линия; 2 — обводная линия; 3 — кран; 4 — фильтр; 5 — счетчик газа; 6 — кран; 7 — манометр; 8, 9 — клапаны; 10 — вентиль; 11 — регулятор давления газа; 12 — обогреватель; 13, 14 — краны; 15 — термометр манометрический; 16 — манометр самопишущий; 17 — электрообогрев



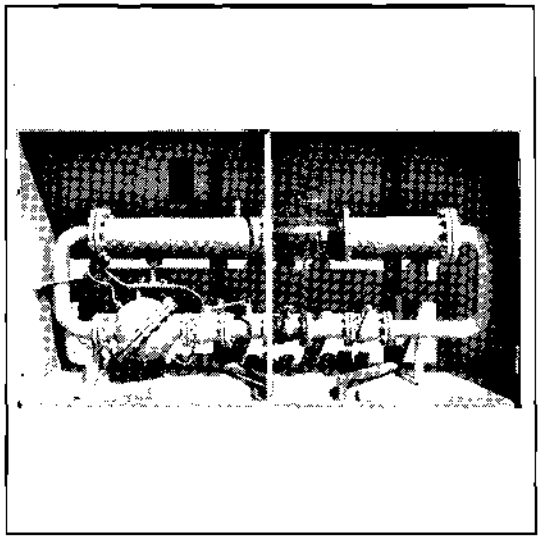


Габаритный чертеж ПУРГ-100 и ПУРГ-200:
1 — шкаф; 2 — обогреватель; 3 — газопровод; 4, 5 — дверки; 7 — электрообогрев

* Размер для ПУРГ-200.



Габаритный чертеж ПУРГ-400:
1 — шкаф; 2 — оборудование технологическое; 3 — обогреватель; 4 — теплоприемник; 5, 6 — дверки; 7 — электрообогрев



Пункты учета расхода газа ПУРГ-800(-ЭК*), ПУРГ-1000(-ЭК), ПУРГ-1600(-ЭК), ПУРГ-2500(-ЭК)

Предприятия-изготовители: 15, 30

Технические характеристики

	ПУРГ-800	ПУРГ-1000	ПУРГ-1600	ПУРГ-2500
Счетчик СГ16М-	-800	-1000	-1600	-2500
$Д_у$, мм (счетчика)	150	150	200	200
Рабочее давление, МПа	1,2	1,2	1,2	1,2
Максимальный расход при 0,005 МПа, $м^3/ч$	800	1000	1600	2500
Минимальный расход при 0,005 МПа, $м^3/ч$	40	50	80	125
Наибольший приведенный к нормальным условиям расход в зависимости от избыточного давления:				
0,4 МПа	4000	5000	8000	12500
0,6 МПа	5600	7000	11200	17500
1,2 МПа	10400	13000	19000	32500
Масса, кг	1000	1000	1060	1500

Источник обогрева — две газовые горелки инфракрасного излучения**.

Устройство и принцип работы

Пункт учета расхода газа состоит из шкафной установки, технологического оборудования для учета расхода газа, двух газовых обогревателей с дымоходами. Шкафная установка представляет собой металлический шкаф с теплоизоляцией. Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены двери, для обеспечения естественной вентиляции — жалюзи, для обогрева технологического оборудования — обогреватели, установленные под днищем шкафной установки.

Технологическое оборудование пункта учета расхода газа состоит из двух линий: рабочей *1* и обводной *2*. Газ через кран *3* поступает к фильтру *4*,

* Выпускаются с измерительным комплексом СГ-ЭК.

** Также выпускаются с электрообогревом.

очищается от механических примесей и поступает к счетчику газа *5* для измерения расхода проходящего газа. После счетчика газа *5* газ через кран *6* поступает к потребителю. Для корректировки показаний счетчика по температуре и давлению транспортируемого газа предусмотрены: термометр манометрический *21* и манометр самопишущий *22*. Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре *4* предусмотрен манометр *7* с клапанами *8, 9, 10*. Для подачи газа к обогревателям *11, 12* предусмотрен вентиль *13* и регулятор давления газа *14*. Обводная линия *2* предназначена для обеспечения бесперебойной подачи газа к потребителю при ремонте рабочей линии и снабжена краном *15*. Для сброса газа предусмотрен продувочный трубопровод *16* с краном *17*.

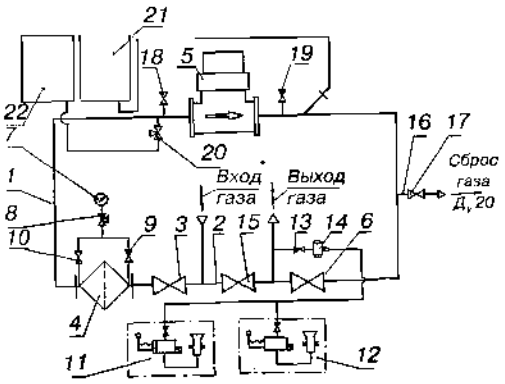
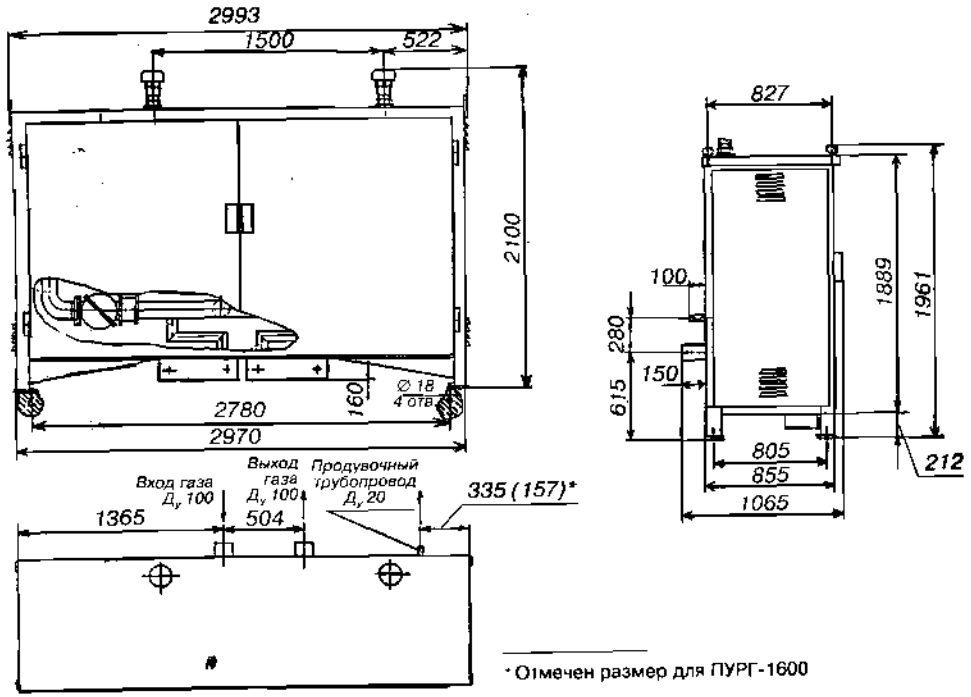
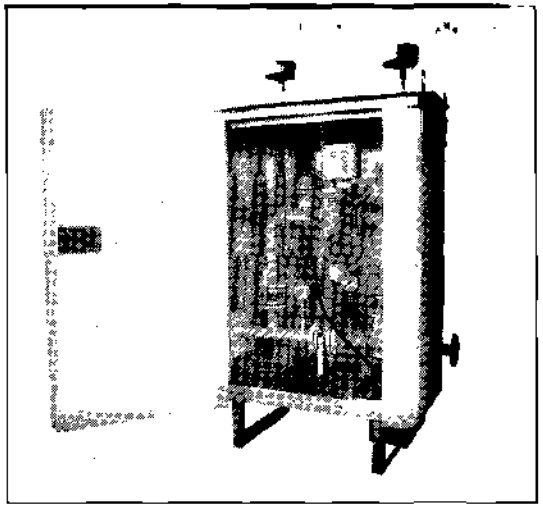


Схема пневматическая функциональная:
1 — рабочая линия; 2 — байпас; 3, 6, 9, 10, 13, 15, 17, 18, 19 — запорная арматура; 4 — фильтр; 5 — счетчик газа; 7 — манометр; 8, 20 — клапаны трехлинейные; 11, 12 — обогреватели; 14 — регулятор давления газа; 16 — сбросной трубопровод; 21, 22 — термометр и манометр самопишущие



* Отмечен размер для ПУРГ-1600



Пункты учета газа ПУГ

Предприятие-изготовитель: 80

Технические характеристики

Обозначение пункта	Q_{max}, м³/ч	Q_{min}, м³/ч			$Д_у$, мм	$P_у$, МПа	Масса, кг
		1 : 20	1 : 50*	1 : 100*			
ПУГ-Р-25	25	1,3	—	—	50	1,6	150
ПУГ-Р-40	40	2	0,8	—	50	1,6	150
ПУГ-Р-65	65	3,2	1,3	—	50	1,6	150
ПУГ-Р-100	100	5	2	1	50	1,6	150
ПУГ-Р-160	160	8	3	1,6	80	1,6	205
ПУГ-Р-250	250	13	5	2,5	80	1,6	220
ПУГ-Р-400	400	20	8	4	80	1,6	220
ПУГ-Ш-25	25	1,3	—	—	50	1,6	250
ПУГ-Ш-40	40	2	0,8	—	50	1,6	250
ПУГ-Ш-65	65	3,2	1,3	—	50	1,6	250
ПУГ-Ш-100	100	5	2	1	50	1,6	250
ПУГ-Ш-160	160	8	3	1,6	80	1,6	255
ПУГ-Ш-250	250	13	5	2,5	80	1,6	370
ПУГ-Ш-400	400	20	8	4	80	1,6	370
ПУГ-ШУЭО-25	25	1,3	—	—	50	1,6	270
ПУГ-ШУЭО-40	40	2	0,8	—	50	1,6	270
ПУГ-ШУЭО-65	65	3,2	1,3	—	50	1,6	270
ПУГ-ШУЭО-100	100	5	2	1	50	1,6	270
ПУГ-ШУЭО-160	160	8	3	1,6	80	1,6	375
ПУГ-ШУЭО-250	250	13	5	2,5	80	1,6	390
ПУГ-ШУЭО-400	400	20	8	4	80	1,6	390
ПУГ-ШУГО-25	25	1,3	—	—	50	1,6	280
ПУГ-ШУГО-40	40	2	0,8	—	50	1,6	280
ПУГ-ШУГО-65	65	3,2	1,3	—	50	1,6	280
ПУГ-ШУГО-100	100	5	2	1	50	1,6	280
ПУГ-ШУГО-160	160	8	3	1,6	80	1,6	395
ПУГ-ШУГО-250	250	13	5	2,5	80	1,6	410
ПУГ-ШУГО-400	400	20	8	4	80	1,6	410

* По специальному заказу.

Устройство и принцип работы

Пункт представляет собой рамную сварную конструкцию с расположенными на ней трубопроводом и газовым оборудованием, помещенными в утепленный неотапливаемый металлический шкаф (исполнение «Ш») либо в металлический шкаф с теплоизоляцией и обогревом (исполнения «ШУЭО» и «ШУГО»).

В конструкции пункта исполнения «ШУЭО» предусмотрен электрообогрев для обогрева шкафного оборудования в холодное время, выполненный во взрывобезопасном исполнении со степенью взрывозащиты, позволяющей его применение во взрывоопасных зонах класса В-1а и класса В-1г, где в аварийных ситуациях возможно образование взрывоопасных смесей температурных групп Т1-Т6 согласно «Правилам устройств электроустановок (ПУЭ)».

В конструкции пункта исполнения «ШУГО» предусмотрено газовое обогревательное оборудование.

Пункты имеют строповочные устройства (места строповок), рассчитанные на подъем и погрузку.

В состав пункта входят:

— фильтр газа Ф1;

— контрольно-измерительные приборы для измерения давления газа на входе МН1 и выходе пункта и контроля перепада давления на фильтре газа;

— измерительный комплекс СГ-ЭК СЧ1 для измерения объема прошедшего через пункт газа в единицах объема, приведенных к стандартным условиям;

— устройство обводного газопровода (байпас) с установленным на нем отключающим устройством ВН4;

— электрообогреватель с терморегулятором для исполнения ШУЭО либо газовый обогреватель для исполнения ШУГО.

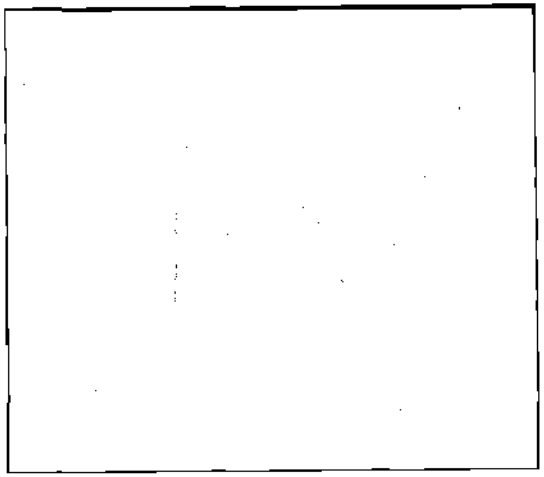
Пункт работает следующим образом:

— газ по входному трубопроводу через входное запорное устройство ВН2 поступает на фильтр газа Ф1, оснащенный индикатором перепада давления;

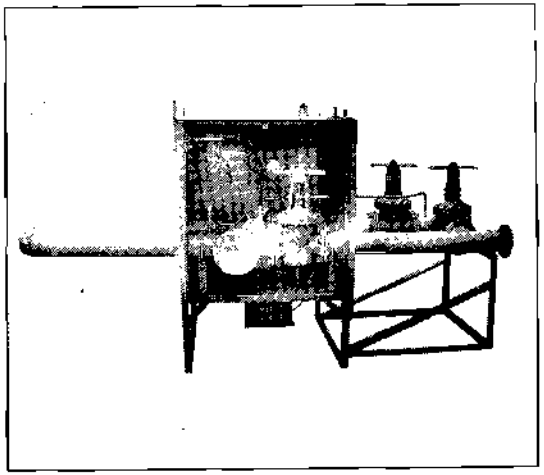
— после фильтра Ф1 газ поступает на измерительный комплекс СГ-ЭК СЧ1 для измерения объема прошедшего через пункт газа в единицах объема, приведенных к стандартным условиям;

— для подачи газа потребителю в период времени, в который выполняется ремонт либо проверка оборудования, предусмотрен обводной трубопровод (байпас);

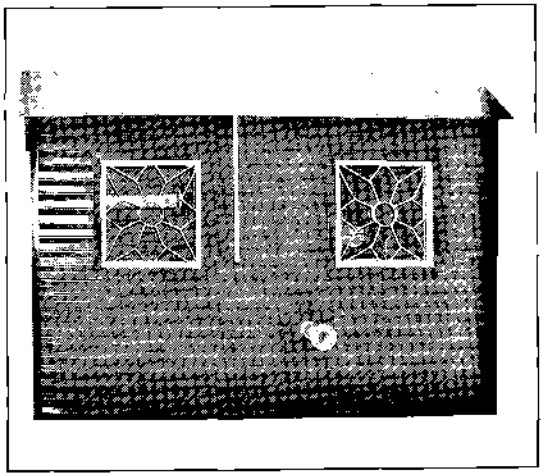
— на входном трубопроводе пункта после входного запорного устройства ВН2 и после счетчика газа СЧ1 предусмотрены продувочные трубопроводы.



Узел учета расхода газа на раме УУРГ



Шкафной узел учета расхода газа ШУУРГ



Блочный узел учета расхода газа БУУРГ

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Узлы учета расхода газа УУРГ, ШУУРГ, БУУРГ (в дальнейшем — узел учета) являются измерительными комплексами и предназначены для коммерческого учета расхода объема природного газа, приведенного к нормальным условиям, и последующей передачи информации в другие системы.

Узлы учета изготавливаются во взрывобезопасном исполнении: по ГОСТ 22782.5-78 — «Искробезопасная электрическая цепь», по ГОСТ 22782.3-77 — «Специальный вид взрывозащиты», по ГОСТ 22782.6-81 — «Взрывонепроницаемая оболочка». Вид взрывозащиты определяется установленным оборудованием.

Узлы учета в зависимости от применяемого метода измерения выполняются в следующих модификациях: с турбинными и ротационными счетчиками, с измерительной диафрагмой.

Узел учета может быть выполнен в следующих исполнениях: на раме, в шкафу, в блоке. Технологические схемы, параметры, характеристики при этом идентичны.

Узел учета предназначен для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом в условиях, нормированных для исполнения УХЛ, категорий размещения I по ГОСТ 15150-69 для работы при температуре окружающего воздуха от –40 °С до +50 °С и относительной влажности 98 % при температуре +35 °С.

Узел учета расхода газа на раме предназначен для эксплуатации при температуре от +1 °С до +50 °С, категория размещения 4.2.

Условное обозначение

УУРГ-Р-0,2-100

- Номинальный расход, м³/ч. Для узлов учета с измерительной диафрагмой $Д_у$, мм
- Абсолютное давление на входе, МПа
- Метод измерения:
  Р — ротационный счетчик;
  Т — турбинный счетчик;
  СУ — суживающее устройство (измерительная диафрагма)
- Вид исполнения:
  УУРГ — на раме;
  ШУУРГ — в шкафу;
  БУУРГ — в блоке

Измеряемая среда: природный газ по ГОСТ 5542-87, при этом рабочее давление не более 1,2 МПа (12 кгс/см²).

Минимальные и максимальные приведенные значения измеряемого расхода газа даны при максимальном рабочем давлении $P_р$ = 1,2 МПа.

Технические характеристики

Вариант изготовления	Исполнение узла учета	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Диаметр условного прохода $Д_у$, мм	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{раб}$, м³/ч		
				Q_{max}	Q_{min}	
					0,1 Q_{max}	0,05 Q_{min}
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2-100 -Т-0.35-100 -Т-0.5-100 -Т-0.75-100 -Т-1.0-100 -Т-1.7-100	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	50	100	10	—
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2-250 -Т-0.35-250 -Т-0.5-250 -Т-0.75-250 -Т-1.0-250 -Т-1.7-250	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	80	250	25	12,5
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2-400 -Т-0.35-400 -Т-0.5-400 -Т-0.75-400 -Т-1.0-400 -Т-1.7-400	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	100	400	40	20
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2-800 -Т-0.35-800 -Т-0.5-800 -Т-0.75-800 -Т-1.0-800 -Т-1.7-800	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	150	800	80	40
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2 -1000 -Т-0.35-1000 -Т-0.5 -1000 -Т-0.75-1000 -Т-1.0-1000 -Т-1.7-1000	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	150	1000	100	50
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2-1600 -Т-0.35-1600 -Т-0.5-1600 -Т-0.75-1600 -Т-1.0-1600 -Т-1.7-1600	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	200 250	1600	160	80
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Т-0.2-2500 -Т-0.35-2500 -Т-0.5-2500 -Т-0.75-2500 -Т-1.0-2500 -Т-1.7-2500	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	200 250	2500	250	125

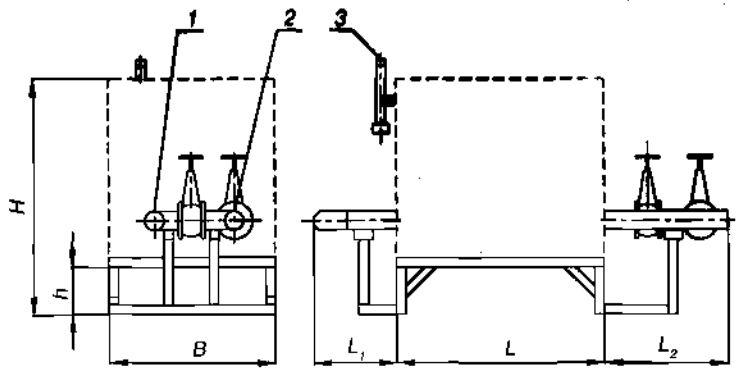
Вариант изготовления	Исполнение узла учета	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Типоразмер	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{раб}$, м³/ч			
				Q_{max}	Q_{min}		
					1 : 100	1 : 50	1 : 20
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2-25 -Р-0.35-25 -Р-0.5-25 -Р-0.75-25 -Р-1.0-25 -Р-1.7-25	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G16	25	—	—	1,3
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2-40 -Р-0.35-40 -Р-0.5-40 -Р-0.75-40 -Р-1.0-40 -Р-1.7-40	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G25	40	—	0,8	2,0
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2-65 -Р-0.35-65 -Р-0.5-65 -Р-0.75-65 -Р-1.0-65 -Р-1.7-65	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G40	65	—	1,3	3,0
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2-100 -Р-0.35-100 -Р-0.5-100 -Р-0.75-100 -Р-1.0-100 -Р-1.7-100	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G65	100	1,0	2,0	5,0
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2 -160 -Р-0.35-160 -Р-0.5 -160 -Р-0.75-160 -Р-1.0-160 -Р-1.7-160	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G100	160	1,6	3,0	8,0
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2-250 -Р-0.35-250 -Р-0.5-250 -Р-0.75-250 -Р-1.0-250 -Р-1.7-250	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G160	250	2,5	5,0	13,0
УУРГ ШУУРГ БУУРГ	-Р-0.2-400 -Р-0.35-400 -Р-0.5-400 -Р-0.75-400 -Р-1.0-400 -Р-1.7-400	0,2 0,35 0,5 0,75 1,0 1,7	G250	400	4,0	8,0	20,0

*Габаритно-присоединительные размеры**

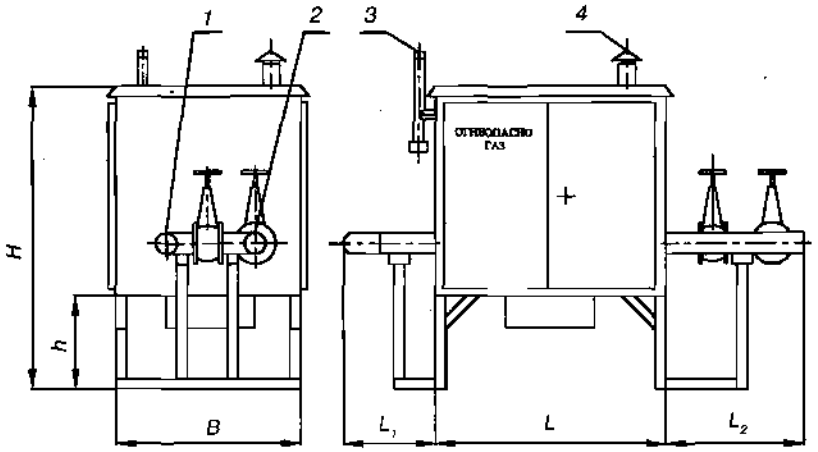
Исполнение узла учета	L	L_1	L_2	B	H	h	Масса, кг, не более	Наличие отопления
УУРГ-Т-100	1120	255	350	500	1000	300	300	—
УУРГ-Т-250	1625	390	395	500	1000	300	500	—
УУРГ-Т-400	760	450	1410	500	1000	300	600	—
УУРГ-Т-800	1050	725	895	1000	1300	300	700	—
УУРГ-Т-1000	1050	725	895	1000	1300	300	700	—
УУРГ-Т-1600	1155	1250	1370	1000	1300	300	900	—
УУРГ-Т-2500	1155	1250	1370	1000	1300	300	900	—
ШУУРГ-Т-100	1400	125	200	800	1600	500	400	+
ШУУРГ-Т-250	1755	290	365	800	1600	500	600	+
ШУУРГ-Т-400	860	400	1360	800	1700	500	700	+
ШУУРГ-Т-800	1150	675	1080	1200	1900	500	800	+
ШУУРГ-Т-1000	1150	675	1080	1200	1900	500	800	+
ШУУРГ-Т-1600	1255	1200	1320	1200	1900	500	1000	+
ШУУРГ-Т-2500	1255	1200	1320	1200	1900	500	1000	+
БУУРГ-Т-100	2100	—	200	2100	2500	2600	1500	+
БУУРГ-Т-250	2100	265	200	2100	2500	2600	1700	+
БУУРГ-Т-400	2300	315	200	2100	2500	2600	2100	+
БУУРГ-Т-800	2300	575	200	2100	2500	2600	2500	+
БУУРГ-Т-1000	2300	575	200	2100	2500	2600	2500	+
БУУРГ-Т-1600	2500	1295	200	2100	2500	2600	3000	+
БУУРГ-Т-2500	2500	1295	200	2100	2500	2600	3000	+
УУРГ-Р-25	1130	95	310	600	1000	300	500	—
УУРГ-Р-40	1130	95	310	600	1000	300	500	—
УУРГ-Р-65	1130	95	310	600	1000	300	500	—
УУРГ-Р-160	1490	140	340	700	1200	300	700	—
УУРГ-Р-250	1580	170	355	750	1200	300	900	—
УУРГ-Р-400	1580	170	355	750	1200	300	900	—
ШУУРГ-Р-25	1705	—	200	800	1400	500	500	+
ШУУРГ-Р-40	1705	—	200	800	1400	500	500	+
ШУУРГ-Р-65	1705	—	200	800	1400	500	500	+
ШУУРГ-Р-160	2120	—	200	1000	1600	500	600	+
ШУУРГ-Р-250	2250	—	200	1000	1600	500	1000	+
ШУУРГ-Р-400	2250	—	200	1000	1600	500	1000	+
БУУРГ-Р-25	2100	—	200	2100	2500	2600	1500	+
БУУРГ-Р-40	2100	—	200	2100	2500	2600	1500	+
БУУРГ-Р-65	2100	—	200	2100	2500	2600	1500	+
БУУРГ-Р-160	2500	—	200	2100	2500	2600	2500	+
БУУРГ-Р-250	2600	—	200	2100	2500	2600	3000	+
БУУРГ-Р-400	2600	—	200	2100	2500	2600	3000	+

Примечание. Габаритно-присоединительные размеры узлов учета с суживающими устройствами отличаются от узлов учета с ротационными/турбинными счетчиками большими значениями прямых участков. Конкретные значения принимаются по результатам расчета, производимого на основании опросного листа.

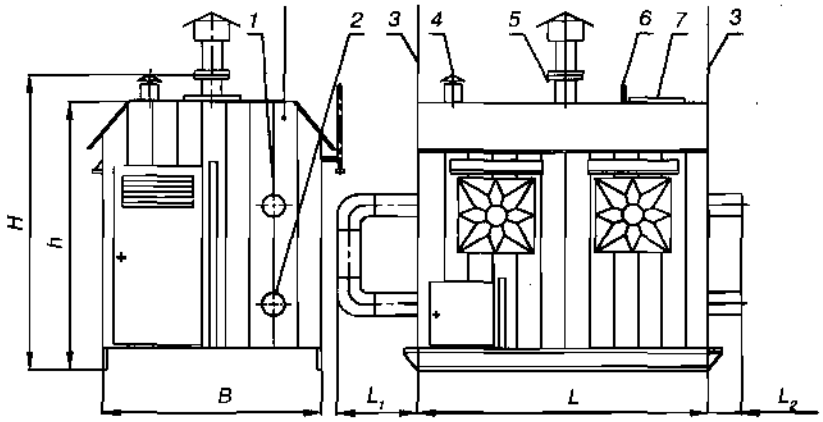
*В таблице приведены габаритные размеры узлов учета для производителя *54*. Габаритные размеры узлов учета других производителей могут отличаться от приведенных в таблице.



Габаритный чертеж УУРГ:
1 — $P_{вх.}$; 2 — $P_{вых.}$; 3 — продувочный патрубок



Габаритный чертеж ШУУРГ:
1 — $P_{вх.}$; 2 — $P_{вых.}$; 3 — продувочный патрубок; 4 — вентиляционный патрубок



Габаритный чертеж БУУРГ:
1 — $P_{вых}$; 2 — $P_{вх}$; 3 — молниеотвод; 4 — дымоход; 5 — дефлектор; 6 — продувочный патрубок; 7 — взрывобезопасный клапан

Наибольший приведенный расход газа Q_{max} при рабочем давлении $P_{раб}$ определяется по формуле:

$$Q_{max} = \frac{Q(P_{раб.} + P_б)}{P_н},$$

где $P_н$ = 0,1013 МПа = 1,033 кгс/см^2 — нормальное давление;

$P_б$ — барометрическое давление.

Предельное значение основной относительной погрешности измерения с турбинными и ротационными счетчиками:

±1,5 % в диапазоне расходов от 20 до 100 % Q_{max};
±2,5 % в диапазоне расходов от 10 до 20 % Q_{max};
±4,5 % в диапазоне расходов от 5 до 10 % Q_{max}.

Предельное значение основной относительной погрешности узла учета расхода с измерительной диафрагмой — от ±1 % до ±3 %.

Конкретное значение погрешности в диапазоне расходов уточняется в соответствии с опросным листом и условиями установки.

Измерение расхода в узлах учета расхода с турбинными и ротационными счетчиками производится в соответствии с правилами по метрологии ПР 50.2.019-96 — «Измерение расхода в узлах учета», методом переменного перепада давления в соответствии с ГОСТ 8.563.1-97, ГОСТ 8.563.2-97 и правилами по метрологии ПР 50.2.022-99.

Устройство и принцип работы

Узлы учета состоят из входной и выходной запорной арматуры, фильтра для очистки газа (оборудованного манометром для измерения перепада давления), измерительного трубопровода со счетчиком расхода газа или суживающим устройством. Для работы узла учета во время обслуживания или замены фильтра, счетчика или суживающего устройства предусмотрен байпас. В случае комплектации узла учета электронным корректором расхода газа в измерительный трубопровод врезаются соответствующие датчики (давления, температуры).

Узлы учета расхода газа шкафные и блочные представляют собой рамную сварную конструкцию, обшитую снаружи и внутри стальными листами, между которыми проложен теплоизолирующий материал. В конструкции шкафных и блочных узлов учета предусмотрена естественная постоянно действующая вентиляция, обеспечивающая трехкратный воздухообмен в час.

Узлы учета имеют строповочные устройства (места строповки), рассчитанные на подъем и погрузку. В блочных узлах учета расхода предусмотрено естественное и искусственное освещение. Ввод в бокс-модуль сетей электроснабжения предусмотрен кабелем.

Оборудование внутри бокс-модуля установлено на кронштейны или опоры. Для обогрева шкафных и блочных узлов учета используется газогорелочное устройство. В блочном узле учета, на крыше, предусмотрены наруж-

ные легкосбрасываемые ограждающие конструкции. Оборудование узлов учета системами охранной и пожарной сигнализации, телемеханизацией предусматривается по отдельному заказу.

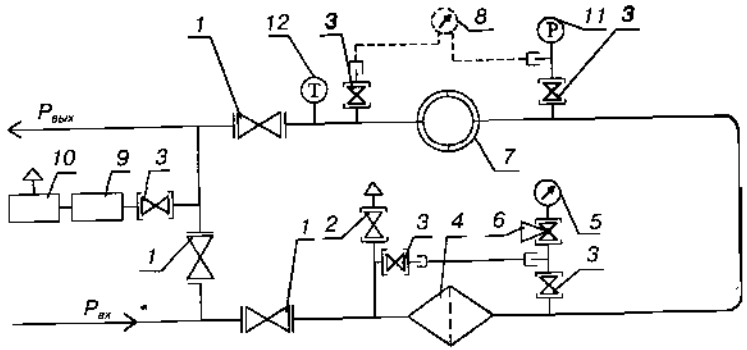


Схема пневматическая функциональная узла учета расхода газа с турбинными и ротационными счетчиками:
1 — запорная арматура; 2, 3 — запорная арматура; 4 — фильтр; 5 — манометр; 6 — трехходовой кран; 7 — счетчик расхода газа; 8 — дифманометр; 9 — регулятор давления газа (на отопление); 10 — газогорелочное устройство; 11 — преобразователь давления; 12 — преобразователь температуры

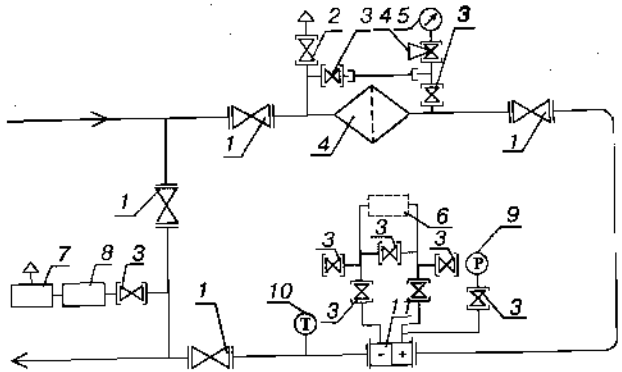


Схема пневматическая функциональная узла учета расхода газа с суживающим устройством:
1 — запорная арматура; 2, 3 — запорная арматура; 4 — фильтр; 5 — манометр; 6 — преобразователь дифференциального давления; 7 — газогорелочное устройство; 8 — регулятор давления газа (на отопление); 9 — преобразователь давления; 10 — преобразователь температуры; 11 — диафрагма

3. Газорегуляторные пункты и установки с узлами учета расхода газа

Назначение, устройство, классификация

Газорегуляторными пунктами (установками) с узлами учета расхода газа называется комплекс технологического оборудования и устройств, предназначенный для понижения входного давления газа до заданного уровня, поддержания его на выходе постоянным, а также для технологического или коммерческого учета расхода газа. В зависимости от размещения оборудования газорегуляторные пункты подразделяются на несколько типов:

— газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ) — оборудование размещается в шкафу из несгораемых материалов;

— газорегуляторная установка (ГРУ) — оборудование смонтировано на раме и размещается в помещении, в котором расположена газоиспользующая установка, или в помещении, соединенном с ним открытым проемом;

— пункт газорегуляторный блочный (ПГБ) — оборудование смонтировано в одном или нескольких зданиях контейнерного типа;

— стационарный газорегуляторный пункт (ГРП) — оборудование размещено в специально для этого предназначенных зданиях, помещениях или на открытых площадках. Принципиальное отличие ГРП от ГРПШ, ГРУ, ПГБ состоит в том, что ГРП (в отличие от последних) не является типовым изделием полной заводской готовности.

Газорегуляторные пункты и установки с узлами учета расхода газа можно классифицировать следующим образом.

По числу выходов:

— шкафы и установки с одним выходом;

— шкафы и установки с двумя выходами.

По технологическим схемам:

— с одной линией редуцирования (домовые);

— с одной линией редуцирования и байпасом;

— с основной и резервной линиями редуцирования;

— с двумя линиями редуцирования;

— с двумя линиями редуцирования и байпасом (двумя байпасами).

В свою очередь, шкафы и установки с двумя линиями редуцирования по схеме установки регуляторов подразделяются на:

— шкафы и установки с последовательной установкой регуляторов;

— шкафы и установки с параллельной установкой регуляторов.

По обеспечиваемому выходному давлению подразделяются на:

— шкафы и установки, поддерживающие на выходах одинаковое давление;

— шкафы и установки, поддерживающие на выходах различное давление.

Шкафы и установки, поддерживающие на выходах одинаковое давление, могут иметь одинаковую и различную пропускную способность обеих линий. Шкафы с различной пропускной способностью применяются для управления сезонными режимами газоснабжения (зима/лето).

При выборе шкафов и установок базовыми являются рабочие параметры, обеспечиваемые регулятором давления газа (входное и выходное давление, пропускная способность), поэтому следует руководствоваться «Основными принципами выбора регуляторов» (т.1, стр.133).

Узлы учета в зависимости от применяемого метода измерения выполняются в следующих модификациях: с диафрагменными, турбинными, ротационными, ультразвуковыми, вихревыми счетчиками, а также с измерительной диафрагмой. В случае необходимости коммерческого учета расхода газа, приведенного к нормальным условиям, применяются электронные корректоры объема. Узел учета расхода газа может быть установлен как до, так и после узла редуцирования.

При выборе прибора учета расхода газа следует руководствоваться «Требованиями, предъявляемыми к приборам для коммерческого учета» (т. 2, стр. 131) а также следующими параметрами:

— рабочее давление газа в месте установки прибора учета;

— максимальный и минимальный расход газа при заданном давлении;

— максимальное рабочее давление в месте установки прибора учета.

Газорегуляторные пункты и установки с узлами учета расхода газа изготавливаются на основании опросного листа (т. 2, стр. 374).

Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГРПШ-32Б-О-СГ

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

	ГРПШ-32/3-Б-О-СГ	ГРПШ-32/6-Б-О-СГ	ГРПШ-32/10-Б-О-СГ
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87		
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от –20 до +60		
Давление на входе, МПа	1,2	0,6	0,3
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2–2,5	2–2,5	2–2,5
Максимальная пропускная способность, м³/ч	10	10	10
Регулятор давления газа комбинированный	РДНК-32/3	РДНК-32/6	РДНК-32/10
Тепловая мощность обогревателя при давлении газа 2000 Па, м³/ч	0,96	0,96	0,96
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па, м³/ч	0,1	0,1	0,1
Время отключения обогревателя, с	90	90	90
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с	90	90	90
Счетчик газа	СГМН-1 G6	СГМН-1 G6	СГМН-1 G6
Условный проход счетчика газа, $Д_у$, мм	32	32	32
Погрешность измерения в диапазоне измерения расхода, % (20–100) Q_{max}	±1,5	±1,5	±1,5
Масса, кг	120	120	120

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1*. В шкафу размещено технологическое оборудование *2*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *5* и *6*. Для обогрева в ГРП шкафного в холодное время года предназначен обогреватель *3*, газ к которому подводится по газопроводу.

Технологическое оборудование состоит из основной (рабочей) линии *1* и обводной (байпасной) *2*. Газ через кран *3* поступает к регулятору *4* (РДНК-32), предназначенному для снижения высокого или среднего давления газа на низкое, автоматического поддержания низкого выходного давления газа, для сброса газа в атмосферу и автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления сверх допустимых значений.

От регулятора газ поступает к потребителю через кран *5*. Для измерения объема проходящего потока газа предусмотрен счетчик газа *6*. Для измерения входного давления газа предназначен манометр *7*, присоединенный к входному газопроводу через трехлинейный клапан *8*.

Через краны *9* и *10* рабочая линия редуцирования и байпас соединены с продувочным трубопроводом.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте оборудования предусмотрена обводная линия *2* с установленными на ней

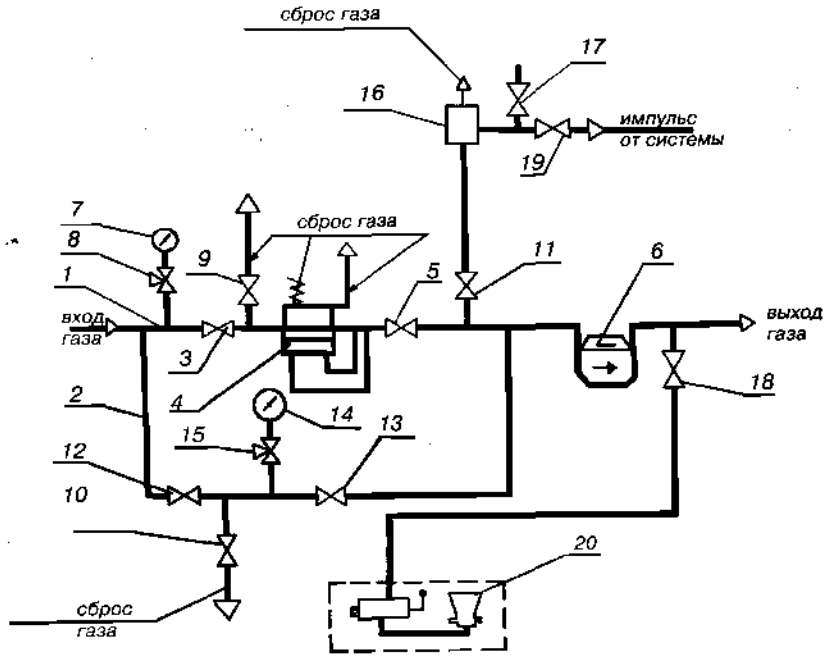


Схема пневматическая функциональная ГРПШ-32Б-О-СГ: 1 — основная линия; 2 — обводная линия; 4 — регулятор давления; 6 — счетчик газа; 16 — клапан предохранительно-сбросной; 7, 14 — манометры; 8, 15 — клапаны трехлинейные; 3, 5, 9, 10, 11, 12, 17, 18, 19 — запорная арматура; 13 — вентиль; 20 — обогреватель

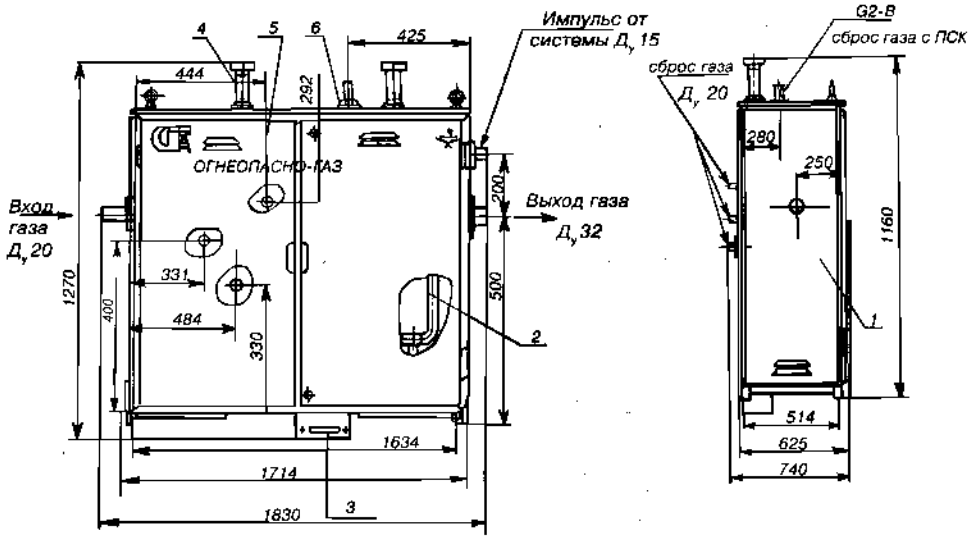
краном *12*, вентилем *13* и манометром для контроля давления *14*, подключенным через клапан *15*.

Клапан *16* предназначен для ограничения давления газа путем сброса избыточного давления в атмосферу до установленного значения при работе ГРП на байпасе.

Кран *17* служит для настройки порога срабатывания клапана *16*.

Для подачи газа к обогревателю установлен кран *18*.

При необходимости перекрыть рабочую магистраль нужно сначала закрыть кран *3*, затем открыть кран *9* и только после этого закрыть кран *5*.



Габаритный чертеж ГРПШ-32Б-О-СГ: 1 — шкаф; 2 — технологическое оборудование; 3 — обогреватель газовый; 4 — дымоход; 5, 6 — двери

Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГРПШ-32-СГ

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

	ГРПШ-32/10-СГ	ГРПШ-32/6-СГ	ГРПШ-32/3-СГ
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87		
Давление на входе, МПа	0,3	0,6	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2–2,5	2–2,5	2–2,5
Пропускная способность (для газа g = 0,73 кг/м³), м³/ч, при давлении на входе, МПа:			
0,1	45	25	7
0,3	100	55	17
0,6	—	105	30
0,9	—	—	47
1,2	—	—	64
Регулятор давления газа	РДНК-32/10	РДНК-32/6	РДНК-32/3
Тепловая мощность обогревателя при давлении газа 2000 Па, м³/ч	0,96	0,96	0,96
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па, м³/ч	0,1	0,1	0,1
Время отключения обогревателя, с	90	90	90
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с	90	90	90
Счетчик газа	RVG-G 16	RVG-G 16	RVG-G 16
Условный проход счетчика газа, $Д_у$, мм	50	50	50
Погрешность измерения в диапазоне измерения расхода, % (20–100) Q_{max}	± 1	±1	±1
Масса, кг	350	350	350

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с размещенным в нем технологическим оборудованием *2*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *3* и *4*. Под днищем расположен обогреватель *5*, предназначенный для обогрева ГРП шкафного в холодное время. Газ к обогревателю *5* подводится по газопроводу *6*.

Технологическое оборудование ГРП шкафного состоит из основной (рабочей) линии 1 и обводной (байпасной) линии *2*. Газ через кран *3* поступает к фильтру сетчатому *4*, очищается от механических примесей и проходит дальше через счетчик газа *5*, предназначенный для измерения объема проходящего потока газа. Для корректировки показаний счетчика 5 по температуре и давлению газа установлены термометр манометрический самопишущий 6 и манометр самопишущий *7*, подключенный через кран 8.

Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре *4* установлены краны *9, 10*; клапан *11* и манометр *12*.

После счетчика *5* газ поступает к регулятору давления *13*, предназначенному для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах. На импульсных линиях регулятора *13* установлены краны *14*, *15*. От регулятора давления через кран *16* газ поступает к потребителю.

На выходе основной линии установлен предохранительно-сбросной клапан *17* с краном *18*. Для измерения давления газа на выходе установлен кран *19*.

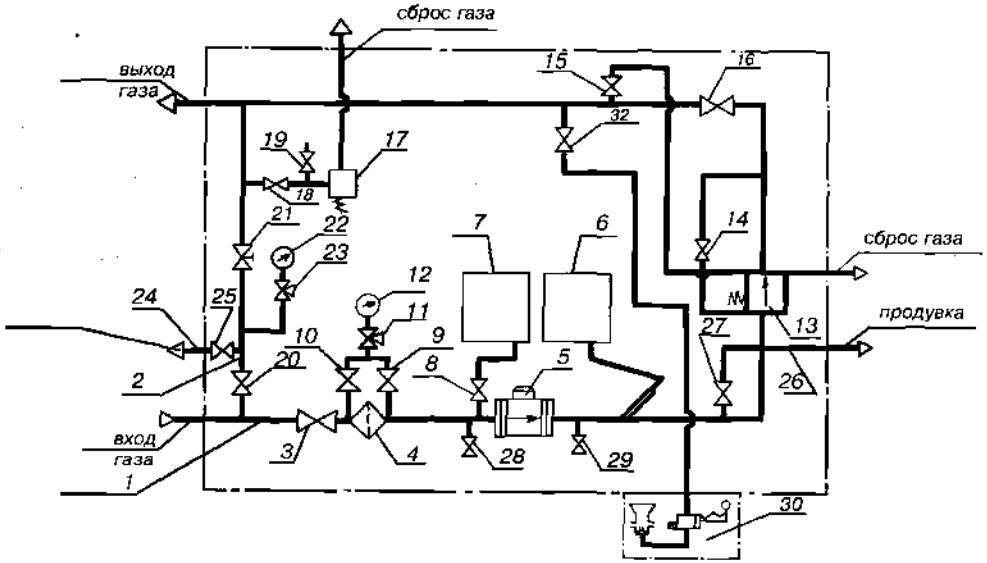


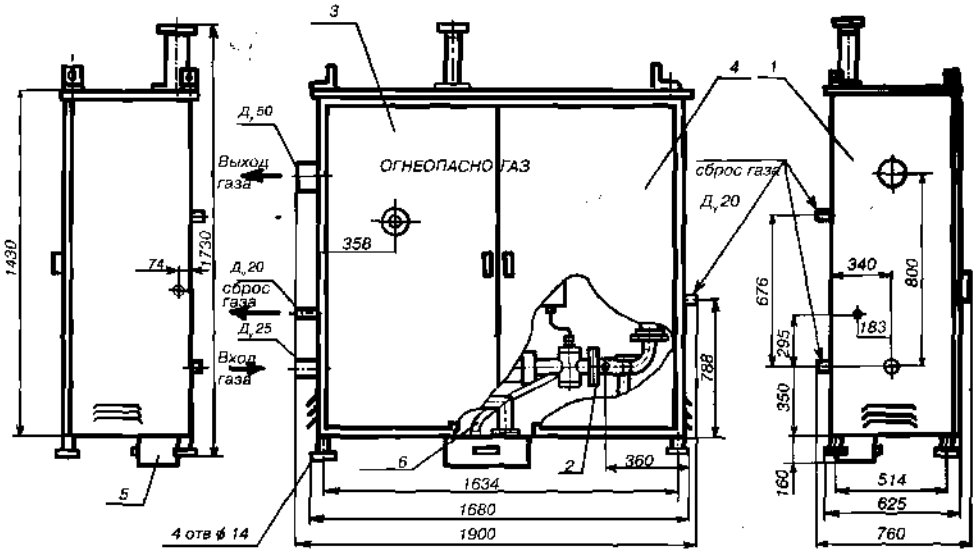
Схема пневматическая функциональная ГРПШ-32-СГ: 1 — основная линия; 2 — обводная линия; 4 — фильтр сетчатый; 5 — счетчик газа; 6 — термометр манометрический самопишущий; 7 — манометр самопишущий; 13 — регулятор давления; 17 — клапан предохранительно-сбросной; 12, 22 — манометры; 8, 11, 23 — клапаны трехлинейные; 24, 26 — сбросные линии; 3, 9, 10, 14, 15, 16, 18, 19, 27, 28, 29, 32 — запорная арматура; 21 — вентиль; 30 — обогреватель

Для обеспечения бесперебойной подачи газа к потребителю при ремонте оборудования предусмотрена обводная линия *2* с установленными на ней краном *20*, вентилем *21* и манометром *22* для контроля давления, подключенным через клапан *23*.

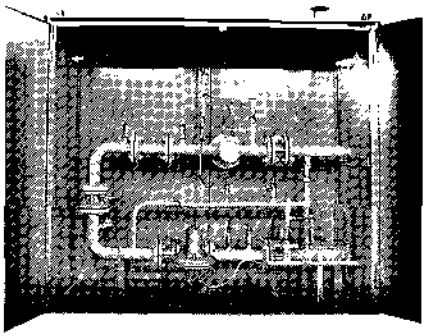
Для сброса газа на основной линии *1* предусмотрен сбросной трубопровод *26* с краном *27*.

Краны *28, 29* предусмотрены для измерения перепада давления на счетчике *5*.

Для подачи газа к обогревателю *30* установлен кран *32*.



Габаритный чертеж ГРПШ-32-СГ: 1 — шкаф; 2 — оборудование технологическое; 3,4 — дверки; 5 — обогреватель; 6 — газопровод

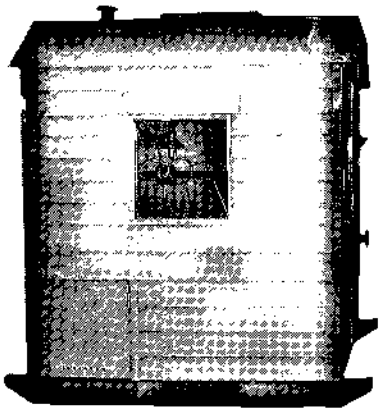


Газорегуляторные пункты шкафные с узлом учета ГРПШ-400, ГРПШ-400-01, ГРПШ-07-У1, ГРПШ-01-У1, ГРПШ-03М-У1, ГРПШ-03БМ-У1

С одной линией редуцирования, байпасом и одним выходом

Газорегуляторные установки с узлом учета ГРУ-400, ГРУ-400-01, ГРУ-07-У1, ГРУ-01-У1, ГРУ-03М-У1, ГРУ-03БМ-У1

С одной линией редуцирования, байпасом и одним выходом



Пункты газорегуляторные блочные с узлом учета ПГБ-400, ПГБ-400-01, ПГБ-07-У1, ПГБ-01-У1, ПГБ-03М-У1, ПГБ-03БМ-У1

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	400	400-01	07-У1	01-У1	03М-У1	03БМ-У1
Регулятор давления газа	РДНК-400	РДНК-400М	РДНК-1000	РДНК-У	РДСК-50М	РДСК-50БМ
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, $P_{вых}$, кПа	2–5	2–5	2–5	2–5	10–100	270–300
Пропускная способность (для газа плотностью g = 0,73 кг/м³), м³/ч	250	500	800	900	700	1100
Наличие отопления:						
ГРПШ	+	+	+	+	+	+
ГРУ	–	–	–	–	–	–
ПГБ	+	+	+	+	+	+
Масса, кг:						
ГРПШ	100	100	100	100	100	100
ГРУ	80	80	80	80	80	80
ПГБ	1500	1500	1500	1500	1500	1500

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем к регулятору давления газа *6*, регулятор снижает давление газа до установленного значения и поддерживает его на заданном уровне. После редуцирования газ через выходной кран *12* поступает потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *11* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном *1* и выходном *12* кранах газ поступает к потребителю по байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами *13*, *14* обеспечивающими плавность установки давления. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входного крана, после регулятора давления газа и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тулике».

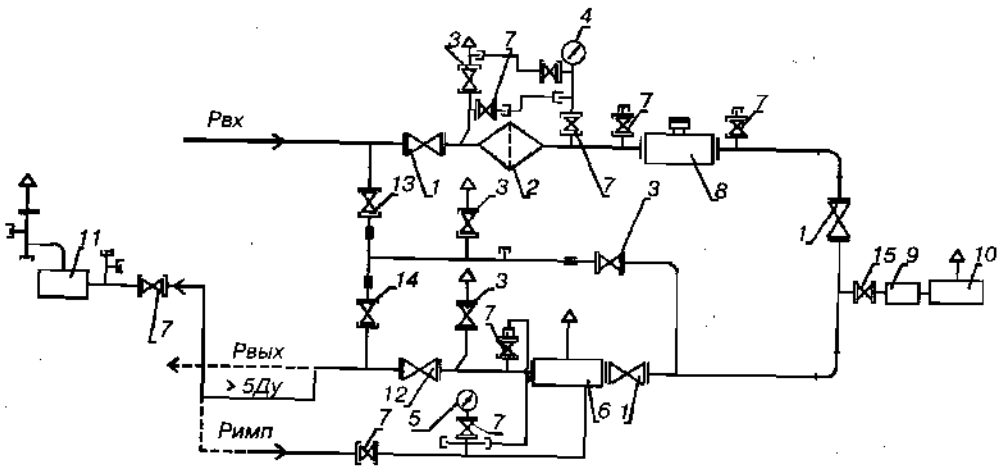
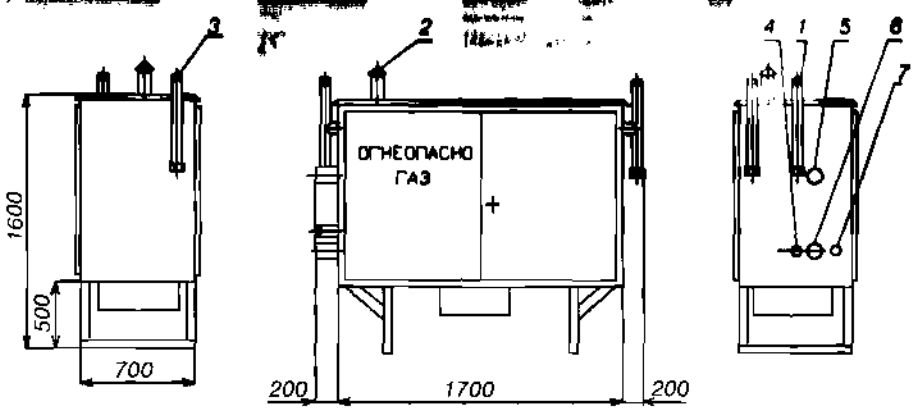
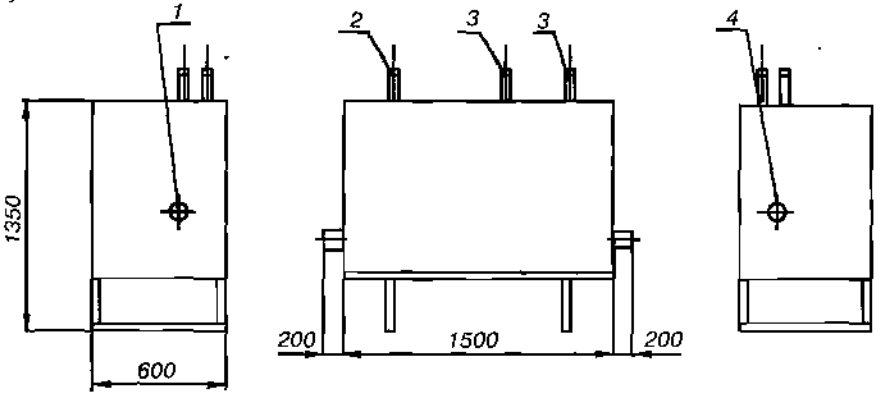


Схема пневматическая функциональная: 1, 3, 7, 12, 13, 14, 15 — краны шаровые; 2 — фильтр типа УФГ; 4 — манометр входной; 5 — выходной манометр (не комплектуется); 6 — регулятор давления газа; 8 — счетчик газовый; 9 — регулятор отопления; 10 — газогорелочное устройство; 11 — клапан предохранительный сбросной

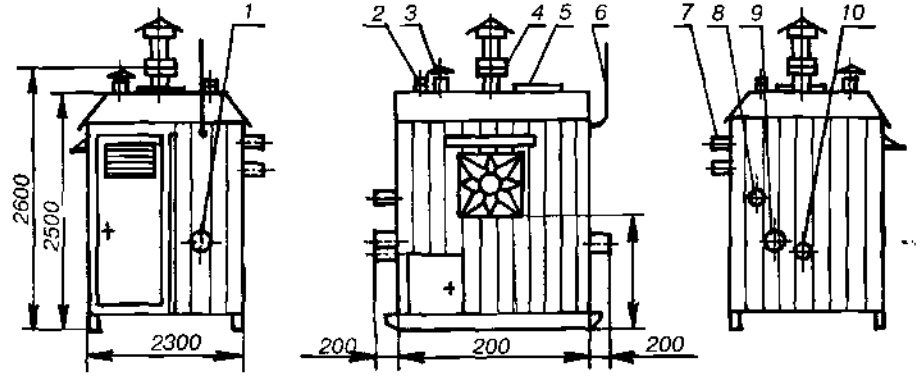
Для ГРУ пункты 9, 10, 15 отсутствуют.



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ): 1 — выход клапана предохранительного сбросного; 2 — вентиляционный патрубок; 3 — продувочный патрубок; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — Рвх; 6 — Рвых; 7 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ): 1 — $P_{вх}$; 2 — выход КПС; 3 — продувочные патрубки; 4 — $P_{вых}$



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ): 1 — Рвх; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — Рвых; 10 — подвод импульса к регулятору

Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГРПШН-А-01-СГ

С одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

	ГРПШН-А-01-СГ	ГРПШН-А-01-СГ-01
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87	
Давление на входе, МПа	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	2–3,5	3,5–5
Пропускная способность, $м^3/ч$, при давлении на входе, МПа:		
0,1	120	120
0,3	400	400
0,6	700	700
0,9	800	800
1,2	900	900
Регулятор давления газа	РДНК-50	РДНК-50П
Тепловая мощность обогревателя, кВт, при давлении газа 2000 Па	0,96	0,96
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па, $м^3/ч$	0,1	0,1
Время отключения обогревателя, с	90	90
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с	90	90
Счетчик газа	СГ16М-100	СГ16М-100
Условный проход счетчика газа, $Д_у$, мм	50	50
Погрешность измерения в диапазоне измерения расхода, % (20–100) Q_{max}	±1	±1
Масса, кг	420	420

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с размещенным в нем технологическим оборудованием *2*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *3* и *4*. Под днищем расположен обогреватель *5*, предназначенный для обогрева ГРП шкафного в холодное время. Газ к обогревателю *5* подводится по газопроводу *6*.

Технологическое оборудование ГРП шкафного состоит из основной (рабочей) линии *1* и обводной (байпасной) линии *2*. Газ через кран *3* поступает к фильтру сетчатому *4*, очищается от механических примесей и проходит дальше через счетчик газа *5*, предназначенный для измерения объема проходящего потока газа. Для корректировки показаний счетчика *5* по температуре и давлению газа установлены термометр манометрический самопишущий *6* и манометр самопишущий *7*, подключенный через кран *8*.

Для визуального наблюдения за давлением газа и измерения перепада давления на фильтре *4* установлены краны *9, 10*; клапан *11* и манометр *12*.

После счетчика *5* газ поступает к регулятору давления *13*, предназначенному для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах. На импульсных линиях регулятора *13* установлены краны *14, 15*. От регулятора давления через кран *16* газ поступает к потребителю.

На выходе основной линии установлен предохранительно-сбросной клапан *17* с краном *18*. Для измерения давления газа на выходе установлен кран *19*, с его помощью производится также настройка клапана *17*.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа к потребителю при ремонте оборудования предусмотрена обводная линия *2* с установленными на ней

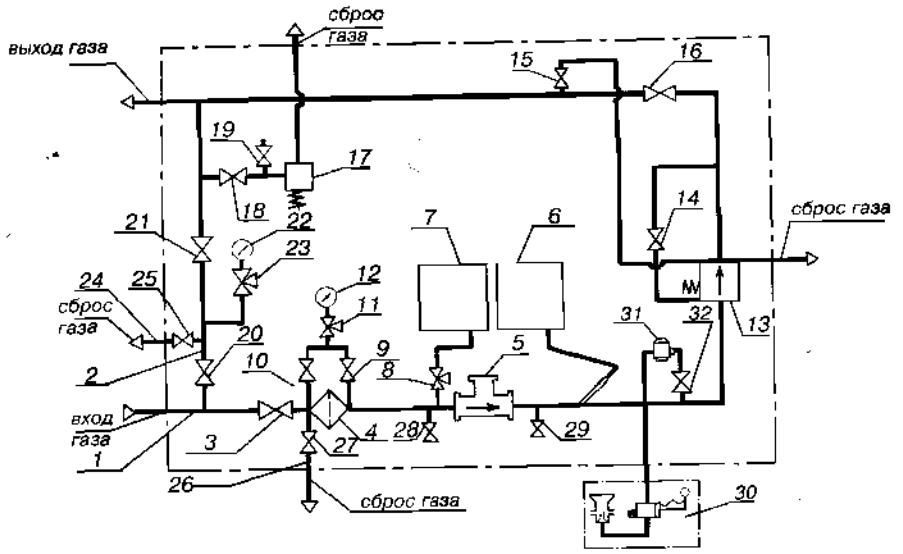


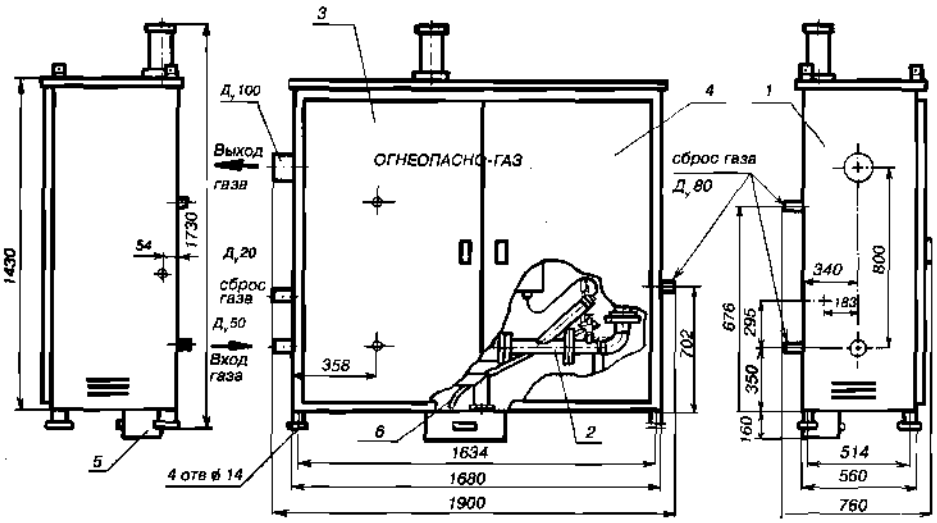
Схема пневматическая функциональная ГРПШН-А-01-СГ: 1 — основная линия; 2 — обводная линия; 4 — фильтр сетчатый; 5 — счетчик газа; 6 — термометр манометрический самопишущий; 7 — манометр самопищущий; 11 — клапан трехлинейный; 3, 8, 9,10, 14–16, 18–21, 23, 28, 29, 32 — запорная арматура; 12, 22 — манометры; 17 — предохранительно-сбросной клапан; 30 — обогреватель; 13,31 — регуляторы давления

кранами *20, 21* и манометром *22* для контроля давления, подключенным через кран 23.

Для сброса газа на основной линии *1* предусмотрен сбросной трубопровод *26* с краном *27*.

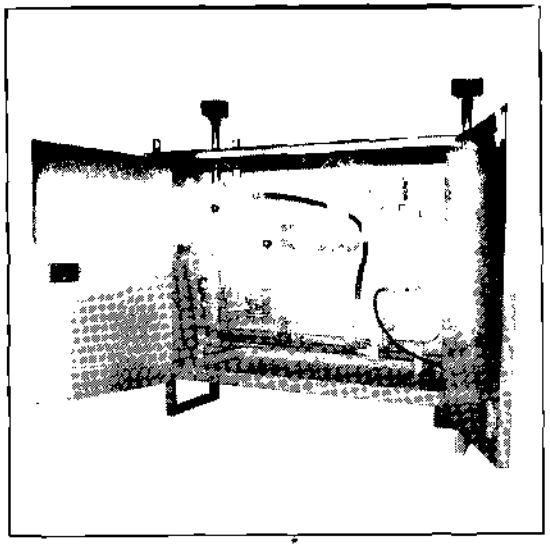
Краны *28, 29* предусмотрены для измерения перепада давления на счетчике *5*.

Для подачи газа к обогревателю *30* установлен регулятор *31* и кран *32*.



сбросные трубопроводы в задней стенке шкафа

Габаритный чертеж ГРПШН-А-01-СГ: 1 — шкаф; 2 — оборудование технологическое; 3,4 — дверки; 5 — обогреватель; 6 — газопровод



Пункты учета и редуцирования газа ПУРДГ

Предприятие-изготовитель: 80

Технические характеристики

Давление газа на входе — 0,6 МПа.

Диапазон настройки давления газа на выходе — 2–50 кПа (200–5000) (мм. вод. ст.).

Диапазон срабатывания предохранительного запорного клапана:

при понижении выходного давления — $0,5 \cdot P_{вых}$

при повышении выходного давления — $1,25 \cdot P_{вых}$

Диапазон срабатывания предохранительного сбросного устройства — $1,15 \cdot P_{вых.}$

Температура рабочей среды — от –20 до +60 °С.

Температура окружающей среды:

ПУРДГ-Р, ПУРДГ-Ш — от –40 до +60 °С;

ПУРДГ-ШУЭО, ПУРДГ-ШУГО — от –20 до +60 °С.

$Д_у$ входного присоединительного фланца — 50 мм.

$Д_у$ выходного присоединительного фланца — 50 мм.

Габаритные размеры — 2100 х 700 х 2000 мм.

Масса:

ПУРДГ-Р — 270 кг;

ПУРДГ-Ш — 420 кг;

ПУРДГ-ШУЭО — 470 кг;

ПУРДГ-ШУГО — 490 кг.

Обозначение	Q_{max}, м³/ч	Q_{min}, м³/ч		
		1 : 20	*1 : 50	*1 : 100
ПУРДГ-Р-25	25	1,3	—	—
ПУРДГ-Р-40	40	2	0,8	—
ПУРДГ-Р-65	65	3,2	1,3	—
ПУРДГ-Р-100	100	5	2	1
ПУРДГ-Ш-25	25	1,3	—	—
ПУРДГ-Ш-40	40	2	0,8	—
ПУРДГ-Ш-65	65	3,2	1,3	—
ПУРДГ-Ш-100	100	5	2	1
ПУРДГ-ШУЭО-25	25	1,3	—	—
ПУРДГ-ШУЭО-40	40	2	0,8	—
ПУРДГ-ШУЭО-65	65	3,2	1,3	—
ПУРДГ-ШУЭО-100	100	5	2	1
ПУРДГ-ШУГО-25	25	1,3	—	—
ПУРДГ-ШУГО-40	40	2	0,8	—
ПУРДГ-ШУГО-65	65	3,2	1,3	—
ПУРДГ-ШУГО-100	100	5	2	1

* По специальному заказу.

**Расход газа указан в рабочих условиях при давлении, равном $P_{вх.}$

Устройство и принцип работы

Пункт представляет собой рамную сварную конструкцию с расположенными на ней трубопроводом и газовым оборудованием, помещенными в неутепленный неотапливаемый металлический шкаф (исполнение «Ш») либо в металлический шкаф с теплоизоляцией и обогревом (исполнения «ШУЭО» и «ШУГО»).

В конструкции пункта исполнения «ШУЭО» предусмотрен электрообогрев для обогрева шкафного оборудования в холодное время, выполненный во взрывобезопасном исполнении со степенью взрывозащиты, позволяющей его применение во взрывоопасных зонах класса В-1а и класса В-1г, где в аварийных ситуациях возможно образование взрывоопасных смесей температурных групп Т1-Т6 согласно «Правилам устройств электроустановок (ПУЭ)».

В конструкции пункта исполнения «ШУГО» предусмотрено газовое обогревательное оборудование.

Пункты имеют строповочные устройства (места строповок), рассчитанные на подъем и погрузку.

В состав пункта входят:

— фильтр газа Ф1;

— контрольно-измерительные приборы для измерения давления газа на входе и выходе пункта и контроля перепада давления на фильтре газа МН1, МН2, МН3;

— измерительный комплекс СГ-ЭК СЧ1 для измерения объема прошедшего через пункт газа в единицах объема, приведенных к стандартным условиям;

— регулятор давления газа КР1*;

— предохранительно-запорный клапан (ПЗК)*;

— предохранительный сбросной клапан (ПСК) КП1*;

*Допускается применение комбинированного регулятора давления газа со встроенными предохранительными устройствами (запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК)).

— устройство обводного газопровода (байпас) с установленными на нем последовательно двумя отключающими устройствами ВН14, ВН15, а также контрольным манометром и продувочным трубопроводом, установленными на участке между отключающими устройствами;

— электрообогреватель с терморегулятором для исполнения ШУЭО либо газовый обогреватель для исполнения ШУГО.

Пункт работает следующим образом:

— газ по входному трубопроводу через входное запорное устройство ВН 13 поступает на фильтр газа Ф1, оснащенный индикатором перепада давления;

— после фильтра газ поступает на регулятор давления газа КР1, где происходит снижение давления газа до требуемого значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходное запорное устройство ВН16 поступает к потребителю;

— при повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается предохранительный сбросной клапан КП1, в том числе

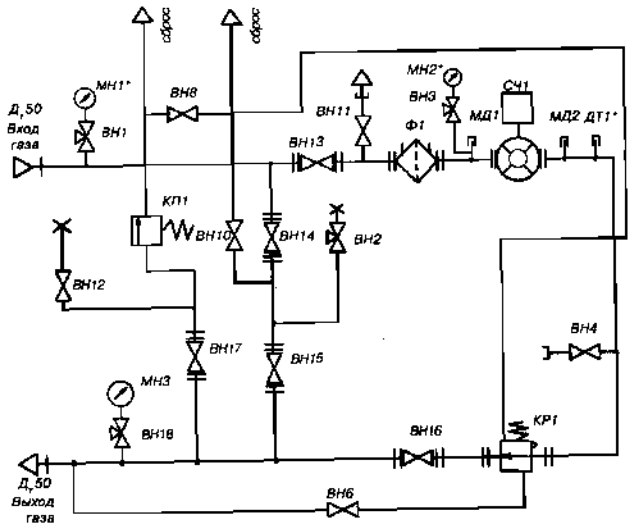


Схема пневматическая функциональная:
ВН1-ВН3, ВН18 — кран трехходовой д/манометр; ВН4, ВН6, ВН8 — кран шаровой муфтовый 11627п Д, 15; ВН10, ВН11 — кран шаровой муфтовый 11627п Д, 20; ВН12 — кран манометра МН-15; ВН13-ВН17 — кран шаровой КШ-50-16; КП1 — клапан пружинный сбросной ПСКУ-50 Н/5; КР1 — регулятор давления MR50 SF6 «Elster» (Германия); СЧ1 — комплекс измерительный СГ-ЭК-Р-25 (40, 65, 100)/ 1,6; МД1, МД2 — места отбора давления для контроля перепада давления на счетчике газа; МН1, МН2* — манометр 0,6 МПа; МН3* — манометр 10 кПа; Ф1 — фильтр газа ФГ16-50 (оснащен индикатором перепада давления ДПД16); ДТ1* — гильза термометра

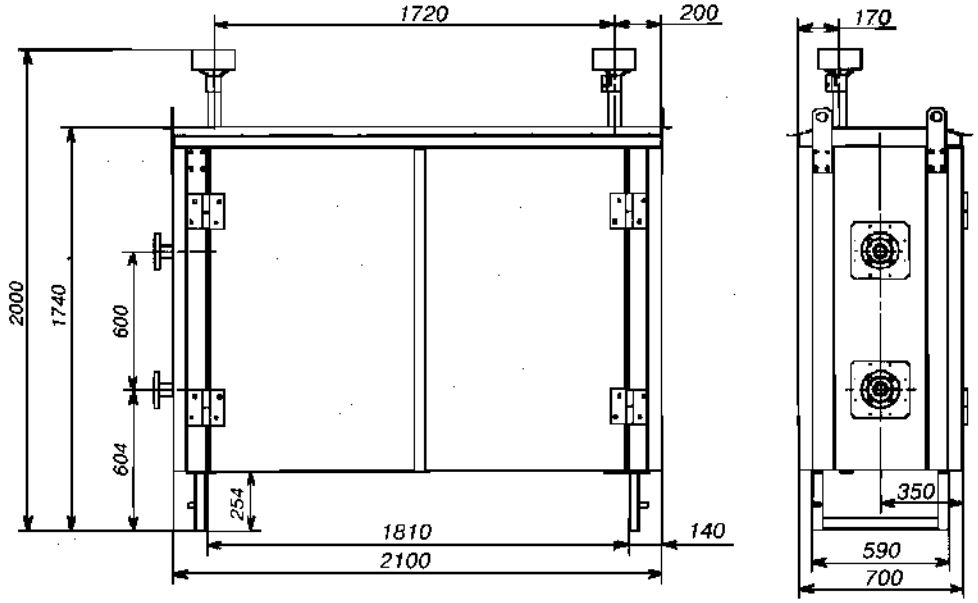
* Поставляется по заказу.

встроенный в регулятор давления газа, и происходит сброс газа в атмосферу;

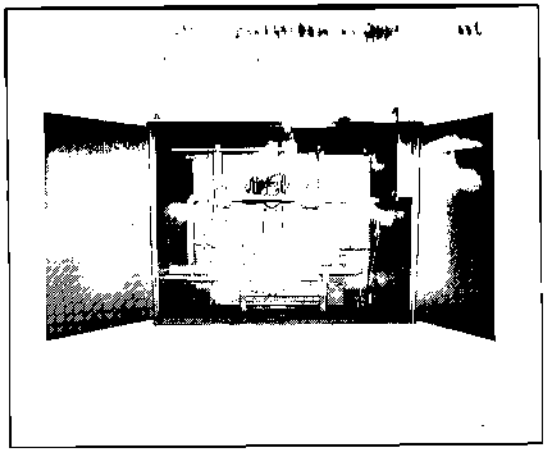
— при дальнейшем повышении или понижении выходного давления газа сверх допустимых значений срабатывает встроенный в регулятор давления газа предохранительный запорный клапан, перекрывающий вход газа в регулятор;

— для ремонта и проверки оборудования при закрытых входном и выходном запорных устройствах, для поступления газа к потребителю предусмотрен обводной трубопровод (байпас). В этом случае регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными на байпасе запорными устройствами ВН14, ВН15. Второе по ходу газа отключающее устройство ВН15 обеспечивает плавное регулирование расхода газа. Контроль давления производится по выходному манометру МН3;

— на входном трубопроводе после входного крана ВН13, после регулятора давления газа и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.



Габаритный чертеж пункта учета и редуцирования газа ПУРДГ

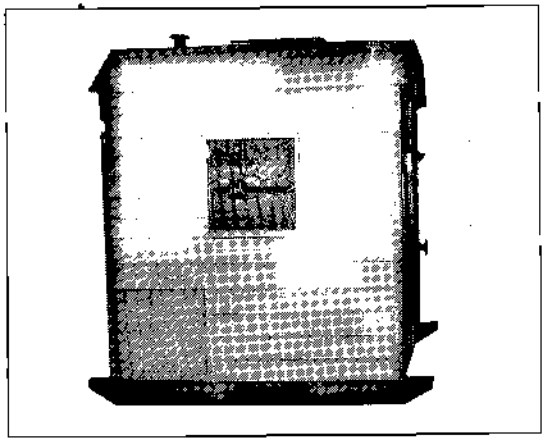


Газорегуляторные пункты шкафные с узлом учета ГРПШ-13-1Н(В)У1, ГРПШ-15-1Н(В)У1, ГРПШ-16-1Н(В)У1

с одной линией редуцирования, байпасом и одним выходом

Газорегуляторные установки с узлом учета ГРУ-13-1Н(В)У1, ГРУ-15-1Н(В)У1, ГРУ-16-1Н(В)У1

с одной линией редуцирования, байпасом и одним выходом



Пункты газорегуляторные блочные с узлом учета ПГБ-13-1Н(В)У1, ПГБ-15-1Н(В)У1, ПГБ-16-1Н(В)У1

с одной линией редуцирования, байпасом и одним выходом

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-1НУ1	13-1ВУ1	15-1НУ1	15-1ВУ1	16-1НУ1	16-1ВУ1
Регулятор давления газа	РДГ-50Н	РДГ-50В	РДГ-80Н	РДГ-80В	РДГ-150Н	РДГ-150В
Давление газа на входе, Рвх, МПа	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, $P_{вых}$, кПа	1,5–60	60–600	1,5–60	60–600	60–600	60–600
Пропускная способность (для газа плотностью g = 0,73 кг/м³), м³/ч	6200	6200	13 000	13 000	25 600	25 600
Габаритные размеры, мм:						
ГРПШ:						
длина, L			3600	3600	3800	3800
ширина, B			800	800	1200	1200
высота, H			2000	2000	2200	2200
ГРУ:						
длина, L	2800	2800	3200	3200	3600	3600
ширина, B	600	600	800	800	800	800
высота, H	1500	1500	1500	1500	1500	1500
ПГБ:						
длина, L	2000	2000	2800	2800	3100	3100
ширина, B	2300	2300	2300	2300	2300	2300
Масса, кг:						
ГРПШ	450	450	480	480	890	890
ГРУ	400	400	420	420	480	480
ПГБ	3000	3000	3200	3200	3300	3300

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем к регулятору давления газа *6*, регулятор снижает давление газа до установленного значения и поддерживает его на заданном уровне. После редуцирования газ через выходной кран *12* поступает потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *11* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном *1* и выходном *12* кранах газ поступает к потребителю по байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами *13*, *14* обеспечивающими плавность установки давления. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входного крана, после регулятора давления газа и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тупике».

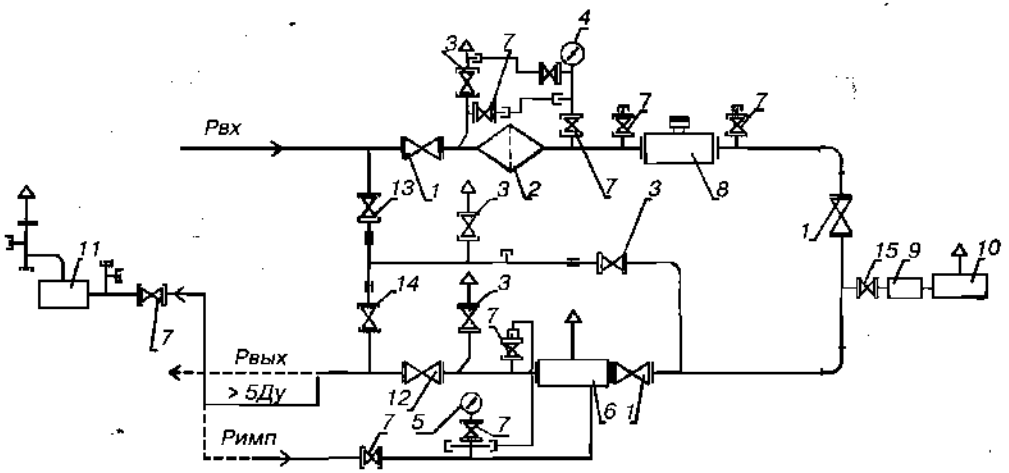
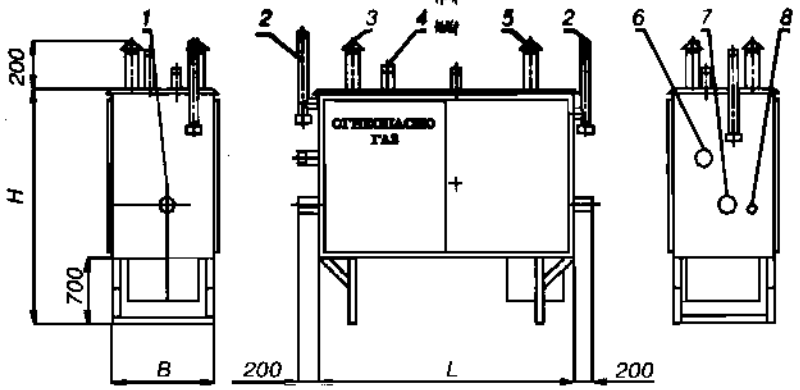
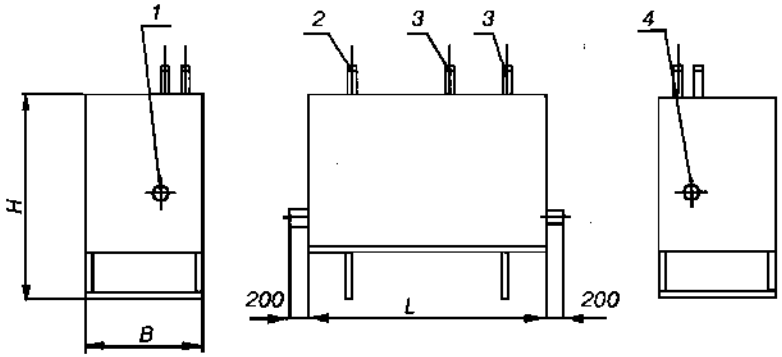


Схема пневматическая функциональная: 1, 3, 7, 12, 13, 14, 15 — краны шаровые; 2 — фильтр типа УФГ; 4 — манометр входной; 5 — выходной манометр (не комплектуется); 6 — регулятор давления газа; 8 — счетчик газовый; 9 — регулятор отопления; 10 — газогорелочное устройство; 11 — клапан предохранительный сбросной

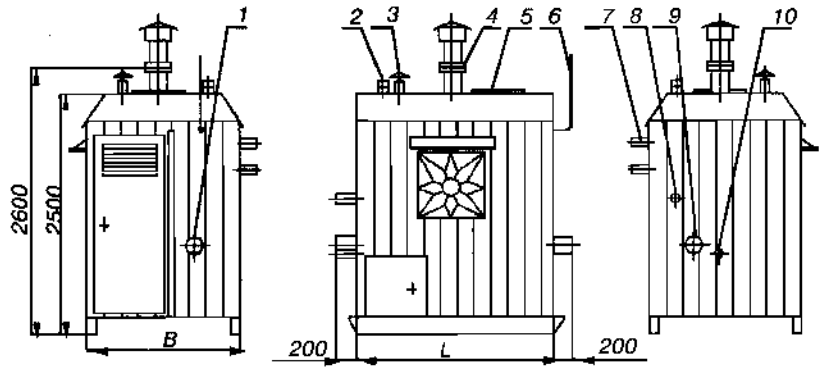
Для ГРУ пункты 9, 10, 15 отсутствуют.



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ): 1 — Рвх; 2 — продувочный патрубок; 3 — дымоход; 4 — выход предохранительного сбросного клапана; 5 — вентиляционный патрубок; 6 — вход предохранительно сбросного клапана; 7 — Рвых; 8 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ): 1 — Рвх; 2 — выход КПС; 3 — продувочные патрубки; 4 – Рвых



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ): 1 — Рвх; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — Рвых; 10 — подвод импульса к регулятору

Общество с ограниченной ответственностью

"РАДОН и К^{O}"

Россия, 413100, Саратовская область, г.Энгельс, ул. Нестерова, 6
Тел./факс (84511) 2-67 73, 2-14-55, тел. (84511) 2-04-43, 2-19-68, 2-56-19
ИНН-6437000059 Саратовское ОСБ № 8622 г. Саратов Энгельсское ОСБ 130
г. Энгельс, р/с 40702810856170100610 в АКСБ Саратовский банк СБ РФ
г. Саратов, к/с 30101810500000000649 БИК-046311649, код по ОКПО 24398444,
код по ОКОНХ 14541
E-mail: radon@engels.san.ru

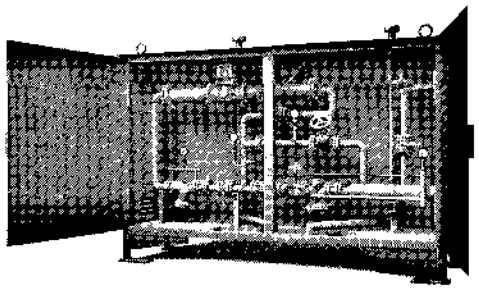
№ 491 от 22.07.2002 г.

УДОСТОВЕРЕНИЕ

ООО "РАДОН и К^{O}" подтверждает, что Общество с ограниченной ответственностью "Газ-Сервис" является дилером ООО "РАДОН и К^{O}".

ООО "Газ-Сервис" укомплектовано квалифицированным и грамотным персоналом. ООО "РАДОН и К^{O}" своевременно предоставляет информацию о всех производимых предприятием новых разработках, доработках и изменениях конструкции выпускаемой продукции.

Директор В.И. Царанок



Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГСГО-50-СГ-ЭК, ГСГО-50/25-СГ-ЭК, ГСГО-50/25-СГ$_{100}$-ЭК

с одной линией редуцирования и байпасом

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулируемая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87.
Давление на входе — 1,2 МПа.
Регулятор давления газа:
ГСГО-50-СГ-ЭК — РДБК1-50;
ГСГО-50/25-СГ-ЭК, ГСГО-50/25-СГ$_{100}$-ЭК — РДБК1-50/25.
Счетчик газа:
ГСГО-50-СГ-ЭК — СГ16М-400;
ГСГО-50/25-СГ-ЭК — СГ16М-250;
ГСГО-50/25-СГ$_{100}$-ЭК — СГ16М-100.
Пропускная способность при давлении на входе:
0,1 МПа — 800, (320)*, (200)** м^3/ч;
0,3 МПа — 1600, (600)*, (400)** м^3/ч;
0,6 МПа — 2800, (1000)*, (700)** м^3/ч;
0,9 МПа — 4000, (1400)*, (1000)** м^3/ч;
1,2 МПа — 5200, (2000)*, (1300)** м^3/ч.
Тепловая мощность обогревателя при давлении газа 2000 Па — 1920 Вт.
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па — 0,2 м^3/ч.
Время отключения обогревателя — 90 с.
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа — 90 с.
Приведение измеренного рабочего объема газа к объему при стандартных условиях — электронный корректор.
Диапазон температуры измеряемой среды — от –20 °С до +50 °С.
Габаритные размеры:
длина — 3120 мм;
ширина — 1050 мм;
высота — 2100 мм.
Масса — 1000 кг.

*Для ГСГО-50/25-СГ-ЭК.
**Для ГСГО-50/25-СГ$_{100}$-ЭК.

	Значения для исполнений ГСГО 50-СГ-ЭК, ГСГО 50/25-СГ-ЭК, ГСГО 50/25-СГ$_{100}$-ЭК						
	00	01	02	03	04	05	06
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	1–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, МПа	0,00126–0,00500	0,005–0,020	0,02–0,05	0,050–0,075	0,075–0,126	0,126–0,300	0,3–0,7
Диапазон настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0014–0,0060	0,006–0,022	0,022–0,060	0,060–0,080	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0003–0,0020	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией.

В шкафу размещено технологическое оборудование *6*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *4* и *5*. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время года предназначены два обогревателя *2*, газ к которым подводится по газопроводу *3*.

Технологическое газовое оборудование ГРП шкафного состоит из линии учета расхода газа *1*, линии редуцирования *2* и системы обогрева *3*.

Линия учета расхода газа содержит фильтр *4*, кран *5*. Для визуального наблюдения за давлением газа и замера перепада давления на фильтре предусмотрены краны *6, 7* и манометр *8*. Для учета расхода газа предусмотрен измерительный комплекс *9*.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте фильтра предусмотрена обводная линия *13*, снабженная краном *14*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен сбросной трубопровод *15* с краном *16*.

Линия редуцирования состоит из основной *17* и обводной (байпасной) линии *18*, импульсного трубопровода *19*, трубопровода сброса газа *20*, предохранительного сбросного клапана *21* с краном *22*.

Для замера давления газа на выходе установлен кран *23*.

Основная линия содержит кран *24* на входе, клапан предохранительно-запорный *25*, регулятор давления газа РДБК1-50 *26*, кран *27* на выходе.

Для контроля давления установлены краны *30* и *31* с манометрами *32* и *33*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрены продувочные трубопроводы *38, 39* с кранами *40* и *41*.

Система обогрева *3* предназначена для обогрева ГРП шкафного в период отопительного сезона и включает два обогревателя *34, 35*, регулятор РДСГ-1,2 *36* и кран *37*.

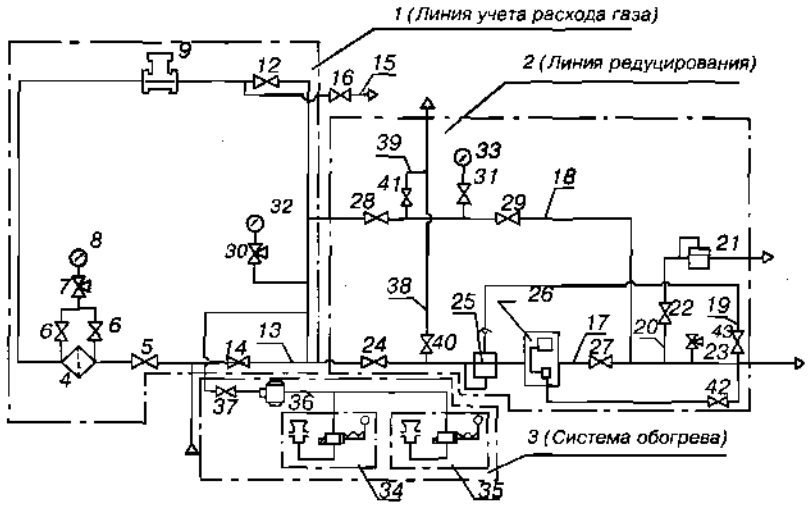
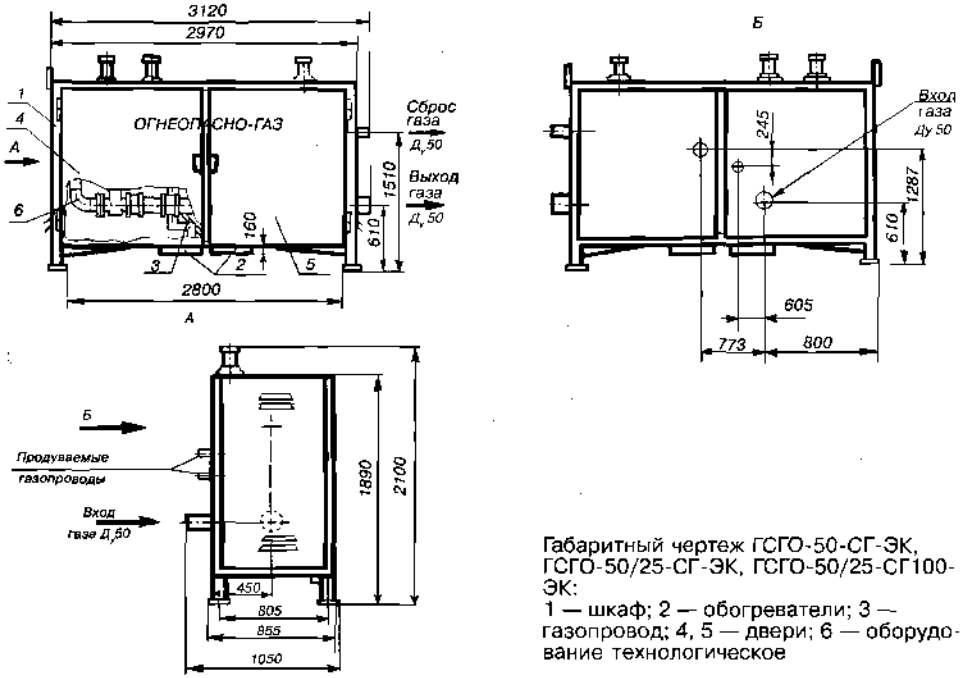
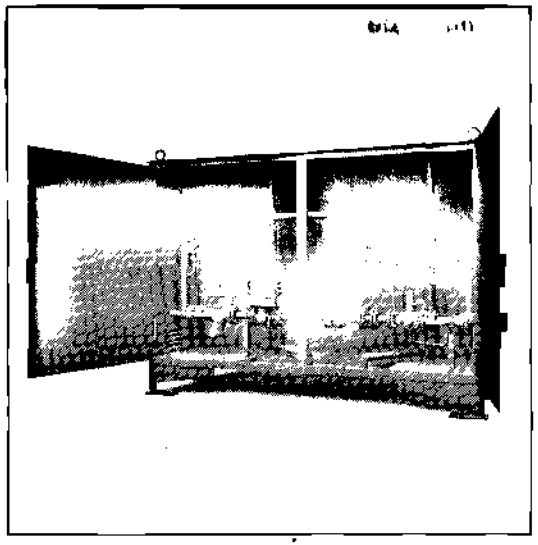


Схема пневматическая функциональная:
4 — фильтр; 5-7, 12-14, 16, 22-24, 27-31, 37, 40-43 — запорная арматура; 8, 32, 33 — манометры; 9 — измерительный комплекс; 21 — клапан пружинный сбросной; 25 — клапан предохранительно-запорный; 26, 36 — регуляторы давления; 34, 35 — обогреватели



Габаритный чертеж ГСГО-50-СГ-ЭК, ГСГО-50/25-СГ-ЭК, ГСГО-50/25-СГ100-ЭК:
1 — шкаф; 2 — обогреватели; 3 — газопровод; 4, 5 — двери; 6 — оборудование технологическое



Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГРПШ-400-02-СГ-ЭК

С основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87
Давление газа на входе, МПа	0,6
Диапазон настройки давления газа на выходе, МПа	0,002–0,0035 0,0035–0,005
Максимальная пропускная способность, м³/ч	600
Регулятор давления газа комбинированный	РДНК-400
Тепловая мощность обогревателя, кВт, при давлении газа 2000 Па	1,1
Расход газа на обогреватель при давлении газа 2000 Па, м³/ч	0,1
Время включения обогревателя, С	90
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, С	90
Счетчик газа	СГ-ЭК-100/1,6
Погрешность измерения в диапазоне измерения расхода, % (20–100) Q_{max}	±1
Масса, кг	900

Устройство и принцип работы

ГРПШ шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией.

В шкафу размещено технологическое оборудование *6*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *4, 5*. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время предназначены два обогревателя *2*, газ к которым подводится по газопроводу *3*.

Технологическое оборудование ГРП шкафного состоит из линии учета расхода газа *1*, линии редуцирования *2* и системы обогрева *3*.

Линия учета расхода газа содержит фильтр *4*, кран *5*. Для визуального наблюдения за давлением газа и замера перепада давления на фильтре предусмотрены краны *6, 7* и манометр *8*. Для измерения объема проходящего потока газа предусмотрен счетчик газа *9*.

На выходе установлен кран *12*.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте фильтра предусмотрена обводная линия *13*, снабженная краном *14*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен сбросной трубопровод *15* с краном *16*.

Линия редуцирования состоит из основной *17* и резервной *18* линий, импульсных трубопроводов и трубопроводов сброса газа *38, 39, 40* (продувочных).

Для замера давления газа на выходе установлен кран *23*.

Линии редуцирования состоят из кранов *24, 28* на входе, регуляторов давления газа РДНК-400, кранов *27, 29* на выходе.

Система обогрева 3 предназначена для обогрева ГРП шкафного в период отопительного сезона и включает два обогревателя *34, 35*, регулятор РДСГ-1,2 *36* и кран *37*.

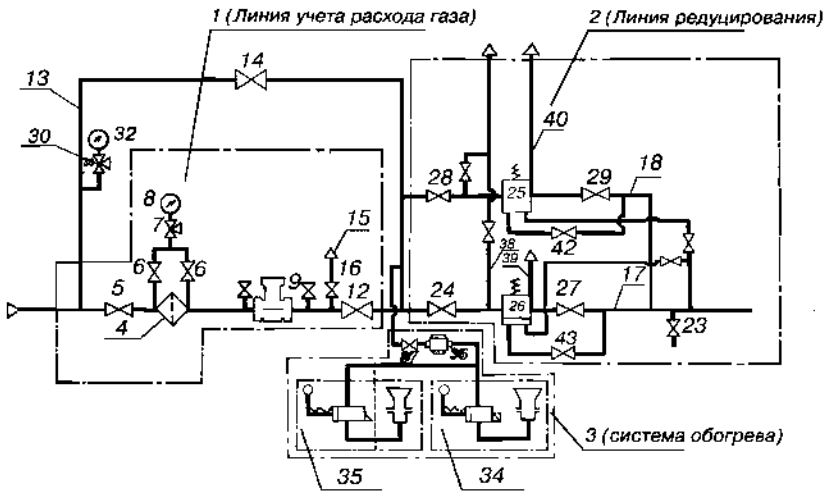
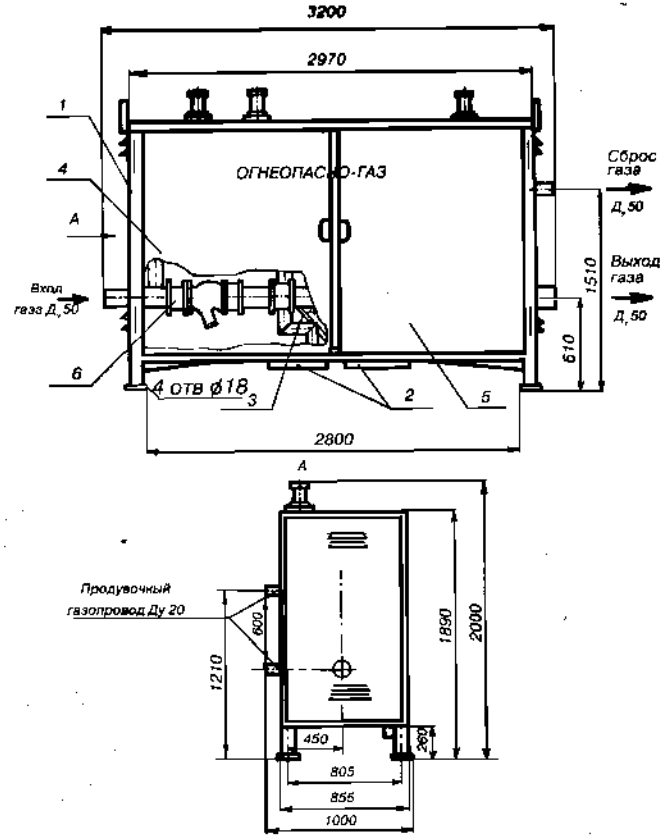
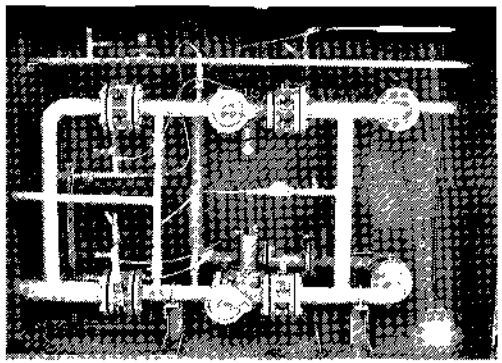


Схема пневматическая функциональная:
4 — фильтр; 5-7, 12, 14-16, 23, 24, 27-29, 37-40 — запорная арматура; 8 — манометр; 9 — счетчик газа; 36 — регулятор



Габаритный чертеж ГРПШ-400-02-СГ-ЭК:
1 — шкаф; 2 — обогреватель; 3 — газопровод; 4,5 — двери; 6 — оборудование технологическое

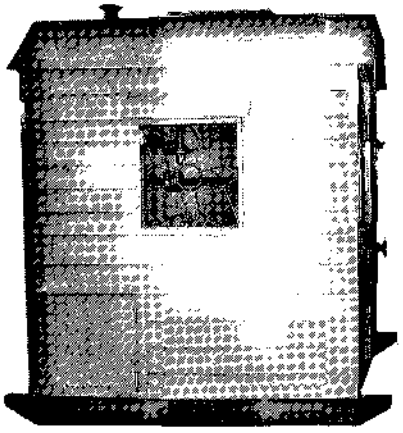


Газорегуляторные пункты шкафные с узлом учета ГРПШ-04-2У1, ГРПШ-05-2У1, ГРПШ-07-2У1, ГРПШ-02-2У1, ГРПШ-03М-2У1, ГРПШ-03БМ-2У1

с основной и резервной линиями редуцирования

Газорегуляторные установки с узлом учета ГРУ-04-2У1, ГРУ-05-2У1, ГРУ-07-2У1, ГРУ-02-2У1, ГРУ-03М-2У1, ГРУ-03БМ-2У1

с основной и резервной линиями редуцирования



Пункты газорегуляторные блочные с узлом учета ПГБ-04-2У1, ПГБ-05-2У1, ПГБ-07-2У1, ПГБ-02-2У1, ПГБ-03М-2У1, ПГБ-03БМ-2У1

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	04-2У1	05-2У1	07 2У1	02-2У1	03М-2У1	03БМ-2У1
Регулятор давления газа	РДНК-400	РДНК-400М	РДНК-1000	РДНК-У	РДСК-50М	РДСК-50БМ
Клапан предохранительный сбросной	КПС-Н	КПС-Н	КПС-Н	КПС-Н	КПС-С	КПС-С
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87					
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, $P_{вых}$, кПа	2–5	2–5	2–5	2–5	10–100	270–300
Пропускная способность (для газа плотностью $\rho = 0{,}73$ кг/м^3), м^3/ч	250	500	800	900	900	1100
Масса, кг:						
ГРПШ	250	250	250	250	250	250
ГРУ	170	170	170	170	170	170
ПГБ	2400	2400	2400	2400	2400	2400

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем к регулятору давления газа *6*, регулятор снижает давление газа до установленного значения и поддерживает его на заданном уровне. После редуцирования газ через выходной кран *13* поступает потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *11* и происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном *1* и выходном *13* кранах газ поступает к потребителю по резервной линии редуцирования. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входного крана *1*, после регулятора давления газа *6* и на резервной линии редуцирования предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тупике».

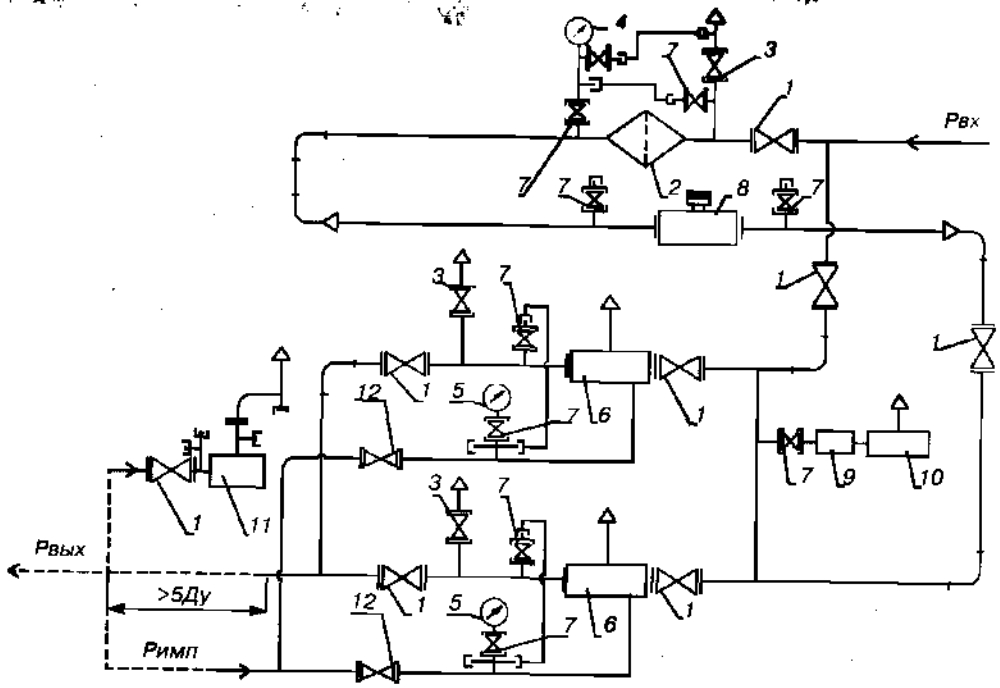
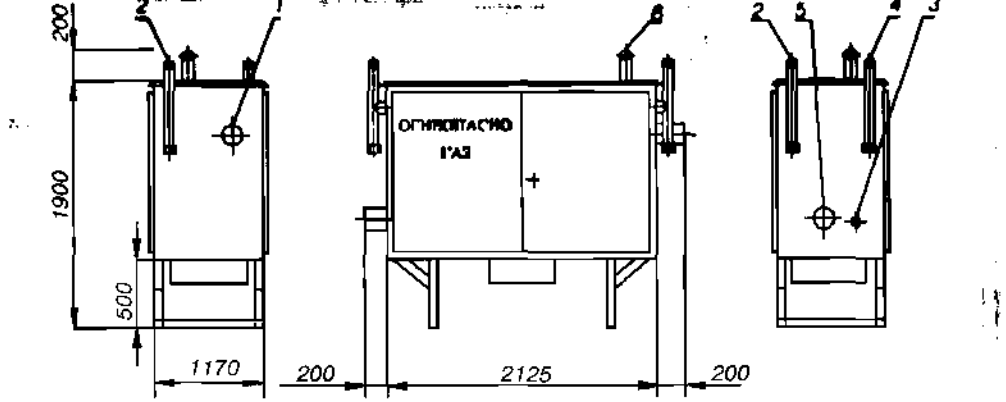
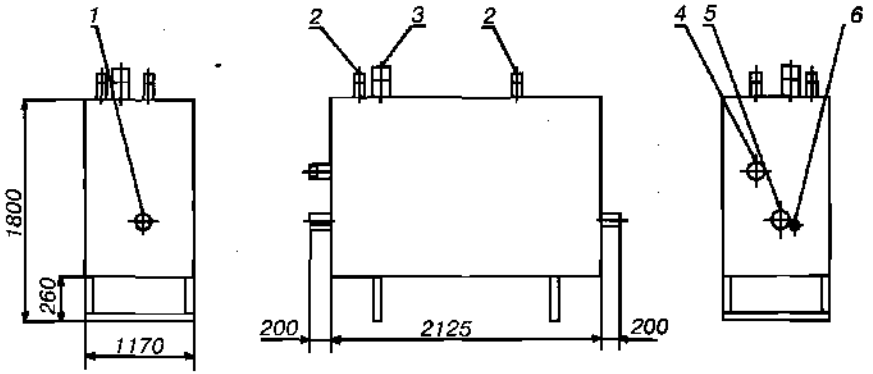


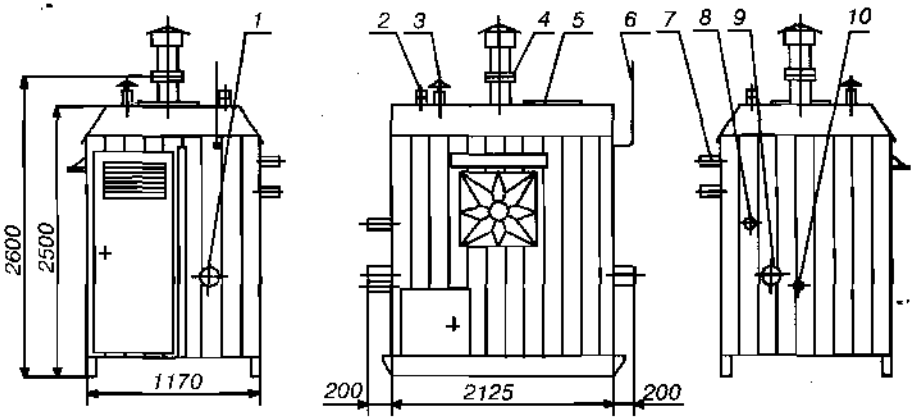
Схема пневматическая функциональная: 1, 3, 7, 12, 13 — краны шаровые; 2 — фильтр типа ФГ; 4 — манометр входной МТ; 5 — выходной манометр (не комплектуется); 6 — регулятор давления газа; 8 — счетчик газовый; 9 — регулятор (на отопление); 10 — аппарат отопительный; 11 — клапан предохранительный сбросной



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ): 1 — Рвх; 2 — продувочный патрубок; 3 — вход КПС-С; 4 — выход КПС-С; 5 — Рвых; 6 — вентиляционный патрубок



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ): 1 — Рвх; 2 — продувочный патрубок; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — Рвых; 6 — подвод импульса к регулятору



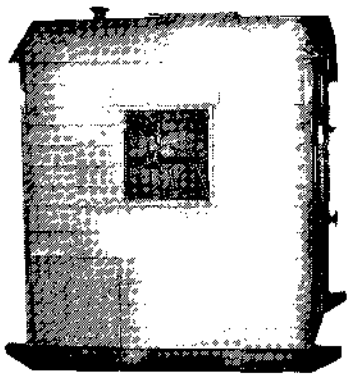
Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ): 1 — Рвх; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — Рвых; 10 — подвод импульса к регулятору

Газорегуляторные пункты шкафные с узлом учета ГРПШ-13-2Н(В)У1, ГРПШ-15-2Н(В)У1, ГРПШ-16-2Н(В)У1

с основной и резервной линиями редуцирования

Газорегуляторные установки с узлом учета ГРУ-13-2Н(В)У1, ГРУ-15-2Н(В)У1, ГРУ-16-2Н(В)У1

с основной и резервной линиями редуцирования



Пункты газорегуляторные блочные с узлом учета ПГВ-13-2Н(В)У1, ПГВ-15-2Н(В)У1, ПГВ-16-2Н(В)У1

с основной и резервной линиями редуцирования

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-2НУ1	13-2ВУ1	15-2НУ1	15-2ВУ1	16-2НУ1	16-2ВУ1
Регулятор давления газа	РДГ-50Н	РДГ-50В	РДГ-80Н	РДГ-80В	РДГ-150Н	РДГ-150В
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, $P_{вых}$, кПа	1,5–60	60–600	1,5–60	60–600	60–600	60–600
Пропускная способность (для газа плотностью g = 0,73 кг/м³), м³/ч	6200	6200	13 000	13 000	25 600	25 600
Габаритные размеры, мм:						
ГРПШ:						
длина, L	2500	2500	2800	2800	4600	4600
ширина, B	1300	1300	1400	1400	1200	1200
высота, H	1900	1900	2200	1700	2500	2500
ГРУ:						
длина, L	2300	2300	2400	2400	2900	2900
ширина, B	1300	1300	1300	1300	1500	1500
высота, H	1500	1500	2000	2000	1800	1800
ПГБ:						
длина, L	3000	3000	3500	3500	4200	4200
ширина, B	2400	2400	2400	2400	2400	2400
Масса, кг:						
ГРПШ	650	650	720	720	800	800
ГРУ	520	520	630	630	700	700
ПГБ	3800	3800	3800	3800	4200	4200

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем к регулятору давления газа *6*, регулятор снижает давление газа до установленного значения и поддерживает его на заданном уровне. После редуцирования газ через выходной кран *13* поступает потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *11* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном *1* и выходном *13* кранах газ поступает к потребителю по резервной линии редуцирования. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входного крана *1*, после регулятора давления газа *6* и на резервной линии редуцирования предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тупике».

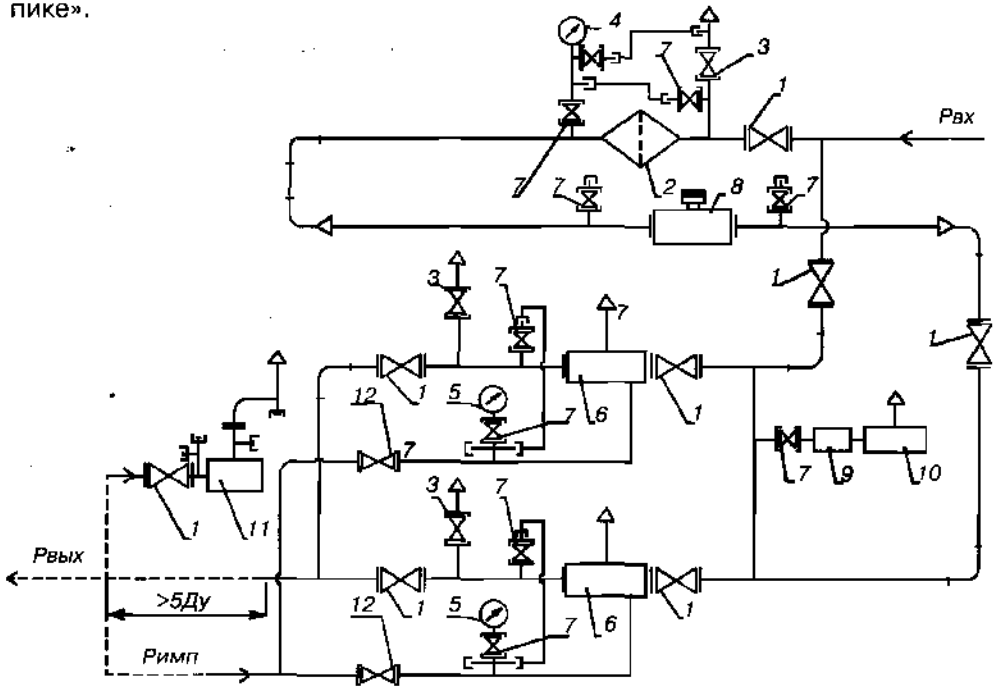
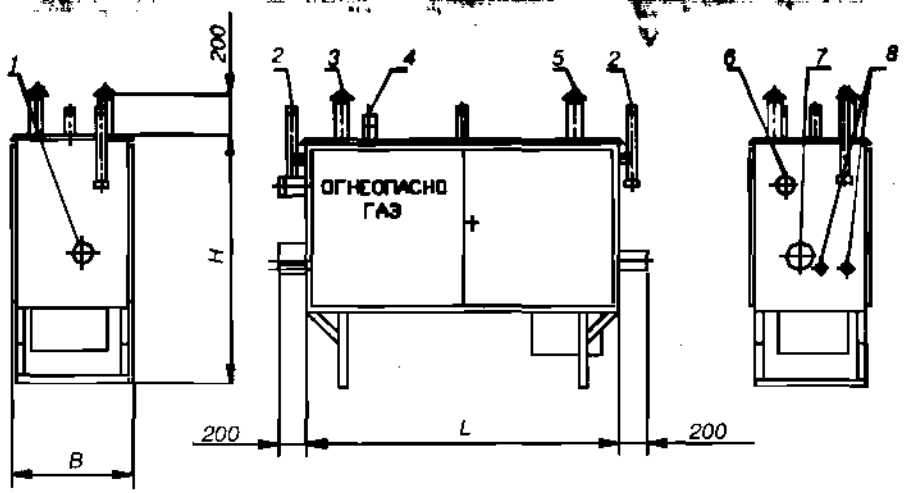
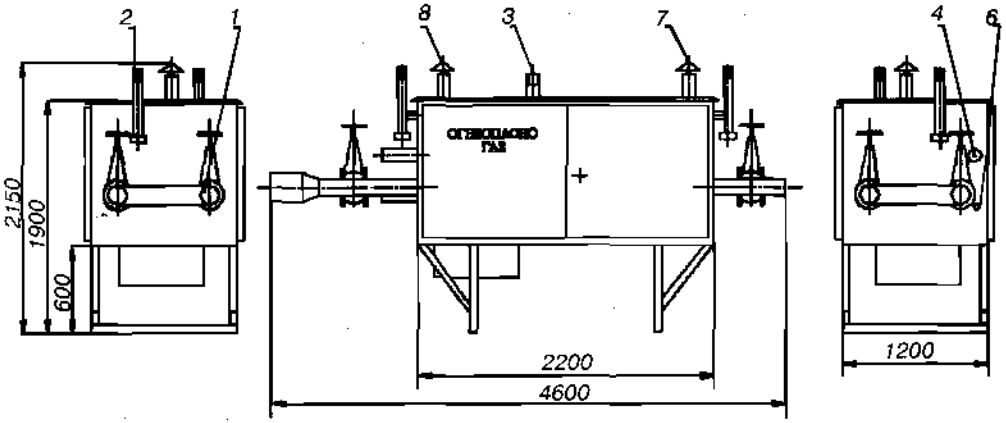


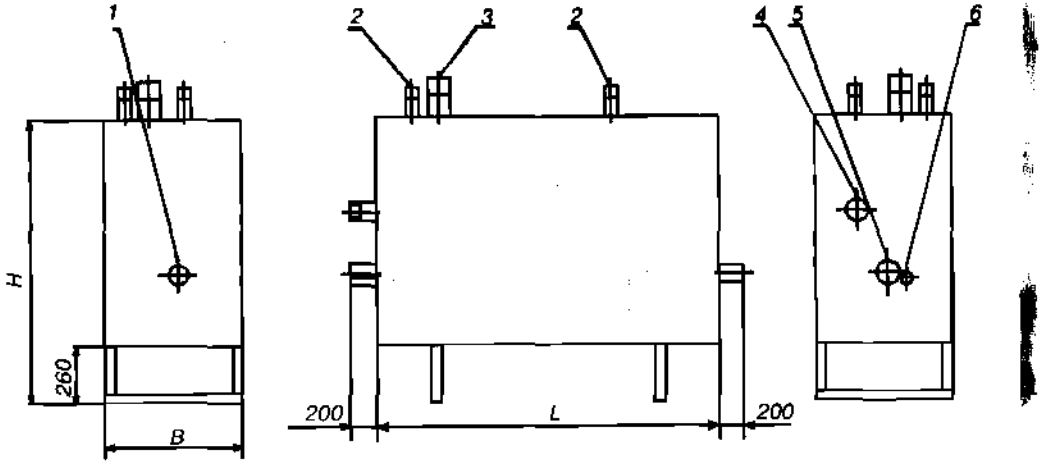
Схема пневматическая функциональная: 1, 3, 7, 12, 13 — краны шаровые; 2 — фильтр типа ФГ; 4 — манометр входной МТ; 5 — выходной манометр (не комплектуется); 6 — регулятор давления газа; 8 — счетчик газовый; 9 — регулятор (на отопление); 10 — аппарат отопительный; 11 — клапан предохранительный сбросной



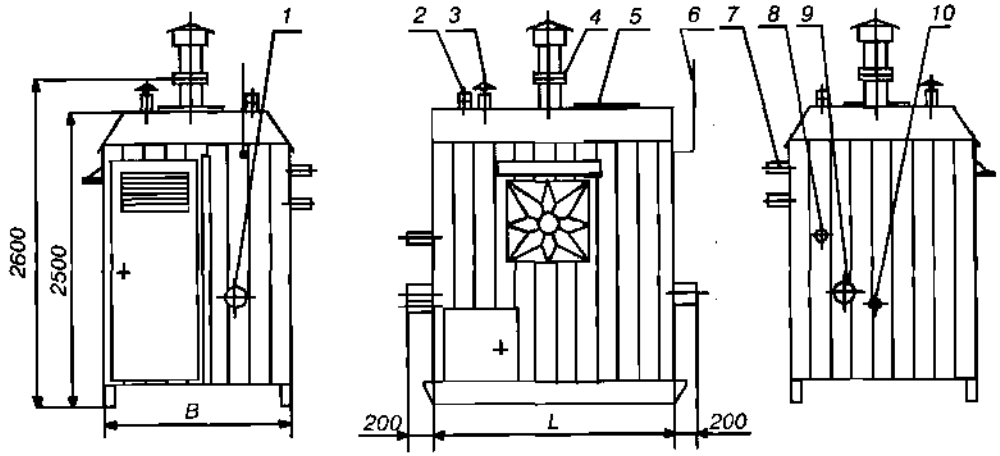
Габаритный чертеж газорегуляторных пунктов шкафных ГРПШ: 1 — Рвх; 2 — продувочный патрубок; 3 — дымоход; 4 — выход ПСК; 5 — вентиляционный патрубок; 6 — вход ПСК; 7 — Рвых; 8 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-16-2Н(В)У1:
1 — Рвх (Ду 50); 2 — продувочный патрубок (Д 20); 3 — выход ПСК-50В (Д 50); 4 — вход ПСК-50В (Д 50); 5 — Рвых (Д 200); 6 — подвод импульса к регулятору (Д 32); 7 — вентиляционный патрубок; 8 — дымоход



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ): 1 — Рвх; 2 — продувочный патрубок; 3 — выход клапана предохранительного сбросного; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — Рвых; 6 — подвод импульса к регулятору



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ): 1 — Рвх; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — легкосбрасываемая конструкция; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — вход клапана предохранительного сбросного; 9 — Рвых; 10 — подвод импульса к регулятору

Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГСГО-50/2-СГ-ЭК

С основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Технические характеристики

Давление на входе, МПа — 1,2.
Регулятор давления газа — РДБК1-50.
Тепловая мощность обогревателя, Вт, при давлении газа 2000 Па — 1920.
Расход газа на обогреватели при давлении газа 2000 Па, м³/ч — 0,2.
Время отключения обогревателя, с —90.
Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с — 90.
Диапазон температуры измеряемой среды, °С — от –20 до +50.
Масса, кг — 1000.

	Значения для исполнения ГСГО50/2-СГ-ЭК						
	00	01	02	03	04	05	06
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	1–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, кПа	1,26–5	5–20	20–50	50–75	75–126	126 –300	300–700
Диапазон настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0014–0,0060	0,006–0,022	0,022–0,060	0,060–0,080	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0003–0,0020	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4
Пропускная способность, м³/ч, при давлении на входе, МПа:							
0,1			800	320*			
0,3			1600	500			
0,6			2800	1000			
0,9			4000	1400			
1,2			5200	2080			

*Для ГСГО-50/2-СГ-ЭК с регулятором РДБК1-50/25.

Устройство и принцип работы

ГРПШ шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией.

В шкафу размещено технологическое оборудование *6*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *4, 5*. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время предназначены два обогревателя *2*, газ к которым подводится по газопроводу *3*.

Технологическое оборудование ГРП шкафного состоит из линии учета расхода газа *1*, линии редуцирования *2* и системы обогрева *3*.

Линия учета расхода газа содержит фильтр *4*, кран *5*. Для учета расхода газа предусмотрен измерительный комплекс *9*.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте фильтра предусмотрена обводная линия *13*, снабженная краном *14*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен сбросной трубопровод *15* с краном *16*.

Линия редуцирования состоит из двух параллельных линий редуцирования, импульсного трубопровода *19*, трубопровода сброса газа *20*, предохранительного сбросного клапана *21* с краном *22*.

Для замера давления газа на выходе установлен клапан трехлинейный 23 с манометром *33*.

Каждая линия содержит кран *24* на входе, клапан предохранительный запорный *25*, регулятор давления газа РДБК1-50 *26*, кран *27* на выходе.

Кран *28* на входе служит для настройки отключающего устройства клапана предохранительного запорного *25*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрены продувочные трубопроводы *38, 39* с кранами *40, 41*.

Система обогрева 3 предназначена для обогрева ГРП шкафного в период отопительного сезона и включает обогреватели 34 и 35, регулятор РДСГ-1,2 и кран *37*.

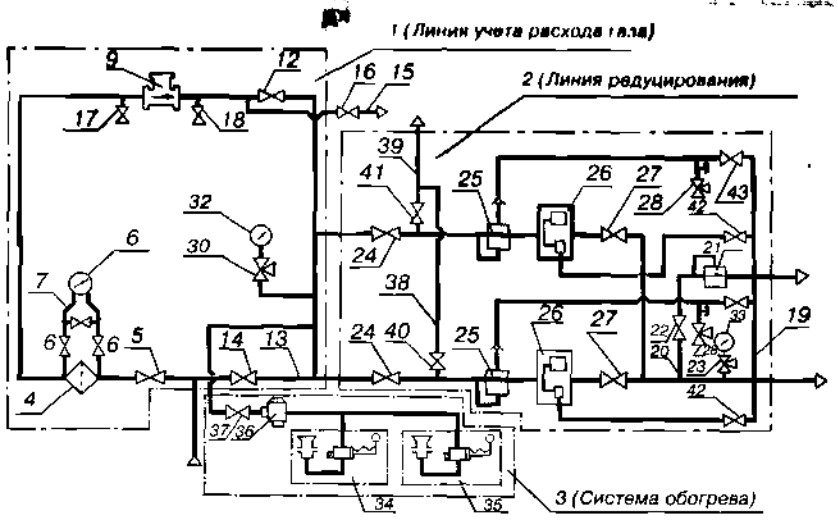
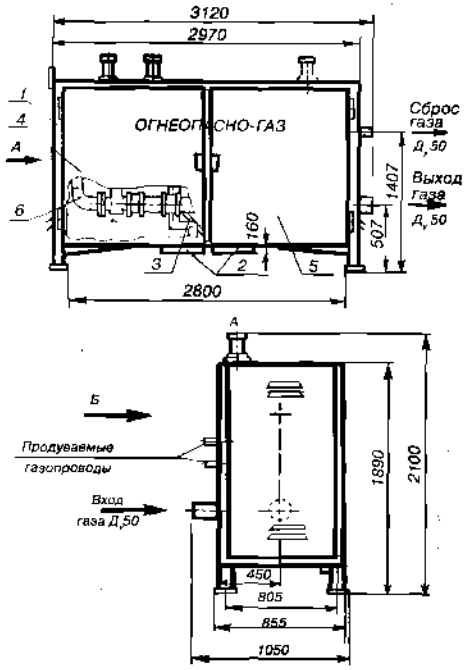
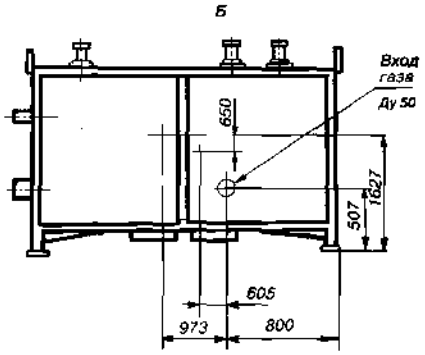


Схема пневматическая функциональная:
4 — фильтр; 5, 12, 14, 16-18, 22-24, 27, 28, 30, 37, 40-43 — запорная арматура; 6, 32, 33 — манометры; 7 — блок вентильный; 9 — измерительный комплекс; 21 — клапан пружинный сбросной; 25 — клапан предохранительный запорный; 26, 36 — регуляторы давления





Габаритный чертеж ГСГО-50/2-СГ-**ЭК**:
1 — шкаф; 2 — обогреватели; 3 — газопровод; 4,5 — двери; 6 — оборудование технологическое

Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета и газовым обогревом ГСГО-100/2-СГ-ЭК

С основной и резервной линиями редуцирования

Предприятие-изготовитель: 15

Устройство и принцип работы

ГРП шкафной представляет собой металлический шкаф *1* с теплоизоляцией.

В шкафу размещено технологическое оборудование *6*. Для удобства обслуживания в шкафу имеются двери *4* и *5*. Для обогрева ГРП шкафного в холодное время года предназначены два обогревателя *2*, газ к которым подводится по газопроводу *3*.

Технологическое газовое оборудование ГРП шкафного состоит из линии учета расхода газа, линии редуцирования и системы обогрева.

Линия учета расхода газа содержит фильтр *1*, кран *16*. Для визуального наблюдения за давлением газа и замера перепада давления на фильтре предусмотрены краны *21* и манометр *15*. Для учета расхода газа предусмотрен измерительный комплекс *2*.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа потребителю при ремонте фильтра предусмотрена обводная линия с краном *17*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрен сбросной трубопровод *34* с краном *24*.

Линия редуцирования состоит из двух параллельных линий редуцирования, импульсных трубопроводов *3*, *4*, трубопровода сброса газа *35*, клапана пружинного сбросного *7* с краном *23*.

Для замера давления газа на выходе установлен клапан трехлинейный *12*, обеспечивающий установку контрольного манометра.

Каждая линия содержит кран *19* на входе, регулятор давления газа блочный 5 (РДГБ-100), кран *27* на импульсной линии, кран *20* на выходе, а также клапан трехлинейный *11* для контроля давления при настройке отключающего устройства регулятора *5*.

Для сброса газа при выполнении ремонтных работ предусмотрены продувочные трубопроводы *36* с кранами *26*.

Технические характеристики

Регулируемая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87.

Давление на входе, МПа — 1,2.

Регулятор давления газа — РДБК1-100.

Тепловая мощность обогревателя, Вт, при давлении газа 2000 Па— 1920.

Расход газа на обогреватели при давлении газа 2000 Па, м³/ч — 0,2.

Время отключения обогревателя, с —90.

Время отключения обогревателя при прекращении подачи газа, с — 90.

Приведение измеренного рабочего объема газа к объему при стандартных условиях — электронный корректор.

Диапазон температуры измеряемой среды, °С — от –20 до +50.

Масса, кг — 1310.

	Значения для исполнения ГСГО100/2-СГ-ЭК						
	00	01	02	03	04	05	06
Диапазон настройки давления газа на выходе, кПа	1–4	4–16	16–40	40–60	60–100	100–250	250–600
Диапазон настройки давления срабатывания сбросного клапана, кПа	1,26–5	5–20	20–50	50–75	75–126	126–300	300–700
Диапазон настройки автоматического отключения подачи газа, МПа:							
при повышении выходного давления	0,0014–0,0060	0,006–0,022	0,022–0,060	0,060–0,080	0,08–0,14	0,14–0,32	0,32–0,75
при понижении выходного давления	0,0003–0,0020	0,001–0,003	0,002–0,003	0,01–0,03	0,01–0,06	0,05–0,12	0,1–0,4
Пропускная способность, м³/ч, при давлении на входе, МПа:							
0,1			1600*	2000**			
0,3			3200	4000			
0,6			5600	7000			
0,9			8000	10 000			
1,2			10 400	13 000			

* Для ГСГО-100/2-СГ-ЭК с измерительным комплексом на базе счетчика газа СГ16МТ-800.

** Для ГСГО-100/2-СГ-ЭК с измерительным комплексом на базе счетчика газа СГ16МТ-1000.

Для контроля давления установлены клапаны *8* и *10* с манометрами *13* и *14*.

Система обогрева предназначена для обогрева ГРП шкафного в период отопительного сезона и включает два обогревателя *32* и *33*, регулятор РДСГ-1,2 и кран *31*.

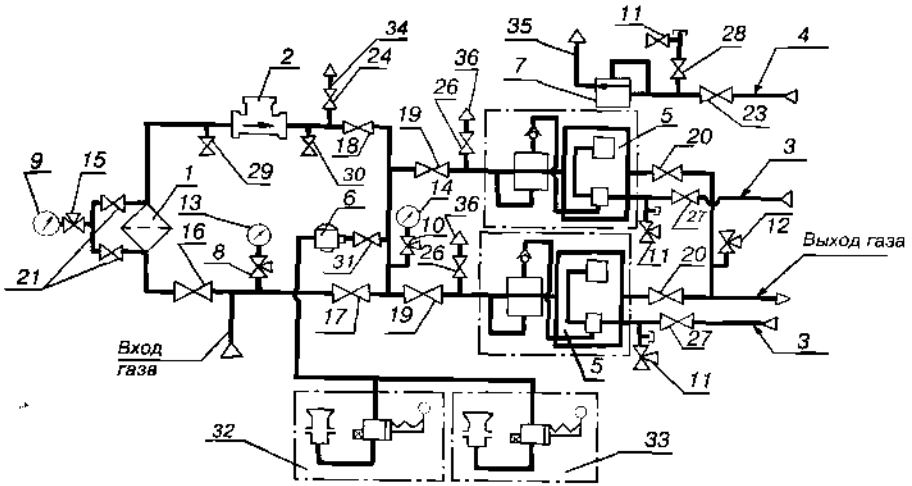
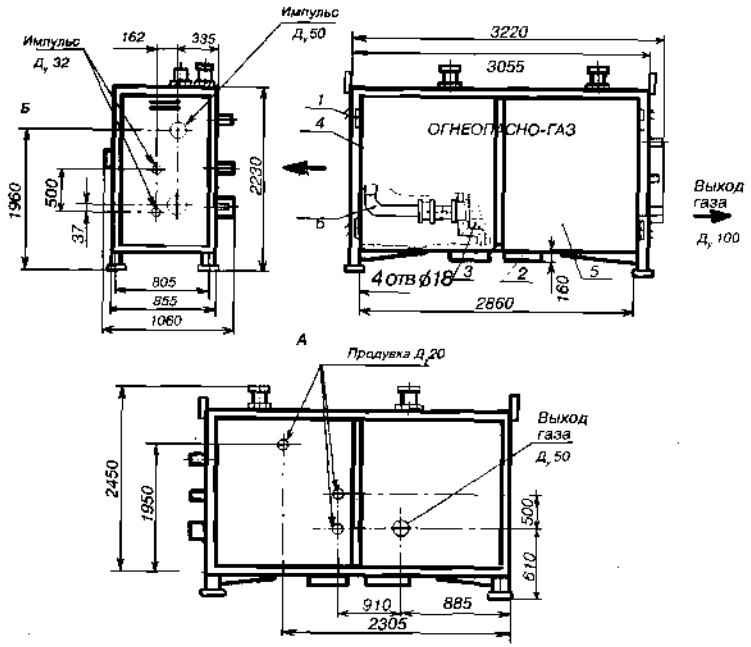
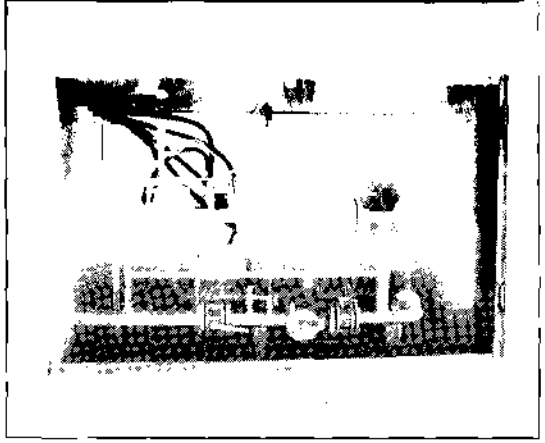


Схема пневматическая функциональная:
1 — фильтр сетчатый; 2 — измерительный комплекс; 3, 4 — импульсные трубопроводы; 5, 6 — регуляторы давления; 7 — клапан пружинный сбросной; 8-12 — клапаны трехлинейные; 13–15 — манометры; 16–31 — запорная арматура; 32–33 — обогреватели газовые; 34, 35, 36 — трубопроводы сброса газа

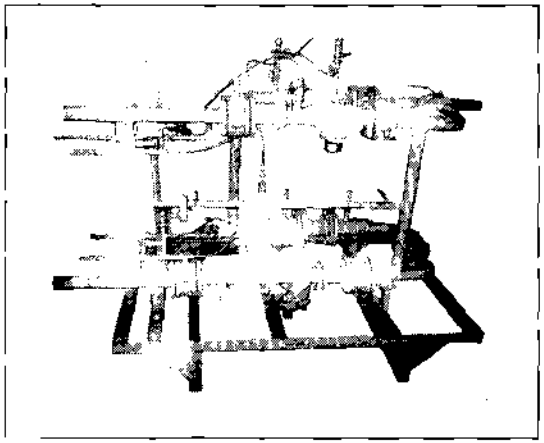




Газорегуляторные пункты шкафные с узлом учета газа

ГРПШ-03БМ-04-2У1,
ГРПШ-03БМ-04М-2У1,
ГРПШ-03БМ-07-2У1,
ГРПШ-03М-01-2У1,
ГРПШ-03БМ-01-2У1

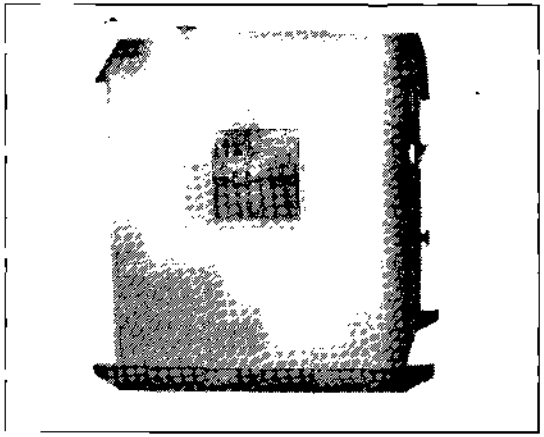
с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов



Газорегуляторные установки

ГРУ-03БМ-04-2У1,
ГРУ-03БМ-04М-2У1,
ГРУ-03БМ-07-2У1,
ГРУ-03М-01-2У1,
ГРУ-03БМ-01-2У1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов



Пункты газорегуляторные блочные

ПГБ-03БМ-04-2У1,
ПГБ-03БМ-04М-2У1,
ПГБ-03БМ-07-2У1,
ПГБ-03М-01-2У1,
ПГБ-03БМ-01-2У1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	03БМ-04-2У1	03БМ-04М-2У1	03БМ-07-2У1	03М-01-2У1	03БМ-01-2У1
Регулятор давления газа:					
Линия 1	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ
Линия 2	РДНК-400М	РДНК-400М	РДНК-1000	РДНК-У	РДНК-У
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87				
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2
Диапазон настройки выходного давления, кПа:					
$P_{вых}$, 1	270–300	270–300	270–300	10–100	270–300
$P_{вых}$, 2	2–5	2–5	2–5	2–5	2–5
Пропускная способность (для газа плотностью ρ = 0,73 кг/м³), м³/ч:					
$P_{вых}$, 1	700	700	800	900	1100
$P_{вых}$, 2	250	500	700	900	900
Масса, кг:					
ГРПШ	220	220	220	220	220
ГРУ	150	150	150	150	150
ПГБ	2000	2000	2000	2000	2000

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем на две параллельные линии редуцирования к регуляторам давления *6, 14* регуляторы снижают давление газа до установленного значения и поддерживают его на заданном уровне. После редуцирования газ через выходные краны *18, 19* поступает потребителю по двум линиям.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *9* или *12* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывают предохранительно-запорные клапаны, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном *1* и выходных *18, 19* кранах газ поступает к потребителю по байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами *11, 20*, обеспечивающими плавность установки давления. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов давления газа и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тупике».

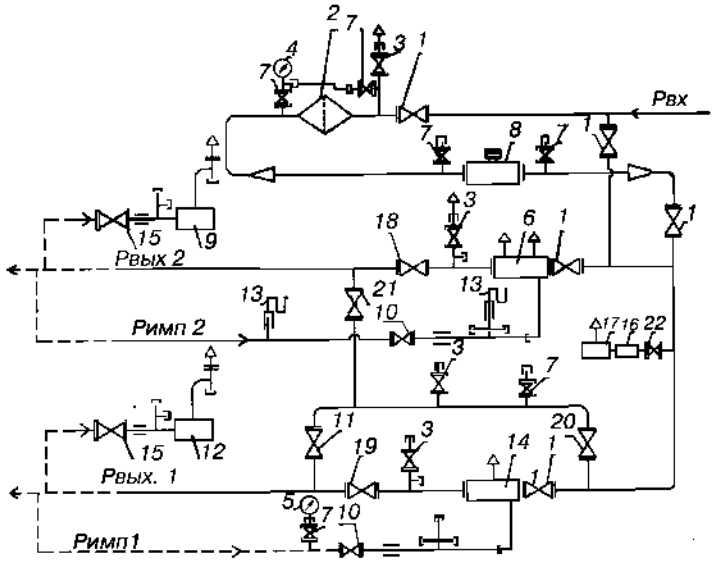
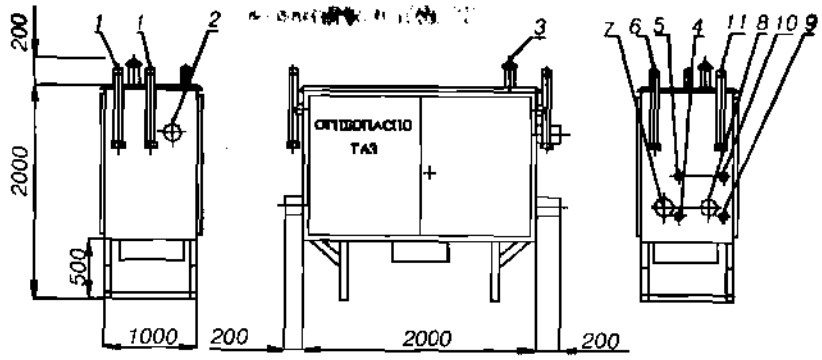
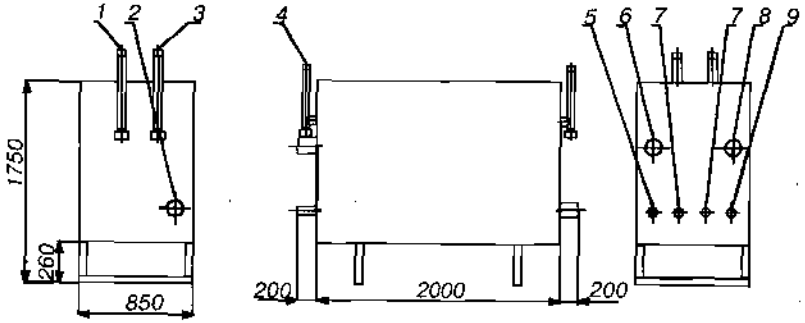


Схема пневматическая функциональная:
1, 3, 7, 10, 15, 18, 19, 20, 22 — краны шаровые; 2 — фильтр ФГ; 4 — манометр типа МТ; 5 — выходной манометр типа МТ; 6 — регулятор давления газа; 8 — счетчик газовый; 9 — предохранительный сбросной клапан; 11 — кран шаровой (с механическим приводом); 12 — предохранительный сбросной клапан; 13 — манометр водяной (не комплектуется); 14 — регулятор давления газа; 16 — регулятор давления (для отопления); 17 — газогорелочное устройство

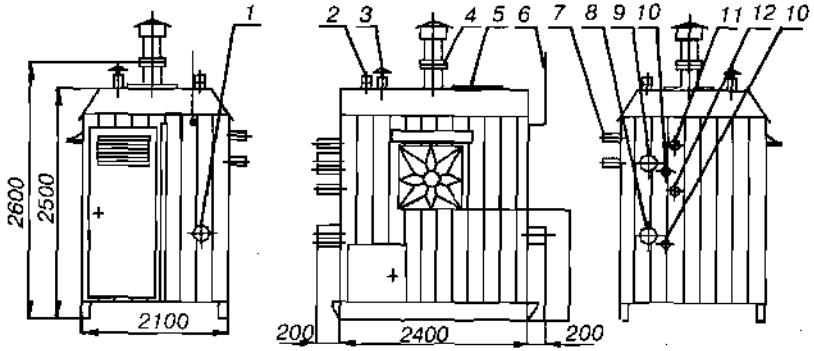
Для ГРУ позиции 16, 17, 22 отсутствуют.



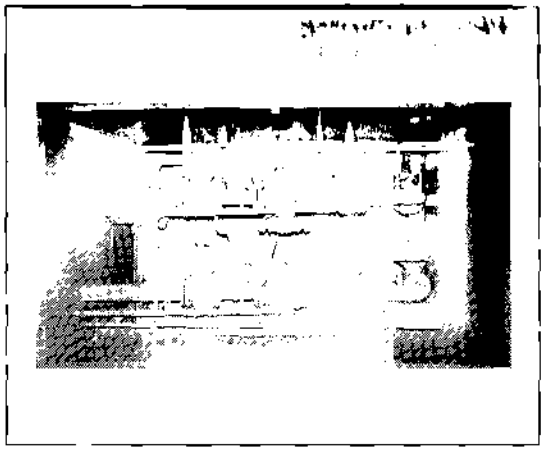
Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ:
1 — продувочный патрубок; 2 — Рвх; 3 — вентиляционный патрубок; 4 — подвод импульса к регулятору; 5 — вход клапана предохранительного сбросного; 6 — выход клапана предохранительного сбросного; 7 — Рвых.1; 8 — Рвых.2; 9 — подвод импульса к регулятору; 10 — вход клапана предохранительного сбросного; 11 — выход клапана предохранительного сбросного



Габаритный чертеж газорегуляторной установки ГРУ:
1 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — Рвх; 3 — выход клапана предохранительного сбросного №1; 4 — продувочный патрубок; 5 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 6 — Рвых.2; 7 — подвод импульса к регулятору; 8 — Рвых.1; 9 — вход клапана предохранительного сбросного №1



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта блочного ПГБ:
1 — Рвх; 2 — выход клапана предохранительного сбросного; 3 — дымоход; 4 — дефлектор; 5 — взрывобезопасный клапан; 6 — молниеотвод; 7 — продувочный патрубок; 8 — Рвых.1; 9 — Рвых.2; 10 — подвод импульса к регулятору; 11 — вход клапана предохранительного сбросного № 1; 12 — вход клапана предохранительного сбросного № 2

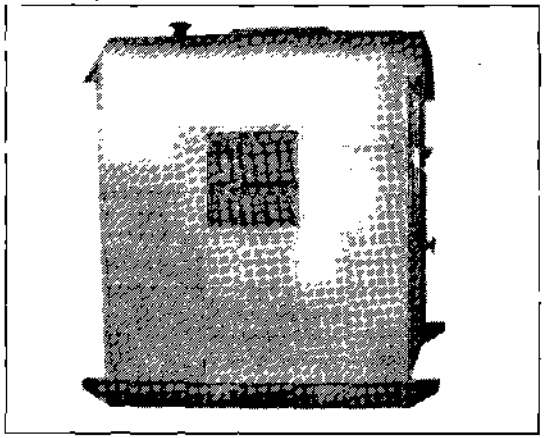


Газорегуляторные пункты шкафные с узлом учета газа ГРПШ-13-2НВ-У1, ГРПШ-15-2НВ-У1, ГРПШ-16-2НВУ-1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами при параллельном включении регуляторов с двумя выходными линиями

Газорегуляторные установки с узлом учета газа ГРУ-13-2НВ-У1, ГРУ-15-2НВ-У1, ГРУ-16-2НВУ-1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами при параллельном включении регуляторов с двумя выходными линиями



Пункты газорегуляторные блочные с узлом учета газа ПГБ-13-2НВ-У1, ПГБ-15-2НВ-У1, ПГБ-16-2НВУ-1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами при параллельном включении регуляторов с двумя выходными линиями

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-2НВ-У1	15-2НВ-У1	16-2НВ-У1
Регулятор давления газа:			
Линия 1	РДГ-50Н	РДГ-80Н	РДГ-150Н
Линия 2	РДГ-50В	РДГ-80В	РДГ-150В
Давление газа на входе, $P_{вх}$, МПа	1,2	1,2	1,2
Диапазон настройки давления газа на выходе, $P_{вых}$, кПа:			
Линия 1	1,5–60	1,5–60	1,5–60
Линия 2	60–600	60–600	60–600
Пропускная способность (для газа плотностью g=0,73 кг/м³), м³/ч	6200	11 600	25 600
Габаритные размеры, мм ГРПШ:			
длина, L	2100	2700	2700
ширина, B	1300	1400	1600
высота, H	1750	1800	2000
ГРУ:			
длина, L	1850	2300	2300
ширина, B	1300	1300	1500
высота, H	1200	1300	1600
ПГБ:			
длина, L	3100	3500	4200
ширина, B	2300	2400	2400
Масса, кг:			
ГРПШ	600	900	1000
ГРУ	500	750	900
ПГБ	3500	3900	5100

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем на две параллельные линии редуцирования к регуляторам давления *6, 14* регуляторы снижают давление газа до установленного значения и поддерживают его на заданном уровне. После редуцирования газ через выходные краны *18, 19* поступает потребителю по двум линиям.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *9* или *12* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывают предохранительно-запорные клапаны, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном *1* и выходных *18, 19* кранах газ поступает к потребителю по байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами *11, 20*, обеспечивающими плавность установки давления. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов давления газа и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тупике».

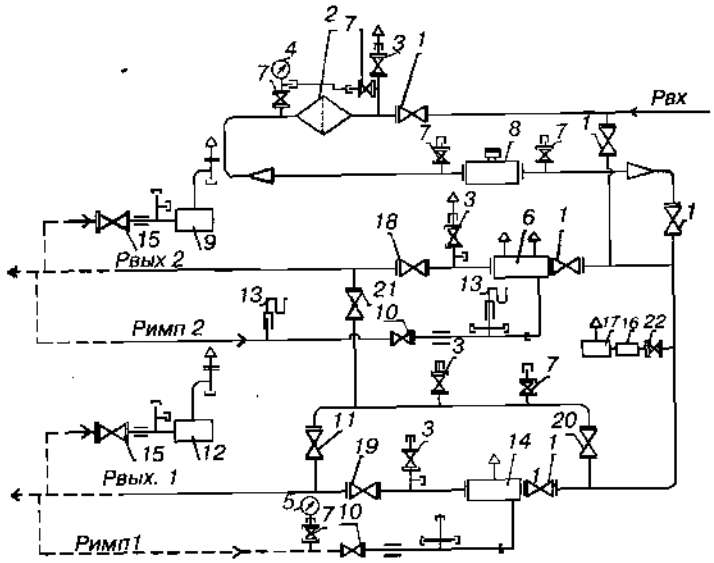


Схема пневматическая функциональная:
1, 3, 7, 10, 15, 18, 19, 20, 21, 22 — краны шаровые; 2 — фильтр ФГ; 4 — манометр типа МТ; 5 — выходной манометр типа МТ; 6 — регулятор давления газа; 8 — счетчик газовый; 9 — предохранительный сбросной клапан; 11 — кран шаровой (с механическим приводом); 12 — предохранительный сбросной клапан; 13 — манометр водяной (не комплектуется); 14 — регулятор давления газа; 16 — регулятор давления (для отопления); 17 — газогорелочное устройство

*Для ГРУ позиции 16, 17, 22 отсутствуют.

Технические характеристики

	03БМ-07-2ПУ1	03БМ-01-2ПУ1	03БМ-04М-2ПУ1	03БМ-04-2ПУ1
Регулятор давления газа:				
Линия 1	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ	РДСК-50БМ
Линия 2	РДНК-1000	РДНК-У	РДНК-400М	РДНК-400
Регулируемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87			
Давление газа на входе, МПа:				
$P_{вх}$, 1	0,6	1,2	1,2	0,6
$P_{вх}$, 2	0,3	0,3	0,3	0,3
Диапазон настройки выходного давления, кПа:				
$P_{вых}$, 1	270–300	270–300	270–300	270–300
$P_{вых}$, 2	2–5	2–5	2–5	2–5
Пропускная способность (для газа плотностью ρ = 0,73 кг/м³), м³/ч:				
$P_{вых}$, 1	400	750	750	580
$P_{вых}$, 2	300	250	250	120
Масса, кг:				
ГРПШ	250	250	250	250
ГРУ	160	160	160	160
ЛГБ	2400	2400	2400	2400

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *2* поступает на счетчик газа *8*, а затем к регулятору давления газа первой ступени редуцирования *12* , где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне. От регулятора через первую выходной кран *14* газ поступает на вторую ступень редуцирования, где происходит снижение давления газа до установленного значения, и через второй выходной кран *15* поступает к потребителю. В пункте предусмотрен выход после первой ступени редуцирования газа. При использовании пункта в двухступенчатом режиме, выходной патрубок первой ступени должен быть заглушен.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *13* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывают предохранительно-запорные клапаны, перекрывая подачу газа.

На фильтре *2* установлен манометр *4* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю по байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами *16, 17*, обеспечивающими плавность установки давления. Контроль давления производится по выходному манометру *5*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входного крана *1*, после регуляторов давления газа *6, 12* и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тулике».

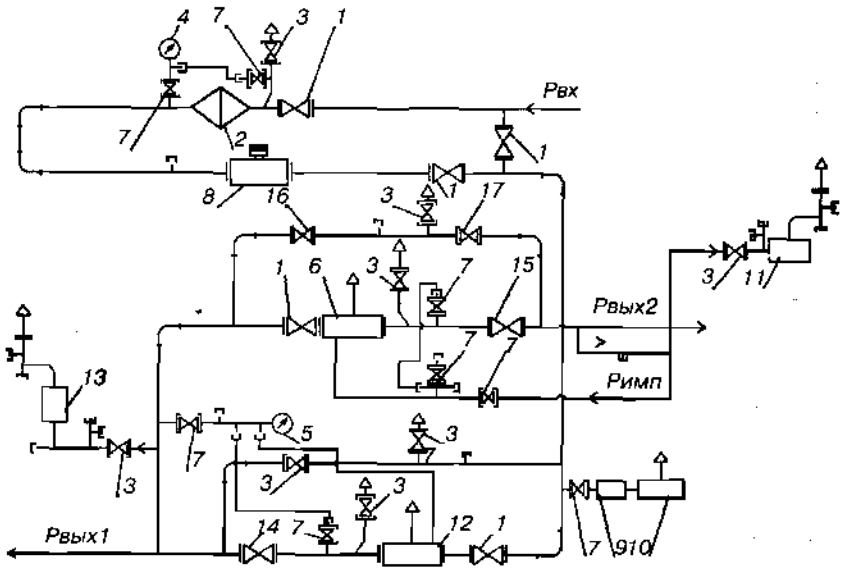
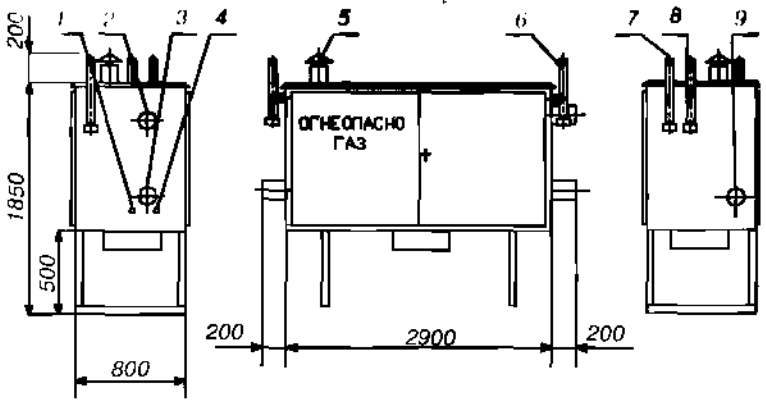
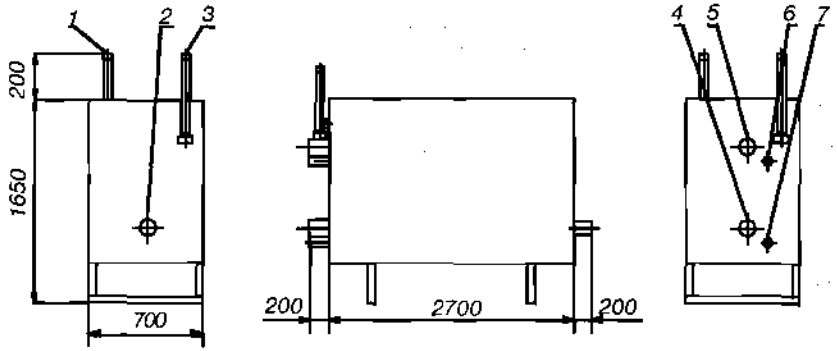


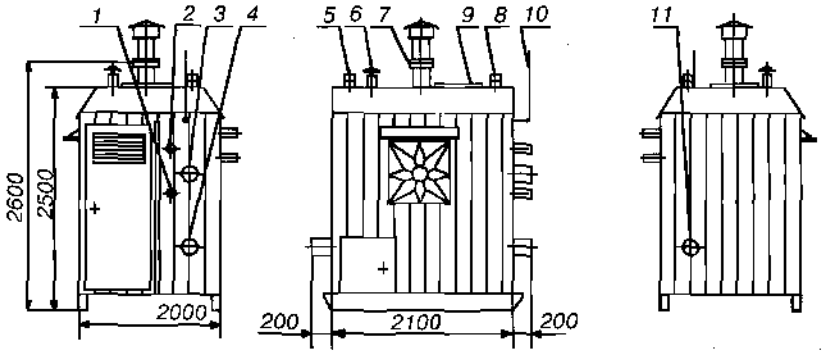
Схема пневматическая функциональная:
1, 3, 7, 14, 15, 16, 17 — краны шаровые; 2 — фильтр; 4 — манометр МТ.; 5 — манометр; 6, 12 — регуляторы; 8 — газовый счетчик; 9 — регулятор (для отопления); 10 — газогорелочное устройство; 11 — клапан предохранительный сбросной; 13 — клапан предохранительный сбросной.



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — подвод импульса к регулятору; 2 — Рвх; 3 — Рвых.2; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — вентиляционный патрубок; 6 — выход клапана предохранительного сбросного; 7 — продувочный патрубок; 8 — выход клапана предохранительного сбросного; 9 — Рвых.1



Габаритный чертеж газорегуляторной установки (ГРУ):
1 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 2 — Рвых.1; 3 — выход клапана предохранительного сбросного № 1; 4 — Рвх; 5 — Рвых.2; 6 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 7 — подвод импульса к регулятору



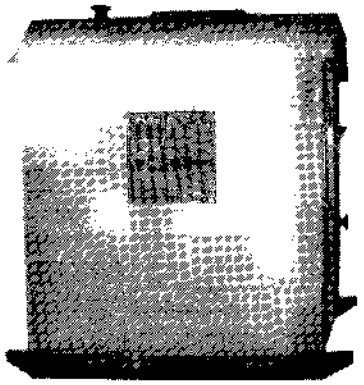
Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного (ПГБ):
1 — подвод импульса к регулятору; 2 — вход клапана предохранительного сбросного № 2; 3 Рвых.2; 4 — Рвх; 5 — выход клапана предохранительного сбросного №1; 6 — дымоход; 7 дефлектор; 8 — взрывобезопасный клапан; 9 — выход клапана предохранительного сбросного № 2; 10 — молниеотвод; 11 — Рвых.1

Газорегуляторный пункт шкафной с узлом учета газа
ГРПШ-13-2НВ-ПУ1
ГРПШ-15-2НВ-ПУ1
ГРПШ-16-2НВ-ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами при последовательном соединении регуляторов с двумя выходными линиями

Газорегуляторные установки с узлом учета газа
ГРУ-13-2НВ-ПУ1
ГРУ-15-2НВ-ПУ1
ГРУ-16-2НВ-ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами при последовательном соединении регуляторов с двумя выходными линиями



Пункты газорегуляторные блочные с узлом учета газа
ПГБ-13-2НВ-ПУ1
ПГБ-15-2НВ-ПУ1
ПГБ-16-2НВ-ПУ1

с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами при последовательном соединении регуляторов с двумя выходными линиями

Предприятия-изготовители: 1, 13, 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Технические характеристики

	13-2НВ-ПУ1	15-2НВ-ПУ1	16-2НВ-ПУ1
Регулятор давления газа:			
Линия 1	РДГ-50В РДГ-50ВМ	РДГ-80В РДГ-80ВМ	РДГ-150В
Линия 2	РДГ-50Н РДГ-50НМ	РДГ-80Н РДГ-80НМ	РДГ-150Н
Давление газа на входе, МПа:			
$P_{вх}$, 1	1,2	1,2	1,2
$P_{вх}$, 2	0,6	0,6	0,6
Диапазон настройки давления газа на выходе,кПа:			
$P_{вых}$, 1	60–600	60–600	60–600
$P_{вых}$, 2	1,5–60	1,5–60	1,5–60
Пропускная способность (для газа плотностью g=0,73 кг/м³), м³/ч	6200	11600	25600
Габаритные размеры, мм			
ГРПШ:			
длина,L	3200	3500	4300
ширина, B	1400	1400	1400
высота, H	2100	2100	2100
ГРУ:			
длина, L	1900	3100	3900
ширина, B	1400	1400	1400
высота, H	1700	1700	1700
ПГБ:			
длина, L	2600	3500	4200
ширина, B	2400	2400	2400
Масса, кг:			
ГРПШ	780	1100	1300
ГРУ	620	830	980
ПГБ	3700	4200	5700

Устройство и принцип работы

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран *1* и фильтр *7* поступает на счетчик газа *9*, а затем к регулятору давления газа первой ступени редуцирования *11*, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне. От регулятора через первый выходной кран *18* газ поступает на вторую ступень редуцирования, где происходит снижение давления газа до установленного значения, и через второй выходной кран *19* поступает к потребителю. В пункте предусмотрен выход после первой ступени редуцирования газа. При использовании пункта в двухступенчатом режиме, выходной патрубок первой ступени должен быть заглушен.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан *17* и происходит сброс газа в атмосферу.

При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов, срабатывают предохранительно-запорные клапаны, перекрывая подачу газа.

На фильтре *7* установлен манометр *8* для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 5 кПа.

В случае ремонта оборудования газ поступает к потребителю по байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами *20, 21*, обеспечивающими плавность установки давления. Контроль давления производится по выходным манометрам *6, 14*.

Учет расхода количества газа производится счетчиком газа турбинным или ротационным с электронным корректором.

На входном газопроводе после входного крана *1*, после регуляторов давления газа *6, 12* и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в «тупике».

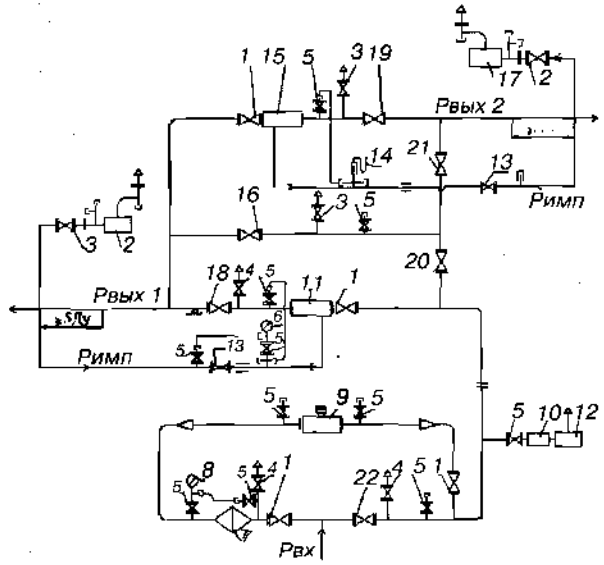
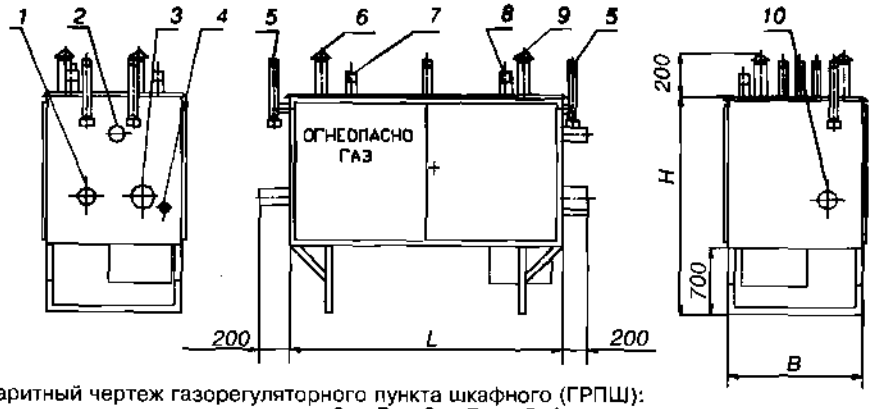
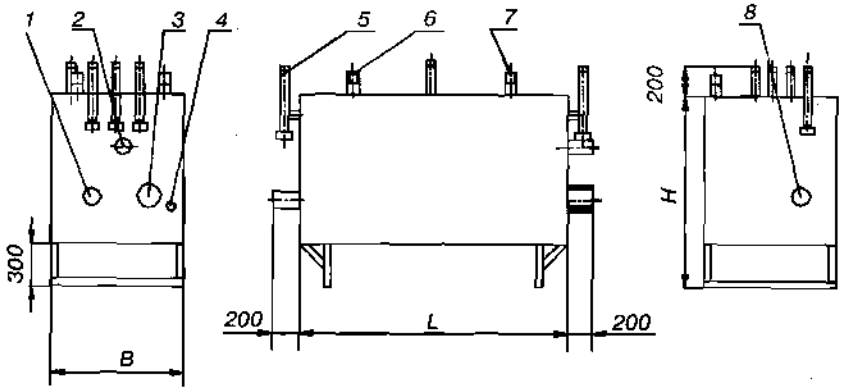


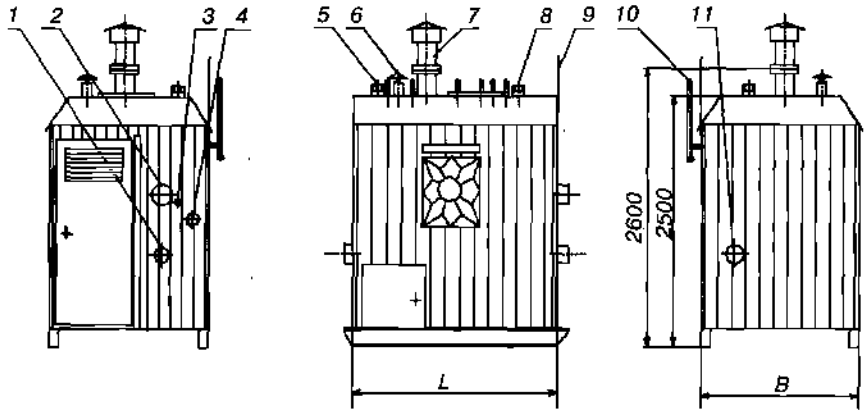
Схема пневматическая функциональная:
1, 2, 3, 4, 5, 13, 18, 19, 20, 21, 22 – краны шаровые; 6 – выходной манометр; 7 – фильтр типа ФГ; 8 – входной манометр; 9 – газовый счетчик; 10 – регулятор (для отопления); 11 – регулятор давления газа; 12 – газогорелочное устройство; 14 – водяной манометр (не комплектуется); 15 – регулятор давления газа; 16 – кран шаровой с механическим приводом; 17 – предохранительный сбросной клапан



Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного (ГРПШ):
1 — подвод импульса к регулятору; 2 — Рвх; 3 — Рвых.2; 4 — вход клапана предохранительного сбросного; 5 — вентиляционный патрубок; 6 — выход клапана предохранительного сбросного; 7 — продувочный патрубок; 8 — выход клапана предохранительного сбросного; 9 — Рвых.1



Габаритный чертеж газорегуляторной установки ГРУ:
1 — Рвх; 2 — вход предохранительного сбросного клапана; 3 — Р вых.2; 4 — подвод импульса к регулятору; 5 — продувочный патрубок; 6 — выход предохранительного сбросного клапана; 7 — выход предохранительного сбросного клапан; 8 — Рвых.1



Габаритный чертеж пункта газорегуляторного блочного ПГБ:
1 – Рвх; 2 – Рвых; 3 – подвод импульса к регулятору; 4 – вход предохранительного сбросного клапана; 5 – выход предохранительного сбросного клапана; 6 – дымоход; 7 – дефлектор; 8 – выход предохранительного сбросного клапана; 9 – молниеотвод; 10 – продувочный патрубок; 11 – Рвых.1

4. Транспортабельные (блочные) котельные установки ТКУ (ВКУ)

Транспортабельные (блочные) котельные установки ТКУ (БКУ) представляют собой изделия полной заводской готовности, предназначенные для отопления и горячего водоснабжения объектов производственного, жилищного и социального назначения. Котельные установки работают на природном газе, сжиженном газе и жидком топливе. Все технологическое оборудование размещено в блоке заводского изготовления. Корпус котельной установки цельнометаллический, утепленный, пожаробезопасный. Котельные установки также могут быть изготовлены на раме для установки в существующем помещении.

Уровень автоматизации обеспечивает бесперебойную работу всего оборудования без постоянного присутствия дежурного оператора. Автоматика обеспечивает работу объекта по температурному графику в зависимости от погодных условий. В случае возникновения утечек газа или отклонения значений контролируемых параметров от заданных система безопасности для предотвращения аварийных ситуаций автоматически прекращает подачу газа.

Габаритные размеры и конструкция котельных предусматривают возможность их транспортировки автомобильным и ж/д транспортом. Блочно-модульный принцип построения обеспечивает возможность простого построения котельных необходимой мощности.

Предусматривается установка в котельных систем телеметрии для построения распределенных сетей мини-котельных, управляемых с единого диспетчерского пункта.

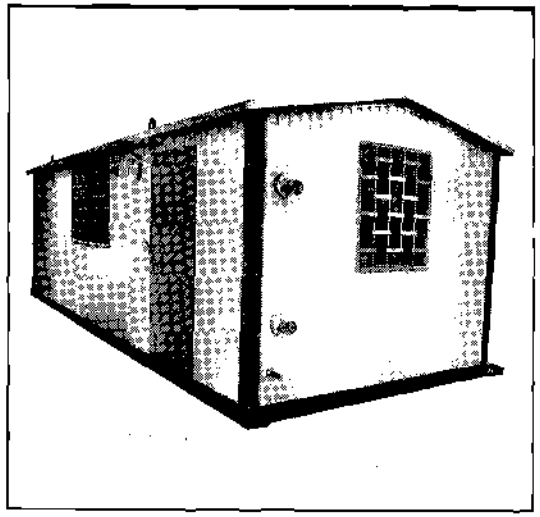
В котельных могут быть установлены коммерческие узлы учета электроэнергии, газа, холодной и горячей воды, вырабатываемого тепла.

Котельные установки тепловой мощностью от 50 до 500 кВт комплектуются котлами с атмосферной горелкой КЧМ, «Хопер», «Ишма», КОВ, «Сар ЗЭМ».

Котельные установки тепловой мощностью свыше 500 кВт комплектуются котлами типа КВа с дутьевыми горелками.

Тип котла выбирается по согласованию с заказчиком в зависимости от тепловой мощности котельной. В последнее время широко практикуется установка котлов и горелок импортного производства.

Транспортабельные (блочные) котельные установки изготавливаются на основании технического задания (см. т.2, стр. 328).



Блочные котельные установки БКУ-50, БКУ-63, БКУ-80, БКУ-100, БКУ-126, БКУ-160, БКУ-200, БКУ-240, БКУ-300, БКУ-400, БКУ-500

Предприятия-изготовители: 26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

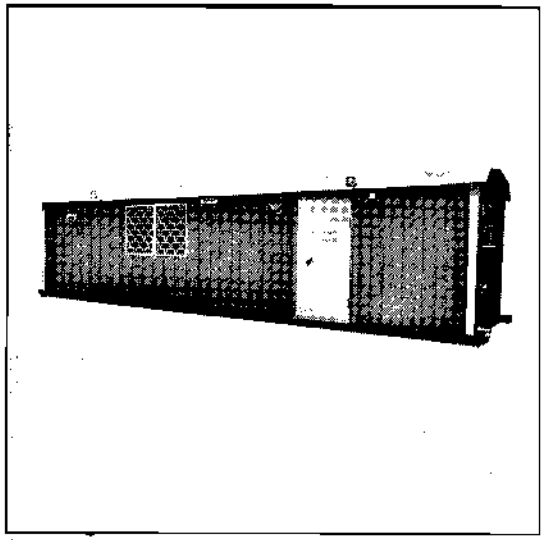
Блочные котельные установки предназначены для выработки горячей воды, используемой в качестве теплоносителя в системах отопления и горячего водоснабжения для объектов различного назначения.

Котельные комплектуются котлами с атмосферной горелкой КЧМ, «Хопер», «Ишма», КОВ, «Сар ЗЭМ».

Котельные поставляются одним блок-модулем, габаритные размеры которого позволяют транспортировать их всеми видами транспорта.

Технические характеристики

Теплопроизводительность, кВт	50	63	80	100	126	160	200	240	300	400	500
Потребляемая эл. мощность, кВт	1,8	1,8	1,8	1,8	2,6	3,2	4,8	4,8	4,8	**4,8**	5,0
Напряжение эл. сети, В	380/220	380/220	380/220	380	380	380	380	380	380	380	**380**
Топливо	природный газ, сжиженный газ, жидкое топливо										
Давление газа на входе в котельную, кПа	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Максимальный расход газа, нм³/ч	6	7,4	9,4	11,2	15,6	17,7	24,4	29	32,4	43,2	**54**
Температурный режим теплоснабжения, °С	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	**95–70**
Температура уходящих газов, °С	110	110	110	110	110	210	210	210	210	210	**210**
Давление теплоносителя, кгс/ см²	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	**0,3**
КПД, %	84,5	85	86	86	86	87	87	87	87	87	**87**
Производительность ГВС, кВт	по заказу										
Разрешение за котлом, Па	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	3–25	**3–25**
Габаритные размеры, мм:											
длина	4500	4500	4500	5000	5000	5500	5500	6500	6500	7500	**9000**
ширина	2500	2500	2500	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	**2600**
высота	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	**2600**
Масса, кг	3000	3500	3500	3500	4000	4000	4000	4500	4500	4800	**5200**
Количество котлов	**2**	2	**2**	2	2	2	2	3	3	4	**5**



Блочные котельные установки БКУ-700, БКУ-800, БКУ-1000, БКУ-1260, БКУ-1600, БКУ-2000, БКУ-3000, БКУ-4000, БКУ-6300

Предприятия-изготовители:
26, 31, 32, 51, 53, 54, 81

Блочные котельные установки БКУ-700, БКУ-800, БКУ-1000, БКУ-1260, БКУ-1600, БКУ-2000, БКУ-3000, БКУ-4000, БКУ-6300 предназначены для выработки горячей воды, используемой в качестве теплоносителя в системах отопления и горячего водоснабжения для объектов различного назначения.

Котельные комплектуются котлами типа КВа с дутьевыми горелками.

Котельные поставляются несколькими блок-модулями, габаритные размеры которых позволяют транспортировать их всеми видами транспорта.

Технические характеристики

Теплопроизводительность, кВт	700	800	1000	1260	1600	2000	3000	4000	6300
Потребляемая эл. мощность, кВт	17	18	25	27	36	36	38	46	97
Напряжение эл. сети, В	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Топливо	Природный газ, сжиженный газ, жидкое топливо								
Давление газа на входе в котельную, кПа	4	4	4	4,5	4,5	4,5	10	10	10
Максимальный расход газа, нм³/ч	121,4	121,4	121,4	192,2	214	286	429	643	858
Температурный режим теплоснабжения, °С	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70	95–70
Температура уходящих газов, °С	160–180	160–180	160–180	160–180	160–180	160–180	160–180	160–180	160–180
Давление теплоносителя, кгс/см²	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Газовик

410076, г. Саратов, ул. Орджоникидзе, д. 117

Факс: (8452) 961-561
Телефон: (8452) 960-946

Техническое задание № ___ от _____ и основная информация для заключения договора на поставку транспортабельной котельной установки (ТКУ)

1. Наименование и адрес отапливаемого объекта _____

_____

2. Отапливаемый объем каждого здания, ($м^3$) _____ этажность _____

3. Тепловая мощность котельной (МВт/ч) (Гкал/ч) _____
в т.ч. на отопление _____ , горячее водоснабжение max _____, среднее ____
необходимость установки аккумуляторных баков _____
(да) (нет)

4. Тип котельной _____
(модульная, крышная, пристроенная, реконструкция и т.п.)

5. Основное топливо _____ резервное топливо _____

6. Давление газа расчетное _____, МПа, фактическое max _____ min _____

7. Необходимость установки ГРУ в котельной _____
(да) (нет)
установки ГРПШ Генпроектировщиком _____
(да) (нет)

8. Водоподготовка _____
химическая, электро- магнитная, магнитная)
давление водопроводной воды _____Мпа.
Анализ воды прилагается _____
(да) (нет)

9. Требование к узлу учета газа _____
(счетчик, корректор по t, по P)

10. Необходимость теплосчетчиков _____
(да) (нет)

11. Необходимость счетчика горячей воды _____
(да) (нет)

12. Необходимость счетчика исходной (водопроводной) воды _____
(да) (нет)

13. Требования к регулированию температуры теплоносителя _____

_____
(полуавтоматическое, автоматическое по температуре наружного воздуха)

14. Тип обслуживания котельной _____
(автоматизированная с выводом сигнализации

_____
на диспетчерский пункт,

_____
с обслуживающим персоналом, с бытовым помещением, с беспроводной связью)

15. Необходимость разработки проекта на ТКУ _____
(да) (нет)

16. Поставка ТКУ с паспортом и руководством по эксплуатации _____
(да) (нет)

17. Максимальное удаление потребителя от теплоисточника _____, м

18. Максимальная температура теплоносителя _____ (95, 115)

19. Потери напора у потребителя _____ (МПа).

20. Отметки уровня котельной и отапливаемых зданий _____ (МПа).

21. Технические условия Госэнергонадзора на проектирование
(прилагается №___) _____

_____

22. Термозапорный клапан _____

23. Особые условия Заказчика _____

24. Пожарно-охранная сигнализация _____

Заказчик _____
(предприятие, адрес, телефон-факс)

Лицо для контактов _____ М.П.
(ФИО, должность) (подпись)

Единицы физических величин, физико-химические понятия, соотношения, состав и характеристики газов

Международная система единиц (СИ)

Международная система единиц обозначается символом СИ, и ее основными единицами являются: метр, килограмм, секунда, ампер, градус Кельвина, кандела и моль.

В соответствии с решениями X и XI Генеральных конференций по мерам и весам Международная система единиц (СИ) должна применяться как предпочтительная во всех областях науки, техники и народного хозяйства (см. таблицу 1).

Таблица 1

Международная система единиц

Наименование величин	Единица измерения	
	Наименование	Обозначение
1	2	3
Основные величины		
Длина	метр	м
Масса	килограмм	кг
Время	секунда	с
Сила электрического тока	ампер	А
Термодинамическая температура	градус Кельвина	К
Сила света	кандела	кд
Количество вещества	моль	моль
Важнейшие производные величины		
Площадь	квадратный метр	$м^2$
Объем	кубический метр	$м^3$
Частота	герц	Гц
Плотность	килограмм на кубический метр	$кг/м^3$
Скорость	метр в секунду	м/с
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с
Ускорение	метр на секунду в квадрате	$м/с^2$
Сила	ньютон	Н
Давление (механическое напряжение)	паскаль	Па
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па·с
Кинематическая вязкость	квадратный метр в секунду	$м^2/с$
Работа, энергия, количество теплоты	джоуль	Дж
Теплоемкость системы	джоуль на кельвин	Дж/К
Удельная теплоемкость	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·К)
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи, теплопередачи)	ватт на квадратный метр-кельвин	$Вт/(м^2·К)$

1	2	3
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·К)
Мощность, поток энергии	ватт	Вт
Электрическое напряжение, разность электрических потенциалов, электродвижущая сила	вольт	В
Электрическое сопротивление	ом	Ом
Световой поток	люмен	лм
Яркость	кандела на квадратный метр	$кд/м^2$
Освещенность	люкс	лк
Важнейшие внесистемные тепловые единицы		
Количество теплоты	калория	кал
Термодинамический потенциал	килокалория	ккал
Удельная теплота	калория на грамм	кал/г
Удельный термодинамический потенциал	килокалория на килограмм	ккал/кг
Теплоемкость системы	калория на градус Цельсия	кал/°С
	килокалория на градус Цельсия	ккал/°С
Удельная теплоемкость	калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г·°С)
Коэффициент теплообмена (коэффициент теплоотдачи)	калория на квадратный сантиметр-секунду-градус Цельсия	$кал/(см^2·с·°С)$
Коэффициент теплопередачи	килокалория на квадратный метр-час-градус Цельсия	$ккал/(м^2·ч·°С)$
Теплота сгорания	килокалория на кубический метр	$ккал/м^3$

Единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ, и единицы, временно допускаемые к применению, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2

Внесистемные единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ

Наименование величин	Единица измерения	
	Наименование	Обозначение
Масса	тонна	т
Время	минута	мин
	час	ч
	сутки	сут
Плоский угол	градус	°
	минута	′
	секунда	″
Объем, вместительность	литр	л
Температура Цельсия, разность температур	градус Цельсия	°С
Скорость	километр в час	км/ч
Частота вращения	оборот в секунду	об/с
	оборот в минуту	об/мин
Работа, энергия	киловатт-час	кВт·ч
Объемный расход	литр в секунду	л/с

Таблица 3

Некоторые единицы, временно допускаемые к применению

Наименование величин	Единица измерения	
	Наименование	Обозначение
Сила	килограмм-сила	кгс
Масса	тонна	т
Давление	килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см²
	миллиметр водяного столба	мм вод. ст.
	миллиметр ртутного столба	мм рт. ст.
Мощность	лошадиная сила	л. с.

Единицы измерения давления

До настоящего времени единицей измерения давления используется техническая атмосфера, равная давлению в 1 кгс на 1 см². Техническая атмосфера обозначается ат или кгс/см². В качестве единиц измерения давления (разрежения) применяют также метр и миллиметр водяного столба и миллиметр ртутного столба.

Соотношения между этими единицами таковы:

1 кгс/см² = 735,56 мм рт. ст. (при 0 °С);
1 кгс/см² = 10 м вод. ст. (при 4 °С);
1 кгс/см² = 10 000 мм вод. ст. = 10 000 кгс/м².

В науке, а иногда и в технике за единицу давления принимается физическая атмосфера, обозначаемая атм и равная давлению столба ртути высотой 760 мм рт. ст. при 0 °С.

Соотношения между технической и физической атмосферами следующие:

1 кгс/см² = 0,9678 атм;
1 атм = 1,0332 кгс/см² = 10,332 м вод. ст.

В системе СИ основной единицей измерения давления являются ньютон на квадратный метр (Н/м²). По решению Международного комитета мер и весов, принятому в октябре 1969 г., эта единица названа паскаль (Па). Так как величина паскаль для практических целей часто слишком мала, то допускается применение внесистемной единицы давления — бар, которая равна 100 000 Па.

Соотношения паскаля со старыми единицами МКГСС измерения давления следующие:

1 мм вод. ст. = 9,80665 Па ≈ 9,8 Па;
1 мм рт. ст. = 133,322 Па ≈ 133,3 Па;
1 кгс/см² = 98 066,5 Па;
1 атм = 101 325 Па.

Таблица 4

Перевод величин давлений из миллиметров водяного столба в паскали

Давление, мм вод. ст.	Миллиметры водяного столба									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Величины давления в паскалях									
0	0	10	20	29	39	49	59	69	79	89
10	98	108	118	127	137	147	157	167	176	186
20	196	206	216	225	235	245	255	265	274	284
30	294	304	314	324	333	343	353	363	372	382
40	392	402	412	422	431	441	451	461	470	480
50	490	500	510	520	529	539	549	559	569	578
60	588	598	608	618	627	637	647	657	667	676
70	686	696	706	716	725	735	745	755	765	774
80	784	794	804	814	823	833	843	853	863	872
90	882	892	902	921	912	931	941	951	961	970

Пример: 86 мм вод. ст. = 843 Па;
860 мм вод. ст. = 8430 Па;
1860 мм вод. ст. = 1000 мм вод. ст. + 860 мм вод. ст. = 9800 Па + 8430 Па = 18 230 Па.
Чтобы получить давление в барах, необходимо его величину в паскалях разделить на 10^5.

Таблица 5

Перевод величин давлений из миллиметров ртутного столба в паскали

Давление, мм рт. ст.	Миллиметры ртутного столба									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Величины давления в паскалях									
0	0	133	267	400	533	667	800	933	1067	1200
10	1333	1467	1600	1733	1867	2000	2133	2266	2400	2533
20	2666	2800	2933	3066	3200	3333	3466	3600	3733	3866
30	4000	4133	4266	4400	4533	4666	4800	4933	5066	5200
40	5333	5466	5600	5733	5866	5999	6133	6266	6399	6533
50	6666	6799	6933	7066	7199	7333	7466	7599	7733	7866
60	7999	8133	8266	8399	8533	8666	8799	8933	9066	9199
70	9333	9466	9599	9733	9866	9999	10132	10266	10399	10532
80	10666	10799	10932	11066	11199	11332	11466	11599	11732	11866
90	11999	12132	12266	12399	12532	12665	12799	12932	13066	13199

Таблица 6

Перевод величин давлений из технических атмосфер (кгс/см²) в бары

Давление, кгс/см²	Технические атмосферы, кгс/см²									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Величины давления в барах									
0	0	0,98	1,96	2,94	3,93	4,90	5,88	6,86	7,85	8,83
10	9,81	10,79	11,77	12,75	13,73	14,71	16,69	16,67	17,65	18,63
20	19,61	20,59	21,58	22,56	23,54	24,52	25,50	26,48	27,46	28,44

Продолжение таблицы 6

Давление, кгс/см²	Технические атмосферы, кгс/см²									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Величины давления в барах									
30	29,42	30,40	31,38	32,36	33,34	34,32	35,30	36,28	37,27	38,25
40	39,23	40,21	41,19	42,16	43,15	44,13	45,11	46,09	47,07	48,05
50	49,03	50,01	50,99	51,98	52,96	53,94	54,92	55,90	56,88	57,86
60	58,84	59,82	60,82	61,8	62,76	63,74	64,72	65,70	66,69	67,67
70	68,65	69,63	70,61	71,59	72,57	73,55	74,53	75,51	76,49	77,47
80	78,45	73,43	80,41	81,40	82,38	83,36	84,34	85,32	83,30	87,28
90	88,26	89,24	90,22	91,20	92,18	93,16	94,14	95,12	96,11	97,09

Абсолютное давление является суммой атмосферного и избыточного давлений:

$$P_{абс}, \text{ мм рт. ст.} = P_{бар}, \text{ мм рт. ст.} + P_{изб}, \text{ мм рт. ст.};$$

$$P_{абс}, \text{ мм вод. ст.} = P_{бар}, \text{ мм вод. ст.} + P_{изб}, \text{ мм вод. ст.};$$

$$P_{абс}, \text{ кгс/см}^2 = \frac{P_{бар}, \text{ мм рт. ст.}}{735,6} + P_{изб}, \text{ кгс/см}^2.$$

Если барометрическое и манометричекое давление выражено в разных единицах, то необходимо, руководствуясь вышеприведенными формулами, перевести их в одинаковые единицы измерения.

Единицы измерения температуры и количества тепла

Основной единицей измерения температуры был градус Международной температурной шкалы, практически соответствующий градусу Цельсия. Эта величина равна 1/100 температурного интервала между 0 и 100 °С, т. е. между температурами плавления льда и кипения воды при давлении 760 мм рт. ст.

Абсолютной температурой называется температура, отсчитываемая от абсолютного нуля, т. е. от –273,16 °С, и измеряемая в градусах Кельвина (°К). Градус Кельвина по величине не отличается от градуса Цельсия. Поэтому абсолютная температура выражается в градусах стоградусной шкалы следующим образом:

$$T, °K = t, °C + 273,16$$

В системе СИ единицей измерения температуры установлен градус Кельвина. Допускается для выражения практических результатов измерений температуры применение градуса Цельсия наряду с градусом Кельвина, в зависимости от начала отсчета (положения нуля) по шкале.

Пример: $250^{\pm 5}$ °С = $523,16^{\pm 5}$ °К.

В системе СИ работа, энергия и количество теплоты измеряются в джоулях (Дж). Иногда применяют более крупную и удобную для практических целей единицу — килоджоуль (кДж), равный 1000 Дж. За единицу работы в СИ принимают работу, совершаемую силой в 1 Н на перемещении в 1 м. Энергия — физическая величина, показывающая, какую работу может совершить тело.

В качестве внесистемных тепловых единиц допускается применение калории и килокалории. Калория — это количество тепла, необходимого для нагрева 1 г воды на 1 °С (от 19,5 до 20,5 °С).

1 кал (калория) = 4,1868 Дж;
1 ккал (килокалория) = 1000 кал = 4186,8 Дж = 4,187 кДж;
1 Мкал (мегакалория) = 10^6 кал = 4,1868 МДж;
1 Гкал (гигакалория) = 10^9 кал = 4186,8 МДж.

Для сравнения при оценке топлива применяется так называемое условное тепло, теплота сгорания которого для расчета принимается условно равной 7 Мкал/кг или 7 Гкал/т. В таких случаях говорят соответственно об 1 кг или 1 т условного топлива (т. у. т.).

Соотношения между единицами количества энергии приведены в таблице 7.

Таблица 7

Соотношение между единицами количества энергии

Единицы энергии	Джоуль	Киловатт·час	Килокалория	Килограммо-метр
Джоуль	1	$278 \cdot 10^{-5}$	$239 \cdot 10^{-6}$	0,102
Киловатт-час (кВт·ч)	$3,6 \cdot 10^6$	1	860	$367 \cdot 10^{-3}$
Килокалория (ккал)	4186,8	$116 \cdot 10^{-5}$	1	427
Килограмм-метр (кгс·м)	9,8	$272 \cdot 10^{-8}$	$234 \cdot 10^{-5}$	1

Перевод количества теплоты из калорий в джоули приведен в таблице 8.

Таблица 8

Перевод количества теплоты из калорий в джоули

Калория, кал	Калория, кал									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Джоули (Дж)									
0	0	4,2	8,4	12,6	16,7	20,9	25,1	29,3	33,5	37,7
10	41,9	46,1	50,2	54,4	58,6	62,8	67,0	71,2	75,4	79,5
20	83,7	87,9	92,1	96,3	100,5	104,7	108,9	113,0	117,2	121,4
30	125,6	129,8	134,0	138,1	142,4	146,6	150,7	154,9	159,1	163,3
40	157,5	171,7	175,8	180,0	184,2	188,4	192,6	196,8	201,0	205,2
50	209,3	213,5	217,7	221,9	226,1	230,3	234,5	238,7	242,8	247,0
60	251,2	255,4	259,6	263,8	268,0	272,1	276,3	280,5	284,7	288,9
70	293,1	297,3	301,4	305,6	309,8	314,0	318,2	322,4	326,6	370,8
80	334,9	339,1	343,3	347,5	351,5	355,9	360,1	364,3	368,4	372,6
90	376,8	381,0	385,2	389,4	393,6	397,7	401,9	406,1	410,3	414,5

Пример: 8555 кал = 8000 кал + 500 кал + 55 кал = 33 490 Дж + 2093 Дж + 230,3 Дж = 35 813,3 Дж. Чтобы перевести количество тепла, выраженное в килокалориях, в джоули, следует величины, получающиеся по таблице, умножить на 1000.

Объем, масса, плотность, удельный объем, Приведение к нормальным и стандартным условиям

Единицей измерения объема газа является кубический метр ($м^3$). Измеренный объем приводится к нормальным физическим условиям.

Нормальные физические условия: давление 101 325 Па, температура 273,16 К (0 °С).

Стандартные условия: давление 101 325 Па, температура 293,16 К (+20 °С).

В настоящее время эти обозначения выходят из употребления. Поэтому в дальнейшем следует указывать те условия, к которым относятся объемы и другие параметры газа. Если эти условия не указываются, то это значит, что параметры газа даны при 0 °С (273,16 °К) и 760 мм рт. ст. (1,033 кгс/$см^2$). Иногда объем газа (особенно в иностранной литературе и нормах) при пользовании системой СИ приводится к 288,16 °К (+15 °С) и давлению 1 бар (10^5 Па).

Если известен объем газа при одних условиях, то пересчитать его в объемы при других условиях можно с помощью коэффициентов, приведенных в таблице 9.

Таблица 9

Коэффициенты для пересчета объемов газа из одних условий в другие

Температура и даление газа	0 °С и 760 мм рт. ст.	15 °С и 760 мм рт. ст.	20 °С и 760 мм рт. ст.	15 °С (288,16 °К) и 1 бар
0 °С и 760 мм рт. ст. (норм. условия)	1	1,055	1,073	1,069
15 °С и 760 мм рт. ст. (в зар. литературе)	0,948	1	1,019	1,013
20 °С и 760 мм рт. ст. (ст. условия)	0,932	0,983	1	0,966
15 °С (288,16 °К) и 1 бар (СИ)	0,936	0,987	1,003	1

Для приведения объемов газа к 0 °С (273,16 °К) и 760 мм рт. ст. (1,033 кгс/$см^2$), а также к 20 °С (293,16 °К) и 760 мм рт. ст. (1,033 кгс/$см^2$) могут быть применены следующие формулы:

$$V_{0\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}} = V_P \frac{p}{760} \cdot \frac{273,16}{T} = 0,359 V_P \frac{p}{T};$$

$$V_{20\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}} = V_P \frac{p}{760} \cdot \frac{293,16}{T} = 0,383 V_P \frac{p}{T};$$

где $V_{0\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}}$ — объем газа при 0 °С и 760 мм рт. ст., $м^3$;

$V_{20\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}}$ — объем газа при 20 °С и 760 мм рт. ст., $м^3$;

V_P — объем газа в рабочих условиях, $м^3$;

p — абсолютное давление газа в рабочих условиях, мм рт. ст.;

T — абсолютная температура газа в рабочих условиях, °К.

Пересчет объемов газа, приведенных к 0 °С и 760 мм рт. ст., а также к 20 °С и 760 мм рт. ст., в объемы при других (рабочих) условиях можно производить по формулам:

$$V_P = V_{0\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}} \frac{760}{p} \cdot \frac{T}{273,16} =$$

$$= 2,782\, V_{0\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}} \frac{T}{p};$$

$$V_P = V_{20\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}} \frac{760}{p} \cdot \frac{T}{293,16} =$$

$$= 2,593\, V_{20\,°C\text{ и }760\text{ мм рт. ст.}} \frac{T}{p}.$$

Любой газ способен расширяться. Следовательно, знание объема, который занимает газ, недостаточно для определения его массы, так как в любом объеме, целиком заполненном газом, его масса может быть различной.

Масса — это мера вещества какого-либо тела (жидкости, газа) в состоянии покоя; скалярная величина, характеризующая инерционные и гравитационные свойства тела. Единицы массы в СИ — килограмм (кг).

Плотность, или масса единицы объема, обозначаемая буквой ρ, — это отношение массы тела m, кг, к его объему, V, $м^3$:

$$\rho = m/V$$

или с учетом химической формулы газа:

$$\rho = M/V_M = M/22,4,$$

где M — молекулярная масса, V_M — молярный объем.

Единица плотности в СИ — килограмм на кубический метр ($кг/м^3$).

Зная состав газовой смеси и плотность ее компонентов, определяем по правилу смешения среднюю плотность смеси:

$$\rho_{см} = (\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \ldots + \rho_n V_n)/100,$$

где $\rho_1, \rho_2, \ldots, \rho_n$ — плотность компонентов газового топлива, $кг/м^3$;

$V_1, V_2, \ldots, V_n$ — содержание компонента, об. %.

Величину, обратную плотности, называют удельным, или массовым, объемом (υ) и измеряют в кубических метрах на килограмм ($м^3/кг$).

Как правило, на практике, чтобы показать, на сколько 1 $м^3$ газа легче или тяжелее 1 $м^3$ воздуха, используют понятие относительная плотность d, которая представляет собой отношение плотности газа к плотности воздуха:

$$d = \rho/1,293$$

и

$$d = M/(22,4 \cdot 1,293).$$

Таблица 10

Соотношение единиц СИ с единицами технической системы и единицами, основанными на калории

Величина	Единицы технической системы		Единицы СИ		Соотношение
	наименование	обозначение	наименование	обозначение	
1	2	3	4	5	5
Сила, вес, нагрузка	Килограмм-сила	кгс	ньютон	Н	1 кгс = 9,81 Н
Поверхностная нагрузка	Килограмм-сила на квадратный метр	кгс/м²	ньютон на квадратный метр	Н/м²	1 кгс/м² = 9,81 Н/м²
Давление	Килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см²			1 кгс/см² = 9,81 · 10⁴ Па = 0,1 МПа
	Миллиметр водяного столба	мм вод. ст.			1 мм вод. ст. = = 9,81 Па
	Миллиметр ртутного столба	мм рт. ст.	паскаль	Па	1 мм рт. ст = 133,3 Па
Механическое напряжение	Килограмм-сила на квадратный миллиметр	кгс/мм²			1 кгс/мм² = 9,81 · 10⁶ Па = 10 МПа
Удельный вес	Килограмм-сила на кубический метр	кгс/м³	ньютон на кубический метр	Н/м³	1 кгс/м³ = 9,81 Н/м³
Работа (энергия)	Килограмм-сила-метр	кгс · м	джоуль	Дж (1 Дж = = 1 Н · м	1 кгс · м = 9,81 Дж
Мощность	Килограмм-сила-метр в секунду	кгс · м/с			1 кгс · м/с = 9,81 Вт
	Лошадиная сила	л. с.	ватт	Вт	1 л. с. = 735,5 Вт
	Килокалория в час	ккал/ч			1 ккал/ч = 1,163 Вт
Динамическая вязкость	Килограмм-сила в секунду на квадратный метр	кгс · с/м²	паскаль-секунда	Па · с	1 кгс · с/м² = = 9,81 Па · с
Количество теплоты	Калория Килокалория	кал ккал	джоуль	Дж	1 кал = 4,186 Дж

1	2	3	4	5	5
Удельная теплоемкость	Килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг · °С)	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг · К)	1 ккал/(кг · °С) = = 4,187 · 10³ Дж (кг · К) = = 4,187 кДж/(кг · К)
	Килокалория на кубический метр-градус Цельсия	ккал/(м³ · °С)	джоуль на кубический метр-кельвин	Дж/(м³ · К)	1 ккал/(м³ · °С)= = 4,187 кДж/(м³ · К)
Поверхностная плотность теплового потока (плотность теплового потока, удельный тепловой поток)	Килокалория в час на квадратный метр	ккал/(ч · м²)	ватт на квадратный метр	Вт/м²	1 ккал/(ч · м²) = = 1,163 Вт/м²
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи) и коэффициент теплопередачи	Килокалория в час на квадратный метр-градус Цельсия	ккал/(ч · м² · °С)	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м² · К)	1 ккал/(ч · м² · °С)= = 1,163 Вт/(м² · К)
Коэффициент теплопроводности	Килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч · м · °С)	ватт на метр-кельвин	Вт/(м · К)	1 ккал/(ч · м · °С) = = 1,163 Вт/(м · К)
Тепловое напряжение	Килокалория в час на кубический метр	ккал/(ч · м³)	ватт на кубический метр	Вт/м³	1 ккал/(ч · м³) = = 1,163 Вт/м³
Удельная газовая постоянная	Килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг · °С)	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг · К)	1 ккал/(кг · °С)= = 4,187 · 10³ Дж/(кг · К) = 4,187 кДж/(кг · К)

Таблица 11

Перевод англо-американских мер в метрические

Англо-американские единицы измерения	Метрическая система мер
МЕРЫ ДЛИНЫ	
1 дюйм	25,4 мм
1 фут = 12 дюймов	304,8 мм
1 ярд = 3 фута = 36 дюймов	91,44 см
1 миля (сухопут.) = 1760 ярдов = 5280 футов	1609 м
1 морская миля = 6080 футов	1853,2 м
1 кабельтов	185,32 м
МЕРЫ ПЛОЩАДИ	
1 кв. дюйм	6,45 $см^2$
1 кв. фут = 144 кв. дюйма	0,093 $м^2$
1 кв. ярд = 9 кв. футов = 1296 кв. дюймов	0,836 $м^2$
1 акр = 4840 кв. ярдов = 43560 кв. футов	4047 $м^2$
1 кв. миля = 640 акров	258,99 га
МЕРЫ ОБЪЕМА	
1 куб. дюйм	16,39 $см^3$
1 куб. фут = 1728 куб. дюймов	0,028 $м^3$
1 куб. ярд = 27 куб. футов	0, 76 $м^3$
1 корд = 128 куб. футов	3,624 $м^3$
МЕРЫ ЖИДКИХ ТЕЛ	
1 жидкая унция анг.	0,028 л
1 пинта англ. = 20 жидких унций = 1,2 пинты США	0,57 л
1 кварта англ. = 2 англ. пинты = 40 англ. жидких унций = = 1,2 кварты США	1,14 л
1 галлон англ. (имперский) = 4 англ. кварты = 8 англ. пинт = = 160 англ. жидких унций = 1,2 галлона США	4,55 л
1 жидкая унция США	0,029 л
1 пинта США = 16 жидких унций США = 0,83 англ. пинты	0,473 л
1 кварта США = 2 пинты США = 32 жидкие унции США = = 0,83 англ. кварты	0,946 л
1 галлон США = 4 кварты США = 0,83 англ. галлона	3,79 л
1 баррель	0,15899 $м^3$
МЕРЫ ВЕСА	
1 гран коммерческий	64,8 мг
1 драхма коммерческая = 27,34 грана	1,77 г
1 унция коммерческая = 16 драхм = 437,5 грана	28,35 г
1 фунт коммерческий = 16 унций = 256 драхм = 7000 гран	453,6 г
1 центнер англ. («длинный») = 112 фунтов	50,8 кг
1 центнер США («короткий») = 100 фунтов	45,36 кг
1 тонна англ. («длинная») = 20 англ. центнеров = 2240 фунтов	1,016 т
1 тонна США («короткая») = 20 центнеров США = 2000 фунтов	0,907 т
1 гран (тройский и аптекарский) = 1 коммерч. гран	64,8 мг
1 драхма аптекарская = 60 гран	3,89 г
1 унция (тройская и аптекарская) = 8 аптек. драхм = = 480 гран	31,1 г
1 фунт (тройский и аптекарский) = 12 тройск. унций = = 96 аптек. драхм = 5760 гран = 0,823 коммерч. фунта	373,27 г

Соотношения между единицами измерения температуры в градусах Цельсия по Фаренгейту

$$°C = 5/9 (°F - 32)$$
$$°F = 1,8 (°C) + 32$$

Примеры:

−17,8 °C = 0° по Фаренгейту;
0 °C = 32 °F;
37 °C = 98,6 °F;
100 °C = 212 °F.

Таблица 12

Соотношения между англо-американскими тепловыми единицами

Эквивалентно	Ккал	Термия	Теракалория (Ткал)	БТЕ — британская термич. единица	Терм
Килокалория	1	0,001	10^{-9}	3,968	$3,968 \cdot 10^{-5}$
Термия	1000	1	10^{-6}	3968	0,3968
Теракалория	10^9	1 000 000	1	$3968 \cdot 10^6$	39 680
БТЕ	0,252	0,000 252	$0,252 \cdot 10^{-9}$	1	0,000 01
Терм	25 200	25,2	$25,2 \cdot 10^{-6}$	100 000	1

Таблица 13

Среднее значение теплотворной способности (теплоты сгорания) различных видов топлива, ккал/кг

1.	Прямогонный бензин	11 000
2.	Бензин авиационный	10 600
3.	Бензин автомобильный	10 600
4.	Керосин осветительный	10 500
5.	Дизельное топливо	10 000
6.	Мазут	9 600–9 900
7.	Сырая нефть	10 000
8.	Древесина (воздушная осушка; влажность 20–25 %)	3 300
9.	Древесина (влажность 30–35 %)	2 750
10.	Торф (воздушная осушка)	3 000
11.	Московский уголь	3 000
12.	Антрацит	7 300
13.	Кокс	6 500
14.	Горючие сланцы	3 500
15.	Древесные опилки и стружка	2 000

Коэффициенты пересчета теплотворной способности газа при различных температурах

Если теплотворность дана при 0 °C и 760 мм рт. ст., то

для 20 °C K = 0,932;
для 15,56 °C K = 0,946;
для 10,0 °C K = 0,964;
для 5,0 °C K = 0,982.

Если теплотворность дана при 20 °С и 760 мм рт. ст., то
для 15,56 °С K = 1,015;
для 10,0 °С K = 1,035;
для 5,0 °С K = 1,054;
для 0 °С K = 1,073.

Если теплотворность известна при 15,56 °С, то для пересчета
на 20 °С K = 0,984;
на 0 °С K = 1,057.

Таблица 14

Основные характеристики некоторых газов, входящих в состав углеводородных газов и их продуктов сгорания

Показатель	Азот	Воздух	Водяной пар	Диоксид углерода	Кислород	Водород	Оксид углерода	Метан
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Химическая формула	N_2	—	H_2O	CO_2	O_2	H_2	CO	CH_4
Молекулярная масса M	28,013	28,96	18,016	44,011	32,00	2,016	28,011	16,043
Молярный объем V_M, м³/кмоль	22,395	22,398	22,405	22,262	22,393	22,425	22,40	22,38
Плотность газовой фазы, кг/м³:								
при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{\text{г}0}$	1,251	1,293	0,8041	1,977	1,429	0,0899	1,25	0,7168
при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{\text{г}20}$	1,166	1,205	0,7496	1,842	1,331	0,0837	1,165	0,668
Плотность жидкой фазы, кг/м³, при 0 °С и 101,3 кПа, $\rho_{\text{ж}}$	—	—	—	—	—	—	—	0,416
Относительная плотность $d_{\text{г}}$	0,9675	1,000	0,6219	1,529	1,105	0,0695	0,9667	0,5544
Удельная газовая постоянная R, Дж/(кг·К)	296,65	281,53	452,57	185,26	259,7	4122,2	291,1	518,04
Температура, °С, при 101,3 кПа:								
кипения $t_{\text{кип}}$	−195,8	−195	+100	−78,5	−183	−253	−192	−161
плавления $t_{\text{пл}}$	−210	−213	0	−56,5	−219	−259	−205	−182,5
Температура критическая $t_{\text{кр}}$, °С	−146,8	−139,2	+374,3	+31,84	−118,4	−240,2	−140	−82,5
Давление критическое $p_{\text{кр}}$, МПа	3,35	3,84	22,56	7,528	5,01	1,277	3,45	4,58
Теплота плавления $Q_{\text{пл}}$, кДж/кг	25,62	—	—	190,26	13,86	173,4	33,6	255,8

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Теплота сгорания, МДж/м³:								
высшая $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$	—	—	—	—	—	12,8	12,68	39,93
низшая $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	—	—	—	—	—	10,83	12,68	35,76
Теплота сгорания, МДж/кг:								
высшая $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$	—	—	—	—	—	141,9	10,09	55,56
низшая $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	—	—	—	—	—	120,1	10,09	50,08
Число Воббе, МДж/м³:								
высшее $W_{\text{0в}}$	—	—	—	—	—	48,49	12,9	53,3
низшее $W_{\text{0н}}$	—	—	—	—	—	41,03	12,9	48,23
Удельная теплоемкость газа $c_{\text{г}}$, кДж/(кг°С), при 0 °С и:								
постоянном давлении $c_{\text{р}}$	1,042	1,008	1,865	0,819	—	—	—	—
постоянном объеме c_{v}	0,7434	0,7182	1,4028	0,63	0,6852	10,097	—	—
То же, жидкой фазы $c_{\text{ж}}$, кДж/(кг °С), при 0 °С и 101,3 кПа	—	—	—	—	—	—	—	3,461
Показатель адиабаты, K, при 0 °С и 101,3 кПа	1,401	1,404	1,33	1,31	1,404	1,41	1,401	1,32
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{\text{тв}}$, м³/м³	—	—	—	—	—	2,38	2,38	9,52
То же, кислорода $L_{\text{т.г}}$, м³/м³	—	—	—	—	—	0,5	0,5	2,0
Объем влажных продуктов сгорания, м³/м³, при a = 1:								
CO_2	—	—	—	—	—	—	1,0	1,0
H_2O	—	—	—	—	—	1,0	—	2,0
N_2	—	—	—	—	—	1,88	1,88	7,52
Всего	—	—	—	—	—	2,88	2,88	10,52
Скрытая теплота испарения при 101,3 кПа:								
кДж/кг	—	—	—	—	—	—	—	512,4
кДж/л	—	—	—	—	—	—	—	—
Объем паров с 1 кг сжиженных газов при нормальных условиях $V_{\text{п}}$, м³	—	—	—	—	—	—	—	—
То же, с 1 л	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Динамическая вязкость μ:								
паровой фазы, 10^7 Н·с/м²	165,92	171,79	90,36	138,1	192,67	83,4	166,04	102,99
жидкой фазы, 10^6 Н·с/м²	—	—	—	—	—	—	—	66,64
Кинематическая вязкость ν, 10^6 м²/с	13,55	13,56	14,8	7,1	13,73	93,8	13,55	14,71
Растворимость газа в воде, см³/см³, при 0 °С и 101,3 кПа	0,024	0,029	—	1,713	0,049	0,021	0,035	0,056
Температура воспламенения $t_{вс}$, °С	—	—	—	—	—	410–590	610–658	545–800
Жаропроизводительность $t_ж$, °С	—	—	—	—	—	2210	2370	2045
Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом при 0 °С и 101,3 кПа, об. %:								
нижний	—	—	—	—	—	4,0	12,5	5,0
верхний	—	—	—	—	—	75,0	74,0	15,0
Содержание в смеси, об. %, с максимальной скоростью распространения пламени	—	—	—	—	—	38,5	45,0	9,8
Максимальная скорость распространения пламени v_{max}, м/с, в трубе Ø 25,4 мм	—	—	—	—	—	4,83	1,25	0,67
Коэффициент теплопроводности компонентов при 0 °С и 101,3 кПа, Вт/(м·К):								
парообразных $\lambda_п$	0,0243	0,0244	0,2373	0,0147	0,0247	0,1721	0,0233	0,032
жидких $\lambda_ж$	—	—	—	—	—	—	—	0,306
Отношение объема газа к объему жидкости при температуре кипения и давлении 101,3 кПа	—	—	—	—	—	—	—	580
Октановое число	—	—	—	—	—	—	—	110

Таблица 15

Основные характеристики компонентов (фракций) сжиженных углеводородных газов

Показатель	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	*н*-Бутан	Изобутан	*н*-Бутилен	Изобутилен	*н*-Пентан
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Химическая формула	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	C_4H_{10}	C_4H_{10}	C_4H_8	C_4H_8	C_5H_{12}
Молекулярная масса *M*	30,068	28,054	44,097	42,081	58,124	58,124	56,108	56,104	72,146
Молярный объем $V_м$, м³/кмоль	22,174	22,263	21,997	21,974	21,50	21,743	22,442	22,442	20,87
Плотность газовой фазы, кг/м³:									
при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{г0}$	1,356	1,260	2,0037	1,9149	2,7023	2,685	2,55	2,5022	3,457
при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{г20}$	1,263	1,174	1,872	1,784	2,519	2,486	2,329	2,329	3,221
Плотность жидкой фазы, кг/м³, при 0 °С и 101,3 кПа, $\rho_ж$	0,546	0,566	0,528	0,609	0,601	0,582	0,646	0,646	0,6455
Относительная плотность газа $d_п$	1,0487	0,9753	1,5545	1,4811	2,0995	2,0634	1,9336	1,9336	2,6736
Удельная газовая постоянная *R*, Дж/(кг·К)	271,18	261,26	184,92	193,77	140,3	140,3	145,33	145,33	113,014
Температура, °С, при 101,3 кПа:									
кипения $t_{кип}$	–88,6	–104	–42,1	–47,7	–0,5	–11,73	–6,9	–3,72	–36,07
плавления $t_{пл}$	–183,3	–169	–187,7	–185,3	–138,3	–193,6	–140,4	–138,9	–129,7
Температура критическая $t_{кр}$, °С	+32,3	+9,9	+96,84	+91,94	+152,01	+134,98	+144,4	+155,0	+196,6
Давление критическое $p_{кр}$, МПа	4,82	5,033	4,21	4,54	3,747	3,60	3,945	4,10	3,331
Теплота плавления $Q_{пл}$, кДж/кг	122,6	119,7	10,64	—	—	—	—	—	—
Теплота сгорания, МДж/м³:									
высшая $Q_в^р$	69,69	63,04	99,17	91,95	128,5	128,28	121,4	121,4	130,0
низшая $Q_н^р$	63,65	59,53	91,14	86,49	118,53	118,23	113,83	113,83	146,18
Теплота сгорания, МДж/кг:									
высшая $Q_в^р$	51,92	51,24	50,37	49,95	49,57	49,45	49,31	49,31	49,20
низшая $Q_н^р$	47,42	47,23	46,3	46,04	45,76	45,68	45,45	45,45	45,38
Число Воббе, МДж/м³:									
высшее $W_{0в}$	68,12	64,03	79,8	75,72	89,18	93,53	87,64	87,64	93,73
низшее $W_{0н}$	62,45	60,03	73,41	70,92	82,41	86,43	81,94	81,94	86,56

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Удельная теплоемкость газа $c_г$, кДж/(кг°С), при 0 °С и:									
постоянном давлении c_p	1,6506	1,4658	1,554	1,4322	1,596	1,5690	1,4868	1,6044	1,6002
постоянном объеме c_v	1,3734	1,1634	1,365	1,222	1,4574	1,4574	1,3398	1,445	1,424
То же, жидкой фазы $c_ж$, кДж/(кг °С), при 0 °С и 101,3 кПа	3,01	2,415	2,23	—	2,239	2,239	—	—	2,668
Показатель адиабаты, K, при 0 °С и 101,3 кПа	1,202	1,26	1,138	1,172	1,095	1,095	1,11	1,11	1,124
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{т.в.}$, м³/м³	16,66	14,28	23,8	22,42	30,94	30,94	28,46	28,56	38,08
То же, кислорода $L_{т.к.}$, м³/м³	3,5	3,0	5,0	4,5	6,5	6,5	6,0	6,0	8,0
Объем влажных продуктов сгорания, м³/м³, при a = 1:									
CO_2	2,0	2,0	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	5,0
H_2O	3,0	2,0	4,0	3,0	5,0	5,0	4,0	4,0	6,0
N_2	13,16	11,28	18,8	16,92	24,44	24,44	20,68	20,68	30,08
Всего	18,16	15,28	25,80	22,92	33,44	33,44	28,68	28,68	41,08
Скрытая теплота испарения при 101,3 кПа:									
кДж/кг	487,2	483,0	428,4	441,0	390,6	383,2	411,6	299,0	361,2
кДж/л	230,2	221,8	220,1	241,1	229,7	215,0	255,4	239,4	—
Объем паров с 1 кг сжиженных газов при нормальных условиях $V_п$, м³	0,745	0,8	0,51	0,52	0,386	0,386	0,4	0,4	0,312
То же, с 1 л	0,31	0,34	0,269	0,287	0,235	0,229	0,254	0,254	0,198

Дополнительные термины и определения

Надежность — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Примечание: надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенное сочетание этих свойств. [1]

Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки. [1]

Долговечность — свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. [1]

Ремонтопригодность — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта. [1]

Сохраняемость — свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способности объекта выполнять требуемые функции, в течение и после хранения и (или) транспортирования. [1]

Исправное состояние — состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [1]

Неисправное состояние — состояние объекта, при котором он не соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [1]

Работоспособное состояние — состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [1]

Неработоспособное состояние — состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Примечание: для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции. [1]

Предельное состояние — состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Критерий предельного состояния — признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Примечание: в зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критериев предельного состояния. [1]

Дефект — каждое отдельное несоответствие продукции устанавливаемым требованиям. [1]

Повреждение — событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния. [1]

Отказ — событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта. [1]

Критерий отказа — признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [1]

Конструктивный отказ — отказ, возникший по причине, связанной с несовершенством или нарушением установленных правил и (или) норм проектирования и конструирования. [1]

Производственный отказ — отказ, возникший по причине, связанной с несовершенством или нарушением установленного процесса изготовления или ремонта, выполняемого на ремонтном предприятии. [1]

Эксплуатационный отказ — отказ, возникший по причине, связанной с нарушением установленных правил и (или) условий эксплуатации. [1]

Деградационный отказ — отказ, обусловленный естественными процессами старения, изнашивания, коррозии и усталости при соблюдении всех установленных правил и (или) норм проектирования, изготовления и эксплуатации. [1]

Наработка — продолжительность или объем работы объекта.

Примечание: наработка может быть как непрерывной величиной (продолжительность работы в часах, километраж пробега и т. п.), так и целочисленной величиной (число рабочих циклов, запусков и т. п.). [1]

Наработка до отказа — наработка объекта от начала эксплуатации до возникновения первого отказа. [1]

Наработка между отказами — наработка объекта от окончания восстановления его работоспособного состояния после отказа до возникновения следующего отказа. [1]

Ресурс — суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. [1]

Срок службы — календарная продолжительность эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. [1]

Срок сохраняемости — календарная продолжительность хранения и (или) транспортирования объекта, в течение которой сохраняются в заданных пределах значения параметров, характеризующих способность объекта выполнять заданные функции.

Примечание: по истечении срока сохраняемости объект должен соответствовать требованиям безотказности, долговечности и ремонтопригодности, установленным нормативно-технической документацией на объект. [1]

Остаточный ресурс — суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Примечание: аналогично вводятся понятия остаточной наработки до отказа, остаточного срока службы и остаточного срока хранения. [1]

Назначенный ресурс — суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. [1]

Назначенный срок службы — календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

Назначенный срок хранения — календарная продолжительность хранения, при достижении которой хранение объекта должно быть прекращено независимо от его технического состояния. [1]

Примечание[1]: по истечении назначенного ресурса (срока службы, срока хранения) объект должен быть изъят из эксплуатации и должно быть принято решение, предусмотренное соответствующей нормативно-технической документацией, — направление в ремонт, списание, уничтожение, проверка и установление нового назначенного срока и т. д. [1]

Восстановление — процесс перевода объекта в работоспособное состояние из неработоспособного состояния. [1]

Вероятность безотказности работы — вероятность того, что в пределах заданной наработки отказа объекта не возникает. [1]

Средняя наработка на отказ — отношение суммарной наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки. [1]

Средний ресурс — математическое ожидание ресурса. [1]

Средний срок службы — математическое ожидание срока службы.

Примечание: при использовании показателей долговечности следует указывать начало отсчета и вид действий после наступления предельного состояния (например, гамма-процентный ресурс от второго капитального ремонта до списания). Показатели долговечности, отсчитываемые от ввода объекта в эксплуатацию до окончательного снятия с эксплуатации, называются гамма-процентный полный ресурс (срок службы), средний полный ресурс (срок службы). [1]

Резервирование — способ обеспечения надежности объекта за счет использования дополнительных средств и (или) возможностей, избыточных по отношению к минимально необходимым для выполнения требуемых функций. [1]

Кратность резерва — отношение числа резервных элементов к числу резервируемых ими элементов, выраженное несокращенной дробью. [1]

Дублирование — резервирование с кратностью резерва один к одному. [1]

Баллон — сосуд, имеющий одну или две горловины для установки вентилей, фланцев или штуцеров, предназначенный для транспортирования, хранения и использования сжатых, сжиженных или растворенных под давлением газов. [2]

[1] Примечание к терминам «назначенный ресурс», «назначенный срок службы», «назначенный срок хранения».

Цистерна — передвижной сосуд, постоянно установленный на раме железнодорожного вагона, на шасси автомобиля (прицепа) или на других средствах передвижения, предназначенный для транспортирования и хранения газообразных, жидких и других веществ. [2]

Изделие — по ГОСТ 15467-79. [3]

Свойство продукции — объективная особенность продукции, которая может проявляться при ее создании, эксплуатации или потреблении. [3]

Качество продукции — совокупность свойств продукции, обусловливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением. [3]

Показатель качества продукции — количественная характеристика одного или нескольких свойств продукции, входящих в ее качество, рассматриваемая применительно к определенным условиям ее создания и эксплуатации или потребления. [3]

Явный дефект — дефект, для выявления которого в нормативной документации, обязательной для данного вида контроля, предусмотрены соответствующие правила, методы и средства. [3]

Скрытый дефект — дефект, для выявления которого в нормативной документации, обязательной для данного вида контроля, не предусмотрены соответствующие правила, методы и средства. [3]

Критический дефект — дефект, при наличии которого использование продукции по назначению практически невозможно или недопустимо. [3]

Значительный дефект — дефект, который существенно влияет на использование продукции по назначению и (или) на ее долговечность, но не является критическим. [3]

Малозначительный дефект — дефект, который существенно не влияет на использование продукции по назначению и ее долговечность. [3]

Устранимый дефект — дефект, устранение которого технически возможно и экономически целесообразно. [3]

Неустранимый дефект — дефект, устранение которого технически невозможно или экономически нецелесообразно. [3]

Брак — продукция, передача которой потребителю не допускается из-за наличия дефектов. [3]

Исправимый брак — брак, все дефекты в котором, обусловившие забракование продукции, являются устранимыми. [3]

Неисправимый брак — брак, в котором хотя бы один из дефектов, обусловивших забракование продукции, является неустранимым. [3]

Сорт продукции — градация продукции определенного вида по одному или нескольким показателям качества, установленная нормативной документацией. [3]

Управление качеством продукции — действия, осуществляемые при создании и эксплуатации или потреблении продукции в целях установления, обеспечения и поддержания необходимого уровня ее качества. [3]

Система управления качеством продукции — совокупность управляющих органов и объектов управления, взаимодействующих с помощью материально-технических и информационных средств при управлении качеством продукции. [3]

Государственная аттестация продукции — система организационно-технических и экономических мероприятий, предусматривающих отнесение продукции к категориям качества и направленных на планомерное повышение ее качества и своевременное внедрение научно-технических достижений. [3]

Контроль качества продукции — проверка соответствия показателей качества продукции установленным требованиям. [3]

Система ведомственного контроля — по ГОСТ 16504-81. [5]

Надзор за качеством продукции — контроль качества продукции, осуществляемый специальными органами. [3]

Техническое обслуживание — комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. [4]

Ремонт — комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей. [4]

Система технического обслуживания и ремонта техники — совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему. [4]

Метод технического обслуживания (ремонта) — совокупность технологических и организационных правил выполнения операций технического обслуживания (ремонта). [4]

Периодичность технического обслуживания (ремонта) — интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.

Примечание: под видом технического обслуживания (ремонта) понимают техническое обслуживание (ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из признаков: этапу существования, периодичности, объему работ, условиям эксплуатации, регламентации и т. д. [4]

Запасная часть — составная часть изделия, предназначенная для замены находившейся в эксплуатации такой же части с целью поддержания или восстановления исправности или работоспособности изделия. [4]

Комплект ЗИП — запасные части, инструменты, принадлежности и материалы, необходимые для технического обслуживания и ремонта изделий и скомплектованные в зависимости от назначения и особенностей использования.

Примечание: к принадлежностям могут относиться контрольные приборы, приспособления, чехлы, буксирные тросы и т. д. [4]

Средства технического обслуживания (ремонта) — средства технологического оснащения и сооружения, предназначенные для выполнения технического обслуживания (ремонта). [4]

Техническое состояние — по ГОСТ 18322-78. [4]

Продолжительность технического обслуживания (ремонта) — календарное время проведения одного технического обслуживания (ремонта) данного вида. [4]

Техническое обслуживание при использовании — техническое обслуживание при подготовке к использованию по назначению, использовании по назначению, а также непосредственно после его окончания. [4]

Техническое обслуживание при хранении — техническое обслуживание при подготовке к хранению, хранении, а также непосредственно после его окончания. [4]

Техническое обслуживание при транспортировании — техническое обслуживание при подготовке к транспортированию, транспортировании, а также непосредственно после его окончания. [4]

Периодическое техническое обслуживание — техническое обслуживание, выполняемое через установленные в эксплуатационной документации значения наработки или интервалы времени. [4]

Сезонное техническое обслуживание — техническое обслуживание, выполняемое для подготовки изделия к использованию в осенне-зимних или весенне-летних условиях. [4]

Регламентированное техническое обслуживание — техническое обслуживание, предусмотренное в нормативно-технической или эксплуатационной документации и выполняемое с периодичностью и в объеме, установленными в ней, независимо от технического состояния изделия в момент начала технического обслуживания. [4]

Техническое обслуживание с периодическим контролем — техническое обслуживание, при котором контроль технического состояния выполняется с установленными в нормативно-технической или эксплуатационной документации периодичностью и объемом, а объем остальных операций определяется техническим состоянием изделия в момент начала технического обслуживания. [4]

Техническое обслуживание с непрерывным контролем — техническое обслуживание, предусмотренное в нормативно-технической или эксплуатационной документации и выполняемое по результатам непрерывного контроля технического состояния изделия. [4]

Номерное техническое обслуживание — техническое обслуживание, при котором определенному объему работ присваивается определенный порядковый номер. [4]

Плановое техническое обслуживание — техническое обслуживание, постановка на которое осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической или эксплуатационной документации. [4]

Неплановое техническое обслуживание — техническое обслуживание, постановка на которое осуществляется без предварительного назначения по техническому состоянию. [4]

Фирменный метод технического обслуживания — метод выполнения технического обслуживания предприятием-изготовителем. [4]

Капитальный ремонт — ремонт, выполняемый для восстановления исправности полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Примечание: значение близкого к полному восстановлению ресурса устанавливается в нормативно-технической документации. [4]

Средний ремонт — ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

Примечание: значение частично восстанавливаемого ресурса устанавливается в нормативно-технической документации. [4]

Текущий ремонт — ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей. [4]

Плановый ремонт — ремонт, постановка на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации. [4]

Неплановый ремонт — ремонт, постановка изделий на который осуществляется без предварительного назначения. [4]

Регламентированный ремонт — плановый ремонт, выполняемый с периодичностью и в объеме, установленными в эксплуатационной документации, независимо от технического состояния изделия в момент начала ремонта. [4]

Ремонт по техническому состоянию — ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием изделия. [4]

Испытания — экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него, при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий.

Примечание: определение включает оценивание и (или) контроль. [5]

Условия испытаний — совокупность воздействующих факторов и (или) режимов функционирования объекта при испытаниях. [5]

Нормальные условия испытаний — условия испытаний, установленные нормативно-технической документацией (НТД) на данный вид продукции. [5]

Вид испытаний — классификационная группировка испытаний по определенному признаку. [5]

Категория испытаний — вид испытаний, характеризуемый организационным признаком их проведения и принятием решений по результатам оценки объекта в целом. [5]

Объект испытаний — продукция, подвергаемая испытаниям. [5]

Образец для испытаний — продукция или ее часть, или проба, непосредственно подвергаемые эксперименту при испытаниях. [5]

Опытный образец — образец продукции, изготовленный по вновь разработанной рабочей документации для проверки путем испытаний соответствия его заданным техническим требованиям с целью принятия решения о возможности постановки на производство и (или) использования по назначению. [5]

Метод испытаний — правила применения определенных принципов и средств испытаний. [5]

Объем испытаний — характеристика испытаний, определяемая количеством объектов и видов испытаний, а также суммарной продолжительностью испытаний. [5]

Программа испытаний — организационно-методический документ, обязательный к выполнению, устанавливающий объект и цели испытаний, виды, последовательность и объем проводимых экспериментов, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, обеспечение и отчетность по ним, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний. [5]

Методика испытаний — организационно-методический документ, обязательный к выполнению, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды. [5]

Средство испытаний — техническое устройство, вещество и (или) материал для проведения испытаний. [5]

Испытательное оборудование — средство испытаний, представляющее собой техническое устройство для воспроизведения условий испытаний. [5]

Результат испытаний — оценка характеристик свойств объекта, установления соответствия объекта заданным требованиям по данным испытаний, результаты анализа качества функционирования объекта в процессе испытаний. [5]

Протокол испытаний — документ, содержащий необходимые сведения об объекте испытаний, применяемых методах, средствах и условиях испытаний, результаты испытаний, а также заключение по результатам испытаний, оформленный в установленном порядке. [5]

Исследовательские испытания — испытания, проводимые для изучения определенных характеристик свойств объекта. [5]

Контрольные испытания — испытания, проводимые для контроля качества объекта. [5]

Государственные испытания — испытания установленных важнейших видов продукции, проводимые головной организацией по государственным испытаниям, или приемочные испытания, проводимые государственной комиссией или испытательной организацией, которой предоставлено право их проведения. [5]

Ведомственные испытания — испытания, проводимые комиссией из представителей заинтересованного министерства или ведомства. [5]

Доводочные испытания — исследовательские испытания, проводимые при разработке продукции с целью оценки влияния вносимых в нее изменений для достижения заданных значений показателей ее качества. [5]

Предварительные испытания — контрольные испытания опытных образцов и (или) опытных партий продукции с целью определения возможности их предъявления на приемочные испытания. [5]

Квалификационные испытания — контрольные испытания установочной серии или первой промышленной партии, проводимые с целью оценки готовности предприятия к выпуску продукции данного типа в заданном объеме. [5]

Приемосдаточные испытания — контрольные испытания продукции при приемочном контроле. [5]

Сертификационные испытания — контрольные испытания продукции, проводимые с целью установления соответствия характеристик ее свойств национальным и (или) международным нормативно-техническим документам. [5]

Технический контроль — проверка соответствия объекта установленным техническим требованиям. [5]

Метод разрушающего контроля — метод контроля, при котором может быть нарушена пригодность объекта к применению. [5]

Метод неразрушающего контроля — метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к применению. [5]

Средство контроля — техническое устройство, вещество и (или) материал для проведения контроля. [5]

Контролируемый признак — характеристика объекта, подвергаемая контролю. [5]

Входной контроль — контроль продукции поставщика, поступившей к потребителю или заказчику и предназначаемой для использования при изготовлении, ремонте или эксплуатации продукции. [5]

Приемочный контроль — контроль продукции, по результатам которого принимается решение о ее пригодности к поставкам и (или) использованию. [5]

Сплошной контроль — контроль каждой единицы продукции в партии. [5]

Визуальный контроль — контроль, осуществляемый органами зрения. [5]

Технический осмотр — контроль, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и, в случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией. [5]

Газоопасные работы — работы, проводимые в условиях наличия или возможного появления в рабочей зоне горючих газов в количестве, при котором на работающего может быть оказано воздействие опасного и (или) вредного производственного фактора. [6]

Ввод в эксплуатацию системы газоснабжения или ее участка — действия по заполнению системы газоснабжения или ее участка горючим газом и обеспечению нормального режима работы с заданными параметрами. [6]

Загазованное помещение (сооружение) — помещение (сооружение), в воздушной среде которого содержатся горючие или другие вредные газы, вследствие чего на работающего в нем может быть оказано воздействие опасного и (или) вредного производственного фактора. [6]

Авария — выход из строя, повреждение системы газоснабжения или ее отдельных элементов во время эксплуатации, непредвиденное нарушение нормального технологического процесса. [6]

Нормативный документ — документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности (изменение ГОСТ Р 1.0-2004).

Примечание: «нормативный документ» — родовой термин, охватывающий такие понятия, как свод правил, регламенты (технические регламенты), стандарты и другие документы, соответствующие основному определению. [7]

Регламент — нормативный документ, содержащий обязательные правовые нормы и принятый органами власти. [7]

Технический регламент — регламент, который устанавливает характеристики продукции (услуги) или связанные с ней процессы и методы производства. Соблюдение технического регламента обязательно.

Примечание.

1. К техническим регламентам следует относить законодательные акты и постановления Правительства РФ, содержащие требования, нормы и правила технического характера; государственные стандарты РФ, в части устанавливаемых в них обязательных требований; нормы и правила федеральных органов исполнительной власти, в компетенцию которых в соответствии с Законодательством РФ входит установление обязательных требований (изменение № 2 ГОСТ Р 1.0-2004).

2. Технический регламент содержит технические требования либо непосредственно, либо путем ссылки на другой нормативный документ, либо путем включения в себя содержания этого документа. [7]

Система сертификации — (руководство ИСО/МЭК 2 п.14.1) система, располагающая собственными правилами процедуры и управления для проведения сертификации соответствия. [8]

Сертификат соответствия — (руководство ИСО/МЭК 2 п.14.8) документ, выдаваемый в соответствии с правилами сертификации, указывающий, что обеспечивается необходимая уверенность в том, что должным образом идентифицированная продукция, процесс или услуга соответствует конкретному стандарту или другому нормативному документу. [8]

Знак соответствия (в области сертификации) — (руководство ИСО/МЭК 2 п.14.9) защищенный в установленном порядке знак, применяемый или выданный в соответствии с правилами системы сертификации, указывающий, что обеспечивается необходимая уверенность в том, что данная продукция, процесс или услуга соответствует конкретному стандарту или другому нормативному документу. [8]

Аккредитация — официальное признание правомочий осуществлять какую-либо деятельность в области сертификации. [8]

Требования безопасности — обязательные требования, установленные в законодательных актах или стандартах, которые направлены на обеспечение жизни, здоровья потребителей и охраны окружающей среды, предотвращение причинения вреда имуществу потребителей.

Примечание: определение соответствует пп.1 и 5 статьи 5 Закона РФ «О защите прав потребителей». [8]

Список источников

1. ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».

2. «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-576-03).

3. ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81) «Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения».

4. ГОСТ 18322-78 (СТ СЭВ 5151-85) «Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения».

5. ГОСТ 16504-81 «Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения».

6. РСТ РСФСР 723-84 «Работы газоопасные. Классификация. Общие требования».

7. РД 04-424-01 «Положение о порядке разработки (пересмотра), введения в действие нормативных документов Госгортехнадзора России и согласования нормативных документов других федеральных органов исполнительной власти».

8. Система сертификации ГОСТ.

Перечень основных документов, которыми следует руководствоваться при проектировании, строительстве, приемке в эксплуатацию и эксплуатации объектов газораспределительных систем

ПБ 12-529-03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления

ПБ 12-527-03. Правила безопасности при эксплуатации газового хозяйства автомобильных заправочных станций сжиженного газа, Госгортехнадзор РФ, 2003 г.

ПБ 12-608-03. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности, Госгортехнадзор РФ, 2003 г.

ПБ 12-609-03. Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы, Госгортехнадзор РФ, 2003 г.

ПБ 03-372-00. Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля, Госгортехнадзор РФ, 2000 г.

ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Госгортехнадзор РФ, 2003 г.

ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Госгортехнадзор РФ, 2003 г.

Правила производства трубопечных работ, ВДПО, 2002 г.

Правила охраны газораспределительных сетей, Постановление Правительства РФ № 878, 2000 г.

Примечание. Не указанные в настоящем перечне нормативные документы, относящиеся к сфере деятельности Гостехнадзора, содержатся в ежегодно публикуемом НТЦ «Промышленная безопасность» Перечне нормативных правовых документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Правила пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в РФ, Постановление Правительства РФ № 317, 2002 г.

Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах, Госгортехнадзор РФ, 1999 г.

Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте, Госгортехнадзор РФ, 1999 г.

ПУЭ. Правила устройства электроустановок.

СНиП 42-01-2002. Газораспределительные системы.

СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

СНиП 2.02.01-83. Основания зданий и сооружений.

СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозий.

СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий.

СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.

СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения.

СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.

СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги.

СНиП 2.05.03-84. Мосты и трубы.

СНип 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.

СНиП 2.08.02-89. Общественные здания и сооружения.

СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий.

СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания.

СНиП 3.01.03-84. Геодезические работы в строительстве.

СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.

СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты.

СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции.

СНиП 3.05.03-85. Тепловые сети.

СНиП 3.05.04-85. Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации.

СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства.

СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации.

СНиП II-7-81. Строительство в сейсмических районах.

СНиП II-35-76. Котельные установки.

СНиП II-89-80. Генеральные планы промышленных предприятий.

СНиП II-97-76. Генеральные планы сельскохозяйственных предприятий.

СНиП 11-01-2003. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений.

СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

СНиП 12-01-2004. Организация строительства.

СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.

СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений.

СНиП 30-02-97. Планировка и застройка территорий садоводческих (дачных) объединений граждан, здания и сооружения.

СНиП 31-01-2003. Здания жилые многоквартирные.

СНиП 31-02-2001. Дома жилые одноквартирные.

СНиП 31-03-2001. Производственные здания.

СНиП 31-04-2001. Складские здания.

СНиП 31-05-2003. Общественные здания административного назначения.

СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СНиП 41-02-2003. Тепловые сети.

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.

СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов.

СП 13-101-99. Правила надзора, обследования, проведения технического обслуживания и ремонта промышленных дымовых и вентиляционных труб.

СП 23-102-2003. Естественное освещение жилых и общественных зданий.

СП 30-102-99. Планировка и застройка территорий малоэтажного жилищного строительства.

СП 31-106-2002. Проектирование и строительство инженерных систем одноквартирных жилых домов.

СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения.

СП 41-108-2004. Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе.

РД 153-39.4.091-01. Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии.

МДС 41-2.2000. Инструкция по размещению тепловых агрегатов, предназначенных для отопления и горячего водоснабжения одноквартирных или блокированных жилых домов.

МДК 2-03.2003. Правила и нормы технической эксплуатации жилого фонда, Госстрой России, 2003 г.

Положение об обеспечении доступа организаций к местным газораспределительным сетям, Постановление Правительства РФ №1370 от 24.11.1998 г.

РС 153-39.3-141-2003. Методика определения примерных норм потребления природного и сжиженного нефтяного газа по видам потребителей и регионам Российской Федерации, Минэнерго РФ, 2003 г.

НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

НПБ 111-98*. Автозаправочные станции. Требования пожарной безопасности.

НПБ 110-99*. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.

ОСТ 153-39.3-051-2003. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Основные положения. Газораспределительные сети и газовое оборудование зданий. Резервуарные и баллонные установки, Минэнерго РФ, 2003 г.

ОСТ 153-39.3-052-2003. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Газораспределительные станции и пункты. Склады бытовых баллонов. Автогазозаправочные станции, Минэнерго РФ, 2003 г.

ОСТ 153-39.3-053-2003. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Примерные формы эксплуатационной документации, Минэнерго РФ, 2003 г.

ГОСТ 380-94. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.

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

ГОСТ 6 996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

ГОСТ 7 212-74. Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Радиографический метод.

ГОСТ 14 782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

ГОСТ 16 037-80. Швы сварных соединений стальных трубопроводов. Основные типы и конструктивные элементы.

ГОСТ 23 055-78. Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля.

ГОСТ Р 50 670-94. Оборудование промышленное газоиспользующее. Воздухонагреватели. Общие технические требования.

ГОСТ Р 50 838-95. Трубы из полиэтилена для газопроводов. технические условия.

ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.

ГОСТ 12820-80. Фланцы стальные плоские приварные на P_y от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см^2). Конструкция и размеры.

ГОСТ 12822-80. Фланцы стальные свободные на приварном кольце на P_y от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см^2). Конструкция и размеры.

ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.

ГОСТ 8732-78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

ГОСТ 8733-74. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.

ГОСТ 8734-75. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.

ГОСТ 8966-75. Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Муфты прямые. Основные размеры.

ГОСТ 8968-75. Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Контргайки. Основные размеры.

ГОСТ 8969-75. Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Сгоны. Основные размеры.

ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.

ГОСТ 10706-76. Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования.

ГОСТ 15836-82. Мастика битумно-резиновая изоляционная. Технические условия стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

ГОСТ 17378-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.

ГОСТ 17379-2001. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.

ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия.

ГОСТ 356-80*. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды.

ГОСТ 4666-75. Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска.

ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.

ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.

ГОСТ 16569-86. Устройства газогорелочные для отопительных бытовых печей. Технические условия.

ГОСТ 21204-97. Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

ГОСТ 25100-95. Грунты. Классификация.

ГОСТ 25696-83. Горелки газовые инфракрасного излучения. Общие технические требования и приемка.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.2.085-2002 ССБТ. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.

ГОСТ 21.610-85 СПДС. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи.

Перечень действующих нормативных документов в области контроля и учета природного газа

РД 50-411-83. Методические указания. Методика выполнения измерений с помощью специальных суживающих устройств.

Р 50.2 001-2000. Правила по метрологии. «ГСИ. Измерения расхода количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Проецирование автоматизированное расходомеров переменного перепада давления с суживающими устройствами. Расчет расхода и количества вещества и погрешности их измерений. Программный комплекс «Флоуметрика».

Р 50.2002-2000. Правила по метрологии. «ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Проектирование автоматизированное расходомеров переменного перепада давления с суживающими устройствами. Расчет расхода и количества вещества и погрешности их измерений. Программный комплекс «Расходомер-СТ».

Правила учета газа, Минпотэнерго РФ, 1996 г.

Правила поставки газа в РФ, Постановление Правительства РФ № 162, 1998 г.

Порядок прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов, Правительство РФ, Постановление № 1 от 05.01.1998 г.

Порядок расчетов за электрическую, тепловую энергию и природный газ, Правительство РФ, Постановление № 294, 2000 г.

ПР 50.2.022-99. ГСИ. Порядок осуществления Государственного методологического контроля и надзора за применением и состоянием измерительных комплексов с суживающими устройствами.

ПР 50.019-96 ГСИ. Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков.

МИ 2588-2000. ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью измерительных комплексов обслуживающими устройствами для значения эквивалентной шероховатости измерительных трубопроводов Rш 104/D свыше 30.

МИ 2585-2000. ГСИ. Диафрагмы измерительных трубопроводов. Методика первичной поверки.

МИ 2634-2001. ГСИ. Методика определения допускаемого диапазона измерений и метрологических характеристик измерительных комплексов с суживающими устройствами.

МИ 2638-2001. ГСИ. Диафрагмы камерные и бескамерные, устанавливаемые во фланцевых соединениях измерительных трубопроводов. Методика контроля размеров при первичной и периодической поверке измерительных комплексов с суживающими устройствами.

МИ 2580-2000. ГСИ. Расход и количество газа. Методика выполнения измерений вихревыми расходомерами-счетчиками газа. ВНИИР. Казань.2000

МИ 1317-86. ГСОЕИ. Результаты и характеристики погрешности измерения. Формы представления. Способы использования при испытании образцов продукции и контроле их параметров.

МИ 2677-2001. ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика оценки соответствия программных комплексов по расчету измерительных комплексов с суживающими устройствами в реальных условиях эксплуатации требованиям ISO 5/67-1-1991 (E), изменениям №1 к ISO 5167, ГОСТ 8.563.1/3 97, МИ 2588-2000 с использованием программы «Электронный эталон».

МИ 2677-2002.ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Типовые значения результатов измерений расхода и количества с помощью измерительных комплексов с суживающими устройствами и результатов проектирования измерительных комплексов с использованием МИ 2677-2001.

ГОСТ 8.143-75. ГСИ. Государственный первичный эталон и общесоюзная проверочная схема для средств измерений объемного расхода газа в диапазоне $1 \cdot 10^{-6} — 10^{2}$ м^3/с.

ГОСТ 8.563.1-97. ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 32 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглосечения. Технические условия.

ГОСТ 8.563.2-97. ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью суживающих устройств.

ГОСТ 8.563.3-97. ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Расчет расхода и количества и расчет погрешностей определения расхода и количества жидкостей газов (листинги программ).

ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

ГОСТ 30319 1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств, определение коэффициентов сжимаемости.

ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методика расчета физических свойств. Определение физических свойств по управлению состояния.

ГОСТ 18140-84. (СТ СЭВ 2566-80). Манометры дифференциальные ГСП. Общие технические условия.

Перечень предприятий-изготовителей и их реквизиты

1. «Агарус», ООО
413102, Саратовская обл., Энгельс, ул. Гагарина, 6

2. «Амакс-Газ», ЗАО
428020, Чувашская республика, Чебоксары, Базовый проезд, 15

3. «Арзамасский приборостроительный завод», ОАО
607220, Нижегородская обл., Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, 8

4. «Армагус», ОАО
601501, Владимирская обл., Гусь-Хрустальный, ул. Рудницкой, 4

5. «Башкирский арматурный завод», ООО
г. Кумертау Республики Башкортостан

6. «Белгазтехника», РУП
220015, Республика Беларусь, Минск, ул. Гурского, 30

7. «Белэнергомаш», ОАО
308800, Белгород, ул. Б. Хмельницкого, 111

8. «Благовещенский арматурный завод», ОАО
453430, Башкортостан, Благовещенск, ул. Седова, 1

9. «Бологовский арматурный завод», ОАО
171060, Тверская обл., Бологое, ул. Горская, 88

10. «Бэмкромгаз», ООО
224020, Республика Беларусь, Брест, ул. Московская, 202

11. «Вланик», ООО
410012, Саратов, ул. Б. Казачья, 125

12. «Вогаз», ИП
224025, Республика Беларусь, Брест, ул. Катин Бор, 107

13. «Волга-Газ», ООО ПТО
410010, Саратов, ул. Навашина, 7

14. «Вымпел», НПФ
410002, Саратов, а/я 401

15. «Газаппарат», ОАО
410012, Саратов, ул. Б. Казачья, 125

16. «Газаппарат», ОАО
24001, Украина, Винницкая область, Могилев-Подольский, ул. Строкача, 13

17. «Газдевайс», ЗАО
142717, Москва, Ленинский р-н, промбаза «Стройтрансгаз»

18. «Газ-Сервис», предприятие
410076, Саратов, ул. Орджоникидзе, 117

19. «Газкомплектсервис», ООО
193029, Санкт-Петербург, ул. Бабушкина, 2

20. «Газотрон-С», ГУНПП
410033, Саратов, ул. Панфилова, 1

21. «Газприбор», ООО ПКФ
410033, Саратов, пр-т 50 лет Октября, 101

22. «Газприборавтоматика», ООО фирма
117405, Москва, ул. Газопровод, 4д

23. «Газпроектмонтаж», ООО
413119, Саратовская обл., Энгельс-19, 2 квартал, 31-1

24. «Газсервис», ООО
109052, Москва, Бережковская набережная, 20, стр. 77

25. ППК «Газ-Сузан»
Исламская Республика Иран, Наджафабад, промышленный район, ул. Газсузан

26. «Газэнергопром», ООО
413112, Саратовская обл., Энгельс, ул. Краснознаменная, 45

27. «Гипрониигаз», ОАО
410000, Саратов, пр. Кирова, 54

28. «Гирас», ЗАО
141400, Московская обл., Химки, ул. Репина, 6

29. «ГНПП «Сплав»», ФГУП
300004, Тула, Щегловская засека, 33

30. «Завод Газпроммаш»», ООО
410031, Саратов, ул. Московская, 44

31. «Завод Газ-Стандарт», ООО
410054, Саратов, ул. Новоузенская, 180 «А», к.23

32. «Завод «Техногазаппарат», ООО
413100, Саратовская обл., Энгельс, проспект Химиков, 1, к.3

33. «Знамя труда», ОАО
195027, Санкт-Петербург, ул. Магнитогорская, 11

34. «Ивано-Франковский завод «Промприбор»», ОАО
76000, Украина, Ивано-Франковск, ул. Академика Сахарова, 23

35. «Ирвис», ООО НПП
420075, Татарстан, Казань, ул. Б. Красная, 55, к. 309

36. «Итгаз», ООО
400075, Волгоград, ул. Рузаевская, 6

37. «Камбарский завод газового оборудования», ОАО
427950, Удмуртия, Камбарка, ул. Маяковского, 2

38. «Ленинградский электромеханический завод», ОАО
198206, Санкт-Петербург, Петергофское шоссе, 73

39. «Лискимонтажконструкция», ОАО
396410, Воронежская обл., Лиски, ул. Монтажников, 1

40. «Логика», ЗАО НПФ
190020, Санкт-Петербург, набережная Обводного канала, 150, а/я 215

41. «Мален», ЗАО
193019, Санкт-Петербург, ул. Седова, 9

42. «Минский механический завод им. С. И. Вавилова», ГП
220836, Республика Беларусь, Минск, ул. Макаенка, 23

43. «Научно-производственная фирма Микрорэал-Маханов», ООО
410005, Саратов, ул. Астраханская, 87

44. «НИИПТхиммаш», ОАО
440028, Пенза, ул. Титова, 1

45. «Новогрудский завод газовой аппаратуры», ОАО
231400, Республика Беларусь, Новогрудок, ул. А. Мицкевича, 109

46. «Пензенский арматурный завод», ОАО
440007, Пенза ул. Транспортная, 1

47. «Пензтяжпромарматура», ОАО
440028, Пенза, пр-т Победы, 75а

48. «Пластполимер», ОАО
195109, Санкт-Петербург, Полюстровский пр-т, 32

49. «Политехформ-М», ООО
115409, Москва, Каширское шоссе, 64, к. 2

50. «Поршень», ООО ПТП
404121, Волгоградская обл., Волжский, ул. Машиностроителей, 2а

51. «Постас ЛТД», ООО
413119, Саратовская обл., Энгельс-19, территория ООО ЭПО «Сигнал»

52.«Практик-НЦ», ОАО
124460, Москва, Зеленоград, а/я 13

53. «Промгаз-Холдинг», ООО
413102, Саратовская обл., Энгельс, МК, 2

54. «Радон и К°», ООО
413100, Саратовская обл., Энгельс, ул. Нестерова, 5

55. «Релеро» (НПО им. Попова), ОАО
644009, Омск, ул. 10 лет Октября, 19 Б

56. «Саратовская газовая компания», ООО
410004, Саратов, Первомайский поселок, 6 проезд, 21/23

57. «Саратовский арматурный завод», ЗАО
410017, Саратов, ул. Шелковичная, 37/45

58. «Сибнефтеавтоматика», ОАО НПФ
625014, Тюмень, ул. Новаторов, 8

59. «Сигнал», ООО ЭПО
413119, Саратовская обл., Энгельс-19, территория ОАО «Сигнал»

60. «СПб Газарматура», ООО
193019, Санкт-Петербург, ул. Седова, 9, корп. 3

61. «Спецавтоматика», ЗАО
91054, Украина, Луганск, ул. Монтажная, 13

62. «СПО «Аналитприбор»», ФГУП
214031, Смоленск, ул. Бабушкина, 3

63. «Стройкомплект», ООО
443010, Самара, ул. Молодогвардейская, 104

64. «Строммаш», ОАО
432072, Ульяновск, Заволжский р-н, а/я 3659

65. «Теплоприбор», ОАО
390011, Рязань, Куйбышевское шоссе, 14а

66. «Термобрест», ООО СП
224014, Республика Беларусь, ул. Смирнова, 66

67.«Газоприбор», ООО
420030 г. Казань, ул. Большая, 106

68. «Точмаш», ФГУП ВПО
600007, Владимир, ул. Северная, 1а

69. «Тяжпромарматура», ОАО
301368, Тульская обл., Алексин, ул. Некрасова, 60

70. «Усть-Катавский вагоностроительный завод имени С.М. Кирова», ФГУП
456043, Челябинская обл., Усть-Катав, ул. Заводская, 1

71. «Фармэк», НПОДО
220013, Республика Беларусь, Минск, ул. Кульман , 2

72. «Фирма ВЕМ», ЗАО
105425, Москва, ул. Никитская, 12, корп. 1

73. «Фобос», ЗАО
152908, Ярославская обл., Рыбинск, ул. Сысоевская, 5

74. «Центр инновационных технологий», ООО
410010, Саратов, 1-й Пугачевский поселок, 44 Б

75. «Экогаз», ЗАО
600017, Владимир, ул. Краснознаменная, 3

76. «Экс-Форма», ООО ПКФ
410012, Саратов, а/я 1497

77. «Электронно-гидравлическая автоматика», НПП
125015, Москва, ул. Правды, 23

78. «Электронстандарт», ОАО РНИИ
196143, Санкт-Петербург, пл. Победы, 2

79. «Электроприбор», ОАО
394006, Воронеж, ул. 20 лет Октября, 59

80. «Эльстер Газэлектроника», ООО
607220, Нижегородская обл., Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, 8

81. «Эльтон», ООО
413102, Саратовская обл., Энгельс, МК, 15

82. «Юго-Камский машиностроительный завод трубопроводной арматуры», ООО
614526, Пермская обл., п. Юго-Камский, ул. Кирова, 1

83. «Южуралармарматура-Сантехник», ЗАО
456313, Челябинская обл., Миасс, Тургоякское шоссе

84.«Яргазарматура», ЧФ ООО
617766, Пермская область, Чайковский, ул. Декабристов, 29

85. «Армгаз-НТ», ООО
107078, Москва, ул. Новая Басманная, 4-6, стр. 2

86. «Полиорт», ООО
390027, Рязань, ул. Касимовское шоссе, 21, корп. 7, к. 44

87. «Теплоэнергомонтаж», ЗАО
198095, Санкт-Петербург, пл. Стачек, 5

88. Actaris, Германия

89. Giulianianello s.r.l. watts industries group, Италия

90. Mètrix S.A., Польша

91. «Premagas», Словакия

92. «KumHo Metertech», Корея

Газовик

410076, г. Саратов, ул. Орджоникидзе, д. 117

Факс: (8452) 961-561
Телефон: (8452) 960-946

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ
для изготовления пункта ГРПШ, ГРУ, ПГБ.

(ненужное зачеркнуть)

1. Аттестационное давление в газопроводе _____ МПа;
2. Фактическое давление в газопроводе:
   зимой _____ МПа;
   летом _____ МПа;
3. Количество выходов _____
4. Давление настройки выходное:
   1-й нитки _____ кПа;
   2-й нитки _____ кПа;
   3-й нитки _____ кПа;
5. Расход газа:
   1-й нитки max _____ min _____ м³/час;
   2-й нитки max _____ min _____ м³/час;
   3-й нитки max _____ min _____ м³/час;
6. Тип отопления _____
   (водяное, газовое, электрическое, от внешнего источника)
7. Электроснабжение _____
8. Учет расхода эл. энергии _____
9. Узел учета расхода газа: _____
   (тип газового счетчика)
   на входном газопроводе _____
   на входе 1й нитки _____
   на входе 2й нитки _____
   на входе 3й нитки _____
10. С дополнительным боксом для оснащения ПГБ телеметрией _____
11. Прочие условия _____
    контроль загазованности _____
    охранная сигнализация _____
    пожарная сигнализация _____
    наличие эл. источника _____
    расположение входного и выходного газопровода относительно пункта _____

Заказчик _____
(предприятие, адрес, телефон-факс)

Лицо для контактов _____ М.П. _____
(ФИО, должность) (подпись)

Сводная таблица технических характеристик газорегуляторных пунктов шкафных с одной линией редуцирования

№№ п/п		№ стр.	Регулятор	$P_{вх}$, МПа	$P_{вых}$, кПа	Максимальная пропускная способность, м³/ч
1	ГРПШ-6	6	РДГБ-6	1,2	2,2	6
2	ГРПШ-10	6	РДГК-10	0,6	1,5–2,0	15,5
3	ГРПШ-10МС	6	РДГК-10М	0,6	1,5–2,0	80
5	ГРПШ-FE10	8	FE 10	0,6	2	15
6	ГРПШ-FE25	8	FE 25	0,6	2	38
7	ГРПШ-10	10	РДГК-10/3	0,6	2,0–2,5	30
8	ГРПШ-10МС	10	РДГК-10/5М	0,6	2,0–2,5	70
9	ГРПШ-1	12	РДГД-20М	0,6	1,2–3	100
10	ГРПШ-32К/3	14	РДНК-32	1,2	2,0–2,5	64
11	ГРПШ-32К/6	14	РДНК-32	0,6	2,0–2,5	105
12	ГРПШ-32К/10	14	РДНК-32	0,3	2,0–2,5	100
13	ИТГАЗ-В/6	16	B6 Francel	0,6	0,9–4,5	7,2
14	ИТГАЗ-В/10	16	B10 Francel	0,6	0,9–4,5	12
15	ИТГАЗ-В/25	16	B25 Francel	0,6	0,9–4,5	30
16	ИТГАЗ-В/40	16	B40 Francel	0,6	0,9–4,5	48
17	ИТГАЗ-В/70	16	B70 Tartarini	0,6	0,6–7,2	70

Сводная таблица технических характеристик газорегуляторных пунктов и установок с одной линией редуцирования и байпасом

№№ п/п		№ стр.	Регулятор	$P_{вх.}$, МПа	$P_{вых.}$, кПа	Максимальная пропускная способность, м³/ч
1	ШГКС-6/3-400	18	РДК	0,6	225-227	
2	ШГКС-12/3-400	18	РДК	1,2	225-275	
3	ШБГУ-40-3	22	РДК	1,2	14-19	
4	ШГК-100-3	22	РДК	1,2	14-19	
5	ШБДГ-400-3	22	РДК	1,2	14-19	
6	ГРПШ-32/3Б	26	РДНК-32	1,2	2,0-2,5	64
7	ГРПШ-32/6Б	26	РДНК-32	0,6	2,0-2,5	105
8	ГРПШ-32/10Б	26	РДНК-32	0,3	2,0-2,5	100
9	ГРПШ-1	28	РДГД-20М	0,6	1,2-3	100
10	ИТГАЗ-R/72-1-Б	30	R/72 Tartarini	0,6	0,6-7,2	70
11	ИТГАЗ-B/249-1-Б	30	B/249 Tartarini	0,6	1,3-8,0	250
12	ИТГАЗ-А/109-1-Б	30	А/109 Tartarini	0,6	2,0-7,5	400
13	ИТГАЗ-А/149-1-Б ($Q \leq 400 м^3/ч$)	30	А/149 Tartarini	0,6	1,0-8,0	400
14	ГРПН-300-10	32	РДУ-32 (РД-32)	0,3	1,2-3,5	124
15	ГРПН-300-6	32	РДУ-32 (РД-32)	1,2	1,2-3,5	258
16	ГРПН-300-4	32	РДУ-32 (РД-32)	1,2	1,2-3,5	150
17	ГРПШ-400У	34	РДНК-400	0,6	2-5	500
18	ГРПШ-400*	38	РДНК-400	0,6	2-5	250
19	ГРПШ-400-01	38	РДНК-400М	0,6	2-5	500
20	ГРПШ-01-У1	38	РДНК-У	1,2	2-5	900
21	ГРПШ-07-У1	38	РДНК-1000	0,6	2-5	800
22	ГРПШ-03М-У1	38	РДСК-50М	1,2	30-100	900
23	ГРПШ-03БМ-У1	38	РДСК-50БМ	1,2	270-300	1100
24	ИТГАЗ-А/149-1-Б ($Q \leq 900 м^3/ч$)	42	А/149 Tartarini	0,6	1,0-8 0	900
25	ИТГАЗ-MBN/25-1-Б	42	MBN/25 Tartarini	0,6	1,5-50	950
26	ИТГАЗ-MBN/40-1-Б	42	MBN/40 Tartarini	0,6	1,5-50	1800
27	ИТГАЗ-MBN/50-1-Б	42	MBN/50 Tartarini	0,6	1,5-50	2650
28	ИТГАЗ-MBN/65-1-Б	42	MBN/65 Tartarini	0,6	1,5-50	4500
29	ИТГАЗ-MBN/80-1-Б	42	MBN/80 Tartarini	0,6	1,5-50	6900
30	ИТГАЗ-MBN/100-1-Б	42	MBN/100 Tartarini	0,6	1,5-50	10500
31	ПРДГ	44	MR50 Elster	0,6	2-50	1200
32	ГРПШН-А-01-У	48	РДНК-50	1,2	2,0-3,5	900
33	ГРПШН-А-01П-У	48	РДНК-50П	1,2	3,5-5,0	900
34	ГСГО	51	РДБК1-50	1,2	1-600	5200
35	ГРПШ-13-1Н-У1	54	РДГ-50Н	1,2	1,5-60	6200
36	ГРПШ-13-1В-У1	54	РДГ-50В	1,2	60-600	6200
37	ГРПШ-15-1Н-У1	54	РДГ-80Н	1,2	1,5-60	13000
38	ГРПШ-15-1В-У1	54	РДГ-80В	1,2	60-600	13000
39	ГРПШ-16-1Н-У1	54	РДГ-150Н	1,2	1,5-60	29000
40	ГРПШ-16-1В-У1	54	РДГ-150В	1,2	60-600	29000
41	ГСГО-100/1 (ГА)	58	РДБК1-100/70, РДБК1П-100/70	1,2	2-600	19000

* Технические характеристики аналогичных ГРУ и ПГБ такие же, как у ГРПШ.

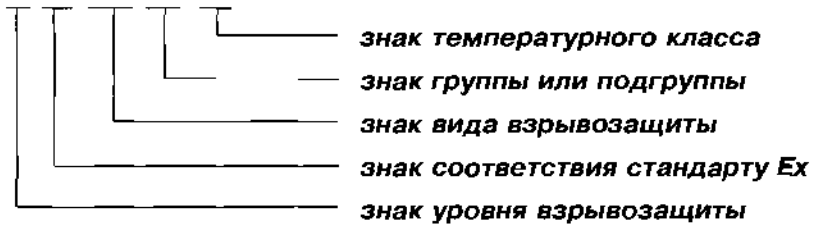
Сводная таблица технических характеристик газорегуляторных пунктов и установок с основной и резервной линиями редуцирования

№№ п/п		№ стр.	Регулятор	$P_{вх.}$, МПа	$P_{вых.}$, кПа	Максимальная пропускная способность, м³/ч
1	ГРПШ-1	62	РДГД-20М	0,6	1,2-3	100
2	ИТГАЗ-R/72-2	64	R/72 Tartarini	0,6	0,6-7,2	70
3	ИТГАЗ-B/249-2	64	B/249 Tartarini	0,6	1,3-8,0	250
4	ИТГАЗ А/109-2	64	А/109 Tartarini	0,6	2,0-7,5	400
5	ИТГАЗ-А/149-2	64	А/149 Tartarini	0,6	1,0-8,0	400
6	ГРПН-300-10	66	РДУ-32 (РД-32)	0,3	1,2-3,5	125
7	ГРПН-300-6	66	РДУ-32 (РД-32)	1,2	1,2-3,5	260
8	ГРПН-300-4	66	РДУ-32 (РД-32)	1,2	1,2-3,5	150
9	ГРПШ-04-2У1*	68	РДНК-400	0,6	2-5	250
10	ГРПШ-05-2У1	68	РДНК-400М	0,6	2-5	500
11	ГРПШ-07-2У1	68	РДНК-1000	0,6	2-5	800
12	ГРПШ-02-2У1	68	РДНК-У	1,2	2-5	900
13	ГРПШ-03М-2У1	68	РДСК-50М	1,2	30-100	900
14	ГРПШ-03БМ-2У1	68	РДСК-50БМ	1,2	270-300	1100
15	ИТГАЗ-А/149-2	72	А/149 Tartarini	0,6	1,0-6,0	900
16	ИТГАЗ-MBN/25-2	72	MBN/25 Tartarini	0,6	1,5-50	950
17	ИТГАЗ-MBN/40-2	72	MBN/40 Tartarini	0,6	1,5-50	1800
18	ИТГАЗ-MBN/50-2	72	MBN/50 Tartarini	0,6	1,5-50	2650
19	ИТГАЗ-MBN/65-2	72	MBN/65 Tartarini	0,6	1,5-50	4500
20	ИТГАЗ-MBN/80-2	72	MBN/80 Tartarini	0,6	1,5-50	6900
21	ИТГАЗ-MBN/100-2	72	MBN/100 Tartarini	0,6	1,5-50	10500
22	ГРПШН-А-02	74	РДНК-50	1,2	2,0-3,5	900
23	ГРПШН-А-02П	74	РДНК-50П	1,2	3,5-5,0	900
24	ГРПШ-13-2Н-У1	77	РДГ-50Н	1,2	1,5-60	6200
25	ГРПШ-13-2В-У1	77	РДГ-50В	1,2	60-600	6200
26	ГРПШ-15-2Н-У1	77	РДГ-80Н	1,2	1,5-60	13000
27	ГРПШ-15-2В-У1	77	РДГ-80В	1,2	60-600	13000
28	ГРПШ-16-2Н-У1	77	РДГ-150Н	1,2	1,5-60	29000
29	ГРПШ-16-2В-У1	77	РДГ-150В	1,2	60-600	29000
30	ГСГО-М	81	РДБК1-50, РДБК1П-50	1,2	1-600	5200
31	ГРПШ-М с РДГ-50Н	84	РДГ-50Н	1,2	1-60	5200
32	ГРПШ-М с РДГ-50В	84	РДГ-50В	1,2	60-600	5200
33	УГРШ-50-2-Н	87	РДП-50Н	1,2	0,5-60	7000
34	УГРШ-50-2-В	87	РДП-50В	1,2	60-600	7000
35	УГРШ-50-2Д-Н	90	РДП-50Н	1,2	0,5-60	7000
36	УГРШ-50-2Д-В	90	РДП-50В	1,2	60-600	7000
37	ПГБ-50	93	РДБК1-50	1,2	1-600	5200
38	ПГБ-50-СГ	93	РДБК1-50	1,2	1-600	5200
39	ПГБ-50-СГ-ЭК	93	РДБК1-50	1,2	1-600	5200
40	ГСГО-100	96	РДБК1-100/70, РДБК1П-100/70	1,2	2-600	19000
41	ПГБ-100	99	РДБК1-100	1,2	1-600	19000
42	ПГБ-100-СГ	99	РДБК1-100	1,2	1-600	19000
43	ПГБ-100-СГ-ЭК	99	РДБК1-100	1,2	1-600	19000
44	ПГБ-100/50	103	РДБК1-50, РДБК1-100	1,2	1 600	5200/ 19000
45	ПГБ-150	106	РДГ-150	1,2	2 600	30000
46	ПГБ-150-СГ	106	РДГ-150	1,2	2 600	30000
47	ПГБ-150-СГ-ЭК	106	РДГ-150	1,2	2-600	30000

* Технические характеристики аналогичных ГРУ и ПГБ такие же, как у ГРПШ.

Маркировка взрывозащищенного оборудования

2 Ex e d IIB T3



Знак температурного класса электрооборудования по таблице:

Температурный класс	T1	T2	T3	T4	T5	T6
t_{max} поверхности, °C	450	300	200	135	100	85

знак группы или подгруппы электрооборудования:

I — рудничное взрывозащищенное электрооборудование, предназначенное для подземных выработок шахт и рудников. Электрооборудование этой группы, имеющее взрывонепроницаемую оболочку, подразделяется на подгруппы 1В, 2В, 3В и 4В;

II — взрывозащищенное электрооборудование для внутренней и наружной установки, кроме рудничного взрывозащищенного. Электрооборудование этой группы, имеющее взрывонепроницаемую оболочку и (или) искробезопасную электрическую цепь, подразделяется на подгруппы IIA, IIB и IIC. Классификация электрооборудования по подгруппам должна устанавливаться в стандартах на конкретные виды взрывозащиты;

II — для электрооборудования, не подразделяющегося на подгруппы;

IIA, IIB и IIC — для электрооборудования, подразделяющегося на подгруппы, при этом указывается только один из знаков;

знак вида взрывозащиты:

d — взрывонепроницаемая оболочка;

ia, ib, ic — искробезопасная электрическая цепь; указывается один из знаков в зависимости от уровня взрывозащиты по ГОСТ 22782.5-78;

e — защита вида «e»;

o — масляное заполнение оболочки;

p — заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением;

q — кварцевое заполнение оболочки;

s — специальный вид взрывозащиты;

знак соответствия стандарту Ex, указывающий, что электрооборудование соответствует стандартам на виды взрывозащиты;

знак уровня взрывозащиты:

2 — для электрооборудования повышенной надежности против взрыва;

1 — для взрывобезопасного электрооборудования;

0 — для особо взрывобезопасного электрооборудования.

Справочная таблица теоретической массы 1 м. п. труб (кг)

Диам. трубы (мм)	3	3,2	3,5	3,8	4,0	4,5	5	5,5	6	7,0	8	9	10
	толщина стенки (мм)												
57	4,00	4,25	4,62	—	5,23	5,83	6,41	6,99	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59
60	4,22	4,45	4,88	5,27	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	9,13	10,26	11,32	12,33
63,5	4,48	4,76	5,18	5,60	5,87	6,55	7,21	7,87	8,51	9,75	10,95	12,10	13,19
76	5,40	5,74	6,26	6,77	7,10	7,93	8,76	9,56	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28
83	5,92	6,30	6,86	7,42	7,79	8,71	9,62	10,51	11,39	13,12	14,80	16,43	18,00
89	6,36	6,77	7,38	7,98	8,39	9,38	10,36	11,33	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48
95	6,81	7,24	7,90	8,55	8,98	10,04	11,10	12,14	13,17	15,19	17,16	19,69	20,96
102	7,32	7,80	8,50	9,20	9,67	10,82	11,96	13,09	14,21	16,40	18,53	20,64	22,69
108	7,77	8,27	9,02	9,77	10,26	11,49	12,70	13,90	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17
114	8,21	8,74	9,54	10,33	10,85	12,15	13,44	14,72	15,98	18,47	20,91	23,31	25,65
121	8,73	9,30	10,14	10,98	11,54	12,93	14,30	15,67	17,02	19,68	22,29	24,85	27,37
127	9,18	9,77	10,66	11,55	12,13	13,60	15,04	16,48	17,90	20,73	23,48	26,19	28,85
133	9,62	10,24	11,18	12,11	12,72	14,62	15,78	17,29	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33
140	10,14	10,80	11,78	12,76	13,42	15,04	16,65	18,24	19,83	22,96	26,04	29,08	32,06
152	11,02	11,74	12,82	13,89	14,60	16,37	18,13	19,87	21,60	25,03	28,41	31,74	35,02
159	11,54	12,30	13,42	14,54	15,29	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75
219	15,98	17,03	18,60	20,17	21,21	23,80	26,39	28,96	31,52	36,60	41,60	46,61	51,54
245	17,90	19,08	20,85	22,60	23,77	26,69	29,59	32,49	35,37	41,09	46,76	52,38	57,95
273			23,36	25,23	26,54	29,80	33,05	36,28	39,51	45,92	52,28	58,60	64,86
299				29,10	32,68	36,25	39,81	39,81	43,36	50,41	57,41	64,34	71,27
325				31,67	35,57	39,46	43,34	43,34	47,20	54,90	62,54	70,14	77,68
351				34,23	38,45	42,66	46,86	46,86	51,09	59,39	67,67	75,91	84,10
377				36,80	41,34	45,87	50,39	50,39	54,90	63,87	72,80	81,68	90,51
402				39,26	44,11	48,95	53,78	53,78	58,60	68,19	77,73	87,23	96,67
426				41,63	46,78	51,91	57,04	57,04	62,15	72,33	82,47	92,56	102,59
478						58,32	64,09	64,09	69,84	81,31	92,73	104,10	115,42
480						58,57	64,36	64,36	70,14	81,65	93,12	104,54	115,91
530						64,74	71,14	71,14	77,54	90,28	102,99	115,64	128,24
630										107,55	122,72	137,83	152,90
720										123,09	140,50	157,80	176,10
820											160,20	180,00	199,80
1020													249,40
1220													298,40

Трубы водогазопроводные ГОСТ 3262-75

Условный проход	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм			Линейная плотность труб без муфты, кг/м		
		легких	обыкно-венных	усиленных	легких	обыкно-венных	усиленных
6	10,2	1,8	2,0	2,5	0,37	0,40	0,47
8	13,5	2,0	2,2	2,8	0,57	0,61	0,74
10	17,0	2,0	2,2	2,8	0,74	0,80	0,98
15	21,3	2,35	—	—	1,10	—	—
15	21,3	2,5	2,8	3,2	1,16	1,28	1,43
20	26,8	2,35	—	—	1,42	—	—
20	26,8	2,5	2,8	3,2	1,50	1,66	1,86
25	33,5	2,8	3,2	4,0	2,12	2,39	2,91
32	42,3	2,8	3,2	4,0	2,73	3,09	3,78
40	48,0	3,0	3,5	4,0	3,33	3,84	4,34
50	60,0	3,0	3,5	4,5	4,22	4,88	6,16

СОДЕРЖАНИЕ

1. Газорегуляторные пункты и установки

Назначение, устройство, классификация ... 4

Газорегуляторные пункты и установки, выпускаемые промышленностью

С одной линией редуцирования (домовые)

ГРПШ-6 с РДГБ-6 ... 6

ГРПШ-10 с РДГК-10 ... 6

ГРПШ-10МС с РДГК-10М ... 6

ГРПШ-FE10 с FE 10 ... 8

ГРПШ-FE25 с FE 25 ... 8

ГРПШ-1а с РДГК-10/3, РДГК-10/5М ... 10

ГРПШ-1 с РДГД-20М ... 12

ГРПШ-32К с РДНК-32 ... 14

ИТГАЗ-В/6 с В6 Francel ... 16

ИТГАЗ-В/10 с В10 Francel ... 16

ИТГАЗ-В/25 с В25 Francel ... 16

ИТГАЗ-В/40 с В40 Francel ... 16

ИТГАЗ-R/70 с R70 Tartarini ... 16

С одной линией редуцирования и байпасом

ШГКС-6/3-400 с РДК ... 18

ШГКС-12/3-400 с РДК ... 18

ШБГУ-40-3 с РДК ... 22

ШГК-100-3 с РДК ... 22

ШБДГ-400-3 с РДК ... 22

ГРПШ-32-50-Б-О с РДНК-32 ... 26

ГРПШ-1 с РДГД-20М ... 28

ИТГАЗ-R/72-1-Б с R/72 Tartarini ... 30

ИТГАЗ-В/249-1-Б с В/249 Tartarini ... 30

ИТГАЗ-А/109-1-Б с А/109 Tartarini ... 30

ИТГАЗ-А/149-1-Б с А/149 Tartarini ... 30

ГРПН-300 с РДУ-32 (РД-32) ... 32

ГРПШ-400У с РДНК-400 ... 34

ГРПШ-400 с РДНК-400 ... 38

ГРПШ-400-01 с РДНК-400М ... 38

ГРПШ-01-У1 с РДНК-У ... 38

ГРПШ-07-У1 с РДНК-1000 ... 38

ГРПШ-03М-У1 с РДСК-50М ... 38

ГРПШ-03БМ-У1 с РДСК-50БМ ... 38

ГРУ-400 с РДНК-400 ... 38

ГРУ-400-01 с РДНК-400М ... 38

ГРУ-01-У1 с РДНК-У ... 38

ГРУ-07-У1 с РДНК-1000 ... 38

ГРУ-03М-У1 с РДСК-50М ... 38

ГРУ-03БМ-У1 с РДСК-50БМ ... 38

ПГБ-400 с РДНК-400 ... 38

ПГБ-400-01 с РДНК-400М ... 38

ПГБ-01-У1 с РДНК-У ... 38

ПГБ-07-У1 с РДНК-100 ... 38

ПГБ-03М-У1 с РДСК-50 М ... 38

ПГБ-03БМ-У1 с РДСК-50БМ ... 38

ИТГАЗ-А/149-1-Б с А/149 Tartarini ... 42

ИТГАЗ-MBN/25-1-Б с MBN/25 Tartarini ... 42

ИТГАЗ-MBN/40-1-Б с MBN/40 Tartarini ... 42

ИТГАЗ-MBN/50-1-Б с MBN/50 Tartarini ... 42

ИТГАЗ-MBN/65-1-Б с MBN/65 Tartarini ... 42

ИТГАЗ-MBN/80-1-Б,42 с MBN/80 Tartarini ... 42

ИТГАЗ-MBN/100-1-Б с MBN/100 Tartarini ... 42

ПРДГ с MR50 Elster ... 44

ГРПШН-А-01-У с РДНК-50, РДНК-50П ... 46

ГСГО с РДБК1-50, РДБК1П-50 ... 51

ГРПШ-13-1Н(В)-У1 с РДГ-50Н(В) ... 54

ГРПШ-15-1Н(В)-У1 с РДГ-80Н(В) ... 54

ГРПШ-16-1Н(В)-У1 с РДГ-150Н(В) ... 54

ГРУ-13-1Н(В)-У1 с РДГ-50Н(В) ... 54

ГРУ-15-1Н(В)-У1 с РДГ-80Н(В) ... 54

ГРУ-16-1Н(В)-У1 с РДГ-150Н(В) ... 54

ПГБ-13-1Н(В)-У1 с РДГ-50Н(В) ... 54

ПГБ-15-1Н(В)-У1 с РДГ-80Н(В) ... 54

ПГБ-16-1Н(В)-У1 с РДГ-150Н(В) ... 54

ГСГО-100/1 с РДБК1-100/70, РДБК 1П-100/70 ... 58

С основной и резервной линиями редуцирования

ГРПШ-1 с РДГД-20М ... 62

ИТГАЗ-R/72-2 с R/72 Tartarini ... 64

ИТГАЗ-В/249-2 с В/249 Tartarini ... 64

ИТГАЗ-А/109-2 с А/109 Tartarini ... 64

ИТГАЗ-А/149-2 с А/149 Tartarini ... 64

ГРПН-300 с РДУ-32 (РД-32) ... 66

ГРПШ-04-2У1 с РДНК-400 ... 68

ГРПШ-05-2У1 с РДНК-400М ... 68

ГРПШ-07-2У1 с РДНК-1000 ... 68

ГРПШ-02-2У1 с РДНК-У ... 68

ГРПШ-03М-2У1 с РДСК-50М ... 68

ГРПШ-03БМ-2У1 с РДСК-50БМ ... 68

ГРУ-04-2У1 с РДНК-400 ... 68

ГРУ-05-2У1 с РДНК-400М ... 68

ГРУ-07-2У1 с РДНК-1000 ... 68

ГРУ-02-2У1 с РДНК-У ... 68

ГРУ-03М-2У1 с РДСК-50М ... 68

ГРУ-03БМ-2У1 с РДСК-50БМ ... 68

ПГБ-04-2У1 с РДНК-400 ... 68

ПГБ-05-2У1 с РДНК-400М ... 68

ПГБ-07-2У1 с РДНК-1000 ... 68

ПГБ-02-2У1 с РДНК-У ... 68

ПГБ-03М-2У1с РДСК-50М ... 68

ПГБ-03БМ-2У1 с РДСК-50БМ ... 68

ИТГАЗ-А/149-2 с А/149 Tartarini ... 72

ИТГАЗ-MBN/25-2 с MBN/25 Tartarini ... 72

ИТГАЗ-MBN/40-2 с MBN/40 Tartarini ... 72

ИТГАЗ-MBN/50-2 с MBN/50 Tartarini ... 72

ИТГАЗ-MBN/65-2 с MBN/65 Tartarini ... 72

ИТГАЗ-MBN/80-2 с MBN/80 Tartarini ... 72

ИТГАЗ-MBN/100-2 с MBN/100 Tartarini ... 72

ГРПШН-А-02 с РДНК-50, РДНК-50П ... 74

ГРПШ-13-2Н(В)-У1 с РДГ-50 Н(В) ... 77

ГРПШ-15-2Н(В)-У1 с РДГ-80 Н(В) ... 77

ГРПШ-16-2Н(В)-У1 с РДГ-150 Н(В) ... 77

ГРУ-13-2Н(В)-У1 с РДГ-50 Н(В) ... 77

ГРУ-15-2Н(В)-У1 с РДГ-80 Н(В) ... 77

ГРУ-16-2Н(В)-У1 с РДГ-150 Н(В) ... 77

ПГБ-13-2Н(В)-У1 с РДГ-50 Н(В) ... 77

ПГБ-15-2Н(В)-У1 с РДГ-80 Н(В) ... 77

ПГБ-16-2Н(В)-У1 с РДГ-150 Н(В) ... 77

ГСГО-М с РДБК1-50, РДБК1П-50 ... 81

ГРПШ-М с РДГ-50 Н(В) ... 84

УГРШ 50-2 с РДП-50 Н(В) ... 87

УГРШ 50-2Д с РДП-50 Н(В) ... 90

Сравнительные характеристики электронных корректоров объема газа ЕК-260 и ЕК-88 213
ВРСГ-1 215
ЛОГИКА 7741 222
ЛОГИКА 7761 224
«ГОБОЙ-1» 226
Счетчики газа вихревые СВГМ 234
КИ-СТГ 236
«ФЛОУКОР» 240
Corus 242
Пункты учета расхода газа, выпускаемые промышленностью
ПУРГ-100, -200, -400 245
ПУРГ-800, -1000, -1600, -2500 248
ПУГ 250
УУРГ 254
ШУУРГ 254
БУУРГ 254

3. Газорегуляторные пункты и установки с узлами учета расхода газа
Газорегуляторные пункты и установки, выпускаемые промышленностью
С одной линией редуцирования и байпасом
ГРПШ-32Б-О-СГ с РДНК-32 264
ГРПШ-32-СГ с РДНК-32 267
ГРПШ-400 с РДНК-400 270
ГРПШ-400-01 с РДНК-400М 270
ГРПШ-07-У1 с РДНК-1000 270
ГРПШ-01-У1 с РДНК-У 270
ГРПШ-03М-У1 с РДСК-50М 270
ГРПШ-03БМ-У1 с РДСК-50БМ 270
ГРУ-400 с РДНК-400 270
ГРУ-400-01 с РДНК-400М 270
ГРУ-07-У1 с РДНК-1000 270
ГРУ-01-У1 с РДНК-У 270
ГРУ-03М-У1 с РДСК-50М 270
ГРУ-03БМ-У1 с РДСК-50БМ 270
ПГБ-400 с РДНК-400 270
ПГБ-400-01 с РДНК-400М 270
ПГБ-07-У1 с РДНК-1000 270
ПГБ-01-У1 с РДНК-У 270
ПГБ-03М-У1 с РДСК-50М 270
ПГБ-03БМ-У1 с РДСК-50БМ 270
ГРПШН-А-01-СГ с РДНК-50, РДНК-50П 274
ПУРДГ с MR50 SF6 «Elster» 277
ГРПШ-13-1Н(В)У1 с РДГ-50Н(В) 281
ГРПШ-15-1Н(В)У1 с РДГ-80Н(В) 281
ГРПШ-16-1Н(В)У1 с РДГ-150Н(В) 281
ГРУ-13-1Н(В)У1 с РДГ-50Н(В) 281
ГРУ-15-1Н(В)У1 с РДГ-80Н(В) 281
ГРУ-16-1Н(В)У1 с РДГ-150Н(В) 281
ПГБ-13-1Н(В)У1 с РДГ-50Н(В) 281
ПГБ-15-1Н(В)У1 с РДГ-80Н(В) 281
ПГБ-16-1Н(В)У1 с РДГ-150Н(В) 281
ГСГО-50-СГ-ЭК с РДБК1-50 286
ГСГО-50/25-СГ-ЭК с РДБК1-50/25 286
ГСГО-50/25-СГ100-ЭК с РДБК1-50/25 286
С основной и резервной линиями редуцирования
ГРПШ-400-02-СГ-ЭК с РДНК-400 289
ГРПШ-04-2У1 с РДНК-400 292
ГРПШ-05-2У1 с РДНК-400М 292

ГРПШ-07-2У1 с РДНК-1000 292
ГРПШ-02-2У1 с РДНК У 292
ГРПШ-03М-2У1 с РДСК-50М 292
ГРПШ-03БМ-2У1 с РДСК-50БМ 292
ГРУ-04-2У1 с РДНК-400 292
ГРУ-05-2У1 с РДНК-400М 292
ГРУ-07-2У1 с РДНК-1000 292
ГРУ-02-2У1 с РДНК-У 292
ГРУ-03М-2У1 с РДСК-50М 292
ГРУ-03БМ-2У1 с РДСК-50БМ 292
ПГБ-04-2У1 с РДНК-400 292
ПГБ-05-2У1 с РДНК-400М 292
ПГБ-07-2У1 с РДНК-1000 292
ПГБ-02-2У1 с РДНК-У 292
ПГБ-03М-2У1 с РДСК-50М 292
ПГБ-03БМ-2У1 с РДСК-50БМ 292
ГРПШ-13-2Н(В)У1 с РДГ-50Н(В) 296
ГРПШ-15-2Н(В)У1 с РДГ-80Н(В) 296
ГРПШ-16-2Н(В)У1 с РДГ-150Н(В) 296
ГРУ-13-2Н(В)У1 с РДГ-50Н(В) 296
ГРУ-15-2Н(В)У1 с РДГ-80Н(В) 296
ГРУ-16-2Н(В)У1 с РДГ-150Н(В) 296
ПГБ-13-2Н(В)У1 с РДГ-50Н(В) 296
ПГБ-15-2Н(В)У1 с РДГ-80Н(В) 296
ПГБ-16-2Н(В)У1 с РДГ-150Н(В) 296
ГСГО-50/2-СГ-ЭК с РДБК1-50 301
ГСГО-100/2-СГ-ЭК с РДБК1-100 304
С двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов
ГРПШ-03БМ-04-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-400М 307
ГРПШ-03БМ-04М-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-400М 307
ГРПШ-03БМ-07-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-1000 307
ГРПШ-03М-01-2У1 с РДНК-У, РДСК-50Б 307
ГРПШ-03БМ-01-2У1 с РДНК-У, РДСК-50БМ 307
ГРУ-03БМ-04-2У1с РДСК-50БМ, РДНК-400М 307
ГРУ-03БМ-04М-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-400М 307
ГРУ-03БМ-07-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-1000 307
ГРУ-03М-01-2У1 с РДНК-У, РДСК-50Б 307
ГРУ-03БМ-01-2У1 с РДНК-У, РДСК-50БМ 307
ПГБ-03БМ-04-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-400М 307
ПГБ-03БМ-04М-2У1с РДСК-50БМ, РДНК-400М 307
ПГБ-03БМ-07-2У1 с РДСК-50БМ, РДНК-1000 307
ПГБ-03М-01-2У1 с РДНК-У, РДСК-50Б 307
ПГБ-03БМ-01-2У1 с РДНК-У, РДСК-50БМ 307
ГРПШ-13-2НВ-У1 с РДГ-50Н(В) 311
ГРПШ-15-2НВ-У1 с РДГ-80Н(В) 311
ГРПШ-16-2НВ-У1 с РДГ-150Н(В) 311
ГРУ-13-2НВ-ПУ1 с РДГ-50Н(В) 311
ГРУ-15-2НВ-ПУ1 с РДГ-80Н(В) 311
ГРУ-16-2НВ-ПУ1 с РДГ-150Н(В) 311
ПГБ-13-2НВ-ПУ1 с РДГ-50Н(В) 311
ПГБ-15-2НВ-ПУ1 с РДГ-80Н(В) 311
ПГБ-16-2НВ-ПУ1 с РДГ-150Н(В) 311
С двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов
ГРПШ-03БМ-07-2ПУ1 с РДНК-1000, РДСК-50Б 315
ГРПШ-03БМ-01-2ПУ1 с РДНК-У, РДСК-50БМ 315
ГРПШ-03БМ-04М-2ПУ1 с РДНК-400М, РДСК-50БМ 315
ГРПШ-03БМ-04-2ПУ1с РДСК-50БМ, РДНК-400 315

ГРУ-03БМ-07-2ПУ1 с РДНК-1000, РДСК-50Б ... 315
ГРУ-03БМ-01-2ПУ1 с РДНК-У, РДСК-50БМ ... 315
ГРУ-03БМ-04М-2ПУ1 с РДНК-400М, РДСК-50БМ ... 315
ГРУ-03БМ-04-2ПУ1 с РДСК-50БМ, РДНК-400 ... 315
ПГБ-03БМ-07-2ПУ1 с РДНК-1000, РДСК-50Б ... 315
ПГБ-03БМ-01-2ПУ1 с РДНК-У, РДСК-50БМ ... 315
ПГБ-03БМ-04М-2ПУ1 с РДНК-400М, РДСК-50БМ ... 315
ПГБ-03БМ-04-2ПУ1 с РДСК-50БМ, РДНК-400 ... 315
ГРПШ-13-2НВ-ПУ1 с РДГ-50Н(В) ... 319
ГРПШ-15-2НВ-ПУ1 с РДГ-80Н(В) ... 319
ГРПШ-16-2НВ-ПУ1 с РДГ-150Н(В) ... 319
ГРУ-13-2НВ-ПУ1 с РДГ-50Н(В) ... 319
ГРУ-15-2НВ-ПУ1 с РДГ-80Н(В) ... 319
ГРУ-16-2НВ-ПУ1 с РДГ-150Н(В) ... 319
ПГБ-13-2НВ-ПУ1 с РДГ-50Н(В) ... 319
ПГБ-15-2НВ-ПУ1 с РДГ-80Н(В) ... 319
ПГБ-16-2НВ-ПУ1 с РДГ-150Н(В) ... 319

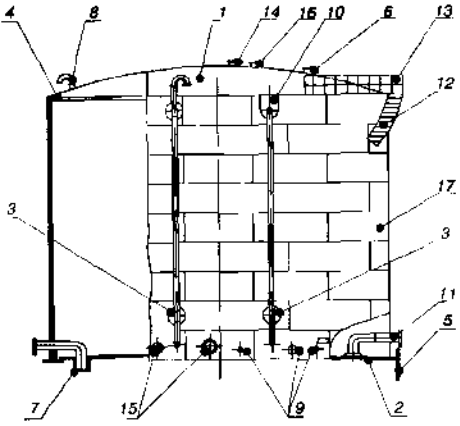
4. Транспортабельные (блочные) котельные установки ТКУ (БКУ)
Транспортабельные (блочные) котельные установки ТКУ (БКУ), выпускаемые промышленностью
БКУ-50, -63, -80, -100, -126, -160, -200, -240, -300, -400, -500 ... 324
БКУ-700, -800, -1000, -1260, -1600, -2000,-3000, -4000, -6300 ... 326

Приложения
Единицы физических величин, физико-химические понятия, соотношения, состав и характеристики газов
Международная система единиц (СИ) ... 330
Внесистемные единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ ... 331
Единицы измерения давления ... 332
Перевод величин давления из миллиметров водяного столба в паскали ... 333
Перевод величин давления из миллиметров ртутного столба в паскали ... 333
Перевод величин давления из технических атмосфер (кгс/см^2) в бары ... 333
Единицы измерения температуры и количества тепла ... 334
Соотношение между единицами количества энергии ... 335
Перевод количества теплоты из калорий в джоули ... 335
Объем, масса, плотность, удельный объем. Приведение к нормальным и стандартным условиям. Коэффициенты для пересчета объемов газа из одних условий в другие ... 336
Соотношение единиц СИ с единицами технической системы и единицами, основанными на калории ... 338
Перевод англо-американских мер в метрические ... 340
Соотношение между англо-американскими тепловыми единицами ... 341
Среднее значение теплотворной способности различных видов топлива ... 341
Коэффициенты пересчета теплотворной способности газа при различных температурах ... 341
Основные характеристики некоторых газов, входящих в состав углеводородных газов и их продуктов сгорания ... 342
Основные характеристики компонентов (фракций) сжиженных угловодородных газов ... 345
Дополнительные термины и определения ... 347
Перечень основных документов, которыми следует руководствоваться при проектировании, строительстве, приемке в эксплуатацию и эксплуатации объектов газораспределительных систем ... 358
Перечень действующих нормативных документов в области контроля и учета природного газа ... 366
Перечень предприятий-изготовителей и их реквизиты ... 369
Сводные справочные таблицы технических характеристик
Газорегуляторных пунктов шкафных с одной линией редуцирования ... 375
Газорегуляторных пунктов и установок с одной линией редуцирования и байпасом ... 376
Газорегуляторных пунктов и установок с основной и резервной линиями редуцирования ... 377

Газорегуляторных пунктов и установок с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельной установке регуляторов ... 378
Газорегуляторных пунктов и установок с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при последовательной установке регуляторов ... 379
Маркировка взрывозащищенного оборудования ... 380
Справочная таблица теоретической массы 1 м. п. труб (кг) ... 381

НИЦ ПГО «Газовик» сообщает, что информация для Справочника тщательно отбиралась и проверялась. Однако мы не можем гарантировать соответствия данных, предоставленных нам производителями оборудования либо полученных из открытых источников и опубликованных нами в настоящем Справочнике, данным, фактически полученным при реальной работе этого оборудования в конкретных условиях. Мы уведомляем о том, что приведенная в Справочнике информация об оборудовании и приборах в любой момент может по каким-либо не зависящим от нас причинам устареть и потерять свою актуальность. Ни при каких обстоятельствах НИЦ ПГО «Газовик» не несет ответственности за какой-то особый, случайный, прямой или косвенный ущерб или убыток, включая упущенную выгоду, возникшие в результате использования информации из настоящего Справочника.

...редлагаем комплектную поставку резервуарных металлоконструкций:



1. Покрытие*
2. Днище
3. Опора спускной трубы
4. Кольцо опорное
5. Бобышка заземления
6. Патрубок крыши
7. Слив
8. Клапан дыхательный
9–10. Патрубок
11. Перемешиватель
12. Лестница винтовая
13. Площадка и ограждение на крыше
14. Люк-лаз в крыше
15. Люк-лаз в стенке
16. Люк смотровой
17. Полотнища стенки

* Возможна поставка с конической крышей.

...амый южный объект, на котором установлено наше оборудование:

...ород: Актау, Республика Казахстан
...аказчик: ТОО «Mobilex energy Limited»
...рок выполнения: IV квартал 2003 г.
...бъект: нефтеналивной терминал.

...амый северный объект, закомплектованный «под ключ»:

...ород: Нарьян-Мар
...аказчик: ООО «Бовэл»
...рок выполнения: I–II квартал 2001 г.
...бъект: I-я очередь резервуарного парка для хранения нефти на месторождении «Тэдинское» суммарным объемом 11 200 м³, резервуарный парк для хранения нефти на месторождении «Ардалин» суммарным объемом ...800 м³, дополнительное технологическое оборудование.

...амый западный объект, на котором установлено наше оборудование:

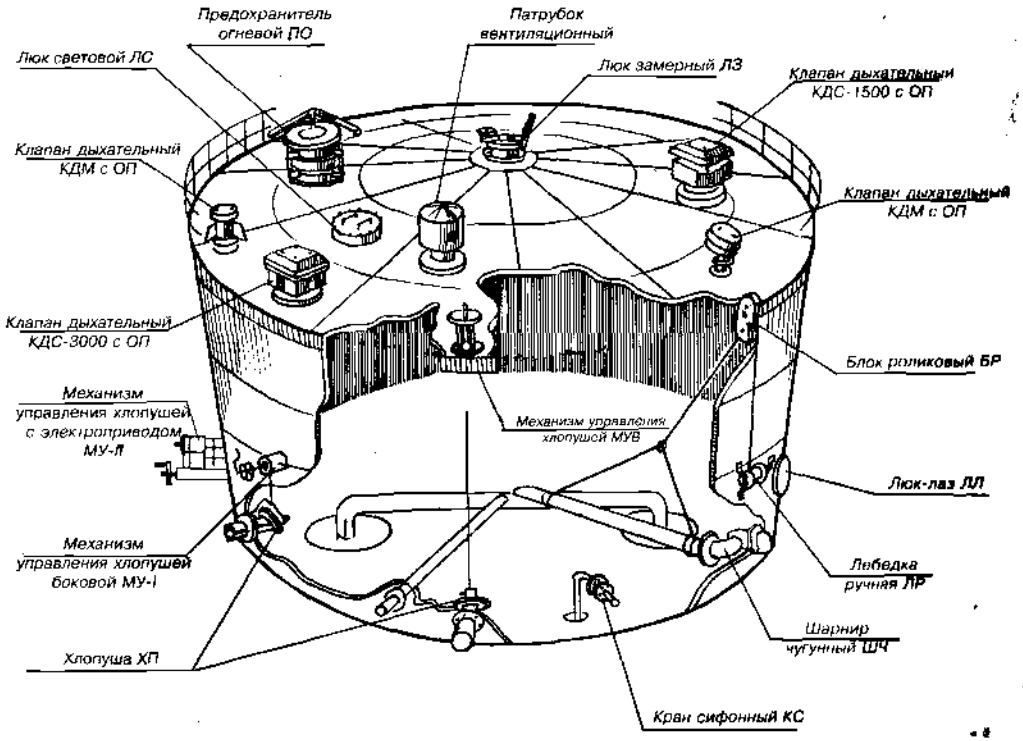
...ород: Калининград
...аказчик: ООО «Лукойл-Калининградморнефть»
...рок выполнения: I квартал 2002 г. — II квартал 2003 г.
...бъект: комплексный нефтетерминал для хранения и перевалки ...ефтепродуктов в поселке Светлый Калининградской области.

...амый восточный объект, на котором установлено наше оборудование:

...ород: Билибино, Чукотский АО
...аказчик: Билибинская АЭС
...нподрядчик: ЗАО СП «Энергософин», г. Белгород
...рок выполнения: I–II квартал 2003 г.
...бъект: склад дизтоплива Билибинской АЭС.

Поставки резервуарного оборудования «под ключ»:

клапаны дыхательные, приемные и обратные, хлопуши;
механизмы управления хлопушами;
краны сифонные;
огне- и пламепреградители;
люки замерные и люки-лазы;
патрубки приемораздаточные;
муфты сливные;
генераторы пены, пенообразователи, дозаторы;
задвижки стальные с ручным и электроприводом;
фитинги из стали 09Г2С;
насосные агрегаты и станции;
оборудование для налива и учета нефтепродуктов.



Газовик–Нефть
Предприятие «Газ-Сервис»
410076, г. Саратов, ул. Орджоникидзе, 119.
http://www.gazovik.ru
E-mail: gazovik-neft@gazovik.ru
Тел./Факс: (8452) 961-062, 961-063
728-107, 728-717
728-331, 728-557