

8. Устройства учета расхода газа

Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусматривает повсеместное измерение потребляемого газа и коммунальных ресурсов у потребителя. Тотальная установка приборов учета повышает прозрачность расчетов за потребленные энергоресурсы и обеспечивает возможности для их реальной экономии, прежде всего — за счет количественной оценки эффекта от проводимых мероприятий по энергосбережению, позволяет определить потери энергоресурсов на пути от источника до потребителя.

Основными целями учета расхода газа являются:

- получение оснований для расчетов между поставщиком, газотранспортной организацией (ГТО), газораспределительной организацией (ГРО) и покупателем (потребителем) газа, в соответствии с договорами поставки и оказания услуг по транспортировке газа;
- контроль за расходными и гидравлическими режимами систем газоснабжения;
- анализ и оптимальное управление режимами поставки и транспортировки газа;
- составление баланса газа в газотранспортной и газораспределительной системах;
- контроль за рациональным и эффективным использованием газа.

Поскольку проходящие объемы газов измеряются при различных температурах, давлении, плотности, то измеренные объемы газа необходимо привести к единым стандартным условиям по ГОСТ 2939-63.

Для наиболее распространенных в настоящее время методов измерений разработаны нормативные документы в виде государственных стандартов и Методик измерения.

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 (технологический) контроль и учет, осуществляемые в рамках одного предприятия. Эти виды контроля и учета используются 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 технологическими процессами.

Опыт, накопленный за последние годы, в течение которых в эксплуатацию были введены многие тысячи современных РСГ*, электронных корректоров и измерительных комплексов, позволил сформулировать основные требования к узлам учета в целом, а также к измерительным комплексам, расходомерам и электронным корректорам, входящим в их состав.

* Термин расходомеры-счетчики газа (РСГ) применительно к коммерческому учету на сегодняшний день является наиболее корректным, поскольку наряду с традиционными, классическими методами измерения применяются новые, такие как: вихревой, ультразвуковой, кориолисовый и др.

К основным требованиям, которые предъявляются к приборам коммерческого учета, относятся: высокая точность измерения в широком диапазоне изменения физических величин; надежность работы в характерном для климатических условий России температурном диапазоне; стабильность показаний в течение всего межповерочного интервала; автономность работы; архивирование и передача информации; простота обслуживания, включая работы, связанные с поверкой приборов.

Сокращения, термины и определения

- АСКУГ — автоматизированная система коммерческого учета газа;
 ГРС — газораспределительная станция;
 ГИС — газоизмерительная станция;
 АГРС — автоматизированная газораспределительная станция;
 ИТ — измерительный трубопровод;
 МИ — методика измерений;
 МГ — магистральный газопровод;
 МС — местные сопротивления;
 МХ — метрологические характеристики;
 ППД — преобразователь перепада давления;
 ПР — преобразователь расхода;
 РСГ — расходомер-счетчик газа;
 ПТ — преобразователь температуры;
 СИ — средство измерения;
 СУ — сужающее устройство;
 УПП — устройство подготовки потока;
 УУГ — узел учета газа;
 МПИ — межповерочный интервал;
 ВПИ — верхний предел измерения;
 ПЗУ — предохранительно-запорное устройство.

Условное обозначение	Наименование величины	Единицы измерения
ΔP	Перепад давления	Па
P_v	Абсолютное давление газа при рабочих условиях	Па
T_v	Температура газа при рабочих условиях	°C
ρ_c	Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³
V	Объем газа при рабочих условиях	м ³
ρ_v	Плотность газа при рабочих условиях	кг/м ³
q_m	Массовый расход газа	кг/с
m	Масса газа	кг
X_a, X_y	Молярные доли азота и диоксида углерода в природном газе	%
U_{v_c}, U_{q_c}	Относительные расширенные неопределенности измерений объема и расхода газа при стандартных условиях	%
m	Динамическая вязкость газа	Па·с
ρ	Плотность газа	кг/м ³
q_v	Объемный расход газа при рабочих условиях	м ³ /с
Re	Число Рейнольдса	—
q_c	Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям	м ³ /с
D	Внутренний диаметр измерительного трубопровода	м
w	Продольная составляющая локальной скорости газа в измерительном трубопроводе	м/с

Автоматизированная система коммерческого учета газа (АСКУГ) — комплекс специализированных, аттестованных в установленном порядке

технических и программных средств, позволяющих производить автоматизированные измерения и вычисления объема и объемной теплоты сгорания газа при его поставке, транспортировке и потреблении.

Анализатор качества газа — средство измерений физико-химических показателей газа (газовый хроматограф или специализированный прибор).

Баланс газа для коммерческого учета (баланс газа) — равенство суммарного объема газа, поставленного в газотранспортную или газораспределительную системы, сумме объемов газа, переданного из этих систем конечным потребителям газа, потребления газа на собственные и технологические нужды организаций, оказывающих услуги по его транспортировке, а также объемов технологических потерь и утраты газа.

Измерительный комплекс — функционально объединенная совокупность средств измерительной техники, которая измеряет давление, перепад давления (в случае применения расходомеров переменного перепада), плотность газа (в случае применения плотномера), температуру, объемный или массовый расход, объем или массу газа и вычисляет объем газа при стандартных условиях (МИ 3082).

Коммерческий учет газа — учет газа, выполняемый с целью получения оснований для расчетов между поставщиком, газотранспортной организацией, газораспределительной организацией и потребителем газа.

Корректор объема газа — функционально объединенная совокупность средств измерительной техники, которая измеряет все или некоторые параметры состояния газа (давление и температуру), преобразовывает выходные сигналы счетчика газа и вычисляет объем газа при стандартных условиях (МИ 3082).

Вычислитель объема газа — средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы измерительных преобразователей и вычисляет объем газа при стандартных условиях (МИ 3082).

Методика измерений (МИ) — совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленной погрешностью (неопределенностью).

Неопределенность измерений — параметр, связанный с результатом измерений и характеризующий рассеяние значений, которые с достаточным основанием могут быть приписаны измеряемой величине.

Объем газа в стандартных условиях — объем газа, приведенный к условиям по ГОСТ 2939: $T_c = 293,15 \text{ K}$ ($20 \text{ }^\circ\text{C}$); $P_c = 101,325 \text{ кПа}$ (760 мм рт. ст.), влажность — 0.

Объемный расход газа — объем газа при рабочих условиях, протекающего через первичный преобразователь расхода в единицу времени (МИ 3082).

Массовый расход газа — масса газа, протекающего через первичный преобразователь расхода в единицу времени (МИ 3082).

Число Рейнольдса — отношение силы инерции к силе вязкости потока, рассчитываемое по формуле (МИ 3082):

где $\pi = 3,14$ (число Пи);

μ — коэффициент динамической вязкости газа.

$$Re = \frac{\bar{w}D\rho}{\mu} = \frac{4q_m}{\pi\mu D} = \frac{4q_v\rho_c}{\pi\mu D} = \frac{4q_v\rho}{\pi\mu D}$$

Измерительный трубопровод — участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем преобразователей расхода, местных сопротивлений, средств измерений устанавливается нормативной документацией на первичный преобразователь расхода (МИ 3082).

Местное сопротивление — трубопроводная арматура или другой элемент трубопровода, изменяющий кинематическую структуру потока (задвижка, кран, колено, диффузор и т.д.) (МИ 3082).

Устройство подготовки потока — техническое устройство, позволяющее устранить закрутку потока и уменьшить деформацию эпюры скоростей потока, вызванную местными сопротивлениями (МИ 3082).

Струевыпрямитель — техническое устройство для выполнения одной из функций устройства подготовки потока — устранения закрутки потока (МИ 3082).

Счетчик газа — техническое средство, предназначенное для измерения, регистрации и отображения (индикации) объема газа при рабочих условиях, проходящего в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению потока (ГОСТ Р 8.740-2011).

Расходомер газа — техническое средство, предназначенное для измерения, регистрации и отображения (индикации) объемного расхода газа при рабочих условиях (ГОСТ Р 8.740-2011).

Расходомер-счетчик (счетчик-расходомер) газа (РСГ) — техническое средство, выполняющее функции счетчика и расходомера (ГОСТ Р 8.740-2011).

Коэффициент преобразования счетчика (расходомера) — отношение естественного выходного сигнала счетчика (расходомера) к проходящему через него расходу воздуха или газа. Например, для турбинного или ротационного счетчика газа (после необходимых сокращений) данный коэффициент преобразования определяется как количество оборотов турбинки или роторов, соответствующее прохождению единицы объема газа.

Технологический учет газа — учет газа, выполняемый с целью регулирования технологических режимов, эффективного использования энергетических ресурсов, а также в целях повышения уровня коммерческого учета.

Узел учета газа (узел учета) — комплект средств измерений, измерительных трубопроводов и технических устройств, предназначенных для коммерческого и технологического учета газа и определения объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Учет газа — определение объемов и физико-химических показателей газа, проводимое на основе измерений и других регламентируемых процедур.

Факторы, влияющие на точность измерения расхода и количества газа (СТО Газпром 5.32-2009)

При проектировании узлов учета и оценке влияния различных факторов на точность измерений и, как следствие, метрологическую надежность их работы следует учитывать следующие факторы:
— искажение кинематической структуры потока. Если длина прямого участка между ближайшими МС и ПР достаточно велика, кинематическая структура (эпюра скоростей) потока выравнивается. В противном случае появляется

дополнительная погрешность измерения расхода, значение которой зависит от типа ПР и его чувствительности к искажению кинематической структуры потока. Как правило, длины прямых участков до ПР существенно больше длин прямых участков после ПР. Необходимые длины прямых участков перед ПР можно уменьшить с помощью УПП. Рекомендуемые конструкции УПП и место их установки указываются в технической документации изготовителей ПР. Например, длины прямых участков для турбинных счетчиков газа типа TRZ сокращены до 2ДУ — до счетчика, а после счетчика — прямые участки не требуются;

— влияние механических примесей. Наличие механических примесей (пыли, песка, смолистых веществ, ржавчины и пр.) в потоке газа может приводить к механическому износу элементов ПР: роторов, турбинок, кромок диафрагм и тел обтекания вихревых ПР; накоплению осажденных частиц на поверхностях ПР и ИТ; засорению соединительных труб; заклиниванию роторов ротационных ПР. Это может привести к резкому возрастанию погрешности и выходу из строя ПР в процессе эксплуатации. Для исключения этого применяют фильтры, оснащенные датчиками перепада давления для контроля степени загрязнения фильтрующего элемента (например, ДПД или ИРД80-РАСКО), и обеспечивающие требуемую степень очистки при приемлемом перепаде давления (например фильтры типа ФГ 16);

— влияние наличия жидкости. Наличие жидкости в измеряемом газе может оказывать существенное влияние на показания ПР. При большем содержании в потоке газа жидкости результаты измерений с помощью ПР, предназначенных для измерений расхода сухого газа, непредсказуемы. Причем при повышении давления и понижении температуры газа с высоким влагосодержанием в ИТ могут образовываться гидраты, оседающие в виде твердых кристаллов. Для предотвращения гидратообразования используют подогрев или осушку газа, специальные ингибиторы, конденсатосборники и отстойные камеры на ИТ, периодическую продувку ПР или их вертикальное расположение (например, для ротационных RVG и турбинных TRZ счетчиков);

— притупление входной кромки стандартной диафрагмы приводит к изменению коэффициента истечения диафрагмы и соответствующему увеличению погрешности (ГОСТ 8.586-2005, ч. 1-5);

— несоответствие качества отверстий для отбора давления предъявляемым требованиям. Статическое давление в ИТ измеряют через отверстия в стенке трубопровода или в теле счетчика, если это предусмотрено его конструкцией. Погрешность от неправильно выполненных отверстий (заусенцы, несоблюдение требуемого соотношения глубины отверстия и диаметра (не менее 2,5), неперпендикулярность осей отверстий и стенки ИТ) может достигать до $\pm 2\%$ (В комплексах СГ-ЭК отверстия для отбора давления изготавливаются в заводских условиях, что исключает влияние вышеперечисленных факторов на погрешность измерений);

— факторы, влияющие на точность измерения температуры. К таким факторам относятся: теплообмен в зонах измерительного трубопровода и преобразователя температуры; линия связи ПТ с корректором (вычислителем). Для исключения влияния первого фактора ПТ располагают в непосред-

ственной близости от чувствительного элемента ПР (например, турбинного колеса турбинного счетчика), обеспечивают необходимую теплоизоляцию трубопровода и применяют специально изготовленные гильзы ПТ, заполненные теплопроводным веществом. Влияние второго фактора исключается выполнением линии связи по четырехпроводной (аналоговые СИ температуры) или трехпроводной (цифровые СИ температуры) схемам соединений;

- нестационарность течения. Наиболее чувствительны к пульсациям потока СУ, а также турбинные и вихревые ПР. Частота вибрационных колебаний колеблется от единиц до десятков герц, акустических — до сотен килогерц, звукового давления — до нескольких сотен паскалей. Пороговое значение синусоидальных пульсаций для турбинных ПР приведено в СТО Газпром 5.32-2009. Там же отмечено, что применение вихревых ПР для периодических пульсаций нежелательно из-за значительного возрастания погрешности измерений, которая может достигать 10 % и более. При наличии нестационарности рабочей среды, обусловленной прерывистостью потока (работа котлов с периодическим включением и отключением), перемежающимися и пульсирующими потоками рекомендуется использовать мембранные или ротационные счетчики — в случае средних расходов, и вихревые — для больших расходов. Минимальное время работы турбинного ПР, обеспечивающего его погрешность от прерывистости потока на уровне 1 % приведено в МИ 3082-2007. Наличие акустических шумов особенно сильно влияет на точность измерений при применении ультразвуковых ПР;
- шероховатость внутренней стенки измерительного трубопровода. Изменение шероховатости приводит к изменению распределения скоростей потока и, следовательно, к изменению показаний ПР. Поэтому монтаж и эксплуатация ПР должны осуществляться на ИТ, шероховатости внутренней поверхности которых не превышают допускаемый предел, установленный для применяемого типа ПР;
- нестабильность компонентного состава. При существенной нестабильности компонентного состава и низкой частоте его измерений возникает дополнительная погрешность определения плотности газа при стандартных условиях и коэффициента сжимаемости газа, что приводит к дополнительной погрешности измерения расхода и количества газа. Зависимость погрешности объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, от нестабильности компонентного состава определяется выбранным методом измерения расхода и количества газа, а также вариантом реализации данного метода (см. СТО Газпром 5.32-2009);
- дополнительная погрешность измерения расхода, обусловленная данным фактором, может быть снижена путем увеличения частоты измерений компонентного состава и/или плотности. Рекомендуется частоту измерений состава и плотности газа при стандартных условиях устанавливать исходя из допустимой погрешности (неопределенности) результатов определений плотности газа при стандартных условиях и возможных изменений ее значения за заданный период времени (например, сутки, месяц).

Методы измерения и выбор технологического оборудования и СИ для узлов коммерческого учета

С учетом факторов, влияющих на метрологическую точность измерений в эксплуатации, можно сформулировать основные принципы и решаемые задачи при выборе технологического оборудования и СИ, предназначенных для оснащения узлов учета газа (см. рис. 8.1, табл. 8.1).

Таблица 8.1. Основные решаемые задачи

<i>Научно-технические</i>	<i>Организационные</i>
<p>Исследование влияния пульсаций потока на МХ счетчиков</p> <p>Разработка требований к теплоизоляции счетчиков</p> <p>Уточнение требований к длинам прямых участков для высокоточных счетчиков</p> <p>Исследования по влиянию переходов (конфузоров и диффузоров) на МХ счетчиков</p>	<p>Нормировать требования к функциям узлов измерений в зависимости от их категории и производительности</p> <p>Нормировать требования к методам поверки в зависимости от давления и типа рабочей среды</p> <p>Для высокоточных средств измерений представлять данные о результатах их калибровки в зависимости от числа Re</p>

Классификация и выбор методов измерения

Количество природного газа при взаимных расчетах с потребителями выражают в единицах объема, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939.

Измерение выполняют на основе МИ, аттестованных или стандартизованных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563.

Выбор метода измерения, подходящего для индивидуальных условий измерений и предполагаемых объемов газа является самой ответственной задачей в организации учета. Применение того или иного метода измерения обусловлено необходимостью наличия полной информации как об измеряемой среде, так и о предполагаемой точности измерения расхода газа.

При выборе метода измерений и средств измерения со вспомогательным техническим оборудованием, учитывают вышеперечисленные факторы, влияющие на метрологическую надежность узла учета в процессе его эксплуатации. Наряду с режимами течения газа, параметрами его состояния и физико-химическими показателями, а также конструктивными особенностями узла учета, необходимо также нормировать погрешности (неопределенности) измерений.

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

- бытовые — с пропускной способностью до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- коммунально-бытовые — с пропускной способностью от 10 до $40 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- промышленные — с пропускной способностью свыше $40 \text{ м}^3/\text{ч}$.

По методу измерения можно классифицировать на следующие группы: *основанные на гидродинамических методах:*

- переменного перепада давления (расходомеры переменного перепада давления с сужающими устройствами);
 - обтекания (ротаметры, поплавковые, поршневые, поплавково-пружинные и с поворотной осью);
 - вихревые (струйные, вихревые);
- с непрерывно движущимся телом:*
- тахометрические (турбинные, камерные, барабанные, ротационные,

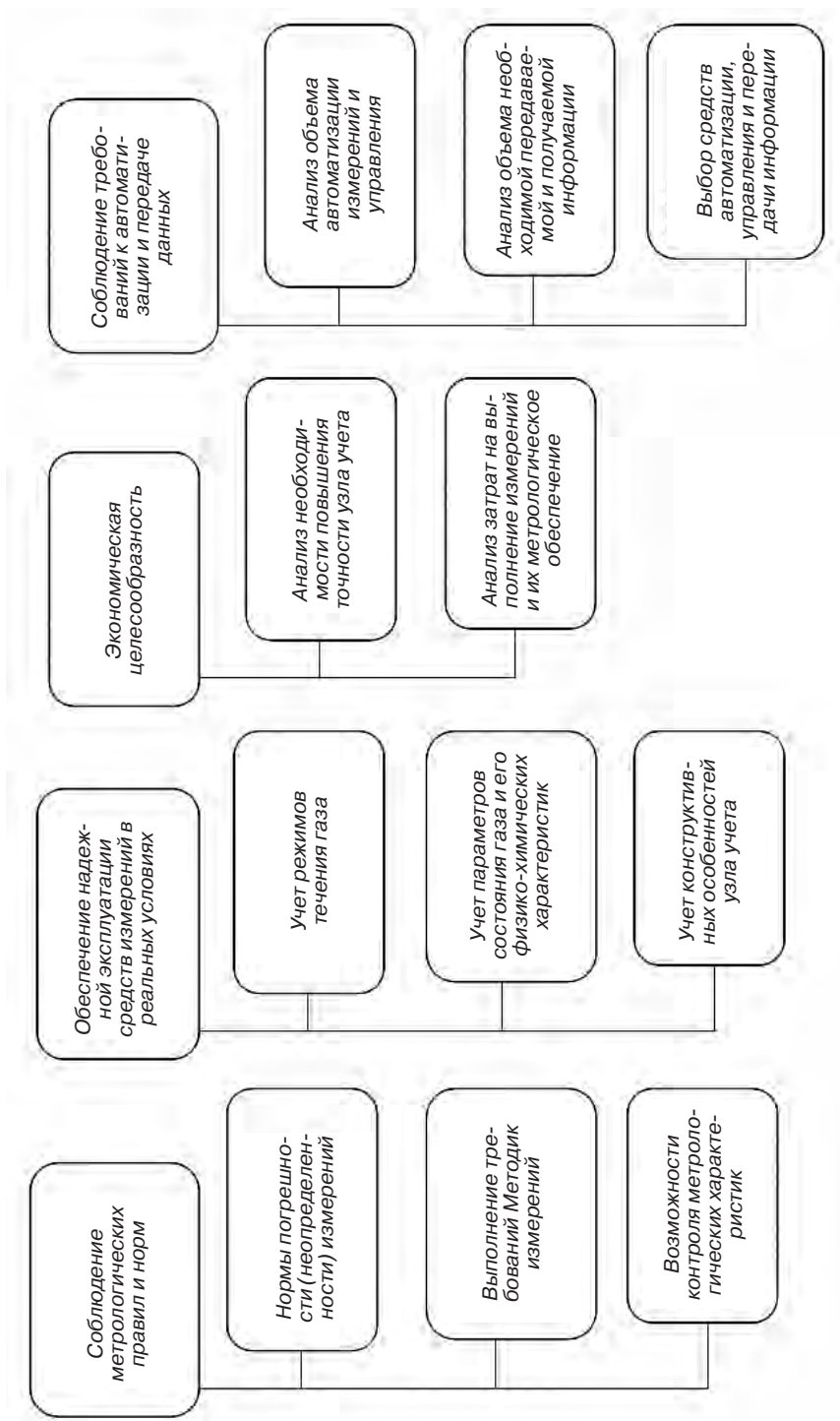
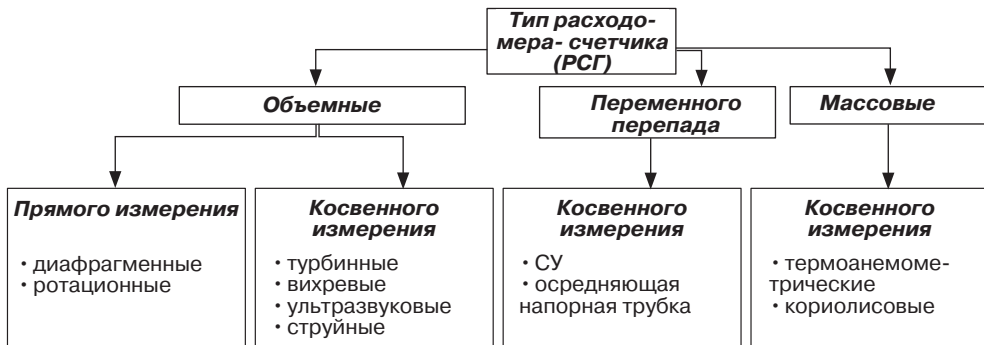


Рис. 8. 1. Основные принципы выбора средств измерений для оснащения узлов учета газа

- мембранные, объемные счетчики и др.);
- силовые (кориолисовые — массомеры газа, в работе которых используется эффект Кориолиса);
- основанные на различных физических явлениях:*
- тепловые (калориметрические, с внешним нагревом, термоанемометрические);
 - акустические (ультразвуковые);
 - электромагнитные;
 - оптические (лазерно-доплеровские анемометры);
- основанные на особых методах:*
- меточные;
 - концентрационные.

На рис. 8.2 представлены наиболее часто употребляемые при коммерческом и технологическом учете природного газа РСГ.



Тип РСГ	Принцип работы
Диафрагменный	Основан на перемещении подвижных перегородок измерительных камер под давлением измеряемого газа
Ротационный	Основан на вращении двух соосно расположенных роторов под воздействием поступающего газа
Турбинный	Основан на вращении турбинного колеса под воздействием потока измеряемого газа, скорость движения которого пропорциональна объемному расходу
Вихревой	Основан на зависимости частоты образования и срыва вихрей, возникающих при обтекании тел, размещенных в потоке, от расхода измеряемого газа.
Переменного перепада давления	Основан на зависимости перепада давления, создаваемого устройством, установленным в трубопроводе, от расхода измеряемого газа
Ультразвуковой	Основан на зависимости времени распространения ультразвуковых колебаний через поток измеряемого газа в трубопроводе заданного диаметра
Термоанемометрический	Основан на измерении теплосъема сигнала с нагревательного элемента, который при известной теплопроводности среды пропорционален массовому расходу
Кориолисовый	Основан на измерении ускорения, сообщаемого потоку измеряемого газа колеблющимся трубопроводом, и связанного с массовым расходом
Струйный	Основан на измерении частоты переключения струйного генератора, пропорциональной скорости (расходу) газа

Рис. 8.2. Методы (принципы) измерения природного газа

Требования, предъявляемые к точности измерения

Наряду с режимами течения газа, параметрами его состояния и физико-химическими показателями, а также конструктивными особенностями узла учета, необходимо нормировать погрешности (неопределенности) измерений на УУГ, представленные в таблицах 8.2 – 8.5.

Пределы допускаемой относительной погрешности (расширенной неопределенности) измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, рекомендуется устанавливать в соответствии с таблицей 8.2.

Относительную расширенную неопределенность измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, в случае применения СУ рассчитывают в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.5.

Относительную погрешность измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям, в случае применения осредняющих напорных трубок рассчитывают в соответствии с Рекомендациями по метрологии МИ 2667-2004, ультразвуковых — СТО Газпром 5.2-2005.

Таблица 8.2 (СТО Газпром 5.32-2009)

Категория узла измерений в зависимости от расхода (рабочий расход, м ³ /ч)	Пределы допускаемых относительных погрешности или расширенной неопределенности измерений количества газа, %, на узлах измерений групп				
	А	Б	В	Г	Д
I (более 6000)	0,8	0,8 (1,0)* (1,0)**	1,5	2,0	5,0
II (от 1200 до 6000 включительно)	0,8	0,8 (1,0)* (1,0)**	1,5	2,0	5,0
III (от 60 до 1200 включительно)	0,8	0,8 (1,5)* (1,0)**	2,0	2,5	5,0
IV (до 60 включительно)	0,8	0,8 (2,0)* (1,0)**	2,0	2,5	5,0

* Узлы учета газа, поставляемого потребителям РФ.
** Узлы учета газа между газотранспортными организациями ОАО «Газпром».
*** Пределы допускаемой относительной погрешности и расширенной неопределенности измерений количества газа на узлах технологических измерений устанавливаются исходя из необходимости обеспечения требований технологического процесса.
А — ГИС, ГРС, пункты замера расхода газа на границе России и между ОАО «Газпром» и независимыми поставщиками;
Б — ГИС между газодобывающими и газотранспортными организациями;
— ГИС между газоперерабатывающими и газотранспортными организациями;
— ГИС между магистральными газопроводами и подземными хранилищами газа;
— ГИС на границах между газотранспортными организациями ОАО «Газпром» и на перемычках газопроводов;
В — ГРС, АГРС и пункты, предназначенные для измерения объемов газа, поставляемого отечественным потребителям;
Г — ГИС на перемычках газопроводов и компрессорные станции;
Д — замерные сепарационные установки, установки комплексной подготовки газа и объекты, содержащие узлы технологических измерений.

Таблица 8.3

Тип учета природного газа	Предел допускаемой относительной погрешности (расширенной неопределенности) измерения объема газа, %, для категории узла учета (см. табл. 8.2)			
	I	II	III	IV
коммерческий		1,0	1,5	3,0
хозрасчетный	1,0		2,0	
технологический		1,5	2,5	

Таблица 8.4 (МИ 3082-2007, ГОСТ Р 8.741 — вступает в действие с 01.07.13 г.)

Нормативный документ	Пределы допускаемой относительной погрешности или расширенной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %, в зависимости от производительности УУГ			
	свыше 10 ⁵ м ³ /ч, включительно	от 20 тыс. до 10 ⁵ м ³ /ч, включительно	от 1 тыс. до 20 тыс. м ³ /ч, включительно	до 1 тыс. м ³ /ч, включительно
МИ 3082-2007	1,0	1,5	2,5	от 3,0 до 4,0
ГОСТ Р 8.741-2011	1,5	2,0	2,5	3,0

Таблица 8.5 (ГОСТ Р 8.740 – 2011 для турбинных, ротационных и вихревых ПР)

Наименование процедуры	Относительная расширенная неопределенность, %, для уровня точности измерения				
	Класс точности результата измерений U_{v_c} или U_{q_c} , %				
	А	Б	В	Г	Д
	$U_{v_c}, U_{q_c}=0,75$	$U_{v_c}, U_{q_c}=1,0$	$U_{v_c}, U_{q_c}=1,5$	$U_{v_c}, U_{q_c}=2,5$	$U_{v_c}, U_{q_c}=4,0$
Измерение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях	0,5	0,75	1,0	1,5 (2,0)	2,5
Приведение объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям	0,5	0,565	1,0	2,0 (1,5)	3,0

Примечание. Для уровня точности измерений Г допускается использовать значения, заключенные в скобках, при этом, если допускаемая относительная расширенная неопределенность измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях равна 2%, то допускаемая относительная расширенная неопределенность приведения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям должна быть 1,5%.

Рекомендации по применению методов измерения и РСГ

В таблицах 8.6, 8.7 приведены рекомендации (СТО Газпром 5.32-2009) по применению того или иного метода измерения и ПР в зависимости от рабочих условий эксплуатации оборудования, а также представлен перечень измеряемых параметров потока и среды.

Таблица 8.6

Номер варианта реализации метода	Метод измерений	Перечень измеряемых параметров потока и среды	
		Основных	Дополнительных
1	Метод переменного перепада давления	$\Delta P, P_v, T_v, \rho_c, x_A$ и x_B	Перепад давления на фильтрах и УПП
2		$\Delta P, P_v, T_v$, состав газа	
1	Измерение объемного расхода (объема)	$q_v, V, P_v, T_v, \rho_c, x_A$ и x_B	Перепад давления на фильтрах, ПР (турбинных и камерных), УПП
2		q_v, V, P_v, T_v , состав газа	
3		q_v, V, ρ_c, ρ_v	
4	Измерение массового расхода (массы)	q_v, V, ρ_v , состав газа	Перепад давления на фильтрах
1		q_m, m, ρ_c	
2		q_m, m , состав газа	

Таблица 8.7

Метод измерения или тип ПР или счетчика		Внутренний диаметр трубопровода, мм	Абсолютное давление газа, МПа	Диапазон расходов**	Класс узла измерений	Примечание
Переменного перепада давления	СУ	от 150 до 1000	свыше 0,20	1:10 (с двумя ППД)	Первый, Второй	Не применяется для узлов коммерческих измерений*
	Осредняющая напорная трубка	от 300 до 1400	свыше 0,6	1:10 (с двумя ППД)	Второй	
Турбинный		от 50 до 300	свыше 0,10	1:5 1:20	Первый Второй	Не применяется для узлов коммерческих измерений
Ультразвуковой корпусной		от 100 до 700	свыше 0,3	1:20 1:30	Первый Второй	
Ультразвуковой корпусной		от 100 до 1400	свыше 0,3	1:50	Второй	
Ультразвуковой с накладными датчиками						
Ротационный		от 50 до 200	от 0,10 до 1,6	1:20 1:100	Первый Второй	
Вихревой		от 50 до 300	от 0,15 до 1,6	1:20	Второй	
Термоанемометрический	Корпусной	от 25 до 150	от 0,05 до 4,0	1:15	Второй	Не применяется для узлов коммерческих измерений
	Погружной	от 80 до 1500	от 0,05 до 2,0	1:10	Второй	
Кориолисовый		от 50 до 150	свыше 0,6	1:10	Первый Второй	

* Применение для узлов технологических измерений согласовывают со структурными подразделениями ОАО «Газпром», ответственным за организацию и состояние обеспечения единства измерений.

** Для расширения диапазона применяют параллельно установленных ПР.

Примечание. 1. Возможность применения ПР вне областей указанных в таблице, подтверждается описанием типа СИ и надежностью работы ПР в данных областях.

2. Узлы измерений 1-го и 2-го класса имеют предел допускаемой относительной погрешности (неопределенности) не более 1,0 % и более 1% соответственно.

3. На узлах измерений 1-го класса применяют СИ, прошедшие государственные испытания для утверждения типа СИ. Предпочтение отдается СИ, рекомендованным к применению на объектах ОАО «Газпром».

СТО Газпром 5.32-2009 и МИ 3082-2007 устанавливают требования к организации измерений расхода и количества природного газа для коммерческих и технологических узлов учета, а также дают ответы на

вопросы, связанные с выбором методов измерения, технологического оборудования и СИ.

Из таблицы 8.7 видно, что не все типы РСГ (см. рис. 8.2) рекомендуются к применению для коммерческого учета природного газа из-за ряда причин, например:

- невысокой точности;
- необходимости проведения градуировки и поверки ПР на природном газе, состав и плотность которого совпадают с условиями эксплуатации;
- чувствительности к неравномерности эпюры скоростей и, как следствие, необходимости больших длин прямолинейных участков;
- зависимости показаний от плотности газа;
- отсутствия исчерпывающей экспериментальной базы и завершеного теоретического описания рабочего процесса ПР применительно к измерению природного газа;
- нестабильности коэффициента преобразования ПР в широком диапазоне влияния изменения числа на коэффициент преобразования;
- отсутствия или негативного опыта эксплуатации;
- несоответствия технических характеристик современным требованиям.

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.

С учетом вышесказанного, выбор метода измерения и РСГ в основном определяют результирующую точность измерения на УУГ, и потому к применяемым РСГ предъявляются особые требования.

Во-первых, высокая точность измерения — одно из основных требований, предъявляемых к РСГ. Если раньше пределы допускаемой относительной погрешности рабочих средств измерений составляли от 0,3% до 4,0% (ГОСТ Р 8.618-2006), то в настоящее время нередко требуется иметь погрешность не более 0,5–2 %. Повышение точности достигается как за счет применения прогрессивных методов, приборов (ультразвуковых, вихревых и др.), так и за счет совершенствования старых классических методов (турбинных и ротационных). Так, например, в турбинных счетчиках газа TRZ за счет усовершенствования конструкции и применения новых материалов удалось добиться относительной погрешности, равной 0,9 %, во всем диапазоне измерения.

Во-вторых, надежность (наряду с точностью) — является также одним из главных требований, предъявляемых к расходомерам и счетчикам газа. Основным показателем надежности является период, в котором прибор сохраняет работоспособность и заданную точность в течение всего МПИ. 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.

В-третьих, 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.

Так, например, из теории струйной техники известно, что при изменении плотности измеряемой среды может измениться время переключения струйных элементов. Как следствие, изменится частота работы струйного генератора и может возникнуть дополнительная систематическая погрешность, связанная с изменением плотности измеряемой среды.

В-четвертых, быстроедействие РСГ, определяемое его динамическими характеристиками, необходимо, прежде всего, при измерении быстро меняющихся расходов, а также в случае применения прибора в системе автоматического регулирования. Быстроедействие большинства расходомеров удобно оценивать значением его постоянной времени t , т.е. времени, в течение которого показания прибора при скачкообразном 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 сужающими 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.

В-пятых, широкий динамический диапазон измерения (Q_{max}/Q_{min}) необходим, когда значения расхода могут изменяться в значительных пределах, например, для обеспечения режимов газопотребления типа «зима-лето». У расходомеров с сужающими устройствами он очень мал и равен 3. Повышение его до 9–10 возможно путем подключения к сужающим устройствам двух дифманометров с разными ВПИ. У турбинных и ротационных счетчиков диапазон измерения составляет 1:10, 1:20, 1:30, 1:50, 1:100, 1:160, 1:200 и 1:250.

В-шестых, стабильность коэффициента преобразования РСГ в максимально широком диапазоне изменения режимов течения газа в трубопроводе (изменение числа Re). Это позволяет производить градуировку и поверку ПР на воздушных расходомерных стендах с последующим распространением полученных результатов на случаи измерения природного и других газов, в том числе, при давлении и температуре, отличающихся от условий градуировки и поверки.

Таким образом, методы измерения, РСГ и СИ для коммерческих и технологических узлов учета природного газа выбирают с учетом:

- факторов, влияющих на точность измерения в процессе эксплуатации;
- необходимости обеспечения минимальной и максимальной проектной производительности узла измерений;

- требуемой точности (неопределенности) измерения УУГ;
- максимального рабочего давления газа, максимальных и минимальных температур газа и окружающего воздуха;
- возможности поверки ПР на воздушных расходомерных стендах при давлении близком к атмосферному по ГОСТ Р 8.618-2006;
- опыта эксплуатации применяемых СИ.

Анализ метрологических и эксплуатационных характеристик различных типов РСГ показывает, что наиболее приемлемыми для коммерческих измерений объема газа являются турбинные, диафрагменные (коммунально-бытовой сектор, сети низкого давления до 0,005 МПа включительно), расходомеры переменного перепада давления (стандартные СУ), ультразвуковые (как альтернатива СУ), вихревые и ротационные РСГ. Их широкое применение для измерения расхода и объема газа объясняется, в первую очередь, преимуществами, которые они имеют по сравнению с другими типами РСГ, а именно:

- высокая точность измерений на уровне 0,5–2 %;
- широкий диапазон измеряемых расходов;
- небольшие длины прямых участков трубопроводов, требуемые для установки РСГ или отсутствие таковых (кроме вихревых);
- достаточно высокое быстродействие;
- широкий опыт эксплуатации.

К этому следует добавить, что диафрагменные (сети низкого давления), а также турбинные и ротационные счетчики газа имеют стабильный коэффициент преобразования в широком диапазоне изменения числа Рейнольдса. Это позволяет проводить их градуировку и поверку на воздушных расходомерных стендах с последующим распространением полученных результатов на случаи измерения природного и других газов при рабочих условиях без потери точности измерений. Наряду с другими метрологическими характеристиками это обуславливает их широкое применение в коммерческих узлах учета газа при диаметрах газопровода не выше 300 мм и при рабочих расходах до 6000 м³/ч.

Помощь при подборе приборов коммерческого учета — коммунально-бытовых и промышленных счетчиков, измерительных комплексов — окажут бесплатные сервисы подбора на сайте www.gazovik-sbyt.ru в меню справа «Экспертный подбор». Работа сервисов подбора описана на стр. 1234-1235.

Состав узлов учета газа

Оснащение узлов учета должно выполняться с учетом:

- поуровневого узлового учета;
- иерархического изменения требований к погрешности измерений на каждом уровне;
- повсеместного учета у конечных потребителей;
- централизации и автоматизации сбора данных о потреблении со всех уровней.

Приборы учета самой высокой точности должны устанавливаться на ГИС и на выходах из МГ, т.е. на ГРС.

На нижнем уровне существенно возрастают требования к увеличению диапазона измерений приборов. При расходах свыше 10 м³/ч рекомендуется оснащать РСГ электронными корректорами по температуре.

Если объемы транспортировки газа превышают 200 млн. м³ в год (приведенных к стандартным условиям), для повышения надежности и достоверности измерений объема газа рекомендуется применять дублирующие СИ. Дублирующие СИ не должны влиять на работу основных СИ. Рекомендуется, чтобы основная и дублирующая измерительные системы использовали разные методы измерений расхода и количества газа.

На узлах измерения с максимальным объемным расходом газа более 100 м³/ч, при любом избыточном давлении и в диапазоне изменения объемного расхода от 16 м³/ч до 100 м³/ч, при избыточном давлении более 0,005 МПа измерение объема газа проводят только с использованием вычислителей или корректоров объема газа.

При избыточном давлении не более 0,005 МПа и объемном расходе не более 100 м³/ч разрешается использование преобразователей расхода с автоматической коррекцией объема газа только по его температуре (см. табл. 8.8).

Таблица 8.8

Наименование метода	Условия применения метода			
	Класс точности	Максимальный допустимый расход при рабочих условиях, м ³ /ч	Максимальное допустимое избыточное давление, МПа	Измеряемая среда
Т-пересчет	Г; Д	100	0,005	Газ низкого давления
Р,Т - пересчет	В; Г; Д	1000	0,3	Однокомпонентные или многокомпонентные газы со стабильным компонентным составом
Р,Т, Z - пересчет	А; Б; В; Г; Д	Свыше 1000	Свыше 0,3	Газы, для которых имеются данные о коэффициенте сжимаемости
ρ - пересчет	А; Б; В; Г; Д	Свыше 1000	Свыше 0,3	Газы, для которых отсутствуют данные о коэффициенте сжимаемости

Состав СИ и вспомогательных устройств, на базе которых выполнен УУГ, определяется:

- применяемым методом измерения и требованиями МИ, регламентирующих проведение измерений;
- назначением узла учета;
- заданным расходом газа и диапазоном его изменения;
- давлением и показателями качества газа, с учетом режимов отбора газа;
- необходимостью включения узлов учета в АСКУГ.

В общем случае в состав узла учета газа входят:

- ПР для измерения объема и расхода газа;
- измерительные трубопроводы;
- средства подготовки качества газа (в соответствии с требованиями, предъявляемыми к оборудованию, входящему в УУГ);
- анализатор качества газа (для узлов учета, устанавливаемых в местах добычи газа, на границах магистральных газопроводов после мест возможного смешения газа из различных месторождений, подземных хранилищ газа и от независимых поставщиков);

— комплекс технических средств автоматизации, в том числе — обработки, хранения и передачи информации.

Сокращение состава узла учета возможно при избыточном давлении не более чем 0,005 МПа и расходе газа не более чем 16 м³/ч. Другие изменения состава узла учета допускаются исключительно в целях повышения точности и информативности учета.

СИ и вычислители (электронные корректоры) должны быть защищены от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений расхода и количества газа.

Метод переменного перепада давления.

В случае применения метода переменного перепада давления для СУ учитывают требования ГОСТ 8.586.-2005, ч. 1–5, для осредняющих напорных трубок — требования МИ 2667-2004 и инструкций по их монтажу.

В состав основных СИ и вспомогательных устройств, при использовании метода переменного перепада давления, в общем случае, входят:

- стандартное сужающее устройство или осредняющая напорная трубка;
- измерительный трубопровод с прямыми участками, расположенными между сужающим устройством (или осредняющей напорной трубкой) и местными сопротивлениями;
- СИ давления и перепада давлений на сужающем устройстве (осредняющей напорной трубке), давления и температуры газа;
- СИ компонентного состава или СИ плотности (если измерения компонентного состава и плотности газа проводят непосредственно на узле измерения);
- средства обработки результатов измерений (вычислитель, электронный корректор);
- линии связи и вспомогательные устройства к линиям связи.

Расходомеры переменного перепада давления

Общие положения, классификация

Принцип действия расходомеров переменного перепада давления основан 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.

1. Принцип действия расходомеров с гидравлическим сопротивлением основан на зависимости перепада давления, создаваемого гидравлическим сопротивлением, от расхода газа.

2. Центробежные расходомеры созданы на основе зависимости перепада давления, образующегося в закруглении трубопровода в результате действия центробежной силы в потоке, от расхода газа.

3. Расходомеры с напорным устройством, в котором создается перепад давления в зависимости от расхода в результате местного перехода кинетической энергии струи в потенциальную.

4. Расходомеры с напорным усилителем имеют преобразователь расхода, в котором сочетаются напорное и сужающее устройства. 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 сужающими 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 сужающих устройств, устанавливаемых в трубах диаметром более 50 мм;

— простота комплектации и низкая стоимость расходомера, так как индивидуально изготавливается только сужающее устройство, все остальные комплектующие выпускаются заводами серийно и в достаточных количествах.

Принцип действия вышеуказанных расходомеров основан на зависимости перепада давления, создаваемого сужающим устройством, в результате которого происходит преобразование части потенциальной энергии потока в кинетическую, от расхода газа.

Сужающие устройства служат для создания перепада давления и работают в комплекте с дифманометрами или другими преобразователями, измеряющими создаваемый перепад давления в единицах расхода. Сужающие устройства разделяются на стандартные и нестандартные.

К стандартным сужающим устройствам относятся диафрагмы. На рис. 8.3 показано поперечное сечение диафрагмы.

Требования к измерительному трубопроводу

Необходимую минимальную длину прямолинейных участков ИТ определяют в зависимости от вида МС, их размещения на ИТ и относительного диаметра отверстия диафрагмы. Классификация видов МС приведена (ГОСТ 8.586.1).

Необходимая минимальная относительная длина прямолинейных участков ИТ между диафрагмой и МС без применения струевыпрямителя или УПП приведена в табл. 4 (ГОСТ 8.586.2).

При применении струевыпрямителя или УПП минимальную длину прямолинейных участков ИТ определяют на основе требований, изложенных в п. 6.3 и приложении Б (ГОСТ 8.586.2).

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 (см. ГОСТ 8.586.1, приложение Е)

Основные характеристики наиболее распространенных типов струевыпрямителей приведены в табл. 8.9.

Струевыпрямители типа:

— «АМСА» (рис. 8.4а) состоит из ячеек с квадратными отверстиями, образованными в результате пересечения пластин; размеры отверстий приведены на рисунке. Стенки отверстий должны иметь минимально возможную толщину, обусловленную требованиями прочности;

— «Etoile» (рис. 8.4б) состоит из восьми радиальных, расположенных под равными углами лопастей длиной, равной двум диаметрам трубопровода. Лопасты должны иметь минимально возможную толщину, обусловленную требованиями прочности;

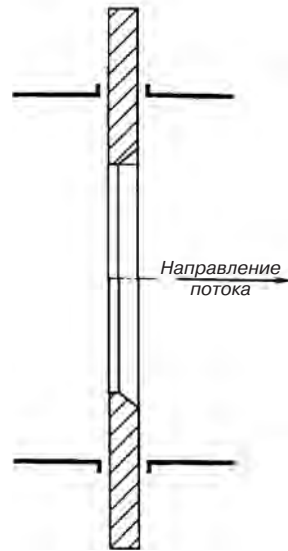


Рис. 8.3

Таблица 8.9

Тип струевыпрямителя	Назначение	Потеря давления
«Zanker» — однодисковый пластинчатый	Устраняет закручивание и асимметрию потока	5 ($0,5\rho \cdot u^2$)
«Sprenkle» — трехдисковый перфорированный с фасками без фасок	Очень хорошо устраняет асимметрию потока и снижает уровень пульсаций	11 ($0,5\rho \cdot u^2$) 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 ($0,5\rho \cdot u^2$)
«Етоиле» — звездообразный	Устраняет закручивание потока	0,25 ($0,5\rho \cdot u^2$)

Примечание: ρ — плотность, кг/м^3 ; u — скорость потока газа, м/с .

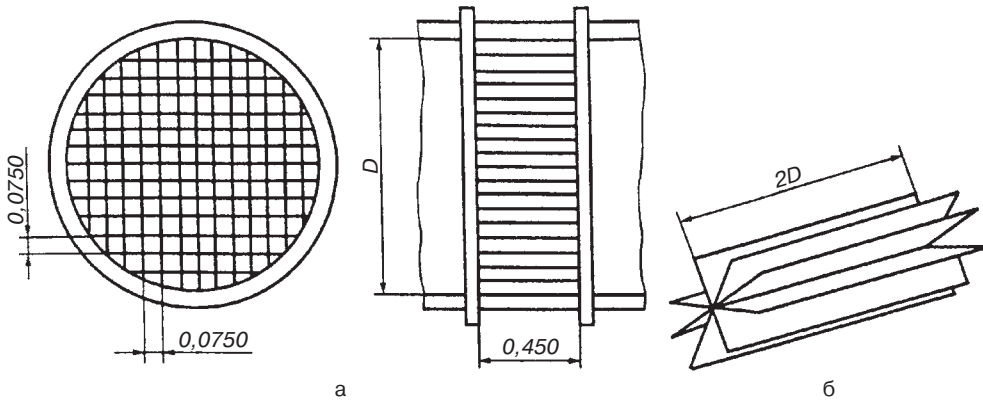


Рис. 8.4. Струевыпрямители:
а — «АМСА»; б — «Етоиле»

— «Zanker» (рис. 8.5а) состоит из диска с отверстиями определенных размеров и нескольких каналов (один канал на каждое отверстие), образуемых пересечением ряда пластин. Диск и пластины должны быть минимальной толщины, обеспечивающей требуемую прочность;

— «Sprenkle» (рис. 8.5б) 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. 8.5в) состоит из пакета скрепленных между собой параллельных и соприкасающихся труб, жестко установленных в

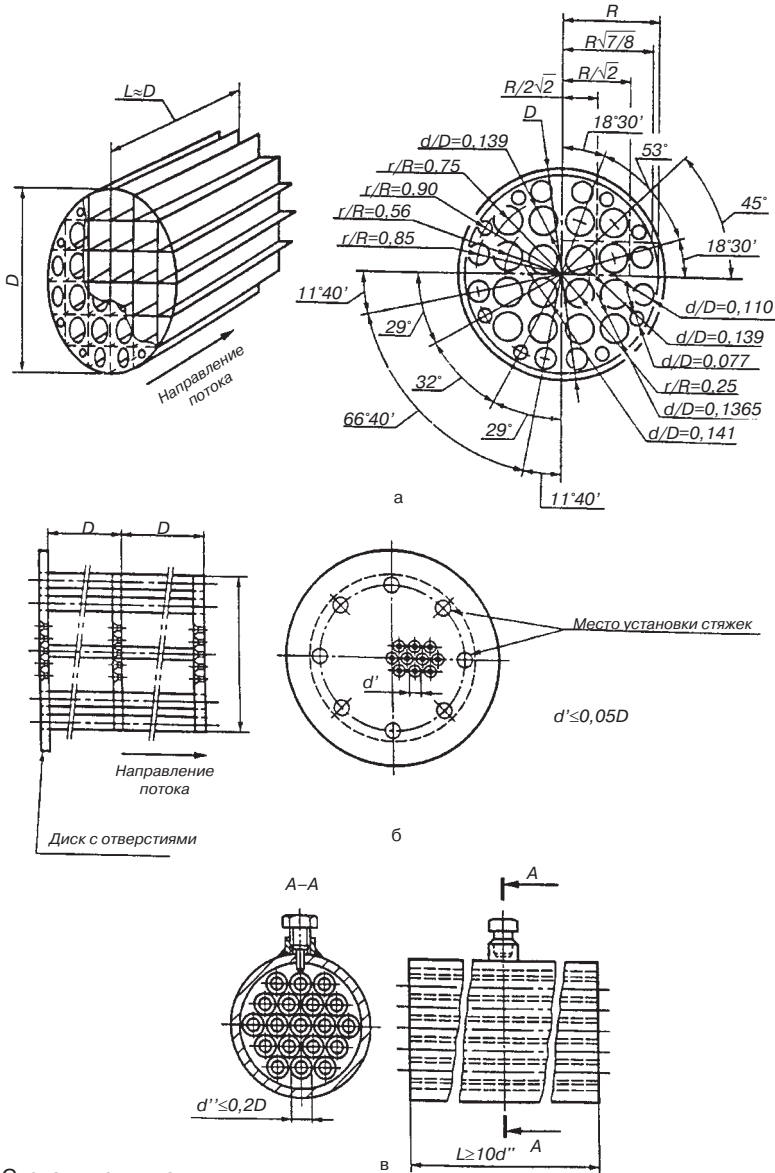


Рис. 8.5. Струевыпрямители:
а — «Zanker»; б — «Sprengle»; в — «Трубчатый»

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

ИТ также может быть оснащен дренажными и (или) продувочными отверстиями. Дренажные отверстия предназначены для удаления твердых отложений и накопившихся жидкостей, а продувочные — для удаления газовых пробок в жидкой среде. В процессе выполнения измерений не допускаются утечки среды через дренажные и продувочные отверстия.

Диафрагма должна быть расположена перпендикулярно к оси ИТ в пределах $\pm 1^\circ$.

Уплотнительные прокладки и (или) уплотнительные кольца не должны выступать во внутреннюю полость ИТ и не перегораживать отверстия для отбора давления. Они должны быть как можно тоньше с учетом необходимости соблюдения требований, предъявляемых к отверстиям для отбора давления (см. п. 5.2 ГОСТ 8.586.2).

Уплотнительные прокладки между диафрагмой и корпусом камеры усреднения не должны выступать во внутреннюю полость камеры.

На внутренней поверхности ИТ не должны скапливаться осадки в виде песка, пыли, металлической окалины и других загрязнений. Внутренняя поверхность ИТ должна быть чистой в течение всего времени измерений, все дефекты поверхности должны быть устранены на длине не менее $10 D_y$ до СУ (или на всем участке между СУ и ближайшим до него МС, если длина этого участка не более $10 D_y$) и не менее $4 D_y$ после СУ (после трубы Вентури — не менее $4 D_y$). Для обеспечения возможности очистки внутренней поверхности ИТ рекомендуется соединение участков ИТ выполнять разъемными. Разъемное соединение должно располагаться не ближе $2 D_y$ до СУ.

Измерение перепада давления на сужающем устройстве

Перепад давления на сужающем устройстве — разность между значениями статического давления среды до и после сужающего устройства с учетом разности высоты положения отверстий для отбора давления до и после сужающего устройства.

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 сужающего 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 сужающему устройству двух или более дифманометров.

ППД оснащают присоединительными (разъединительными), продувочными и уравнительными кранами (вентильями). Эти устройства (полностью или часть из них) могут быть конструктивно выполнены в одном блоке.

Разъединительные краны предназначены для отделения СИ от ИТ. Разъединительные краны рекомендуется помещать на соединительных трубках непосредственно у места их соединения с ИТ. При установке уравнительных (конденсационных) сосудов разъединительные краны (вентили) допускается монтировать непосредственно за ними. Площадь проходного сечения крана должна быть не менее 64% площади сечения соединительной трубки. В рабочем режиме разъединительные краны должны быть полностью открыты. Рекомендуется отдавать предпочтение установке шаровых кранов.

Соединительные трубки (линии). ППД располагают как можно ближе к СУ. Рекомендуется, чтобы длина соединительных трубок не превышала 16 м. При необходимости применения больших длин целесообразно использовать электрическую или пневматическую передачу.

Во избежание искажения перепада давления, возникающего из-за разности температуры трубок, две соединительные трубки должны быть расположены рядом.

Если существует опасность нагрева или охлаждения заполненных жидкостью соединительных трубок при их вертикальном или наклонном расположении, то их совместно теплоизолируют.

При применении соединительных трубок, составленных из отдельных секций, диаметр условного прохода этих секций должен быть одинаковым.

Внутренний диаметр соединительных трубок должен быть более 6 мм.

Если существует опасность конденсации среды, находящейся в соединительных трубках, или образования в ней пузырьков газа, то внутренний диаметр соединительных трубок должен быть не менее 10 мм.

Рекомендуемые значения внутреннего диаметра соединительных трубок приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10. Внутренний диаметр соединительных трубок

Тип среды	Значение внутреннего диаметра при длине трубок, м		
	До 16	От 16 до 45	От 45 до 90
Сухой газ, вода, пар	От 6 до 9 включ.	10	10
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

Соединительные трубки устанавливают с уклоном к горизонтали более чем 1:12. Такой уклон обеспечивает движение конденсата и твердых частиц вниз до обогревающих отстойников или цилиндров, а пузырьков газа вверх — до газосборных камер.

Допускается делать уклоны ступенчатыми при условии, что отстойные камеры находятся во всех нижних точках, а газосборные камеры — во всех верхних точках.

Разность длины соединительных трубок ППД должна быть как можно меньшей.

При подключении к СУ двух или более ППД допускается подключение соединительных трубок одного ППД к соединительным трубкам другого. При этом расстояние от СУ до мест подключения соединительных трубок подключаемого ППД должно быть одинаковым, насколько это возможно.

Абсолютное или избыточное давление измеряют перед сужающим 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.

Измерение температуры. Для расчета физических свойств среды необходима информация о ее температуре до СУ в сечении ИТ, предназначенном для отбора статического давления. Для исключения влияния ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) на распределение скоростей потока в этом сечении его размещают до или после СУ на некотором расстоянии от СУ.

Во всех случаях необходимо стремиться к тому, чтобы ПТ или его защитная гильза (при ее наличии) как можно меньше загромождали проходное сечение ИТ.

ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) погружают в ИТ на глубину от $0,3D$ до $0,7D$.

В случае измерения расхода пара или среды, температура которой более $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, рекомендуется ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) погружать в ИТ на глубину от $0,5D$ до $0,7D$.

Наилучшим расположением ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) при их установке является радиальное, схема которого приведена на рисунке 8.6.

Допускается их наклонное расположение, как приведено на рисунках 8.6б и 8.6г, или установка за СУ в колене, как приведено на рисунке 8.6в. Указанное направление потока на рисунках 8.6б, 8.6в — рекомендуемое.

При измерении температуры среды до СУ следует руководствоваться следующими положениями:

- а) если диаметр D_t удовлетворяет условию $0,03D < D_t \leq 0,13D$, то:
 - установка ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) на расстоянии не менее $20D$ от СУ не влияет на показания расходомера;
 - при установке ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) от СУ на расстоянии $10D < l_t < 20D$ к неопределенности коэффициента истечения следует арифметически добавить величину, равную $1 - l_t / (20D)$;
 - ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) не допускается устанавливать на расстоянии менее $10D$ от СУ;
 - для труб Вентури расстояние от точки размещения ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) до сечения, в котором осуществляется отбор давления до СУ, должно быть не менее $4D$;
- б) если диаметр D_t удовлетворяет условию $D_t < 0,03D$, то:
 - установка ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) на расстоянии не менее $5D$ от СУ не влияет на показания расходомера;
 - при установке ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) от СУ на расстоянии $3D \leq l_t \leq 5D$ к неопределенности коэффициента истечения следует арифметически добавить величину, равную $0,5\%$;
 - ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) не допускается устанавливать на расстоянии менее $3D$ от СУ;
- в) расстояние между СУ и ПТ не должно превышать $30D$;
- г) между СУ и ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) должны отсутствовать местные сопротивления.

При измерении температуры потока после СУ следует выполнять требования:

а) ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) не допускается устанавливать от СУ на расстоянии более $15D$;

б) если диаметр D_t не превышает $0,13D$, то ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) устанавливают на расстоянии не менее $5D$ от СУ (кроме трубы Вентури);

в) если диаметр D_t не превышает $0,13D$ для трубы Вентури ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) размещают в сечении ИТ, расположенном на расстоянии не менее $2D$ от диффузора;

г) если диаметр D_t более $0,13D$, но не превышает $0,26D$, то ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) устанавливают на расстоянии от СУ, удовлетворяющем двум условиям: $l_t \geq 5D$ и $l_t \geq (8,55\beta^{0,55})D$;

д) если диаметр D_t более $0,26D$, то ПТ или его защитную гильзу (при ее наличии) устанавливают в расширитель;

е) допускается установка ПТ или его защитной гильзы (при ее наличии) в колене в соответствии с рисунком 8.6в;

ж) между СУ и ПТ или его защитной гильзой (при ее наличии) должны отсутствовать местные сопротивления (исключение составляют варианты, представленные на рисунках 8.6в, 8.6г).

Достоинствами расходомеров переменного перепада давления (на базе стандартных СУ) являются: возможность измерения очень больших расходов газа (до $360000 \text{ м}^3/\text{ч}$); проверка беспробивным методом; отсутствие необходимости высокой степени очистки газа.

К недостаткам следует отнести: необходимость во внешнем питании; узкий диапазон измерения, не более 1:3 (при появлении многопредельных «интеллектуальных» датчиков диапазон возможно расширить до 1:10); большие потери давления; большие длины прямых участков; малый межповерочный интервал.

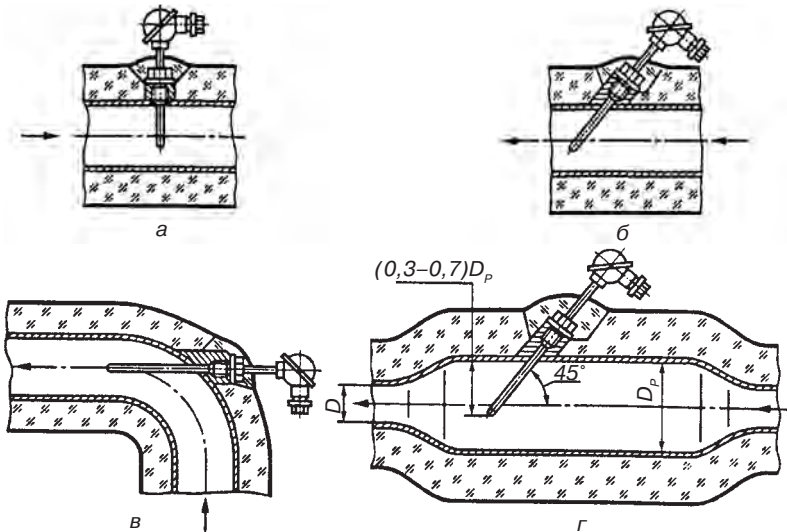


Рис. 8.6. Схема установки чувствительного преобразователя термометра

Метод измерения объемного расхода (объема)

В состав основных СИ и вспомогательных устройств при использовании метода, основанного на измерении объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях с последующим его пересчетом к стандартным условиям, в общем случае, входят:

- преобразователь расхода (ПР);
- СИ давления и температуры газа;
- СИ компонентного состава или СИ плотности (если плотность газа определяют непосредственно на узле измерения);
- средства обработки результатов измерений (вычислитель, электронный корректор);
- измерительный трубопровод с прямыми участками, расположенными непосредственно до и после ПР;
- линии связи и вспомогательные устройства к линиям связи.

Акустические (ультразвуковые) расходомеры

Акустическими называются расходомеры, основанные на измерении того или иного эффекта, возникающего при прохождении 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. 8.7 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

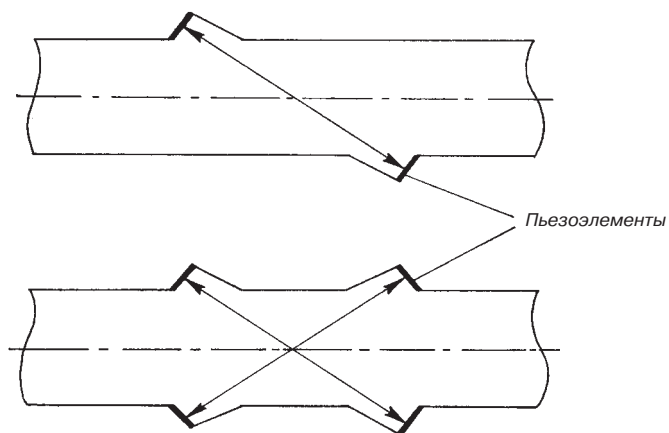


Рис. 8.7. Схема ультразвукового первичного преобразователя расхода

(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).

На узлах учета газа большой (свыше 10^5 м³/ч) и средней производительности (от 2×10^4 м³/ч до 10^5 м³/ч) следует использовать ультразвуковые ПР с четырьмя и более акустическими каналами.

Для учета газа, содержащего загрязнения, рекомендуется выбрать ультразвуковые ПР, в которых не используются отраженные акустические лучи, или установить перед ПР фильтр-сепаратор.

Для устранения влияния акустических колебаний в газовом потоке на показания ПР необходимо применение ультразвуковых ПР, работающих на частотах, превышающих 100кГц.

Не рекомендуется установка ультразвукового ПР после регулятора давления, не оснащенного шумоглушителем и работающего на критическом режиме.

Достоинствами ультразвуковых расходомеров являются: широкий диапазон измеряемых расходов; минимальные потери давления; возможность измерения очень больших расходов (до 40000 м³/ч).

К недостаткам можно отнести: необходимость во внешнем питании; чувствительность к загрязнениям и влажности газа; необходимость коррекции при изменении температуры среды; сравнительно небольшой срок опыта эксплуатации; высокая цена (экономическая целесообразность использования только для измерения больших расходов).

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. 8.8). Позади тела обтекания располагается чувствительный элемент, воспринимающий вихревые колебания.

При выборе вихревых ПР следует руководствоваться следующими рекомендациями (МИ 3082):

— на узлах учета газа малой и минимальных производительности следует применять вихревые ПР, которые обеспечивают компенсацию влияния числа *Re*;

— для измерений расхода и количества газа высокого (свыше 0,3 МПа до 1,2 МПа включительно) и среднего (свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа включительно) давления следует применять вихревые ПР тех типов, которые обеспечивают компенсацию влияния давления на его показания;

— для узлов учета, размещенных на газорегуляторных пунктах, следует выбирать вихревые ПР, обеспечивающие помехоустойчивое выделение частоты или размещать их перед регуляторами давления.

При применении вихревых ПР должны быть исключены или минимизированы вибрации трубопровода.

К достоинствам вихревых расходомеров следует отнести отсутствие подвижных частей, независимость показаний от давления и температуры,

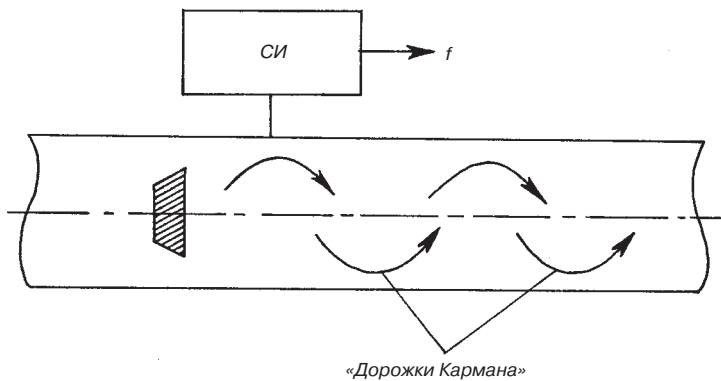


Рис. 8.8. Схема вихревого первичного преобразователя расхода (СИ — устройство счета импульсов)

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),
- недостаточная стабильность коэффициента преобразования в необходимом диапазоне изменения чисел Рейнольдса, что требует их калибровки непосредственно в условиях эксплуатации или близких к ним;
- необходимость во внешнем питании при термоанемометрическом съеме сигнала;
- низкая помехозащищенность для пьезоэлектрического съема сигнала;
- низкая надежность, малый срок службы;
- повышенная чувствительность к искажениям эпюры скоростей потока, что обуславливает большие длины прямых участков: до счетчика — до $20 D_y$, после счетчика — до $10 D_y$;
- помехи при наличии вибрации трубопровода;
- высокая чувствительность к пульсации потока измеряемого газа;
- увеличение погрешности для чисел Рейнольдса < 2000 (малый расход газа при низком давлении).

Диафрагменные (мембранные, камерные) счетчики газа

Диафрагменный счетчик (мембранный, 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. 8.9) состоит из корпуса 1, крышки 2, измерительного механизма 3, кривошипно-рычажного механизма 4, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами 5 газораспределительного устройства, седла клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма.

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. 8.10.

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 диафрагмы 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.

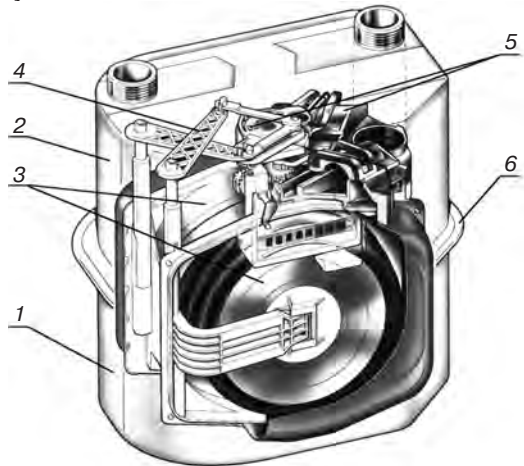
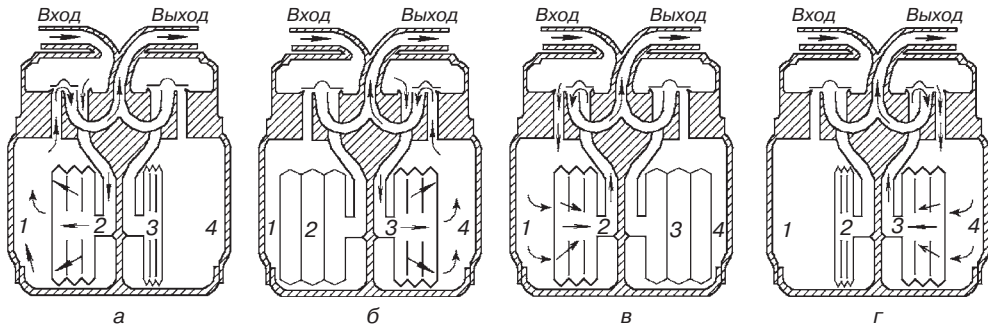


Рис. 8.9. Диафрагменный счетчик:
1 — корпус; 2 — крышка; 3 — измерительный механизм; 4 — кривошипно-рычажный механизм; 5 — верхние клапаны газораспределительного устройства; 6 — стяжная полоса



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. 8.10. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика

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.

Диафрагменные счетчики рекомендуется применять для учета газа низкого давления (не выше 0,05 МПа) с расходом газа не более 160 м³/ч.

При измерении расхода газа менее 16 м³/ч следует применять счетчики с механической температурной компенсацией. Если максимальное значение расхода газа на узле учета превышает 16 м³/ч, то счетчик должен быть снабжен электронным корректором (вычислителем), который должен обеспечивать регистрацию импульсов, поступающих от счетчика, измерять температуру газа и вычислять объем газа, приведенный к стандартным условиям. При этом применяют условно-постоянные значения давления и коэффициента сжимаемости газа.

При отсутствии у счетчика температурного компенсатора, приведение объема газа к стандартным условиям выполняют согласно специальным методикам, утвержденным в установленном порядке.

К достоинствам диафрагменного счетчика следует отнести:

- высокую точность и долговечность;
- энергонезависимость;
- стабильность коэффициента преобразования в самом широком диапазоне числа Рейнольдса потока газа (калибровка на воздухе при нулевом избыточном давлении, работа на газе при рабочем давлении);
- отсутствие необходимости в прямолинейных участках трубопровода до и после счетчика;

- простоту и компактность монтажа;
- широкий диапазон измерений до 1:160;
- отсутствие необходимости в высокой степени очистки измеряемого газа;
- отсутствие особых требований при техническом обслуживании в процессе всего срока эксплуатации;
- большой межповерочный интервал (до 10 лет).

К недостаткам относятся: увеличение погрешности измерения при низких температурах (требуют температурную компенсацию); работа на давлении до 0,05 МПа.

Ротационные счетчики газа

В связи с увеличением видов оборудования возникла необходимость в измерительных приборах, которые обладали бы сравнительно большой пропускной способностью и значительным диапазоном (1:100, 1:160, 1:200) измерений при сравнительно небольших габаритных размерах. Этим условиям удовлетворяют современные ротационные газовые счетчики, которые обладают дополнительно следующими достоинствами:

- энергонезависимость;
- долговечность;
- возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике во время его работы;
- нечувствительность к кратковременным перегрузкам;
- стабильность коэффициента преобразования в самом широком диапазоне числа Рейнольдса потока газа (калибровка на воздухе при нулевом избыточном давлении, работа на газе при рабочем давлении);
- отсутствие динамической погрешности в прерывистом (пульсирующем) режиме;
- отсутствие прямолинейных участков;
- рабочее давление до 7,5 МПа.

К недостаткам следует отнести: высокий уровень шума при работе и необходимость в высокой степени очистки измеряемого газа (степень фильтрации не хуже 0,07 мм).

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

Ротационный газовый счетчик типа РГ (рис. 8.11) 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.

Ротационные ПР рекомендуется применять на узлах учета с прерывистыми режимами потребления газа, например для учета потребления газа блочными котельными.

Не следует применять ротационные ПР на узлах учета, где из-за неисправности ПР недопустимо прекращение подачи газа.

Ротационные ПР не рекомендуется устанавливать на участках, расположенных в нижней части ИТ, где возможно скопление конденсата.

Рекомендуется степень фильтрации газа перед ротационным ПР обеспечить не хуже 100 мкм, если иное не оговаривается в технической документации на применяемый ПР.

С целью снижения засорения пазух ротационный ПР рекомендуется устанавливать на вертикальном участке при направлении потока сверху вниз.

Ротационный ПР может быть установлен как до, так и после регулятора давления.

Турбинные счетчики газа

В турбинном счетчике газа (рис. 8.12) 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.

На последнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, а вблизи колеса — два геркона, частота замыкания контактов первого

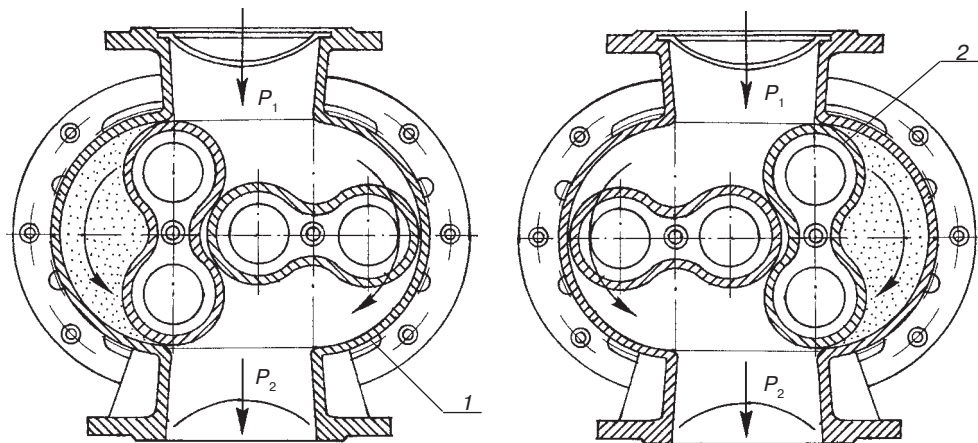


Рис. 8.11. Ротационный счетчик газа типа РГ:
1 — корпус; 2 — ротор

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 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.

Турбинные ПР рекомендуется выбирать тех типов, у которых датчик температуры и отверстие для отбора давления размещены в корпусе счетчика.

Турбинные ПР не рекомендуется устанавливать на участках, расположенных в нижней части ИТ, где возможно скопление конденсата.

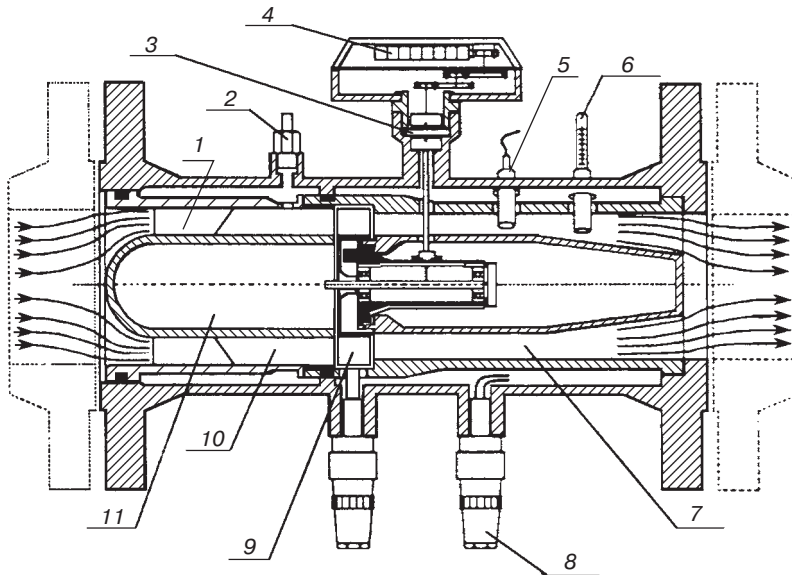


Рис. 8.12. Схема турбинного счетчика газа СГ:
1, 10 — измеряющее поперечное сечение; 2 — включение давления; 3 — магнитная муфта; 4 — счетный механизм; 5 — термоизмерительный зонд РТ-100; 6 — контрольный термометр; 7 — канал выхода; 8 — датчики импульсов; 9 — колесо турбины; 11 — вытесняющее тело

Рекомендуется степень фильтрации газа перед турбинным ПР обеспечить не хуже 200 мкм, если иное не оговаривается в технической документации на применяемый ПР.

К достоинствам турбинных счетчиков относят:

- рабочее давление до 10 МПа;
- энергонезависимость;
- стабильность коэффициента преобразования в самом широком диапазоне числа Рейнольдса потока газа (калибровка на воздухе при нулевом избыточном давлении, работа на газе при рабочем давлении);
- низкий уровень шума;
- отсутствие пульсаций;
- надежность конструкции;
- большое количество типоразмеров;
- не требуется высокая степень очистки измеряемого газа;
- простота обслуживания;

К недостаткам следует отнести: наличие динамической погрешности в прерывистом (пульсирующем) режиме работы и требования к равномерности потока газа. ООО «Эльстер Газэлектроника» в рамках сертификационных испытаний турбинных счетчиков газа TRZ, проведенных на базе аттестованной и аккредитованной метрологической лаборатории Elster GmbH (Германия), подтвердила возможность расширения диапазона измерений счетчика TRZ. В качестве поверочной установки использовалась установка замкнутого типа, позволяющая проводить испытания счетчиков на расходах до 1600 м³/ч при давлении до 2,5 МПа. Испытания счетчиков TRZ проводились при давлении рабочей среды 0,3 МПа, 1 МПа, 1,6 МПа. Диапазон измерения турбинного счетчика TRZ расширен в зону малых расходов до значения 1:80 при эксплуатации счетчиков на избыточном давлении. В дополнении к этому была подтверждена достаточность поверки счетчика только на атмосферном давлении и в диапазоне расходов 1:20 (1:30).

Проведенные испытания, отличительные конструктивные особенности турбинных счетчиков газа TRZ и многолетний положительный опыт их эксплуатации позволили заявить новый тип прибора со следующими характеристиками:

- диапазон измерения расширен в зону малых расходов до значения 1:80 при эксплуатации счетчиков на избыточном давлении свыше 0,3 МПа;
- поверка счетчика производится при давлении, близком к атмосферному, в диапазоне расходов 1:20 (1:30);
- замена в TRZ устройства измерительного, являющегося СИ, может быть проведена непосредственно на месте эксплуатации счетчика без последующей поверки последнего;
- МПИ расширен до 10 лет;
- погрешности составляют ± 1 или ± 2 % с точкой перехода 0,1 Q_{MAX} или $\pm 0,9$ % во всем диапазоне измерения.

Струйные расходомеры

Одним из основных элементов любого струйного счетчика-расходомера, независимо используется он при коммерческом учете природного газа в промышленном или бытовом секторах, является струйный автогенератор (САГ). Рассмотрим более детально работу струйного автогенератора, который схематично представлен на рис. 8.13.

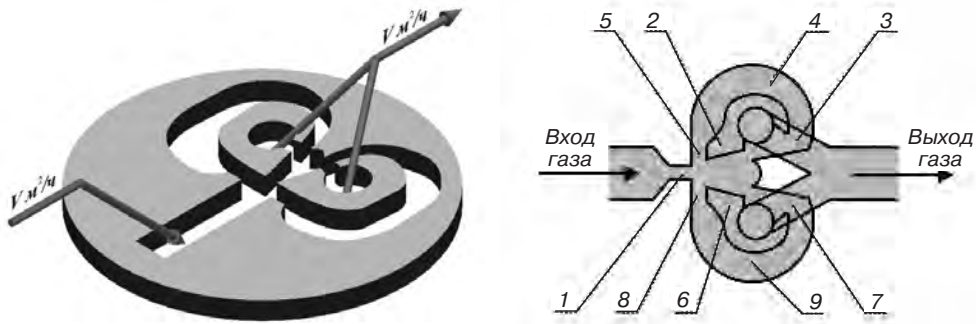


Рис. 8.13. Струйный автогенератор (САГ)

Струйный автогенератор представляет собой струйный бистабильный элемент, приемные каналы 3, 7 которого соединены каналами обратной связи 4, 9 с соплами управления 5, 8.

Работа САГ заключается в следующем. Струя вещества, вытекающая из сопла 1 в рабочую камеру, отклоняется к одной из стенок, например к стенке 2, и прижимается к ней давлением, которое создается потоком, отраженным вогнутым дефлектором в область между струей и стенкой. Струя течет вдоль стенки 2 и попадает в приемный канал 3, в результате торможения потока давление в канале 3 по сравнению с давлением в камере и канале 7 повышается. Это вызывает разгон среды в канале обратной связи 4. Через промежуток времени запаздывания в линии $t_{\text{в}}$ расход в сопле управления 5 достигает величины расхода переключения $Q_{\text{ср}}$, что приводит к отрыву струи от стенки 2 и перемещение ее к стенке. Струя достигает стенки 6, и через отрезок времени запаздывания в струйном элементе $t_{\text{зап}}$ в канале 7 повышается давление (при этом в канале 3 оно становится равным давлению в камере). Спустя промежуток времени $t_{\text{в}}$ — время прохождения по каналу обратной связи 9 — расход в сопле управления 8 достигает величины $Q_{\text{ср}}$ в канале управления 8, и струя перемещается к стенке 2, через отрезок времени $t_{\text{зап}}$ повысится давление в канале 3, и начнется новый период колебания, т.е. возникают устойчивые автоколебания струи. Частота переключений пропорциональна расходу газа через сопло питания 1 струйного элемента.

Таким образом, в струйных расходомерах используется принцип создания аэродинамического генератора колебаний с частотой, пропорциональной

расходу газа (как и в вихревом расходомере). Измеряется частота переключения струйного генератора, пропорциональная скорости (расходу) газа через устройство:

$$Q = \mu S \sqrt{2\Delta p/\rho},$$

где Q — измеряемый расход, μ — коэффициент расхода, S — площадь поперечного сечения, Δp — перепад давления, ρ — плотность измеряемой среды.

Соответственно, струйные и вихревые расходомеры имеют ряд общих преимуществ, прежде всего таких, как отсутствие подвижных частей, относительная простота конструкции, нечувствительность к пневмоударам.

Также струйному автогенераторному расходомеру, выполненному на базе стандартного сужающего устройства (СУ), присущи все недостатки, которыми обладает вихревой расходомер, например повышенная чувствительность к искажениям эпюры скоростей потока, а значит повышенные требования к стабильности потока, то есть к длинам прямых участков.

Метод измерения массового расхода

В состав основных СИ и вспомогательных устройств при использовании метода, основанного на измерении массового расхода (массы) газа с последующим его (ее) пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях, в общем случае входят:

- массовый ПР;
- измерительные преобразователи давления и/или температуры газа (при необходимости корректировки показаний ПР);
- СИ компонентного состава или СИ плотности (если плотность газа при стандартных условиях определяют непосредственно на узле измерения);
- средства обработки результатов измерения (вычислитель, электронный корректор);
- линии связи и вспомогательные устройства к линиям связи.

Термоанемометрический расходомер

Принцип работы основан на измерении теплосъема сигнала с нагревательного элемента, который при известной теплопроводности среды связан с массовым расходом.

К основным достоинствам можно отнести отсутствие подвижных частей и надежность работы в условиях пневмоударов и перегрузок.

К недостаткам термоанемометрического расходомера относят:

- зависимость показаний от плотности и состава газа (значение плотности постоянно не контролируется и может изменяться на 10–15 % и более);
- необходимость во внешнем питании;
- большие длины прямолинейных участков от 20 D_y до 50 D_y ;
- чувствительность к неравномерности эпюры скоростей потока газа;
- необходимость калибровки на природном газе, состав и плотность которого совпадают с условиями эксплуатации, и, как следствие, отсутствие возможности периодической поверки у региональных метрологических центров;
- чувствительность к загрязнениям нагревательного элемента;
- зависимость показаний и точности от монтажа;
- измерения скорости потока не менее, чем в двух точках.

Кориолисовые расходомеры

Принцип работы основан на измерении ускорения, сообщаемого потоку измеряемого газа и связанного с массовым расходом.

Достоинства: одни из самых точных расходомеров, применяются для коммерческого учета жидкостей и сжатых газов — учет количества природного газа, отпускаемого на АГНКС (давление примерно в 20 МПа, плотность, достаточная для применения данного метода).

Недостатки: большие масса, габариты и цена; влияние внешней механической вибрации на показания; не применяются для учета газа в сетях низкого и среднего давления.

Вспомогательные устройства

В состав УУГ, при необходимости, могут входить вспомогательные технические средства:

- фильтры или фильтры-сепараторы для очистки газового потока;
- устройства преобразования потока (УПП), предназначенные для устранения влияния искажений потока на метрологические характеристики ПР;
- предохранительно-запорные устройства (ПЗУ);
- системы сбора конденсата;
- устройства гашения пульсаций потока газа, устанавливаемые между ПР и регулятором давления.

Условия применения фильтров перед ПР и технические требования к степени очистки газа устанавливаются разработчиком ПР.

Тип УПП и место его расположения в ИТ должны указываться предприятием-изготовителем ПР. При отсутствии таких данных поверка ПР должна производиться совместно с используемым УПП.

В таб. 8.11 представлены СИ основных параметров потока и среды узла измерений (см. таб. 8.9).

Таблица 8.11

Средство измерения	Метод							
	Переменного перепада давления при реализации варианта		Измерение объемного расхода при реализации варианта				Измерение массового расхода при реализации варианта	
	1	2	1	2	3	4	1	2
Перепада давления на СУ или осредняющей напорной трубке	1	1	2	2	2	2	2	2
Давления	1	1	1	1	3	3	3	3
Температуры	1	1	1	1	3	3	3	3
Объемного расхода	2	2	1	1	1	1	2	2
Массового расхода	2	2	2	2	2	2	1	1
Состава газа	4	4	4	4	2	4	2	5
Плотности при рабочих условиях	2	2	2	2	1	1	2	2
Плотности при стандартных условиях	4	2	4	2	4	2	5	2
1 — наличие СИ обязательно. 2 — СИ не требуется. 3 — при необходимости компенсации влияния давления и температуры на показания ПР. 4 — наличие СИ необязательно, если используются результаты анализов химико-аналитических лабораторий или автоматизированных измерений. 5 — наличие СИ обязательно при значительной нестабильности компонентного состава газа.								

Выбор СИ узла учета газа

К эксплуатации в составе УУГ допускаются СИ, прошедшие государственные испытания для целей утверждения типа СИ (имеющие сертификат об утверждении типа СИ).

СИ параметров, влияющих на результат измерения расхода и количества, должны иметь действующие свидетельства о поверке и (или) поверительное клеймо.

СИ параметров, не влияющих на результат измерения расхода и количества, должны иметь действующие свидетельства о поверке или калибровке.

На узлах измерения первой и второй категории следует применять преобразователи:

- давления и перепада давлений с пределом основной допускаемой погрешности не более $\pm 0,10\%$;
- температуры с пределом основной допустимой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3$ °С.

На узлах измерения третьей и четвертой категорий должны применяться преобразователи:

- давления и перепада давления с пределом основной допускаемой приведенной погрешности не больше $\pm 0,25\%$;
- температуры с пределом основной допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,5$ °С.

Нестабильность показаний СИ давления и разности давлений не должна превышать 0,1% за год.

Верхний предел измерений СИ давления должен быть не менее чем на 30% больше максимального рабочего давления газа.

Пределы допускаемых погрешностей СИ параметров потока и газа должны обеспечивать требуемую точность измерений объема газа.

При избыточном давлении газа не более 1,6 МПа следует использовать СИ абсолютного давления, при давлении газа более 1,6 МПа допускается использование СИ избыточного давления с введением поправки на среднее атмосферное давление в месте установки УУГ.

На узлах измерений первой категории физико-химические показатели газа, используемые в расчетах объема газа, определяют с помощью поточных хроматографов. На узлах измерения второй, третьей и четвертой категорий допускается использовать результаты анализов химико-аналитических лабораторий.

Для определения плотности газа при рабочих и стандартных условиях рекомендуется использовать поточные плотномеры газа.

Выбор РСГ

Основные требования к РСГ, применяемым в измерительных комплексах коммерческого учета расхода газа, являются следующие:

- метрологические характеристики, соответствующие международным стандартам;
- минимальная чувствительность к загрязнению газа, в т.ч. за счет установки фильтров с необходимой степенью очистки (запись соответствующих

требований в эксплуатационную документацию, поставка фильтров в комплекте со счетчиками и т.д.);

— работоспособность в характерном для климатических условий России температурном диапазоне природного газа и окружающей среды;

— минимальная чувствительность к искажениям эпюры скоростей на входе в счетчик (сокращение длин или отсутствие требований к прямым участкам на входе в счетчик);

— максимальный диапазон измерения расхода (не менее 1:20, при необходимости — до 1:30 и более);

— максимальный межповерочный интервал (не менее 3–4 лет, желательно 5 и более лет);

— возможность работы во взрывоопасных зонах;

— работоспособность без вспомогательных источников питания;

— минимальная чувствительность к пневмоударам, пульсациям давления и расхода;

— наличие весовых (низкочастотных) и ненормированных (высокочастотных) выходных сигналов для подключения электронного корректора объема газа и поверки счетчика газа, соответственно.

При выборе типоразмера ПР должны выполняться условия:

$$(q_{C \max})_{CЧ} \geq q_{C \max},$$

$$(q_{C \min})_{CЧ} \geq q_{C \min},$$

где $(q_{C \max})_{CЧ}$, $(q_{C \min})_{CЧ}$ — максимальный и минимальный объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, которые могут быть измерены с помощью СИ (счетчика-расходомера), относительная погрешность которого находится в пределах допустимых значений $q_{C \max}$, $q_{C \min}$ — максимальный и минимальный объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, на узле учета (измерений). Значения $q_{C \max}$ и $q_{C \min}$ определяют по данным эксплуатационной документации на применяемое оборудование, потребляющее газ, или на основании режимов поставки газа.

Максимальный и минимальный объемный расход газа при рабочих условиях:

$$q_{\max} = q_{C \max} \frac{T_{\max}^t P_C}{T_C P_{\min}^t}; \quad (1)$$

$$q_{\min} = q_{C \min} \frac{T_{\min}^t P_C}{T_C P_{\max}^t}, \quad (2)$$

где P_C , T_C — стандартные давление и температура газа; P_{\min}^t , T_{\max}^t — минимальное давление и максимальная температура газа, соответствующие максимальному потреблению газа; P_{\max}^t , T_{\min}^t — максимальное давление и минимальная температура газа, соответствующие минимальному

потреблению газа; $q_{C\ max}$, $q_{C\ min}$ — максимальный и минимальный объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

Выбор электронных корректоров (вычислителей)

Основные требования к электронным корректорам (вычислителям), применяемым в измерительных комплексах коммерческого учета расхода газа, являются следующие:

- поставка в комплекте с СИ давления и температуры и калибровка каналов на предприятии-изготовителе;
- суммарная относительная погрешность вычисления (с учетом погрешности измерения давления и температуры и коэффициента сжимаемости) не более 0,5 %;
- наличие автономного питания для работы в течение межповерочного интервала;
- наличие энергонезависимых архивов по всем основным каналам получения информации, а также параметрам вычисления и нестандартным ситуациям;
- возможность работы во взрывоопасных зонах, в том числе — передачи информации из взрывоопасной зоны на удаленный компьютер;
- используемые интерфейсы, предназначенные для связи с внешними устройствами, должны соответствовать действующим российским и международным стандартам и обеспечивать интеграцию УУГ в АСКУГ;
- дисплей электронного корректора должен отображать: текущие значения абсолютного (избыточного) давления; текущие значения перепада давления (при применении метода переменного перепада давления); текущие значения температуры и расхода газа при рабочих условиях и/или приведенного к стандартным условиям; объем газа, приведенный к стандартным условиям, накопленный нарастающим итогом;
- программное обеспечение должно предусматривать возможность ведения архивов информации по учету газа и аварийным ситуациям, имевшим место за принятый отчетный период. Вычислители (электронные корректоры) должны указывать вид аварийной ситуации во время эксплуатации СИ и сохранять информацию о ее продолжительности.

К аварийным ситуациям во время эксплуатации СИ относят ситуации, при которых: текущие значения измеренных величин вышли за пределы установленных диапазонов; расчетные значения величин вышли за пределы, установленные в МИ; сигналы измерительных преобразователей вышли за пределы установленных диапазонов; отсутствует электрическое питание, которое обеспечивает функционирование СИ в штатном режиме; проведено несанкционированное изменение текущих значений условно-постоянных величин, внесенных в память электронного корректора (вычислителя);

- архив должен включать следующие данные: среднечасовые и среднесуточные значения температуры, абсолютного давления газа и перепада давлений (при применении расходомеров переменного перепада давлений); почасовой и посуточный объемы газа, приведенные к стандартным условиям; свойства газа за отчетный период (состав и плотность газа при стандартных условиях). Данные должны регистрироваться не реже одного раза в час.

В архиве должны храниться данные не менее чем за 35 суток;

- должна быть предусмотрена защита от вмешательства в процесс формирования и сохранения архивов;
- должна быть обеспечена возможность распечатки архивной и итоговой информации на принтере непосредственно или через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т.п.);
- архивная или итоговая информация должна включать распечатку следующих архивов: отчет за контрактные сутки; отчет за контрактный месяц; протокол аварийных ситуаций; протокол о вмешательстве в работу; протокол конфигурирования электронного корректора (вычислителя).

Выбор измерительных комплексов (ИК)

Основные требования:

- укомплектованность расходомерами (счетчиками) газа и корректорами объема;
- полная заводская готовность. Измерительные комплексы должны поставляться полностью собранными, в виде моноблока. За исключением вариантов с вынесенными корректорами по специальным требованиям заказчиков, а также в случаях установки датчиков температуры и отбора давления из подводящих трубопроводов (как правило, только для типоразмеров счетчиков газа не более G100);
- получение измерительных комплексов, а также дополнительных блоков и узлов (блоков питания, устройств, обеспечивающих вывод информации на компьютер и/или принтер, а также удаленного доступа к информации) от одного изготовителя (поставщика);
- обеспечение качественного сервисного обслуживания всех функциональных блоков и комплекса в целом в гарантийный и последующий период в едином сервисном центре;
- измерительный комплекс должен иметь архив указанных выше данных, регистрируемых не реже одного раза в час, а ИК должен предусматривать возможность вывода данных архива в АСКУГ;
- измерительный комплекс должен регистрировать в архиве факт изменения параметров его работы с привязкой ко времени и используемыми правами доступа лица, ответственного за учет газа;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа в стандартных условиях измерительным комплексом должны дифференцироваться в зависимости от максимального объема газа.

Интеграция узлов учета газа в АСКУГ

Одним из наиболее простых и доступных в реализации вариантов интеграции УУГ в АСКУГ является использование коммуникационных возможностей электронных корректоров. Это предъявляет дополнительные требования к упомянутым возможностям электронных корректоров, а именно: — интерфейс передачи данных должен соответствовать одному из наиболее распространенных стандартов в промышленности (RS232, RS422, RS485, Modbus, токовая петля, HART);

- протокол передачи данных должен быть стандартизован;
- подключение коммуникационных устройств должно быть возможным без использования узкоспециализированных адаптеров;
- наличие локального и дистанционного интерфейсов передачи данных.

Помощь при подборе приборов коммерческого учета — коммунально-бытовых и промышленных счетчиков, измерительных комплексов — окажут бесплатные сервисы подбора на сайте www.gazovik.ru в меню «Информация/Подбор оборудования». Их работа описана на стр. 1234-1235.



Установка для поверки счетчиков газа СПУ-3

Предприятие-изготовитель:
ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Установка для поверки счетчиков газа СПУ-3 предназначена для поверки бытовых и коммунальных счетчиков газа любого типа G1,6, G 2,5, G4, G6, G10, G16, G25.

СПУ-3 представляет собой мобильный кейс, обеспечивающий компактное расположение применяемого оборудования и может использоваться непосредственно на месте установки поверяемого счетчика без снятия его с газопровода.

Технические характеристики

Измеряемая среда	природный газ, воздух, азот, инертные и другие неагрессивные газы известного состава
Диапазон измерения объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч	0,016..16 0,025..25 0,04..40
Динамический диапазон	1:1000
Диапазон измерения температуры газа, °С	от +5 до +50
Относительная погрешность измерения объемного расхода газа, %	0,5
Абсолютная погрешность измерения температуры, °С	0,15
Относительная погрешность измерения давления, %	0,15
Количество одновременно поверяемых счетчиков	1
Автономное питание, В	12
Продолжительность работы от автономного источника питания, час, не менее	10
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Избыточное давление газа в трубопроводе, кПа	до 50 до 300
Габаритные размеры, мм, не более	500x400x200
Масса, кг, не более	15
Полный срок службы, лет, не менее	12



**Счетчик газа
бытовой
СГБМ-1,6**

Предприятие-изготовитель:
ООО ПКФ «Бетар»

Технические характеристики

	СГБМ-1,6
Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа
Максимальный расход, м³/ч	1,6
Минимальный расход, м³/ч	0,04
Номинальное рабочее давление, кПа	5
Предел погрешности, %	±3
Диапазон рабочих температур, °С	от -10 до +50
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G½
Габаритные размеры, мм	70 × 77 × 76
Масса, кг	0,67
Межповерочный интервал, лет	12



Коммунально-бытовые счетчики газа «Гранд»

Предприятие-изготовитель:
ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Счетчики газа «Гранд» предназначены для измерений объема природного газа по ГОСТ 5542 или паров сжиженного газа по ГОСТ 20448, а также других неагрессивных газов.

Особенности счетчиков газа «Гранд»:

- монтаж счетчика производится как в горизонтальном, так и в вертикальном положении (поворот цифрового блока на 350 градусов);
- возможность коррекции по температуре;
- наличие импульсного выхода;
- гарантия 12 лет.

Счетчики газа линейки «Гранд», начиная от «Гранд-4», могут изготавливаться в исполнении со встроенным блоком телеметрии и смарт-картой.

Технические характеристики

	-1,6	-2,4	-3,2	-4/4TK	-6TK	-10TK	-16TK	-25TK
Максимальный расход, м ³ /час	1,6	2,4	3,2	4	6	10	16	25
Минимальный расход, м ³ /час			0,04			0,06	0,15	
Рабочее давление, кПа			5				100	
Присоединительная резьба, дюйм	G ½	G ½	G ¾	G ¾; G 1, G 1¼			G 1¼; G 2	
Пределы погрешности, %:	импульсный							
от Q _{min} до 0,2 Q _{max}	± 2,5							
от 0,2 Q _{max} до Q _{max}	± 1,5							
Выходной сигнал	от -10 до +50							
Температура окружающего воздуха, °C	от -40 до +50							
Межповерочный интервал, лет	12							
Масса, кг, не более	0,7		1,8			3		
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм, не более	145x86x83			193x110x112			220x130x135	
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP 50			IP 54				



Счетчик газа

бытовой

GSN-G1, 6I

с функцией автоматической температурной коррекции

Предприятие-изготовитель:
ООО «ГазСтройНефть»

Технические характеристики

Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа
Максимальный расход, м ³ /ч	1,6
Минимальный расход, м ³ /ч	0,04
Номинальное атмосферное давление, мм вод.ст.	630–800
Рабочее давление, Р _{max} кПа	5,0
Предел погрешности, %	± 1,5
Диапазон рабочих температур, °С	от –10 до +50
Емкость счетного устройства, м ³ /ч	99999,999
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G ½
Габаритные размеры, мм	110x77x95
Масса, кг	0,55
Межповерочный интервал, лет	10

Условное обозначение

GSN1,6I – X – X

«1» — с наличием внешнего интерфейса;

«2» — отсутствие интерфейса

«1» — с температурной коррекцией;

«2» — без температурной коррекции



Счетчики газа «ГЕЛИКОН» G1,6, G2,5, G4, G6, G10, G25, G40

Предприятие-изготовитель:
ООО «Саяны Трейд»

Счетчики газа «ГЕЛИКОН» предназначены для измерений объема природного газа по ГОСТ 5542-87 или газовой фазы сжиженного углеводородного газа по ГОСТ 20448-90. Принцип работы счетчиков основан на измерениях частоты колебаний струйного автогенератора (САГ).

Счетчики имеют исполнение «РМД» со встроенным беспроводным радиомодемом, отличающееся наличием архива среднечасовых значений измеренного объема газа глубиной 67 суток и радиоинтерфейса, предназначенного для считывания текущих и архивных данных.

ГЕЛИКОН-G-X-X

Условное обозначение

«И» — отличающееся наличием импульсного выхода с нормированной для типоразмера ценой импульса;
«Н» — для трубопроводов низкого давления и
«С» — для трубопроводов среднего давления;
«ТК» — отличающееся наличием температурной коррекции.

Типоразмеры «G1,6», «G2,5», «G4», «G6», «G10», «G25», «G40», отличающиеся максимальным расходом;

Технические характеристики

	G 1,6	G 2,5	G 4	G 6	G 10	G 16	G 25	G 40
Максимальный расход, м ³ /ч	1,6	2,5	4	6	10	16	25	40
Минимальный расход, м ³ /ч	0,04	0,06	0,1	0,16	0,25	0,4	0,63	1
Максимальное давление газа:								
исполнение «Н», кПа					5			
исполнение «С», МПа					0,3			
Температура измеряемого газа, °С					от -20 до +50			
Температура окружающего воздуха, °С					от -10 до +50			
Потеря напора (перепад давления) на максимальном расходе, кПа					1,4			
Относительная влажность, %, не более					95 при температуре +35			
Электрическое сопротивление корпуса счетчика, МОм, не менее					100			
Питание — литиевый элемент 2/3АА напряжением, В					3,6			
Срок службы элемента питания, лет, не менее:								
для исполнения «РМД»					5			
для остальных исполнений					12			
Уровень взрывозащиты					2Exic II T6X			
Присоединительная резьба					G½			



**Счетчики газа
бытовые
BK-G1,6(T)*,
BK-G2,5(T)*,
BK G4(T)***

*Предприятия-изготовители:
ООО «Эльстер Газэлектроника»,
Pregagas s.r.o., Словакия*

Технические характеристики

	BK-G1,6(T)	BK-G2,5(T)	BK-G4(T)
Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа		
Объем цикла, дм ³	1,2	1,2	1,2
Максимальный расход, м ³ /ч	2,5	4	6
Минимальный расход, м ³ /ч	0,016	0,025/0,016	0,04/0,016
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, °C	от -30 до +50/от -25 до +50		
Диапазон температур окружающей среды, °C	от -40 до +60		
Межосевое расстояние, мм	110	110	110
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1¼	G1¼	G1¼
Условный проход D _y	25	25	25
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
Средний срок службы, лет, не менее		24	

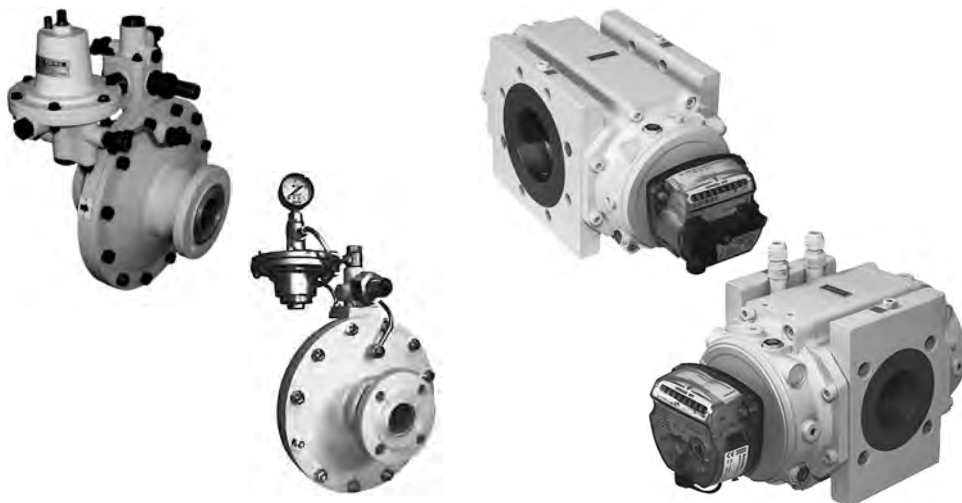
* (Т) — с механической температурной коррекцией.

Группа компаний «Газовик» Возможность выбора



Представители заводов-производителей оборудования часто скрывают от потребителей, что их изделия можно заменить более дешевыми аналогами.

Мы поставляем все виды газового оборудования и оказываем консультации по возможным заменам на функциональные аналоги с сохранением требуемых технических характеристик.



Регуляторы РДП-50 производства ООО ПКФ «Экс-Форма» можно заменить на аналоги производства ООО «Газстрой» или ООО «СПФК»

Ротационные газовые счетчики «Delta» можно заменить на РСГ «Сигнал»

Если Вас не устраивает цена или срок поставки необходимого оборудования — обращайтесь, мы предложим все возможные варианты решения этой проблемы.

Тел.: **(8452) 740-806** E-mail: zakaz@gazovik.ru



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

Предприятия-изготовители:
ООО «Эльстер Газэлектроника»,
Pretagaz s.r.o., Словакия

Технические характеристики

	VK-G6	VK-G10 исп. 1	VK-G10 исп. 2	VK-G16 исп. 2	VK-G25
Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа				
Максимальный расход, м ³ /ч	10	16	16	25	40
Минимальный расход, м ³ /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 _{ном}	±3	±3	±3	±3	±3
от 0,1 Q _{ном} до Q _{max}	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5
Размер резьбы штуцеров, дюйм	G1 ¹ / ₄	G1 ³ / ₄	G2	G2	G2 ¹ / ₂
Диапазон рабочих температур, °С	от -25 до +40				
Диапазон температур окружающей среды, °С	от -40 до +60				
Межосевое расстояние, мм	250	250	280	280	335
Условный проход, D _y	25	32	40	40	50
Габаритные размеры, мм:					
ширина	327	334	405	405	465
глубина	163	218	234	234	289
высота	241	320	330	330	398
Масса, кг	4,3	4,3	5,7	5,7	10
Межповерочный интервал, лет	10	10	10	10	10
Средний срок службы, лет, не менее			24		

* Выпускаются в модификации ВКТ с температурной компенсацией.



**Диафрагменные
счетчики газа
ВК G40 (Т)*,
ВК G65 (Т)*,
ВК G100 (Т)***

Предприятия-изготовители:
ООО «Эльстер Газэлектроника»,
Pretagaz s.r.o., Словакия

Технические характеристики

	ВК G40	ВК G65	ВК G100
Рабочая среда	природный газ, газовая фаза сжиженного газа		
Максимальный расход, м ³ /ч	65	100	160
Минимальный расход, м ³ /ч	0,4	0,65	1
Номинальный расход, м ³ /ч	40	65	100
Максимальное рабочее давление, кПа	50	50	50
Максимальная потеря давления при Q _{max} , Па	300	300	300
Погрешность измерений, %:			
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
Температура рабочей среды, °С		от - 25 до +40	
Температура окружающей среды, °С		от - 40 до +55	
Габаритные размеры, мм	564 x 327 x 329	680 x 392 x 403	740 x 449 x 571
Масса, кг	28	29	95
Межповерочный интервал, лет	10	10	10
Средний срок службы, лет, не менее		24	

* Выпускаются в модификации ВКТ с температурной компенсацией.



Ротационные счетчики газа RVG G16-G400

Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»

Счетчики RVG предназначены для коммерческого и технологического учета объемов потоков очищенных и осушенных газообразных сред: природного газа, пропана, водорода, воздуха, азота и инертных газов.

Максимальное рабочее давление — 1,6 МПа. Диапазон температур окружающей среды — от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$; рабочей среды — от $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

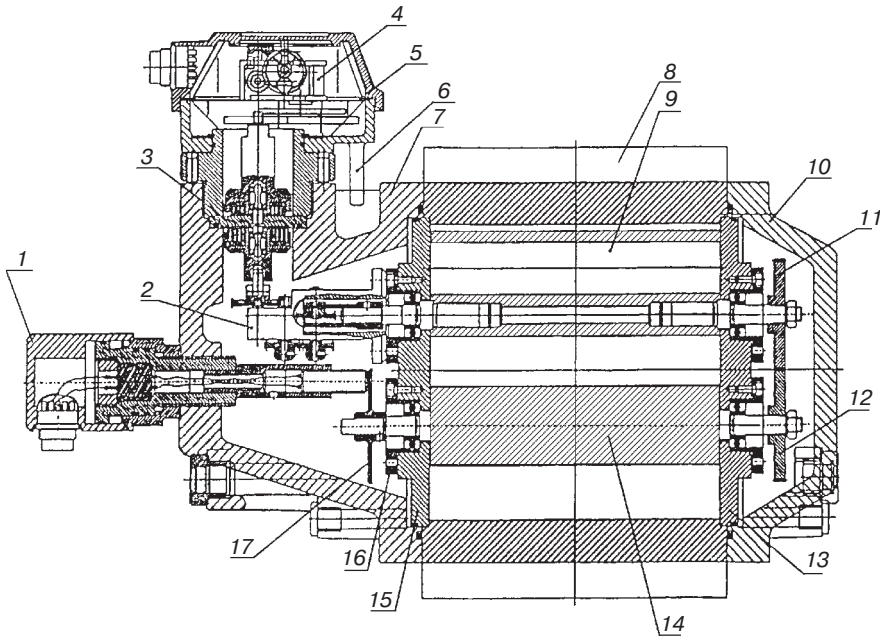
Счетчик RVG измеряет прошедший через него объем газа при рабочих условиях, т. е. не приведенный к стандартным условиям. Счетчики RVG предусматривают возможность работы с электронным корректором объема газа EK270 и температурным корректором объема газа TC220 и с любыми другими корректорами.

Технические характеристики

Типо-раз-мер	Услов-ный проход D_y , мм	Q_{max} , $M^3/ч$	Диапазон измерения расхода Q_{min}/Q_{max}						Порог чувстви-тельно-сти, $M^3/ч$	Перепад давле-ния при Q_{max} , Па	Мас-са, кг
			Q_{min} , $M^3/ч$								
			1:160	1:100	1:80	1:65	1:50	1:30			
G16	50	25						0,8	0,1	55	12
G25	50	40						1,3	0,1	80	12
G40	50	65						2,0	0,1	230	12
G65	50	100	0,6	1,0	1,3	1,6	2,0	3,0	0,1	490	12
G100	80	160	1,0	1,6	2,0	2,5	3,0	5,0	0,16	425	16
G160	80	250	1,6	2,5	3,0	4,0	5,0	8,0	0,25	575	33
G250	100	400	2,5	4,0	5,0	6,0	8,0	13,0	0,4	810	39
G400	100	650	4,0	6,5	8,0	10,0	13,0	20,0	0,65	1700	50
G400	150	650	4,0	6,5	8,0	10,0	13,0	20,0	0,65	1700	56,5

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 АИК; 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» G10-G650

Предприятие-изготовитель:
Actaris, Германия

Счетчики газа турбинные «Delta» предназначены для измерений объема природного и других неагрессивных, сухих и чистых газов. Так же имеется специальное исполнение для учета водорода.

Параметры измеряемой среды:

максимальное избыточное рабочее давление — до 10,1 МПа;

температура — от -30 до $+60$ °С;

Счетчики предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -30 до $+60$ °С.

Счетчики типоразмеров с G10 до G650 обеспечивают измерение объемного расхода газа в диапазоне от 0,25 до 1000 м³/ч в трубопроводах с диаметром условного прохода D_u от 40 до 150 мм.

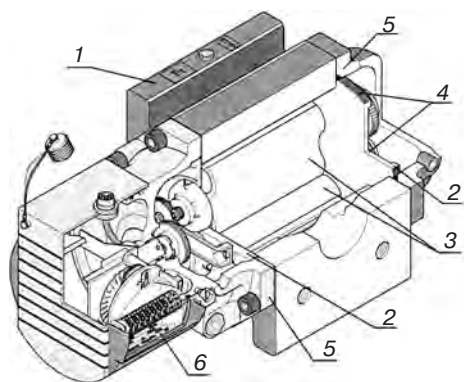
Межповерочный интервал счетчиков составляет 5 лет.

Устройство и принцип работы

В состав счетчика входят (см. рис.): 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 масляные 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

Технические характеристики

	D_y	Материал корпуса	Q_{max} м ³ /ч	Диапазон измерения Q_{max}/Q_{min}	Потеря давления, Па	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
G10	40	Алюминий	16	1 : 20–30	270	159 × 121 × 96	2,7
G16	40	Алюминий	25	1 : 20–50	670	159 × 121 × 96	2,7
G16	50	Алюминий	25	1 : 20–50	100	311 × 171 × 182	11
G16	50	Чугун	25	1 : 20–50	100	302 × 171 × 174	19
G16	50	Сталь	25	1 : 20–30	170	290 × 240 × 150	34
G25	40	Алюминий	40	1 : 20–100	111	189 × 121 × 96	3,4
G25	50	Алюминий	40	1 : 20–100	270	311 × 171 × 182	11
G25	50	Чугун	40	1 : 20–100	270	302 × 171 × 174	19
G25	50	Сталь	40	1 : 20–65	360	290 × 240 × 150	34
G40	40	Алюминий	65	1 : 20–100	268	189 × 121 × 96	3,4
G40	50	Алюминий	65	1 : 20–160	710	311 × 171 × 182	11
G40	50	Чугун	65	1 : 20–160	710	302 × 171 × 174	19
G40	50	Сталь	65	1 : 20–100	890	290 × 240 × 150	34
G65	50	Алюминий	100	1 : 20–200	168	311 × 171 × 182	11
G65	80	Алюминий	100	1 : 20–200	560	387 × 171 × 182	15
G65	50	Чугун	100	1 : 20–200	168	302 × 171 × 174	19
G65	80	Чугун	100	1 : 20–200	560	378 × 171 × 194	25
G65	50	Сталь	100	1 : 20–160	157	290 × 240 × 150	34
G100	50	Алюминий	160	1 : 20–200	262	387 × 171 × 182	15
G100	80	Алюминий	160	1 : 20–200	140	387 × 171 × 182	15
G100	80	Чугун	160	1 : 20–200	140	378 × 171 × 194	25
G100	80	Сталь	160	1 : 20–30	193	416 × 320 × 275	84
G160	80	Алюминий	250	1 : 20–200	254	435 × 171 × 182	17
G160	80	Алюминий	250	1 : 20–160	220	409 × 241 × 235	29
G160	80	Чугун	250	1 : 20–160	220	409 × 241 × 235	41
G160	80	Сталь	250	1 : 20–50	220	416 × 320 × 275	84
G250	100	Алюминий	400	1 : 20–160	212	615 × 241 × 235	43
G250	100	Чугун	400	1 : 20–160	212	615 × 241 × 235	56
G250	150	Чугун	400	1 : 20–100	320	610 × 450 × 365	120
G400	150	Чугун	650	1 : 20–160	170	610 × 450 × 365	120
G650	150	Чугун	1000	1 : 20–200	387	610 × 450 × 365	120



Ротационные счетчики газа РСГ «Сигнал»

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал»

Счетчик предназначен для измерения объема природного газа и других неагрессивных сухих газов в газораспределительных станциях, газорегуляторных пунктах, котельных и т.п. с целью его коммерческого учета при давлении до 1,6 МПа.

Отличительные особенности: изготовление по технологии и из комплектующих компании «Actaris» (Германия); полный аналог счетчика «Delta»; материал корпуса — алюминий; установка датчиков давления и температуры в корпус счетчика; мультипозиционный монтаж.

Межповерочный интервал — 6 лет.

Технические характеристики

Наименование изделия. Счетчики газа ротационные	Ду, мм	$Q_{\min} \dots Q_{\max}$, м ³ /ч	Потеря давления, мбар	Цена импульса, м ³ /имп.	Диапазон рабочих температур, °С	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
G16	50	0,5...25 (1:50)	0,10	0,1	от -30 до +60	311 × 171 × 182	11
G25	50	0,4...40 (1:100)	0,27	0,1		311 × 171 × 182	11
G40	50	0,4...65 (1:160)	0,71	0,1		311 × 171 × 182	11
G65	50	0,5...100 (1:200)	1,68	0,1		311 × 171 × 182	11
G100	80	0,8...160 (1:200)	1,40	0,1		387 × 171 × 182	15
G160	80	1,25...250 (1:200)	2,20	0,1		409 × 241 × 235	29
G250	100	2,5...400 (1:160)	2,12	1		615 × 241 × 235	43



Турбинные счетчики газа «TZ/Fluxi» G65–G6500

Предприятие-изготовитель:
Actaris, Германия

Счетчики газа турбинные «TZ/Fluxi» предназначены для измерений объема природного и других неагрессивных, сухих и чистых газов.

Параметры измеряемой среды:

- максимальное избыточное рабочее давление до 10,0 МПа;
- температура от -30 до $+60$ °С (при специальном исполнении счетчиков — от -40 до $+60$ °С).

Счетчики предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от -30 до $+60$ °С. (при специальном исполнении счетчиков — от -40 до $+60$ °С).

Счетчики типоразмеров с G65 до G6500 обеспечивают измерение объемного расхода газа в диапазоне от 8 до 10000 м³/ч в трубопроводах с диаметром условного прохода D_u от 50 до 500 мм.

Межповерочный интервал счетчиков — 8 лет.

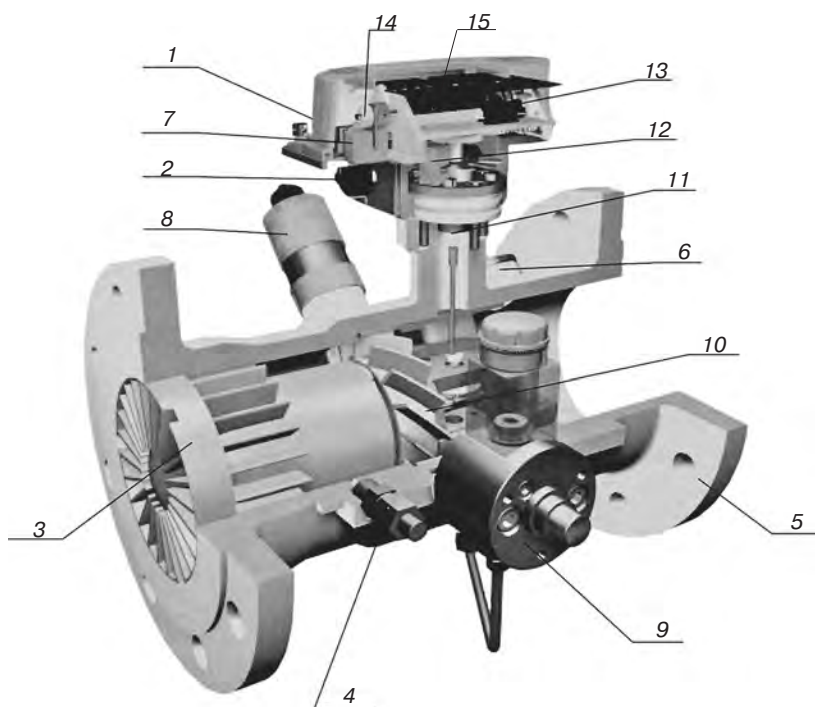
Технические характеристики

	D_u	Минимальный расход Q_{min} , м ³ /ч	Максимальный расход Q_{max} , м ³ /ч	Потеря давления, Па	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
G65	50	5	100	730	150 × 275 × 295	8
G100	80	8	160	190	240 × 320 × 325	19
G160	80	13	250	480	240 × 320 × 325	19
G250	80	20	400	103	240 × 320 × 325	19
G160	100	13	250	180	300 × 355 × 540	22
G250	100	20	400	440	300 × 355 × 540	22
G400	100	32	650	950	300 × 355 × 540	22
G400	150	32	650	220	450 × 420 × 405	54
G650	150	50	1000	530	450 × 420 × 405	54
G1000	150	80	1600	111	450 × 420 × 405	54
G650	200	50	1000	130	600 × 475 × 465	83
G1000	200	80	1600	320	600 × 475 × 465	83
G1600	200	125	2500	700	600 × 475 × 465	83
G1000	250	80	1600	170	750 × 575 × 565	120
G1600	250	125	2500	400	750 × 575 × 565	120
G2500	250	200	4000	890	750 × 575 × 565	120
G1600	300	125	2500	160	900 × 600 × 595	190
G2500	300	200	4000	400	900 × 600 × 595	190
G4000	300	320	6500	770	900 × 600 × 595	190
G2500	400	200	4000	150	1200 × 705 × 715	440
G4000	400	320	6500	360	1200 × 705 × 715	440
G6500	400	500	10000	770	1200 × 705 × 715	440
G4000	500	320	6500	360	1500 × 775 × 750	580
G6500	500	500	10000	770	1500 × 775 × 750	580

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–G6500:

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 (G65–G4000)

Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»

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 электронными корректорами объема газа EK270, TC220 и другими.

Температура окружающей среды — от -40 до $+70$ °С.

Технические характеристики

Типоразмер	Условный проход D_y , мм	Макс. расход Q_{\max} , м ³ /ч	Минимальный расход Q_{\min} , м ³ /ч и диапазон измерений расхода (Q_{\min}/Q_{\max}) при избыточном давлении $P_{\text{изб}}$, МПа			
			исполнение 1	исполнение 2 и исполнение 2У		
				$P_{\text{изб}}$		
			$P_{\text{изб}} < 0,3$	$0,3 \leq P_{\text{изб}} < 1$	$P_{\text{изб}} \geq 1$	
G65	50	100	5 (1/20)	5 (1/20)		
G100	80	160	8 (1/20)	8 (1/20)		
G160	80	250	13 (1/20)	5 (1/50)		
G250	80	400	20 (1/20)	13 (1/30)**	8 (1/50)	5 (1/80)
			13 (1/30)*			
G160	100	250	13 (1/20)	13 (1/20)		
G250	100	400	20 (1/20)	20 (1/20)	13 (1/30)	8 (1/50)
G400	100	650	32 (1/20)	32 (1/20)	13 (1/50)	8 (1/80)
			20 (1/30)*	20 (1/30)**		
G250	150	400	20 (1/20)	20 (1/20)		
G400	150	650	32 (1/20)	32 (1/20)	20 (1/30)	13 (1/50)
G650	150	1000	50 (1/20)	50 (1/20)	20 (1/50)	13 (1/80)
			32 (1/30)*	32 (1/30)**		
G1000	150	1600	80 (1/20)	80 (1/20)	32 (1/50)	20 (1/80)
			50 (1/30)*	50 (1/30)**		
G650	200	1000	50 (1/20)	50 (1/20)		
G1000	200	1600	80 (1/20)	80 (1/20)	50 (1/30)	32 (1/50)
G1600	200	2500	130 (1/20)	130 (1/20)	50 (1/50)	32 (1/80)
			80 (1/30)*	80 (1/30)**		
G1000	250	1600	80 (1/20)	80 (1/20)		
G1600	250	2500	130 (1/20)	130 (1/20)	80 (1/30)	50 (1/50)
G2500	250	4000	200 (1/20)	200 (1/20)	80 (1/50)	50 (1/80)
			130 (1/30)*	130 (1/30)**		
G2500	300	4000	200 (1/20)	200 (1/20)	130 (1/30)	80 (1/50)
G4000	300	6500	320 (1/20)	320 (1/20)	130 (1/50)	80 (1/80)
			200 (1/30)*	200 (1/30)**		

* Поставляется по специальному заказу.

** Поставляется по специальному заказу, не имеет исполнения 2У.

Примечание. Счетчик TRZ G65 D_y 50 исполнения 2У не имеет.

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, среднечастотный датчик импульсов R300*, 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.

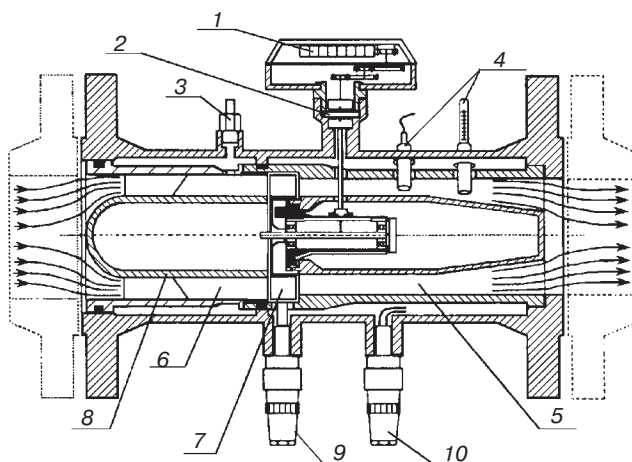
Передача вращательного движения измерительного турбинного колеса к роликовому счетному механизму осуществляется при помощи магнитной муфты и многоступенчатого редуктора. Червячные и зубчатые колеса изготовлены из коррозионно-стойкой стали, латуни и пластмассы. Все оси зубчатых колес редуктора установлены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

Среднечастотный датчик импульсов R300 расположен в корпусе головки счетного механизма. Максимальная частота зависит от типа счетчика и превышает частоту применяемого низкочастотного датчика в 50 раз.

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 импульсы частотой, пропорциональной частоте вращения измерительного турбинного колеса, а следовательно, пропорциональной 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.

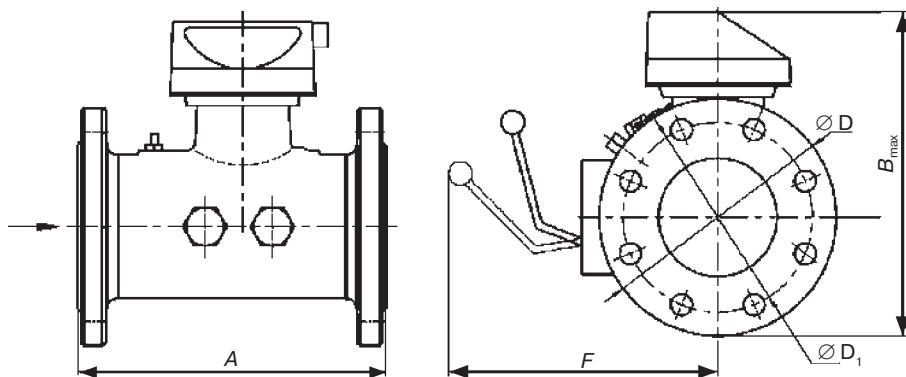
Штуцер отбора давления служит для отбора давления при подключении корректора объема газа. Расположен штуцер на корпусе счетчика и имеет обозначение «Pr».

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) датчик(ов) 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	D_y	P_y , МПа	A, мм	B, мм	D, мм	D_1 , мм	n	F, мм	Масса, кг
G65	50	1,6	150	258	160	125	4	150	14
	50	10	150	258	165	127	8	150	15
G160, 250	80	1,6	240	300	200	160	8	160	21
	80	10	240	345	210	168	8	160	46
G250, 400	100	1,6	300	335	220	180	8	180	28
	100	10	300	380	273	216	8	180	66
G400, 650, 1000	150	1,6	450	425	285	240	8	200	55
	150	10	450	425	356	292	12	200	110
G1000, 1600	200	1,6	600	460	335	295	12	405	100
	200	10	600	500	420	349	12	405	210
G1600, 2500	250	1,6	750	550	405	355	12	450	180
	250	6,3	750	640	470	400	12	450	270
	250	10	750	610	510	432	16	450	310
G2500, 4000	300	1,6	900	640	460	410	12	510	230
	300	6,3	900	640	530	460	16	510	340
	300	10	900	670	560	489	20	480	390



Турбинные счетчики газа СТГ

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал»

Счетчики СТГ предназначены для измерения объема природного газа и других неагрессивных сухих газов в газораспределительных станциях, газорегуляторных пунктах, котельных и т.д. с целью его коммерческого учета при давлении до 1,6 МПа.

Условия эксплуатации

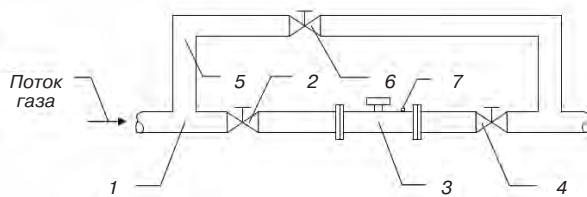
Температура газа и окружающей среды — от -30°C до $+60^{\circ}\text{C}$, температура транспортировки и хранения счетчика — от -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$.

Турбина с «вечным» подшипником (не требует смазки).

Длина прямого участка трубопровода перед счетчиком — 2 D_y , после счетчика — не требуется.

Технические характеристики

Наименование параметра	Величина или параметр
Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-87, азот, воздух
Максимальное давление, МПа (кгс/см ²)	1,6 (16)
Температура измеряемой среды и окружающего воздуха, °C	от -30 до $+60$
Пределы допускаемой основной и относительной погрешности, %:	
от Q_{\min} до $0,1 Q_{\max}$	± 2
от $0,1 Q_{\max}$ до Q_{\max}	± 1
Порог чувствительности:	
для счетчиков СТГ-50-100, м ³ /ч, не более	$0,033 Q_{\max}$
для остальных счетчиков, м ³ /ч, не более	$0,02 Q_{\max}$
Межповерочный интервал, лет	6
Срок службы, лет, не менее	12



Рекомендуемая схема установки:

1 — газопровод; 2, 4 — изолирующие вентили до и после счетчика; 3 — счетчик; 5 — байпас
6 — изолирующий вентиль байпаса; 7 — два погружных кармана с заглушками под гильзы датчика температуры корректора объема газа и образцового термометра

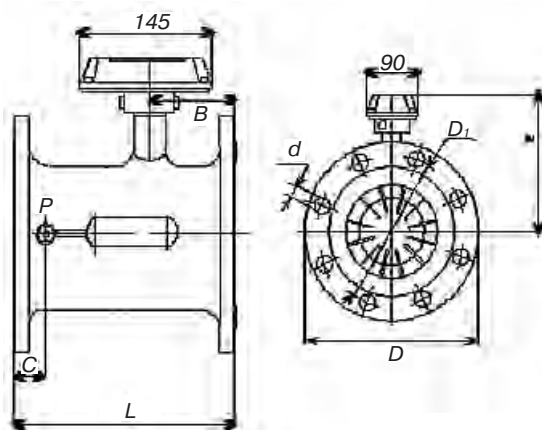
Устройство и принцип работы

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.



Обозначение счетчика	Масса, кг	Размеры, мм							Д _у , мм	Потеря давления при Q _{max} , ΔP, Па
		L	B	C	E	D	D1	d		
СТГ-50-100	3,9	150	60	45	172	∅ 165	∅ 125	∅ 18	50	1700
СТГ-80-160	7,0	240	100	60	163	∅ 200	∅ 160	∅ 18	80	500
СТГ-80-250	7,0									
СТГ-80-400	7,4									
СТГ-100-250	12,0	300	125	85	177	∅ 220	∅ 180	∅ 18	100	650
СТГ-100-400	12,0									
СТГ-100-650	12,5									
СТГ-150-650	70,5	450	185	125	202	∅ 285	∅ 241	∅ 22	150	750
СТГ-150-800	70,5									
СТГ-150-1000	70,5									
СТГ-150-1600	71,0									

Значения потери давления установлены для воздуха плотностью 1,2 кг/м³.



Турбинные счетчики газа СГ-16 (МТ) 100–4000

Предприятие-изготовитель:
ОАО «Арзамасский
приборостроительный завод»

Технические характеристики

Рабочая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87.

Рабочее давление — 1,6 МПа.

Диапазон рабочих температур — от –40 до +70 °С.

Предел относительной погрешности:

от 20 до 100 % Q_{\max} — ± 1 %;

от 5 до 20 % Q_{\max} — ± 2 %;

Потеря давления при Q_{\max} — 1200 Па.

Межповерочный интервал — 5 лет.

	D_y	Расход при давлении 0,005 МПа			Габаритные размеры, мм	Масса, кг, не более
		Q_{\max} $M^3/ч$	Q_{\min} , $M^3/ч$			
			при $0,05 Q_{\max}$	при $0,1 Q_{\max}$		
СГ16(М)-100	50	100	—	10	150 × 136 × 220	5
СГ16(М)-160	80	160	8	16	240 × 280 × 270	13
СГ16(М)-250	80	250	12,5	25	240 × 280 × 270	13
СГ16(М)-400	100	400	20	40	300 × 305 × 285	17
СГ16(М)-650	100	650	32,5	65	300 × 305 × 285	17
СГ16(М)-800	150	800	40	80	450 × 365 × 340	32
СГ16(М)-1000	150	1000	50	100	450 × 365 × 340	32
СГ16(М)-1600	200	1600	80	160	450 × 430 × 390	46
СГ16(М)-2500	200	2500	125	250	450 × 430 × 390	46
СГ16(М)-4000	200	4000	200	400	450 × 430 × 390	46

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 мм². 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.

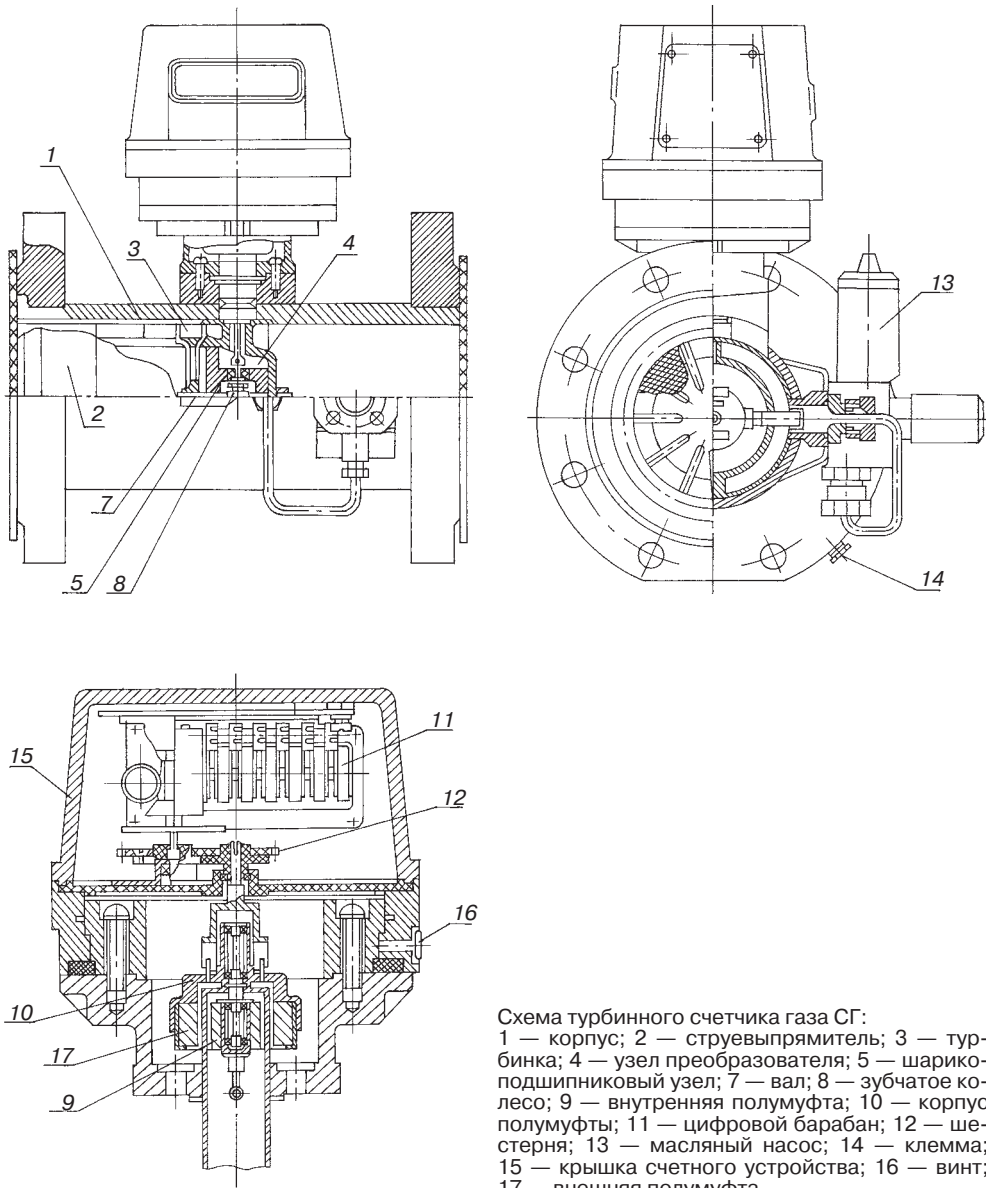


Схема турбинного счетчика газа СГ:
 1 — корпус; 2 — струевыпрямитель; 3 — турбинка; 4 — узел преобразователя; 5 — шарикоподшипниковый узел; 7 — вал; 8 — зубчатое колесо; 9 — внутренняя полумуфта; 10 — корпус полумуфты; 11 — цифровой барабан; 12 — шестерня; 13 — масляный насос; 14 — клемма; 15 — крышка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



Измерительный комплекс СГ-ЭК

Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»

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 турбинных счетчиков газа типа СГ, TRZ или ротационного счетчика газа 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 50.2.019-2006 с помощью электронного корректора ЕК270.

Температура окружающего воздуха в месте установки комплекса СГ-ЭК — от -20°C до $+60^{\circ}\text{C}$. Температура измеряемой среды для измерительного комплекса СГ-ЭК — от -20°C до $+60^{\circ}\text{C}$.

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 — 1ExibIIBT4.

Комплекс СГ-ЭК со степенью защиты IP65 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.

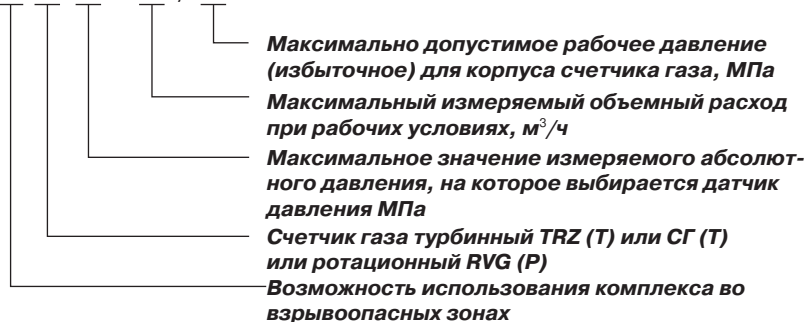
Средний срок службы до списания комплекса СГ-ЭК составляет не менее 12 лет с учетом замены комплектующих, имеющих естественный ограниченный срок службы. Межповерочный интервал комплекса СГ-ЭК — 5 лет.

Комплекс СГ-ЭК обеспечивает выполнение следующих процедур:

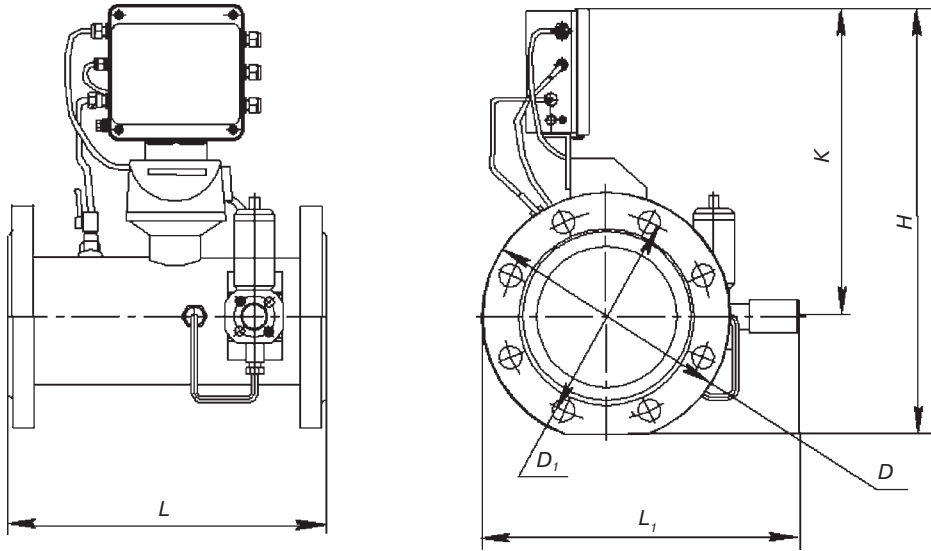
- ввод и изменение исходных условий и данных (процедура настройки);
- периодический опрос и расчет всех параметров потока газа;
- вычисление приведенного к стандартным условиям расхода и объема газа;
- отображение на дисплее электронного корректора информации о текущих значениях измеряемых и рассчитываемых 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-Т-1.0-1600/1.6



**Вариант исполнения комплекса
со счетчиком газа СГ(Т) и TRZ(Т)**



Условное обозначение комплекса	D _y	Габаритные размеры, мм								Мас- са, кг
		D	D ₁	d	n*	L	L ₁	H	K	
<i>На базе турбинного счетчика газа типа СГ</i>										
СГ-ЭКВз-Т-100/1,6**	50	—	103	—	—	150	170	480	470	12
СГ-ЭКВз-Т-250/1,6	80	195	160	18	8	240	280	495	400	18
СГ-ЭКВз-Т-400/1,6	100	215	180	18	8	300	305	515	435	22
СГ-ЭКВз-Т-650/1,6	100	215	180	18	8	300	305	515	435	22
СГ-ЭКВз-Т-800/1,6	150	280	240	22	8	450	365	570	440	37
СГ-ЭКВз-Т-1000/1,6	150	280	240	22	8	450	365	570	440	37
СГ-ЭКВз-Т-1600/1,6	200	335	295	22	12	450	430	630	470	51
СГ-ЭКВз-Т-2500/1,6	200	335	295	22	12	450	430	630	470	51
<i>На базе турбинного счетчика газа типа TRZ</i>										
СГ-ЭКВз-Т-100/1,6	50	165	125	18	4	150	200	345	260	18
СГ-ЭКВз-Т-250/1,6	80	200	160	18	8	240	160	510	410	26
СГ-ЭКВз-Т-400/1,6	80	200	160	18	8	240	160	510	410	26
СГ-ЭКВз-Т-400/1,6	100	220	180	18	8	300	180	530	420	33
СГ-ЭКВз-Т-650/1,6	100	220	180	18	8	300	180	530	420	33
СГ-ЭКВз-Т-650/1,6	150	285	240	22	8	450	200	595	453	60
СГ-ЭКВз-Т-1000/1,6	150	285	240	22	8	450	200	595	453	60
СГ-ЭКВз-Т-1600/1,6	150	285	240	22	8	450	200	595	453	60
СГ-ЭКВз-Т-1600/1,6	200	335	295	22	12	600	405	665	523	103
СГ-ЭКВз-Т-2500/1,6	200	335	295	22	12	600	405	665	523	103
СГ-ЭКВз-Т-2500/1,6	250	405	355	26	12	750	450	770	573	183
СГ-ЭКВз-Т-4000/1,6	250	405	355	26	12	750	450	770	573	183
СГ-ЭКВз-Т-4000/1,6	300	460	410	26	12	900	510	860	630	233
СГ-ЭКВз-Т-6500/1,6	300	460	410	26	12	900	510	860	630	233

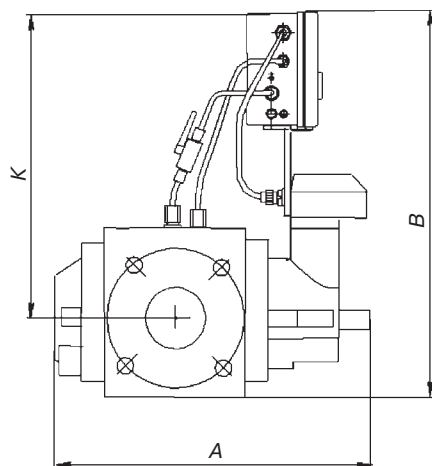
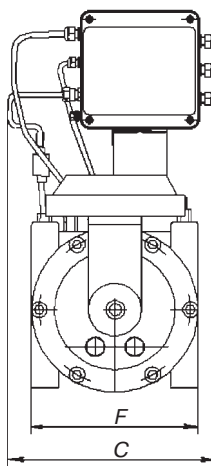
*Количество отверстий.

**Межфланцевое исполнение.

Технические характеристики со счетчиками СГ(Т) и TRZ(Т)

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа СГ	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Условный проход D_y	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{раб}$, $м^3/ч$		
			Q_{max}	Q_{min}	
				1:20	1:10
СГ-ЭКВз-Т-Х-100/1.6	в зависимости от значения «Х»: 0,2; 0,5; 0,75; 1,0; 2,0	50	100	—	10
СГ-ЭКВз-Т-Х-250/1.6		80	250	12,5	25
СГ-ЭКВз-Т-Х-400/1.6		100	400	20	40
СГ-ЭКВз-Т-Х-800/1.6		150	800	40	80
СГ-ЭКВз-Т-Х-1000/1.6		150	1000	50	100
СГ-ЭКВз-Т-Х-1600/1.6		200	1600	80	160
СГ-ЭКВз-Т-Х-2500/1.6		200	2500	25	250

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа TRZ	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Условный проход D_y	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{раб}$, $м^3/ч$		
			Q_{max}	Q_{min}	
				1:30	1:20
СГ-ЭКВз-Т-Х-100/1.6	в зависимости от значения «Х»: 0,2; 0,5; 0,75; 1,0; 2,0	50	100	—	5
СГ-ЭКВз-Т-Х-250/1.6		80	250	—	13
СГ-ЭКВз-Т-Х-400/1.6		80	400	13	20
СГ-ЭКВз-Т-Х-400/1.6		100	400	—	20
СГ-ЭКВз-Т-Х-650/1.6		100	650	20	32
СГ-ЭКВз-Т-Х-650/1.6		150	650	—	32
СГ-ЭКВз-Т-Х-1000/1.6		150	1000	32	50
СГ-ЭКВз-Т-Х-1600/1.6		150	1600	50	80
СГ-ЭКВз-Т-Х-1600/1.6		200	1600	—	80
СГ-ЭКВз-Т-Х-2500/1.6		200	2500	80	130
СГ-ЭКВз-Т-Х-2500/1.6		250	2500	—	130
СГ-ЭКВз-Т-Х-4000/1.6		250	4000	130	200
СГ-ЭКВз-Т-Х-4000/1.6		300	4000	—	200
СГ-ЭКВз-Т-Х-6500/1.6		300	6500	200	320

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа RVG

Технические характеристики со счетчиком RVG

Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа RVG СГ-ЭК-Вз-Р-	Максимальные измеряемые давления (абс.), МПа	Типоразмер	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{\text{раб}}$ м ³ /ч						Основные размеры, мм					Масса, кг	
			1:160	1:100	1:80	1:65	1:50	1:30	1:20	A	B	C	F		K
0,2-25/1,6 0,5-25/1,6 0,75-25/1,6 1,0-25/1,6 2,0-25/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G16	-	-	-	-	-	0,8	1,3	335	480	280	171	390	17
0,2-40/1,6 0,5-40/1,6 0,75-40/1,6 1,0-40/1,6 2,0-40/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G25	-	-	-	0,6	0,8	1,3	2,0	335	480	280	171	390	17
0,2-65/1,6 0,5-65/1,6 0,75-65/1,6 1,0-65/1,6 2,0-65/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G40	-	-	0,8	1,0	1,3	2,0	3,0	335	480	280	171	390	17
0,2-100/1,6 0,5-100/1,6 0,75-100/1,6 1,0-100/1,6 2,0-100/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G65	0,6	1,0	1,3	1,6	2,0	3,0	5,0	335	480	280	171	390	17
0,2-160/1,6 0,5-160/1,6 0,75-160/1,6 1,0-160/1,6 2,0-160/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G100	1,0	1,6	2,0	2,5	3,0	5,0	8,0	435	480	280	171	390	21
0,2-250/1,6 0,5-250/1,6 0,75-250/1,6 1,0-250/1,6 2,0-250/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G160	1,6	2,5	3,0	4,0	5,0	8,0	13	469	520	330	241	400	38
0,2-400/1,6 0,5-400/1,6 0,75-400/1,6 1,0-400/1,6 2,0-400/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G250	2,5	4,0	5,0	6,0	8,0	13	20	529	520	330	241	400	44
0,2-650/1,6 0,5-650/1,6 0,75-650/1,6 1,0-650/1,6 2,0-650/1,6	0,2 0,5 0,75 1,0 2,0	G400	4,0	6,5	8,0	10	13	20	32	660	550	330	260	420	55 62

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:

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

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:

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

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:

$$\delta_{vc} = a \sqrt{\delta_c^2 + \delta_k^2},$$

где δ_c — внесенная в паспорт погрешность счетчика газа при рабочих условиях; δ_k — 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:

$\delta_v \leq \pm 1,5$ % в диапазоне расходов от 20 до 100 % Q_{max} ;

$\delta_v \leq \pm 2,5$ % в диапазоне расходов от 10 до 20 % Q_{max} ;

$\delta_v \leq \pm 4,5$ % в диапазоне расходов от 5 до 10 % Q_{max} .

Рабочие диапазоны измерения абсолютного давления в МПа (бар) выбираются из стандартного или расширенного ряда — от 0,08 до 7,0 МПа.

Стандартный ряд (диапазон измерений 1 : 2,5):

0,08–0,2; 0,1–0,5; 0,15–0,75; 0,2–1,0; 0,4–2,0; 2,2–5,5; 2,8–7,0 (МПа);
 0,8–2,0; 1,0–5,0; 1,5–7,5; 2,0–10; 4,0–20; 22–55; 28–70 (бар). Погрешность измерения давления составляет 0,2% от измеренного значения.

Связь комплекса СГ-ЭК с системами высшего уровня осуществляется через стандартный интерфейс RS232 (RS485). 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 $200\text{--}2500 \text{ м}^3/\text{ч}$ одно замыкание контактов геркона соответствует прохождению 1 м^3 газа, для счетчиков газа СГ с диапазоном расхода $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ одно замыкание контактов геркона соответствует прохождению $0,1 \text{ м}^3$ газа.

Частотный сигнал от первого геркона поступает в корректор объема (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_p , а датчик давления ДД, встроенный в корректор — сигнал, пропорциональный абсолютному давлению газа P_p . 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 расположен 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 газа со встроенным журналом событий EK270 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).

Конструкция EK-270 предусматривает как настенную установку, так и установку непосредственно на счетчик газа с помощью специального кронштейна.

Функции электронного корректора объема газа EK270:

- измерение значений давления и температуры газа, рабочего объема со счетчиков газа;
- вычисление коэффициента сжимаемости газа и коэффициента коррекции в соответствие с ГОСТ 30319.2-96;
- вычисление приведенного к стандартным условиям расхода и объема газа;
- измерение значения перепада давления на счетчике (опционально при подключении внешнего преобразователя перепада давления);
- измерение значения температуры окружающей среды (опционально при подключении 2-го преобразователя температуры);
- измерение мгновенного расхода газа (опционально при подключении ВЧ или СЧ датчиков в составе комплексов СГ-ЭК);
- работа по подстановочным значениям давления, температуры и расхода газа при нарушении установленных пределов тревоги;
- формирование архива по рабочему и стандартному объему, давлению, температуре газа, коэффициенту сжимаемости и коэффициенту коррекции за последние 9 месяцев при измерительном периоде 60 минут. При измерении значений перепада давления на счетчике и температуры окружающей среды эти значения сохраняются в архиве корректора;
- отображение на большом дисплее (4 строки x 20 символов) текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, настроек и данных архива;
- формирование журнала событий (событие, вызвавшее запись в журнал, время, дата). Максимальное число записей в журнале событий — 500;
- формирование журнала изменений (изменение параметров газа, подстановочных значений и т.д., дата, время). Максимальное число записей — 200;
- интеграции в систему с дистанционной передачей данных с помощью интерфейса постоянного подключения RS232 (RS485) или оптического интерфейса;
- изменение параметров газа дистанционно с помощью программного обеспечения или с помощью SMS сообщений;

- установка во взрывоопасной зоне, маркировка взрывозащищенности 1Ex ib IIB T4;
- автономная работа от 2-х встроенных элементов питания в течение 5-ти лет. При установке 2-х дополнительных элементов питания срок автономной работы увеличивается;
- совместимость с ЕК260 по дополнительному оборудованию и программному обеспечению.

Датчик температуры представляет собой термометр сопротивления типа Pt 500. Устанавливается в стальной гильзе, размещенной в корпусе газового счетчика позади турбинки (ротора) по направлению потока газа.

Допускается размещение датчика температуры в гильзе на расстоянии $2,5D-5D$ 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.



Измерительный комплекс СГ-ТК

Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»

Комплекс СГ-ТК предназначен для измерения объема природного газа по ГОСТ 5542-87 в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) посредством автоматической электронной коррекции показаний турбинных счетчиков газа типа СГ, TRZ, ротационного счетчика типа RVG, диафрагменного счетчика газа типа ВК по температуре и фиксированным значениям давления и коэффициента сжимаемости газа.

Комплекс СГ-ТК может применяться для измерения объема также и других неагрессивных, сухих и очищенных газов (воздух, азот, аргон и т.п., за исключением кислорода).

Область применения комплекса СГ-ТК — коммерческий учет объема и контроль расхода газа в трубопроводах газораспределительных пунктов и станций (ГРП, ГРС), теплоэнергетических установок, объектах нефтеперерабатывающей, нефтехимической промышленности и других технологических объектов в различных отраслях промышленности.

Комплекс может применяться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно требованиям гл.7.3 ПУЭ, ГОСТ Р52350.0, ГОСТ Р52350.11 и имеет маркировку взрывозащиты «1ExibIIBT4».

Для обеспечения работоспособности на газе, содержащем механические примеси, перед комплексом должны устанавливаться газовые фильтры.

Комплекс СГ-ТК обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение объема газа и приведение его к стандартным условиям;
- периодический опрос и расчет рабочего объема, приведенного к стандартным условиям объема и температуры;
- отображение и дистанционная передача информации о текущих значениях измеренных и рассчитанных параметров;
- представление отчетов о нештатных ситуациях, авариях и несанкционированных вмешательствах;

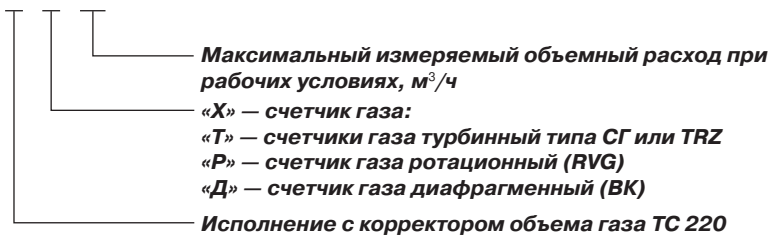
- архивирование и анализ параметров по измеренным и рассчитанным параметрам (интервал архивирования 1 час или сутки);
- отображение среднесуточных или часовых измеренных параметров с указанием времени и даты.

Комплекс состоит из следующих составных частей (блоков):

- корректор объема газа ТС220;
- счетчик газа в зависимости от конструктивного исполнения, максимального допустимого рабочего давления и наибольшего расхода:
 - счетчик газа турбинный СГ или TRZ (СГ-ТК-Т);
 - счетчик газа ротационный RVG (СГ-ТК-Р);
 - счетчик газа диафрагменный ВК (СГ-ТК-Д).

Условное обозначение

СГ-ТК-Х-160

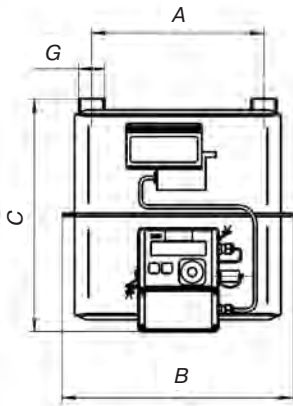


Технические характеристики

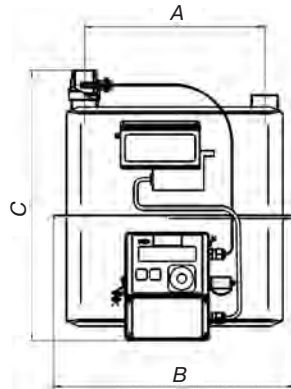
Вариант исполнения комплекса со счетчиком газа ВК	Типоразмер	Диапазон измерения объемного расхода при $P_{\text{раб}}$		
		$Q_{\text{max}}, \text{M}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{ном}}, \text{M}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{min}}, \text{M}^3/\text{ч}$
СГ-ТК-Д-2,5	G1,6	2,5	1,6	0,016
СГ-ТК-Д-4	G2,5	4	2,5	0,025
СГ-ТК-Д-6	G4	6	4	0,04
СГ-ТК-Д-10	G6	10	6	0,06
СГ-ТК-Д-16	G10	16	10	0,1
СГ-ТК-Д-25	G16	25	16	0,16
СГ-ТК-Д-40	G25	40	25	0,25
СГ-ТК-Д-65	G40	65	40	0,4
СГ-ТК-Д-100	G65	100	65	0,65
СГ-ТК-Д-160	G100	160	100	1,0

Технические характеристики вариантов исполнения комплекса СГ-ТК со счетчиками газа СГ и RVG аналогичны комплексу СГ-ЭК, описанному на стр. 822.

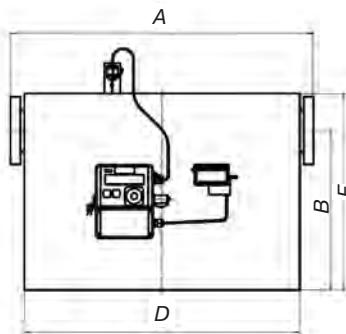
**Варианты
исполнения
комплекса
со счетчиком
газа ВК**



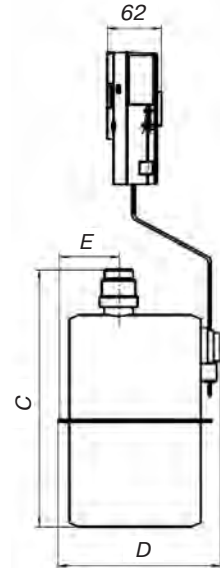
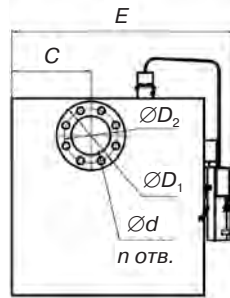
Вариант 1



Вариант 3



Вариант 4



Вариант 2

Условное обозначение комплекса	Типоразмер счетчика газа ВК	Габаритные размеры, мм						Масса, кг	
		A	B	C	D	E	G		
<i>Вариант 1, 2, 3</i>									
СГ-ТК-Д-16	G10	280	405	350	260	108	G2-A	6,7	
СГ-ТК-Д-25	G16	280	405	350	260	108	G2-A	6,7	
СГ-ТК-Д-40	G25	335	465	398	315	138	G2½-A	11	
<i>Вариант 1, 2, 3</i>									
СГ-ТК-Д-2,5...6	G1,6-G4	110	197	295	190	71	G1¼-A	3,9	
СГ-ТК-Д-10	G6	250	327	300	200	71	G1¼-A	5,5	
СГ-ТК-Д-16	G10	280	405	350	260	108	G2-A	7,8	
СГ-ТК-Д-25	G16	280	405	350	260	108	G2-A	7,8	
СГ-ТК-Д-40	G25	335	465	398	315	138	G2½-A	12	
<i>Вариант 1, 2, 3</i>									
СГ-ТК-Д-16	G10	280	405	400	260	108	G2-A	7,8	
СГ-ТК-Д-25	G16	280	405	400	260	108	G2-A	7,8	
СГ-ТК-Д-40	G25	335	465	460	315	138	G2½-A	12	
	Д _у	<i>Вариант 4</i>						F	
СГ-ТК-Д-65	80	СГ-ТК-Д-65	570	327	161	564	630	403	29
СГ-ТК-Д-100	80	СГ-ТК-Д-100	680	327	161	564	630	403	30
СГ-ТК-Д-160	100	СГ-ТК-Д-160	800	577	243	800	760	533	96

Устройство и принцип работы

Принцип действия комплекса СГ-ТК основан на одновременном измерении двумя самостоятельными датчиками параметров потока газа (объемного расхода и температуры) при рабочих условиях и с помощью 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 сжимаемости по формулам:

а) для стандартного объема:

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

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

б) для стандартного объемного расхода:

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

где ΔT — промежуток времени измерения стандартного объема;

ΔV_C — объем прошедшего газа.

Корректор объема газа представляет собой самостоятельное микропроцессорное устройство с автономным питанием (от литиевой батареи), предназначенное для преобразования по определенному алгоритму сигналов, поступающих со счетчика газа, датчика температуры, вычисления стандартного объема газа и регистрации этих параметров.

На передней (лицевой) панели корректора расположены: дисплей, клавиатура и оптический интерфейс. Интерфейс передачи данных организован посредством оптического (инфракрасного) интерфейса в соответствии с ГОСТ Р МЭК61107. Интерфейс обеспечивает доступ к данным корректора в соответствии с используемым уровнем доступа.

Корректор объема газа ТС215 дополнительно имеет интерфейс передачи данных RS232 для ТС220 программно переключаемый RS485, а также возможность подключения внешнего источника питания.

Встроенный архив вмещает около 2300 записей показаний счетчиков на момент архивирования и средние значения температуры, коэффициента коррекции за период архивации и статусную информацию. Данные в архив помещаются по завершении интервала архивирования (час, сутки, месяц) или по возникновению нештатной ситуации в работе корректора.

Преобразователь температуры представляет собой термометр сопротивления, установленный в защитной гильзе, заполненной теплопроводящей пастой, размещенный в корпусе счетчика газа.

Допускается размещение преобразователя температуры в гильзе: для исполнений СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р — на расстоянии до $5D$ на участке трубопровода после счетчика газа (где D — внутренний диаметр трубопровода); для исполнения СГ-ТК-Д — до или после счетчика.



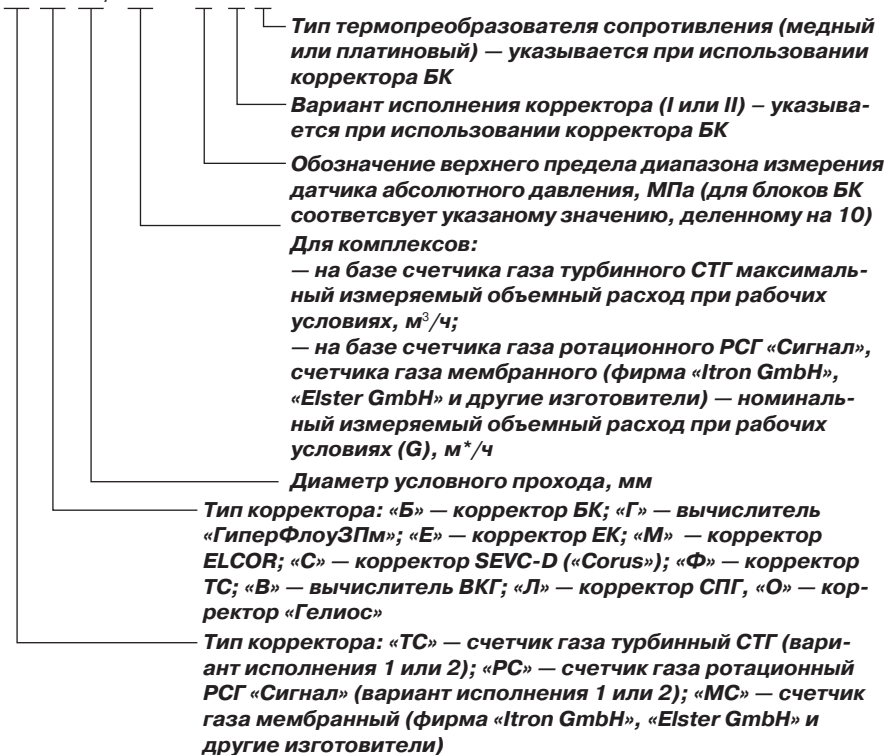
Измерительно-вычислительные комплексы КИ-СТГ

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал»

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.

Условное обозначение

КИ-СТГ-XX-Б-80/250-10А-I-M



Вид климатического исполнения комплексов УХЛ, категория размещения 3 по ГОСТ 15150-69.

Комплексы КИ-СТГ выполнены для установки в трубопроводах D_y 50–150.

По защищенности от проникновения пыли и воды комплексы соответствуют группам: 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

<i>Комплекс на базе счетчика</i>	<i>СТГ</i>	<i>РСГ</i>
Диапазон измеряемых расходов	8...1600 м ³ /ч	0,4...400 м ³ /ч
Диапазон измерения	до 1:30	до 1:200
Пределы допускаемой основной и относительной погрешности		
от 0,1Q _{max} до Q _{max} (от 0,05Q _{max} для РСГ)	±1,5%	±1,5%
от Q _{min} до 0,1Q _{max} (до 0,05Q _{max} для РСГ)	±2,5%	±2,5%
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6	1,6
Диапазон температур:		
окружающая среда, °С	–30...+50	–30...+50
измеряемая среда, °С	–30...+50	–30...+50
Межповерочный интервал	3–5 лет	3–5 лет
	(в зависимости от корректора)	(в зависимости от корректора)

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 $\frac{1}{4}$ -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, установленный в потоке газа, который преобразует температуру газа в пропорциональный сигнал;
- датчик абсолютного или избыточного давления различных модификаций, в зависимости от верхнего предела диапазона измерения давления подсоединенный к потоку газа, который преобразует измеренное значение давления газа в пропорциональный сигнал. Сигналы с датчика давления, термопреобразователя и счетчика газа передаются к вычислителю;
- измерительная часть «ГиперФлоу-3Пм» с дисплеем и магнитным ключом;
- коробка распределительная КР-001, которая обеспечивает присоединение измерительной части «ГиперФлоу-3Пм» к внешним устройствам;
- переносной терминал ПТ-003, который 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.



Узел учета природного газа на базе электронного корректора объема газа «Corus»

Предприятие-изготовитель:
Actaris, Германия

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:

$$V_C = V \frac{PT_C Z_C}{P_C T Z} = VC,$$

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 — СГ-16МТ (стр. 819) и т. д.;
- ротационные — RVG (стр. 806) и т. д.

Технические характеристики вышеперечисленных счетчиков приводятся на стр. 806-821.

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 РТ 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 разрешается
Установка во взрывоопасной зоне (ExIICT4)	IP65 ГОСТ 14254 (соответствует европейскому стандарту EN 50529)
Степень защиты корпуса	соответствует международным нормам EN 50081-1, EN 50082-1
Электромагнитная защищенность	
Рабочие условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °C	от –20 до +50;
относительная влажность окружающего воздуха,	до 85 % при температуре + 35
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



Расходомер газа «Turbo Flow» серии GFG

Предприятие-изготовитель:
ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Расходомер газа «Turbo Flow» серии GFG предназначен для установки в трубопроводы диаметром от 10 до 1300 мм.

- Погрешность измерения объема газа ± 1 (2)%;
- широкий динамический диапазон (1:100) с возможностью расширения до 1:180;
- минимальные прямые участки ($2D_y$ до и $1D_y$ после места установки);
- установка на диаметр трубопровода (от 10 до 1300);
- совместимость присоединительных размеров с распространенными счетчиками газа (СГ, RVG и т.д.).

Расходомеры газа «Turbo Flow» серии GFG- ΔP предназначены для модернизации узлов учета на базе сужающих устройств, оснащенных преобразователями перепада давления. Замена существующих приборов происходит путем установки первичного преобразователя GFG- ΔP на уже существующий измерительный узел.

Технические характеристики

	GFG-F	GFG- ΔP
Исполнение	фланцевое	на базе стандартных сужающих устройств
Динамический диапазон измерений	1:100 (1:180)	
Метод измерения	струйный	
Диапазон условных диаметров	DN10–DN 300	DN 100–DN 1300
Погрешность измерения объема газа, %:		
от $0,01Q_{\min}$ до Q_{\max}	± 1	
от $0,006 Q_{\max}$ до $0,01Q_{\max}$	± 2	
Межповерочный интервал, лет	2	
Диапазон измерения температуры газа, °C	от -50 до +70	
Давление, Мпа	до 10	
Среднее время наработки на отказ, ч	16 000	
Глубина архива	12 месяцев часовых записей	
Автономность измерительного комплекса (ИК)	батарейное автономное питание до 5 лет	
Измерение реверсивных потоков	исполнение GFG-F-R	



Расходомер газа термоанемометрический массовый «Turbo Flow» серии TFG

Предприятие-изготовитель:
ООО НПО «Турбулентность-Дон»

Термоанемометрический массовый расходомер «Turbo Flow» серии TFG предназначен для использования в составе автоматизированных узлов коммерческого учета количества потребляемого (отпущенного) природного газа, попутного нефтяного газа и других газов известного состава, с приведением измеренного расхода к стандартным условиям.

Технические характеристики

Динамический диапазон измерений	1:400
Q_{\min} при D_y 100 мм ³ /ч	4
Q_{\max} при D_y 100 мм ³ /ч	1600
Условный проход D_y	50–1300
Диапазон измерения температуры газа, °С	от –50 до + 70
Относительная погрешность измерения массового расхода газа, %	±1
Абсолютная погрешность измерения температуры, °С	±0,15
Питание расходомерного шкафа, В	220
Потребляемая мощность, Вт, не более	50 Гц ±10% не более 20
Среднее время наработки на отказ, ч	16 000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Пример расчета диапазона измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (Q , м³/ч)*:

Диаметр трубопровода (D_y)	Абсолютное давление газа ($P_{\text{абс}}$), кгс/см	Измеряемый расход, м ³ /ч	
		Q_{\min}	Q_{\max}
100	1	4	1600
* Расчет диапазона расходов в зависимости от диаметра (мм) и давления (кгс/см ²) производится по формулам:			
Q_{\min}		Q_{\max}	
$Q_{\min} = 0,000424115 \times (D_y)^2 \times P_{\text{абс}}$		$Q_{\max} = 0,1611637 \times (D_y)^2 \times P_{\text{абс}}$	



Расходомеры- счетчики газа вихревые «Ирвис-РС4»

*Предприятие-изготовитель:
ООО НПП «Ирвис»*

Вихревой расходомер-счетчик газа «Ирвис-РС4» (до 2006 г. название ВРСГ-1) представляет собой комплектный, законченный узел коммерческого (технологического) учета газа, аттестованный органами Госстандарта.

«Ирвис-РС4» предназначен для ведения коммерческих расчетов между поставщиком и потребителем газа, выпускается в нескольких модификация, позволяющих вести учет различных газовых сред.

«Ирвис-РС4-ППС» — измерение природного газа, азота, углекислого газа и др. очищенных, осушенных газов.

«Ирвис-РС4-ДДП» — измерение попутного нефтяного газа, воздуха и других газов, имеющих высокое содержание влаги и твердых примесей.

Устройство и принцип работы

Принцип действия основан на измерении частоты образования вихрей, возникающих в потоке газа при обтекании неподвижного тела (генератор вихрей).

Детектирование вихрей в зависимости от модификации счетчика происходит двумя типами чувствительных элементов: термоанемометром и датчиком пульсаций давления.

Благодаря тому, что чувствительные элементы детекторов вихрей вынесены из потока газа и размещены в канале перетока тела обтекания, расходомеры-счетчики «Ирвис-РС4» отличаются повышенной стойкостью к загрязнению газа.

Для приведения измеренного объема газа к стандартным условиям по ГОСТ-2939 используются сигналы от встроенных датчиков давления и температуры.

Отсутствие подвижных частей, подверженных износу, самоочистка генератора вихрей (тела обтекания) за счет срыва вихрей, вынос детекторов вихрей из потока газа в канал перетока обеспечивают высокую стабильность метрологических характеристик счетчика «Ирвис-РС4» во время эксплуатации.

Первичный преобразователь представляет собой отрезок трубопровода с фланцами, в котором установлено тело обтекания, датчики температуры и давления, плата вычислителя.

Тело обтекания представляет собой цилиндр специальной формы. В затененной части цилиндра, поперек потока газа выполнен канал перетока, в котором установлен чувствительный элемент детектора вихрей. Благодаря

Технические характеристики

Рабочая среда	природный газ, попутный нефтяной газ, водяной пар, воздух, азот, углекислый газ и др. неагрессивные газы
Погрешность измеренного объема, приведенного к стандартным условиям, %, не более	1 при $0,2Q_{\text{наим}} \dots Q_{\text{наиб}}$ 1,3 при $Q_{\text{наим}} \dots 0,2 Q_{\text{наиб}}$
Диаметры условного прохода, мм	27, 50, 80, 100, 150, 200, 300
Диапазон измеряемых расходов газа при рабочих условиях, м ³ /час	от 8 до 12000
Давление измеряемого газа (абс.), МПа	от 0,05 до 76
Температура измеряемого газа, °С	от -40 до +250
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +45
Питание	220 (+140–130) В, 50 ±1Гц
Взрывозащита	1ExibIIC4 X
Межповерочный интервал	2 года
Методика периодической поверки	безпроливная (имитационная)

тому, что чувствительный элемент является детектором, работающим в режиме «да/нет», его замена возможна в процессе эксплуатации и не ведет к внеочередной периодической поверке прибора.

Датчик давления представляет собой первичный преобразователь абсолютного давления, термокомпенсированный во всем диапазоне рабочих температур, с нормированным токовых выходом 4–20 мА.

Датчик температуры представляет собой первичный преобразователь температуры, термосопротивление — платиновое, с нормирующим усилителем 4–20 мА.

Плата вычислителя по трем измеренным сигналам определяет текущий объемный расход, приведенный к стандартным условиям, и накапливает в энергонезависимой памяти нарастающим итогом значение прошедшего объема газа. По цифровой линии связи передает информацию об измеряемых параметрах и накопленном объеме газа на специализированный регистратор — БИП (блок интерфейса и питания).

Регистратор

Регистратор ведет архивацию измеряемых параметров (глубина архива 100 суток), формирует отчетную ведомость, обеспечивает питание первичного преобразователя по искробезопасным электрическим цепям.

Съем информации с регистратора возможен несколькими способами:

— подключение принтера к стандартному LPT порту и распечатка на бумажный носитель;

— передача на АСУ через стандартный цифровой интерфейс RS-232 и 485;

— перенос информации на персональный компьютер при помощи flash-карты, входящей в базовый комплект поставки.

Для оперативного контроля регистратор укомплектован ЖКИ-индикатором, отображающим текущие измеряемые параметры, накопленный объем газа и другие параметры работы прибора.

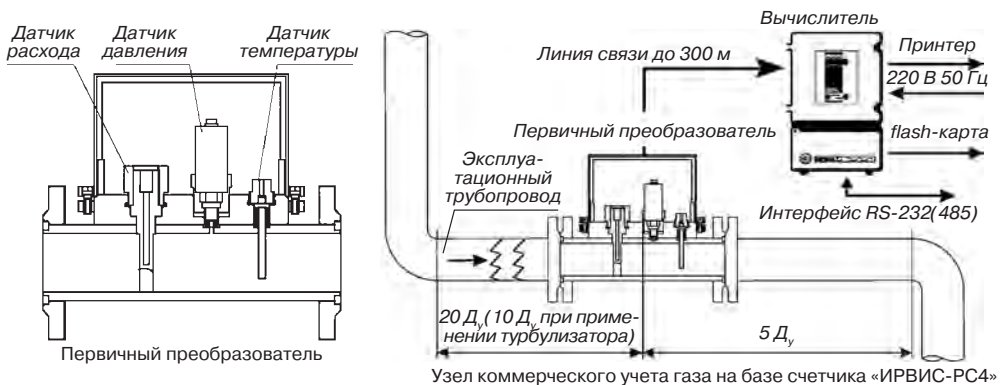
Для исключения дополнительной погрешности, вызванной изменением состава рабочего газа, с клавиатуры, расположенной на лицевой панели регистратора, реализована возможность изменения состава газа внесенного в память прибора. От несанкционированного доступа данная функция защищается паролем надзорной организации.

Для ведения достоверного учета все вмешательства в установочные величины отображаются в архиве «констант».

При выходе прибора из строя учет газа ведется по условно-постоянным значениям, вносимым в память прибора по взаимному согласованию поставщика и потребителя газа.

Монтаж и установка

Первичный преобразователь расходомера-счетчика газа «ИРВИС-РС4» может быть установлен в горизонтальный, вертикальный или наклонный трубопровод. Обвод байпасом в местах установки первичного преобразователя не требуется. В базовый комплект поставки включен монтажный комплект, включающий в себя ответные фланцы, габаритную катушку имитатора, уплотнительные кольца, крепеж, соединительный кабель — 10 м. Для снижения требований к квалификации монтажной организации и повышения точности измерений в комплект поставки может быть включен прямолинейный измерительный участок, аттестованный заводом изготовителем.



Группа компаний «Газовик»

Восстановление документации в случае утраты



Иногда паспорта на оборудование теряются...

Это происходит по разным причинам, но обычно по вине монтажников. Эксплуатационная документация теряется на этапе строительства объектов, в основном это связано с длительными сроками проведения работ и отсутствием каких-либо регламентов по хранению документов.

Так как монтажники занимаются реальным, серьезным делом — строят газопроводы, им свойственно легкомысленное отношение к бухгалтерским документам и паспортам на оборудование: бывает, что при необходимости документы используются в качестве скатерти или оберточной бумаги под колбасу или селедку. В момент сдачи готового объекта эксплуатирующей организации при оформлении исполнительной документации, куда в обязательном порядке вкладываются все паспорта, зачастую и обнаруживается их отсутствие.

В случае утраты мы предоставляем дубликаты документов на приобретенное у нас оборудование.

Тел.: (8452) 740-806 E-mail: zakaz@gazovik.ru



Счетчики газа вихревые СВГ.М

*Предприятие-изготовитель:
ОАО НПФ «Сибнефтеавтоматика»*

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 вычисления расхода микропроцессорный БВР.М или контроллер универсальный МИКОНТ-186.

Счетчик выполняет следующие функции:

- измерение расхода газа;
- измерение температуры и давления газа;
- измерение времени наработки при включенном питании и индикацию часов реального времени;
- вычисление объема газа, приведенного в соответствии с ПР 50.2.019-2006 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 БВР.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 дисководов 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.

Условия эксплуатации:

- датчики расхода, давления и температуры могут устанавливаться в помещениях или на открытом воздухе (под навесом) и эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от -40 до $+50$ °С и относительной влажности воздуха до 95 % при 35 °С;
- вычислитель эксплуатируется в закрытых помещениях при температуре от $+5$ до $+50$ °С и относительной влажности до 90 % при 25 °С.

Технические характеристики

Основная относительная погрешность измерения объемного расхода, объема газа при рабочих условиях, %:	
от Q_{\min} до $0,1 Q_{\max}$	$\pm 1,5$
от $0,9 Q_{\max}$ до Q_{\max}	$\pm 1,5$
от $0,1 Q_{\max}$ до $0,9 Q_{\max}$	$\pm 1,0$
Основная относительная погрешность измерения количества газа, приведенного к нормальным условиям, %, не более	$\pm 2,5$
Мощность, потребляемая счетчиком при максимальном количестве подключенных датчиков, В·А, не более	50
Длина линии связи между блоком БВР.М и датчиком расхода, давления, температуры, м, не более	200

Типоразмер счетчика СВГ.М	Типоразмер датчика расхода	Условный проход D_y	Избыточное давление, МПа	Диапазон эксплуатационных расходов Q (при рабочих условиях), $m^3/ч$	
СВГ.М-160	ДРГ.М-160	50	0,003–0,16	8	160
СВГ.М-400	ДРГ.М-400	80	0,16–2,5	4	
СВГ.М-800	ДРГ.М-800	80	0,003–0,16	20	400
СВГ.М-1600	ДРГ.М-1600	80	0,16–2,5	10	
СВГ.М-2500	ДРГ.М-2500	100	0,003–0,16	40	800
СВГ.М-5000	ДРГ.М-5000	150	0,16–2,5	20	
СВГ.М-10000	ДРГ.М-10000	200	0,003–0,16	80	1600
			0,16–2,5	40	
			0,003–0,16	12,5	2500
			0,16–2,5	62,5	
			0,003–0,16	250	5000
			0,16–2,5	125	
			0,003–0,16	500	10 000
			0,16–2,5	250	



Электронный корректор объема газа EK270

Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»

Электронный корректор объема газа EK270 осуществляет следующие функции:

- измерение значений давления и температуры газа, рабочего объема со счетчиков газа;
- вычисление коэффициента сжимаемости газа и коэффициента коррекции в соответствии с ГОСТ 30319.2-96;
- вычисление приведенного к стандартным условиям расхода и объема газа;
- измерение значения перепада давления на счетчике (опционально, при подключении внешнего преобразователя перепада давления);
- измерение значения температуры окружающей среды (опционально, при подключении 2-го преобразователя температуры);
- измерение мгновенного расхода газа (опционально, при подключении ВЧ или СЧ датчиков в составе комплексов СГ-ЭК);
- работа по подстановочным значениям давления, температуры и расхода газа при нарушении установленных пределов тревоги;
- формирование архива по рабочему и стандартному объему, давлению, температуре газа, коэффициенту сжимаемости и коэффициенту коррекции за последние 9 месяцев при измерительном периоде 60 минут. При измерении значений перепада давления на счетчике и температуры окружающей среды эти значения сохраняются в архиве корректора;
- отображение на большом дисплее (4 строки x 20 символов) текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, настроек и данных архива;
- формирование журнала событий (событие, вызвавшее запись в журнал, время, дата). Максимальное число записей в журнале событий — 500;
- формирование журнала изменений (изменение параметров газа, подстановочных значений и т.д., дата, время). Максимальное число записей — 200;
- интеграции в систему с дистанционной передачей данных с помощью интерфейса постоянного подключения RS232 (RS485) или оптического интерфейса;
- изменение параметров газа дистанционно с помощью программного обеспечения или с помощью SMS-сообщений.

Установка во взрывоопасной зоне, маркировка взрывозащищенности 1Ex ib IIB T4.

Автономная работа от 2-х встроенных элементов питания в течение 5-ти лет. При установке 2-х дополнительных элементов питания срок автономной работы увеличивается.

Совместимость с ЕК260 по дополнительному оборудованию и программному обеспечению.

Технические характеристики

Материал корпуса	алюминиевый сплав, промышленное исполнение
Размеры, мм	200 × 200 × 102
Масса, кг	Не более 2,8
Класс защиты	IP 65
Окружающая среда, °С	от -40 до +60
Питание	2 литиевых элемента питания (срок службы > 5 лет при стандартном режиме эксплуатации). Срок службы может быть увеличен с помощью установки двух дополнительных элементов питания. Может быть подключено внешнее питание. Элементы питания могут быть заменены без нарушения калибровочной пломбы
Клавиатура	6-ти кнопочная пленочная клавиатура
Дисплей	4-х строчный 20-ти символьный дисплей
Калибровочный замок	находится внутри корректора, пломбируется навесной пломбой
Цифровые входы	2 цифровых входа для подключения НЧ, СЧ и ВЧ датчиков. 1 цифровой вход для подключения сигнальных сообщений (например, статусные состояния, синхронизация времени и т.д.)
Преобразователь давления газа	встроенный в корпус корректора или выносной до 10 м (штуцер М12 г 0,5). Диапазоны давлений от 0,8 до 100 кг/см ²
Преобразователь перепада давления на счетчике	внешний преобразователь устанавливается на корпус корректора вместе с вентильным блоком. Диапазон измерения перепада давления — до 40 кПа
Преобразователь температуры газа в трубопроводе	тип Pt500 (500П). Длина — 50 мм ∅ 4 мм, длина кабеля — 1 м (стандартно). Диапазон измеряемой температуры — от -23 °С до 60 °С
Преобразователь температуры окружающей среды	тип Pt500 (500П). Устанавливается в корпусе корректора или снаружи по требованию заказчика
Коэффициент сжимаемости	вычисляется в соответствии с ГОСТ Р 30319.2-96 или программируется как константа
Сигнальный выход	2 цифровых выхода, программируемых для: — вывода импульсов (счетчики объема); — вывод сообщений тревога/предупреждение
Интерфейс	оптический в соответствии с IEC 61107. Внутренний программно переключаемый RS232 / RS485 для стационарного подключения



Корректор объема газа ТС220

*Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»*

Корректор объема газа ТС220 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 коррекции с использованием измеренного значения температуры газа, подстановочных значений давления и коэффициента сжимаемости газа. Является продолжением и развитием корректоров серии ТС.

Область применения: совместно со счетчиками газа в промышленных и бытовых узлах коммерческого учета природного газа.

Технические характеристики

Корпус корректора состоит из двух отсеков: микропроцессорного и батарейного. Клеммные колодки для подключения входных и выходных цепей расположены в батарейном отсеке. Интерфейс информативен и прост. Буквенно-цифровой дисплей и двухкнопочная клавиатура, а также оптический последовательный порт передачи данных расположены на лицевой панели прибора. Подключение к RS232/RS485 интерфейсу осуществляется по разъему, расположенному на правой боковой панели прибора. Датчик температуры входит в состав изделия и поставляется предустановленным. Срок службы автономного источника питания при номинальном режиме работы составляет 5 лет. Возможность подключения внешнего источника питания постоянного тока +5...9В.

Выполняемые функции:

- вычисление стандартного объема газа;
- учет объема газа при рабочих условиях;
- измерение температуры газа;
- вычисление коэффициента коррекции;
- мониторинг несанкционированного вмешательства в работу корректора;
- формирование выходных импульсов, пропорционально значению рабочего / стандартного объема газа;

- архивация данных;
- передача данных по интерфейсам RS232/RS485 и оптическому интерфейсу;
- передача данных по GSM/GPRS каналам.

Отличительные особенности:

- формирование архива объемом более 2300 записей с интервалом час, день или месяц;
- архивирование значений параметров расхода газа (стандартный V_c и рабочий V объемы газа, давление P , температура T , коэффициент коррекции C , статусная информация), необходимых для коммерческого учета;
- просмотр архива на дисплее корректора;
- сигнализация о нештатных ситуациях (несанкционированное вмешательство, нарушение границ измеряемых параметров и т. п.);
- двухкнопочная клавиатура для удобной навигации по спискам меню;
- оптический интерфейс, не требующий коммутации проводов;
- проводной последовательный интерфейс RS232/RS485;
- протокол передачи данных в соответствии с международным стандартом ГОСТ Р МЭК 61107;
- оптимизирован для подключения коммуникационных модулей БПЭК-03/Т, БПЭК-04/ТС;
- встроенная в корректор функция передачи данных по GPRS каналу (через коммуникационные модули БПЭК-03/Т, БПЭК-04/ТС;);
- унифицированная конструкция корпуса корректора позволяет устанавливать прибор на все типы механических счетчиков газа, выпускаемых ООО «Эльстер Газэлектроника». Предлагаемые комплекты монтажных частей предназначены для установки на счетчики газа СГ, TRZ, RVG, ВК, на трубопровод или на стену. Вариант монтажа оговаривается в процессе формирования заказа;
- 2 счетно-импульсных входа;
- 2 импульсных (сигнальных) выхода;
- срок работы от встроенного элемента питания — более 5 лет при стандартных условиях;
- замена элемента питания без потери данных;
- температура окружающей среды — -30°C до $+60^{\circ}\text{C}$;
- взрывозащищенное исполнение;
- класс защиты IP 65;
- совместимость с программным обеспечением СОДЭК, WinPADS;
- возможность подключения внешнего источника питания постоянного тока $+5\dots 9\text{В}$;
- межповерочный интервал — 5 лет.



Модуль функционального расширения MP260

*Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»*

Модуль функционального расширения MP260 предназначен для коммутации (подключения) двух устройств с интерфейсом RS232 к интерфейсу постоянного подключения (проводной интерфейс) корректора объема газа ЕК260, ЕК270, ТС-220, ТС-215. Одновременно активным может быть только одно из подключенных (внешних, по отношению к ЕК270) устройств. Сеанс связи инициируется внешним устройством.

Технические характеристики

Внешние коммуникационные устройства, MP260 и корректор настраиваются на фиксированную скорость передачи данных (бит/с): 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200.

MP260 сохраняет в энергонезависимой памяти и восстанавливает значения параметров, влияющих на связь с ЕК270, в случае отключения питания.

MP260 является «прозрачным» с точки зрения протокола обмена, т.е. не требует внесения изменений в алгоритм работы коммуникационных программ внешних устройств.

Подключение двух внешних устройств и источника питания к ЕК260, ЕК270 осуществляется с помощью шестнадцатиконтактного коммутационного разъема, расположенного на нижней стороне MP260.

Габаритные размеры — 120 × 80 × 55 мм.

Масса — 0,3 кг.

Температура окружающей среды — от 0 до –50 °С.

Устройство и принцип работы

Определяются внешними коммуникационными устройствами, подключаемыми к МР260. В качестве внешних коммуникационных устройств могут выступать:

- персональный компьютер;
- модем (аналоговый, GSM, ISDN);
- промышленный контроллер;
- принтер.

Одновременно допускается использовать разные типы внешних коммуникационных устройств, например: модем и ПК; ПК и принтер; модем и принтер и т.п.

При подключении принтера МР260 выполняет формирование отчета по содержимому интервального архива ЕК260, ЕК270, ТС-220, ТС-215 за выбранный интервал времени и вывод его на печать. Табличная часть отчета содержит:

- дату и время записи архива;
- показание счетчика общего стандартного объема ($V_{с.О}$, м³);
- показание невозмущенного счетчика стандартного объема ($V_{с.Н}$, м³);
- показание счетчика общего рабочего объема ($V_{р.О}$, м³);
- показание невозмущенного счетчика рабочего объема ($V_{р.Н}$, м³);
- среднее давление за интервал архивирования (Р, бар);
- средняя температура за интервал архивирования (Т, °С);
- средний коэффициент сжимаемости газа за интервал архивирования (К);
- средний коэффициент коррекции за интервал архивирования (К. Кор).

При использовании МР260 совместно с ЕК260, ЕК270, ТС-220, ТС-215 обязательным условием является наличие внешнего питания корректора. Для совместного использования с МР260 рекомендуется применять блок питания типа БП-ЭК-05 и принтер Epson LX-300+ в случае установки корректора во взрывобезопасной зоне.



Схема подключения



Коммуникационные модули и блоки питания серии БПЭК

Предприятие-изготовитель:
ООО «Техномер»

Блоки питания и коммуникационные модули серии БПЭК предназначены для работы с корректорами ЕК260, ЕК270, ЕК-88, ТС215, ТС220. Линейка продукции БПЭК включает несколько типов устройств: блоки питания с функцией барьера искрозащиты, коммуникационные модули с барьерами искрозащиты, автономные коммуникационные модули с искробезопасными цепями и блок питания без взрывозащиты для питания и ретрансляции сигналов корректора.

Блоки питания обеспечивают питание и ретрансляцию сигналов интерфейса корректоров как из взрывоопасной, так и из взрывобезопасной зон. Коммуникационные модули БПЭК предназначены для расширения возможностей электронных корректоров по передаче данных. Они позволяют организовывать как проводные, так и беспроводные каналы связи с корректором, установленным во взрывоопасной зоне. Разработаны коммуникационные модули с автономным питанием, а также с питанием от сети 220 В и наличием резервного источника питания.

Технические характеристики

	БПЭК-01/М	БПЭК-02/М	БПЭК-02/МТ	БПЭК-03	БПЭК-04/ТС	БПЭК-04/ЕК	БПЭК-05
Тип корректора	ЕК-88	ЕК260, ЕК270		ТС215, ТС220	ТС220	ЕК270	ЕК260, ЕК270
Материал корпуса	пластик	металл		пластик	металл	пластик	пластик
Габариты, мм	240x190x90	370x400x152		165x205x60	160x290x90	160x180x60	160x180x60
Вес, кг	1,5	3,5		1	2	1	1
Взрывозащита	ExibIIB						нет
Класс защиты	IP54						нет
Диапазон температур окружающей среды, °С	от -20 до +50				от -30 до +60		от -10 до +40
Тип питания	сетевое 220 В				батареи питания 7,2 В		сетевое 220 В
Электропитание корректора	8,6...9,0 В			8 В	корректор питается от внутренних элементов		9 В
Интерфейс передачи данных на внешнее устройство	RS232/RS485			RS232	RS232	RS485	RS232
Резервное питание	Нет	Да		Нет	-	-	-
Модем	Нет	GSM		GSM/GPRS	GSM/GPRS		GSM/GPRS
Дополнительный канал связи	Нет	Да		Да	Нет		Нет

Отдел Маркетинга. Помощь проектировщикам

Наша работа — решение типичных вопросов, которые возникают у проектировщиков при необходимости заложить в проект газорегулирующее (ГРУ, ГРПШ, ПГБ) котельное (ТКУ, УМК) или любое другое газовое оборудование



Семинар «Газовика» «Энергосберегающие технологии. Промышленное газовое оборудование: новые разработки ведущих производителей». Особенно запоминается участникам семинара знакомство с техническими специалистами заводов-производителей газового оборудования в неформальной обстановке. Для этой цели выделяется целый рабочий день и предоставляется теплоход

Мы поможем быстро и качественно подобрать оборудование после заполнения опросного листа, предоставим полные и достоверные данные в ответ на Ваш запрос, поможем избежать проектных ошибок и познакомим с актуальными разработками. Наши специалисты оказывают квалифицированные консультации на любые смежные темы, возникающие в процессе взаимодействия. Мы выстраиваем крепкие неформальные отношения с проектировщиками — нашими партнерами и стараемся оказывать услуги такого уровня и качества, чтобы у Вас не было необходимости обращаться к кому-либо еще.

Наш телефон: 8 (8452) 740-502

Бесплатная телефонная линия: 8 (800) 5555 402

marketing@gazovik.ru



Корректор объема газа

СПГ-761.2,

СПГ-742

*Предприятие-изготовитель:
ЗАО НПФ «Логика»*

Корректор является средством измерения, обеспечивающим взаимные расчеты между потребителями и поставщиками природного газа. Корректор используется в составе узлов учета природного газа, где он может обслуживать одновременно три трубопровода. Интегрированные функциональные возможности корректора обеспечивают комплексное решение широкого круга задач:

- коммерческий учет потребления и отпуска природного газа;
- контроль технологических параметров потока газа;
- организация систем диспетчеризации и контроля потребления газа.

Корректор соответствует требованиям «Правил учета газа» и «Правил поставки газа потребителям РФ». Уравнения вычислений расхода природного газа, реализованные в корректоре, соответствуют ГОСТ 8.563.1 — ГОСТ 8.563.3, вычисления физических характеристик газа выполняются согласно ГОСТ 30319.0 — ГОСТ 30319.3. Приведение значений расхода и объема газа к стандартным условиям осуществляется в соответствии с ПР 50.2.019.

Корректор рассчитан на работу совместно с датчиками расхода, объема, перепада давления, давления и температуры газа, а также плотномерами и калориметрами. В качестве датчиков к корректору могут быть одновременно подключены:

- восемь преобразователей с выходными сигналами тока 0–5, 0–20 или 4–20 мА;
- три преобразователя с выходными частотными или числоимпульсными сигналами 0–1000 Гц;
- три термопреобразователя сопротивления с характеристиками 50П, 100П, 50М и 100М.

Корректор осуществляет непрерывный контроль входных электрических сигналов и параметров потока газа. Любые недопустимые отклонения параметров и сигналов от нормы фиксируются в архиве диагностических сообщений с привязкой по времени.

Существенным достоинством корректора является наличие режима компенсации смещения «нуля» и «диапазона» датчиков давления и перепада давления, который позволяет выполнять их оперативную подстройку на месте эксплуатации без доступа к органам регулировки. Введением специальной установки полностью исключается влияние эффекта «самохода».

Средние и суммарные значения измеряемых и вычисляемых параметров заносятся в архивы, причем, с привязкой к расчетному дню и часу. Всего существует четыре типа таких архивов, имеющие различную глубину хранения:

- часовые архивы — 960 ч;
- суточные архивы — 366 сут;
- декадные архивы — 12 мес;
- месячные архивы — 24 мес.

В специальном архиве ведется учет полного времени работы и перерывов электропитания.

Важным свойством корректора является высокая надежность хранения информации: все архивы размещаются в энергонезависимой памяти и сохраняются в течение 12 лет при отключенном питании. Даже при самых неблагоприятных условиях эксплуатации, способных привести к потере работоспособности корректора, наличие «почасовых слепков» его состояния позволяет восстановить всю информацию об узле учета с точностью до одного часа.

Текущие и архивные значения всех измеряемых параметров и результатов вычислений всегда могут быть выведены на табло корректора и на персональный компьютер.

Для исключения несанкционированного изменения данных используется защищенный режим работы корректора, при котором функция ввода блокируется.

Развитые коммуникационные возможности корректора обеспечиваются интерфейсами:

- *RS485*. Это магистральный системообразующий интерфейс, предназначенный для объединения приборов фирмы «Логика» в информационную сеть. Обмен данными между компьютером и приборами поддерживается программным комплексом верхнего уровня СПСеть®, а аппаратное сопряжение обеспечивается с помощью адаптера АПС79 или АПС69;
- *RS232C*. Этот интерфейс ориентирован, в основном, на подключение модема. В некоторых вариантах служит для непосредственного подключения компьютера или принтера с последовательным портом;
- *IEC1107*. Посредством этого оптического интерфейса к корректору подключается специальное устройство сбора данных либо переносной компьютер при помощи адаптера АПС70. В последнем случае для считывания накопленных отчетов используется программа, которая прилагается к каждому корректору. В качестве устройства сбора отчетов может выступать подключаемый через специальный адаптер принтер с последовательным интерфейсом.

Принтер с интерфейсом «Centronics» подключается к магистрали RS485 посредством адаптера АПС43 или АПС44.

Технические характеристики

Метрологические характеристики

Основная погрешность не превышает:

$\pm 0,1/0,15\%$ (приведенная) — по показаниям расхода, давления и перепада давления при работе с токовыми входными сигналами;

$\pm 0,05\%$ (приведенная) — по показаниям расхода при работе с числоимпульсными входными сигналами;

$\pm 0,1/0,15\text{ }^{\circ}\text{C}$ (абсолютная) — по показаниям температуры.

Эксплуатационные показатели

Температура окружающего воздуха — от -10 до $50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Относительная влажность — 95% при $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Степень защиты от воды и пыли — IP65.

Габаритные размеры — $244 \times 220 \times 70$ мм.

Электропитание — $220\text{ В} \pm 30\%$, 50 Гц.

Потребляемая мощность — $7\text{ В}\cdot\text{А}$.

Срок службы — 12 лет.

Межповерочный интервал — 4 года.

Гарантия — 5 лет.



Корректор объема газа «Флоугаз»

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал»

Корректор объема газа «Флоугаз» предназначен для приведения рабочего объема газа, проходящего через счетчик газа, к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939 – 63 (+20 °С и 101325 Па).

Область применения — коммерческий и технологический учет газа на газораспределительных станциях и газораспределительных пунктах промышленных предприятий и объектов коммунального хозяйства. Отличительные особенности: высокая метрологическая стабильность; диапазон измеряемых давлений 1:10; работа на давлениях до 10,0 МПа; измерение потери давления на счетчике; измерение температуры окружающей среды; одновременная работа двух интерфейсов RS-232 и RS-485; оптопорт и 6-кнопочная клавиатура.

Корректор совместим со следующими счетчиками газа: СТГ; РСГ «Сигнал»; «TZ/Fluxi»; «Delta»; СГ–16 (М; МТ).

В состав корректора входят: вычислитель микропроцессорный с дисплеем, клавиатурой, автономным источником питания; преобразователь абсолютного (избыточного) давления; преобразователь перепада давления; преобразователь температуры газа; преобразователь температуры окружающей среды; комплект монтажных частей для установки блока на счетчик газа.

Технические характеристики

	10А	16А	30А	80А	100А
Диапазоны измерения абсолютного давления, МПа	0,08–1,0	0,16–1,6	0,3–3,0	0,8–8,0	1,0–10
Относительная погрешность канала измерения давления, %			±0,25		
Абсолютная погрешность измерения температуры, °С			±0,5		
Относительная погрешность приведения измеряемого объема газа к нормальным условиям, %			±0,4		
Рабочий диапазон температур, °С			от –40 до +50		
Температура измеряемой среды, °С			от –20 до +50		
Интерфейс			2xRS 232, RS 485, оптопорт		
Архивы:					
среднечасовые, мес			12		
среднесуточные, мес			24		
среднемесячные, мес			24		
нештатные ситуации			500 записей		
Межповерочный интервал, лет			6		
Время непрерывной работы без замены автономного источника питания, лет, не менее			6		
Взрывозащита			1ExibIIAT4X		
Пылевлагозащита			IP 66		
Входной импульс объема			НЧ вход (2Гц Max)		
Габаритные размеры (высота x длина x ширина), мм			220 x 220 x 197		
Масса, кг			2,0		
Материал корпуса			Алюминий		



Корректор объема газа БК

Предприятие-изготовитель:
ООО ЭПО «Сигнал»

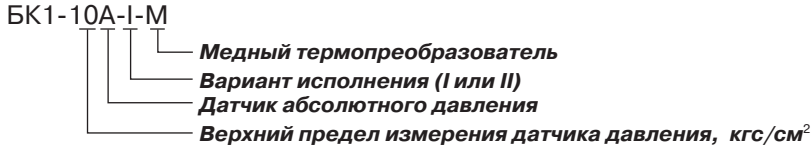
Корректор предназначен для измерения, вычисления и индикации объема и расхода газа, прошедшего через счетчик газа, и приведение их к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 (+20 °С и 101325 Па).

Область применения — коммерческий и технологический учет газа на газораспределительных станциях и газораспределительных пунктах промышленных предприятий и объектов коммунального хозяйства.

Корректор совместим со следующими счетчиками газа: СТГ; РСГ «Сигнал»; «TZ/Fluxi»; «Delta»; СГ-16 (М; МТ), RVG и др.

Технические характеристики

Наименование параметра	БК1-10А-1-М	БК1-16А-1-М
Диапазоны измерения абсолютного давления, кгс/см ²	0,9–10	1,6–16
Приведенная погрешность канала измерения давления, %	±0,25	
Абсолютная погрешность измерения температуры, °С	±0,5	
Относительная погрешность приведения измеряемого объема газа к нормальным условиям, %	±0,4	
Рабочий диапазон температур, °С	от –40 до +50	
Температура измеряемой среды, °С	от –20 до +50	
Интерфейс	RS 232/ RS 485	
Архивы:		
среднечасовые, ч (сут)	1080 (45)	
среднесуточные, сут	100	
среднемесячные, мес	25	
нештатные ситуации	300 записей	
Межповерочный интервал, лет	3	
Время непрерывной работы без замены автономного источника питания, лет, не менее	6	
Взрывозащита	1ExibIIAT4X	
Пылевлагозащита	IP 50	
Входной импульс объема	НЧ вход (2Гц Max)	
Цена импульса	1 (для счетчика СТГ 50–100 цена импульса 0,1)	
Габаритные размеры (высота x длина x ширина), мм	220 x 220 x 197	
Масса, кг	2,5	
Материал корпуса	алюминий	

Условное обозначение

Формула коэффициента коррекции:

$$C_3 = \frac{T_c \times P_3}{P_c \times T_3} \times \frac{I}{K_3}$$

где T_c — температура при стандартных условиях, равная 293,15 °К;

P_c — давление при стандартных условиях, равное 0,1013 МПа;

K_3 — коэффициент сжимаемости газа определяемый по ГОСТ 30319.2-96;

T_3 — заданная температура газа.

Метод расчета коэффициента сжимаемости — NX 19 мод.

Состав корректора: термопреобразователь сопротивления — 100 Ом; канал измерения давления, имеющий в составе тензомодуль датчик абсолютного давления; микропроцессорный вычислитель; автономный источник питания.

Индицируемые параметры: рабочий объем газа; приведенный объем газа; фактор сжимаемости; состояния прибора; вывод необходимой информации на ПЭВМ

Входы/выходы: RS 232; переходник под модем; переходник под принтер; шнур USB (по отдельному заказу); разъемы RS 7 под; датчик расхода; датчик температуры; датчик давления; разъем RS 232.



Корректор объема газа ВКГ-2

Предприятие-изготовитель:
ОАО «Теплоком»

Вычислитель предназначен для преобразования выходных сигналов измерительных преобразователей температуры, давления и расхода газа в их показания и вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям при контроле и учете, в том числе коммерческом, потребления природного газа в различных отраслях промышленности.

Вычислитель не предназначен для работы во взрывоопасных зонах и помещениях.

Применяется в составе измерительных комплексов природного газа позволяет вести учет в полном объеме по трем газопроводам по ГОСТ 8.586 или ПР.50.2.019. В каждом трубопроводе может быть также установлен датчик расхода с числоимпульсным сигналом, расходомер переменного перепада или вихревой расходомер «Ирвис-К-300».

Технические характеристики

Измеряемая величина	Пределы допускаемых значений погрешности	Диапазон измерений
Температура, °С	$\pm 0,1$ °С; $\pm 0,15$	от -33 до +85
Давление, МПа	$\pm 0,1\%$; $\pm 0,15\%$	0-10
Разность давлений, кПа	$\pm(0,1-0,2)\%$	0-1000
Расход в рабочих и стандартных условиях м ³ /ч	$\pm(0,05-0,15)\%$	0-106
Объем в рабочих и стандартных условиях м ³	$\pm(0,01-0,05)\%$	0-1011
Время	$\pm 0,01\%$	текущее время, отчетные интервалы

Алгоритмы вычисления значений расхода и объема, приведенных к стандартным условиям, соответствуют требованиям ГОСТ 30319.2 (метод NX 19 мод.), ГОСТ 8.586 и ПР50.2.019 для диапазонов изменения параметров газа:

- абсолютное давление — 0,05–10 МПа;
- температура — от -33 до +85 °С;
- плотность в стандартных условиях — от 0,55 до 1,1 кг/м³;
- суммарное содержание азота и диоксида углерода — не более 0,15 мол. долей.

Подключаемые датчики

Вычислитель количества газа имеет:

- 3 канала измерения сопротивления (ТСМ/ТСП-50, 100, 500);
- 8 каналов измерения тока (0-5, 0(4)-20 мА);
- 3 канала измерения частоты.

Применяемые совместно с вычислителем датчики параметров газа:

- расходомер переменного перепада (до трех на одном трубопроводе) на основе стандартных диафрагм с линейной или квадратичной функцией преобразования перепада давления в ток в диапазонах изменения 0(4)–5(20) мА;
- преобразователи расхода любого принципа действия, имеющие сигнал постоянного тока в диапазонах 0(4)–5(20) мА, пропорциональный рабочему расходу;
- датчики объемного расхода и объема с импульсными сигналами (до 1000 Гц).

Интерфейсы

Архивная информация по интерфейсам RS232, RS485 и «Centronics» может быть представлена на внешние устройства: принтер, модем, накопительный пульт НП, компьютер.

Регистрация показаний результатов измерений

Глубина архива средних параметров составляет 62 суток. Итоговые значения объема и настроечная база данных энергонезависимы и сохраняются неограниченное время.

Корректор обеспечивает измерение, вычисление и регистрацию на индикаторе и внешних устройствах:

- текущих, среднечасовых и среднесуточных значений расхода в рабочих и стандартных условиях;
- итоговых (суммарных) значений объема в рабочих и стандартных условиях;
- текущих, среднечасовых и среднесуточных значений давления, перепада давления и температуры;
- диагностику нарушений назначенных диапазонов изменения параметров газа и изменение алгоритма измерений по заданным условиям;
- дистанционный сбор результатов измерений по телефонным линиям и каналам сотовой связи (GSM).
- времени работы и действия диагностируемых ситуаций;
- ведение календаря.

С целью технологического контроля на узле учета дополнительно обеспечивает измерение, вычисление и регистрацию на индикаторе и внешних устройствах давления и/или перепада давления, а также температуры. Количество контролируемых дополнительных параметров определяется разностью между общим числом измерительных входов (восемь для каждого измеряемого параметра) и числом соответствующих входов, использованных для измерений по трубопроводам.

Имеет функцию разрешения или запрета изменения параметров газа, а также режим работы «ограничитель». Данный режим используется для управления исполнительным механизмом регулятора с целью поддержания расхода газа, не превышающего заданного значения порога ограничения.

Настройка вычислителя (ввод базы данных) осуществляется пользователем с клавиатуры прибора или с помощью ПК.

Вычислители обеспечивают питание датчиков температуры, а также пассивных выходных цепей типа «замкнуто-разомкнуто» датчиков расхода и объема, имеют специальные входы с защитой от дребезга «геркона» счетчика.

Питание от сети переменного тока 220 В 50 Гц.

Гарантийный срок эксплуатации — 6 лет.



**Преобразователи
давления
измерительные
AIR-20/M2,
AIR-20/M2-MB,
«Элемер-AIR-30»,
«Элемер-100»**

*Предприятие-изготовитель:
ООО НПП «Элемер»*

Датчики предназначены для непрерывного преобразования абсолютного давления, избыточного давления, избыточного давления-разряжения, дифференциального давления, гидростатического давления в унифицированный выходной токовый сигнал 0–5 мА или 4–20 мА. Также в приборе реализован двойной комбинированный токовый выход 0–5/4–20 мА.

Датчики имеют встроенный светодиодный индикатор (СД) или жидкокристаллический (ЖК) индикатор с подсветкой. Для удобства визуализации индикатор имеет угол вращения $\pm 180^\circ$, корпус — 270° .

Датчики оснащены современными тензорезистивными сенсорами с металлическими и керамическими мембранами. Тензорезистивные сенсоры с металлической разделительной мембраной из нержавеющей стали 316L, выполненные по технологии КНК, имеют высокую перегрузочную способность до 300% от верхнего предела измерений. Примененные в датчиках керамические сенсоры обладают высокой стойкостью к перегрузкам (до 600%) и особо высокой стойкостью к агрессивным средам.

Для вязких и быстро застывающих сред применяются сенсоры с открытой мембраной из нержавеющей стали или из керамики.

Технические характеристики

Наименование параметра	AIP-20/M2	AIP-20/M2-MB	Элемер-AIP-30	Элемер-100
Виды измеряемого давления*	ДА, ДИ, ДВ, ДИВ, ДД, ДГ			
Тип датчика	микропроцессорный			
Диапазон ДИ, min, кПа	0–0,16 кПа	0–60	0–0,04	0–0,16
Диапазон ДИ, max, МПа	0–0,063	0–16	0–0,025	0–100
Диапазон ДД, min, кПа				0–0,063
Диапазон ДД, max, МПа				
Глубина перенастройки (количество диапазонов)	1:25 (8 диапазонов)		1:60 (10 диапазонов)	1:25 (8 диапазонов)
Выходной сигнал	4–20 мА 0–5 мА + 4–20 мА	Modbus RTU (RS-485)	4–20 мА + HART 4–20 мА 0–5 мА или 4–20 мА	4–20 мА + HART 0–5 мА или 4–20 мА + HART
Варианты исполнения	общепром, Ex, Exd, K, атомное (повышенной надежности)	общепром, Exd	общепром, Ex, Exd, K, атомное (повышенной надежности)	общепром, Ex, Exd, K
Конфигурирование	микропереключатели RS-232 подстроечные резисторы (тонкая подстройка)	специальное ПО и ПК	внешняя или внутренняя клавиатура средства HART-коммуникации	
Устройства сигнализации	—	—	2 оптореле или 2 электромеханических реле	—
Индикация и температурный диапазон работы индикатора, °С	СД-индикатор (красный или зеленый), от –55 до +80 ЖК-индикатор с подсветкой, от –40 до +70		ЖК-индикатор с подсветкой и дискретной шкалой, –40–+70	
Материал мембраны	36НХТЮ, нерж. сталь 316L, тантал, керамика Al2O3, Хастеллой-С		35НХТЮ, нерж. сталь 316L, тантал, Хастеллой-С	36НХТЮ, нерж. сталь 316L, Хастеллой-С, тантал
Материалы частей, контактирующих со средой (штуцерное исполнение)	нерж. сталь 12Х18Н10Т, Хастеллой-С		нерж. сталь 12Х18Н10Т, Хастеллой-С, тантал, монель	нерж. сталь 12Х18Н10Т, Хастеллой-С
Материалы частей, контактирующих со средой (фланцевое исполнение)	нерж. сталь 316L, 12Х18Н10Т, Хастеллой-С		нерж. сталь 12Х18Н10Т (316L), Хастеллой-С, монель, тантал	нерж. сталь 316L, нерж. сталь 12Х18Н10Т
Материал клеммной головы датчика	алюминиевый сплав			
Перегрузочная способность, %	250–400 (металлическая мембрана) 300–1000 (керамическая мембрана)		250–400 (сенсор S1) 500–1000 (сенсор S2)	250–400 (металлическая мембрана)
Быстродействие, мс	700	700	250	140
Основная погрешность, % ЭМС	±0,1; ±0,2; ±0,5			
	IV-A			

* Виды измеряемого давления:

ДА — абсолютное давление;

ДИ — избыточное давление;

ДВ — давление-разрежение;

ДИВ — избыточное давление-разрежение (избыточное давление + давление-разрежение);

ДД — дифференциальное давление (разность давлений);

ДГ — гидростатическое давление (уровень).



Дифманометр стрелочный показывающий ДСП-80-РАСКО

*Предприятие-изготовитель:
ОАО «Саранский Приборостроительный Завод»*

Дифманометр предназначен для измерения перепада давления различных газов, неагрессивных по отношению к примененным конструкционным материалам, в т.ч. на счетчиках газа, газовых фильтрах, струевыпрямителях и других устройствах с целью контроля их технического состояния и степени загрязнения, подключается к точкам отбора давлений на входе и выходе контролируемого газового оборудования.

Конструктивные исполнения:

ДСП-80-РАСКО — дифманометр;

ДСП-80В-РАСКО — дифманометр с вентильным блоком в моноблочном исполнении;

ДСП-80В-РАСКО с УДПИ — дифманометр с вентильным блоком в моноблочном исполнении сигнализирующий, обеспечивающий выдачу релейного электрического сигнала на корректор, вычислитель или в систему диспетчеризации при достижении контролируемым перепадом давлений предварительно установленного порогового значения;

ДСП-80В-РАСКО с УДПИ-Ех — взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь». Отличительные особенности:

Условное обозначение

ДСП-80- X - РАСКО- X - X - X - X - X

С устройством дистанционной
Передачи информации — «у»

С кронштейном — «К»

Предел допускаемой основной
Погрешности, %: $\pm 1,5$; $\pm 2,5$; ± 4
(Индикаторное исполнение — «И»).

Рабочее давление, мпа

Верхний предел измерения, кпа

В комплекте с вентильным
Блоком — «b»

Технические характеристики

Наименование параметра	Значение	
Рабочая среда	воздух, природный газ, пропанобутановая смесь в газообразном состоянии, аргон и другие газы	
Давление измеряемой среды, МПа	0,6; 1,0; 1,6	
Диапазон измерений перепада давлений, кПа	0–1; 0–1,6; 0–2,5; 0–4; 0–6; 0–10; 0–16; 0–25; 0–40	
Пределы допускаемой основной погрешности, %	± 1,5; ± 2,5; ± 4 (индикаторное исполнение)	
Температура рабочей среды, °С	от –30 до +60	
Температура окружающей среды, °С	от –40 до +70	
Диапазон задания значения установки, % от ВПИ	10–90	
Питание УДПИ, постоянный ток, В	7–28	
Потребляемый ток, мА	80	
Параметры коммутируемой цепи:		
напряжение питания постоянного тока, В	1–30	
ток нагрузки, мА	0,1–100	
Степень защиты корпуса	IP 55	

Наименование параметра	УДПИ	УДПИ42, УДПИ42Ех
Напряжение питания, постоянный ток, В	24 ⁺⁴ ₋₁₇	
Потребляемый ток, мА	не более 80	
Выходной электрический сигнал	Релейный ненормированный, U=24 В, I<100 мА	Релейный токовый нормированный: логический «0» — 4 мА; логическая «1» — 20 мА

Устройство и принцип работы

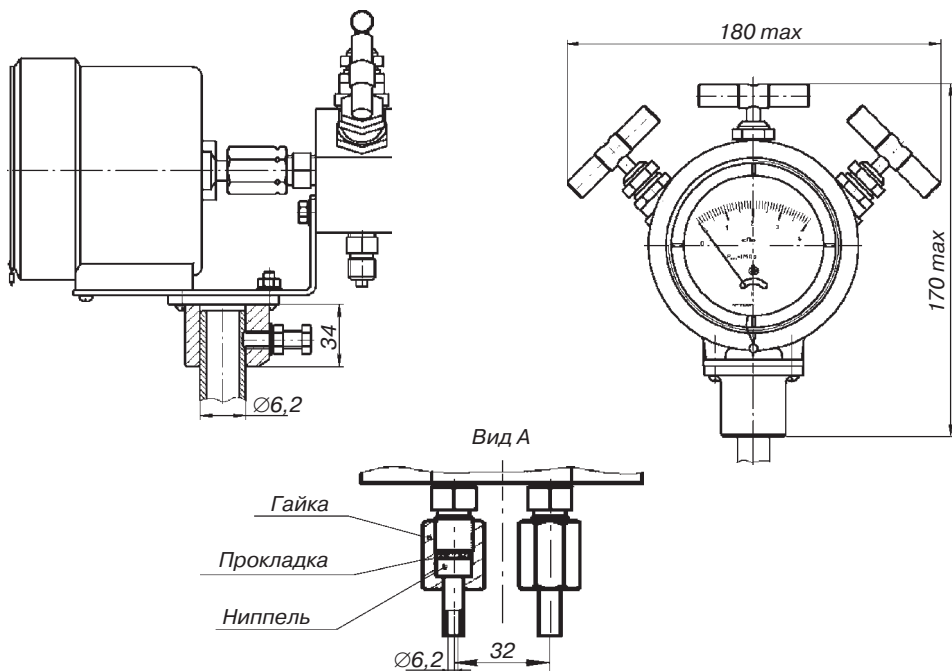
Принцип действия основан на использовании деформации и упругой системы (мембранной коробки) при воздействии на нее измеряемого перепада давления.

Дифманометр имеет две измерительные полости — плюсовую (полость корпуса) и минусовую (мембранная коробка).

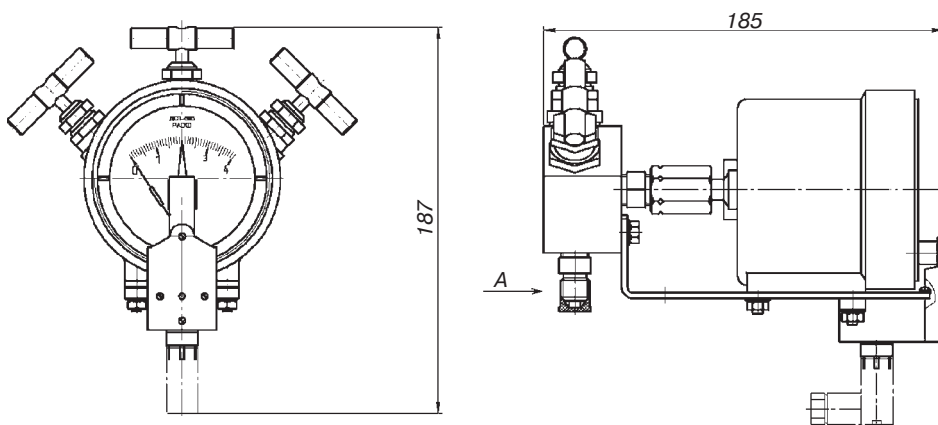
Подвод большего (+) и меньшего (–) рабочих давлений производится соответственно через штуцеры.

Изменение большего (меньшего) давления действует на внешнюю или внутреннюю поверхность мембранной коробки, вызывая ее деформацию, которая передается на ось, соединенную со стрелкой и спиралью, служащую для устранения колебаний и выбора люфтов.

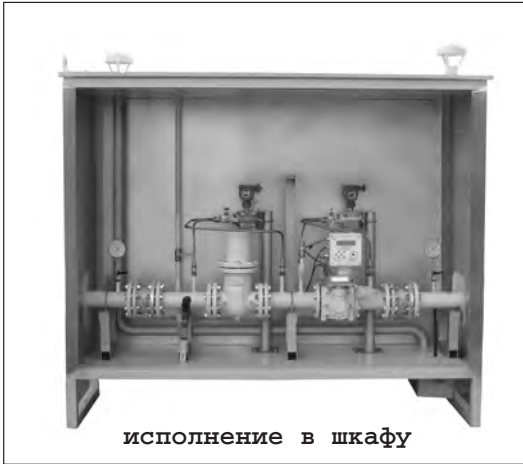
Установка стрелки на нулевую отметку производится гайкой корректора путем перемещения узла мембранной коробки.



Чертеж ДСП-80В-РАСКО с вентильным блоком, кронштейном



Чертеж ДСП-80В-РАСКО с вентильным блоком, кронштейном и УДПИ



исполнение в шкафу

Пункты учета расхода газа
«Оптимус-100»,
«Оптимус-250»,
«Оптимус-650»,
«Оптимус-1000»,
«Оптимус-2500»



исполнение на раме

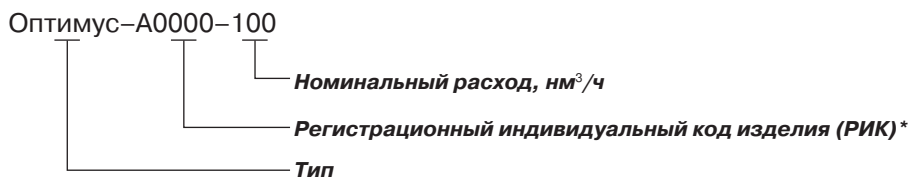
Пункты учета расхода газа
«Оптимус-100»,
«Оптимус-250»,
«Оптимус-650»,
«Оптимус-1000»,
«Оптимус-2500»



исполнение в блоке

Пункты учета расхода газа
«Оптимус-100»,
«Оптимус-250»,
«Оптимус-650»,
«Оптимус-1000»,
«Оптимус-2500»

Условное обозначение



Устройство и принцип работы

Пункты учета расхода газа «Оптимус» предназначены для коммерческого учета расхода объема природного газа, приведенного к нормальным условиям, и последующей передачи информации на диспетчерский пункт.

Пункты учета расхода газа «Оптимус» могут оснащаться системами телеметрии.

Узлы учета пунктов «Оптимус» в зависимости от используемого метода измерения и решаемых задач могут изготавливаться с применением турбинных и ротационных счетчиков, с измерительной диафрагмой, с вихревыми, ультразвуковыми расходомерами и пр., с электронными корректорами по температуре и давлению газа и т. д.

Пункты, в зависимости от оснащения и размещения, выполняются в следующих модификациях: на раме, в шкафу, в блок-модуле. Технологические параметры, характеристики при этом идентичны.

Оборудование, устанавливаемое в шкафных и блочных пунктах, изготавливается во взрывобезопасном исполнении согласно ГОСТ 22782.5-78 «Искробезопасная электрическая цепь», ГОСТ 22782.3-77 «Специальный вид взрывозащиты», ГОСТ 22782.6-81 «Взрывонепроницаемая оболочка».

Рабочая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87 с рабочим давлением не более 1,2 МПа (12 кгс/см²).

Узлы учета состоят из входной и выходной запорной арматуры 1, фильтра 2 для очистки газа (с установленным индикатором перепада давления ИПД), измерительного трубопровода со счетчиком расхода газа или суживающим устройством 5. В случае комплектации узла учета электронным корректором расхода газа в измерительный трубопровод (при необходимости) врезаются датчики температуры и давления. Перепад давления на счетчике измеряется с помощью дифференциального манометра 10.

Учет расхода газа на обогрев пунктов учета шкафного и блочного исполнения газогорелочным устройством 9 осуществляется с помощью счетчика газа 5. Подача газа на газогорелочное устройство осуществляется через кран 3 и регулятор давления 8.

* Уникальный буквенно-цифровой код изделия, присваиваемый на этапе проектирования (заказа).

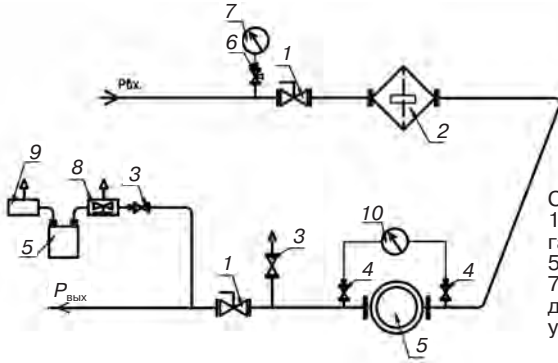
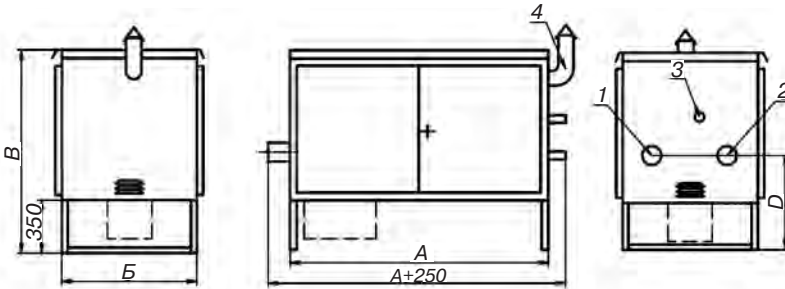
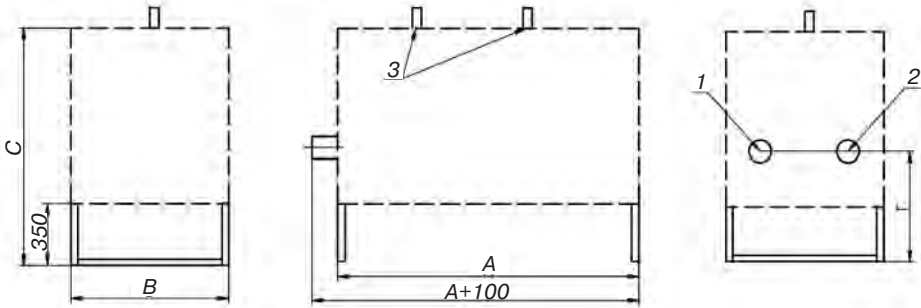


Схема пневматическая принципиальная: 1, 3, 4 — кран шаровой; 2 — фильтр газа ФГ с индикатором перелома ИПД; 5 — счетчик газа; 6 — кран под манометр; 7 — входной манометр; 8 — регулятор давления газа; 9 — газогорелочное устройство; 10 — дифманометр

Технические характеристики

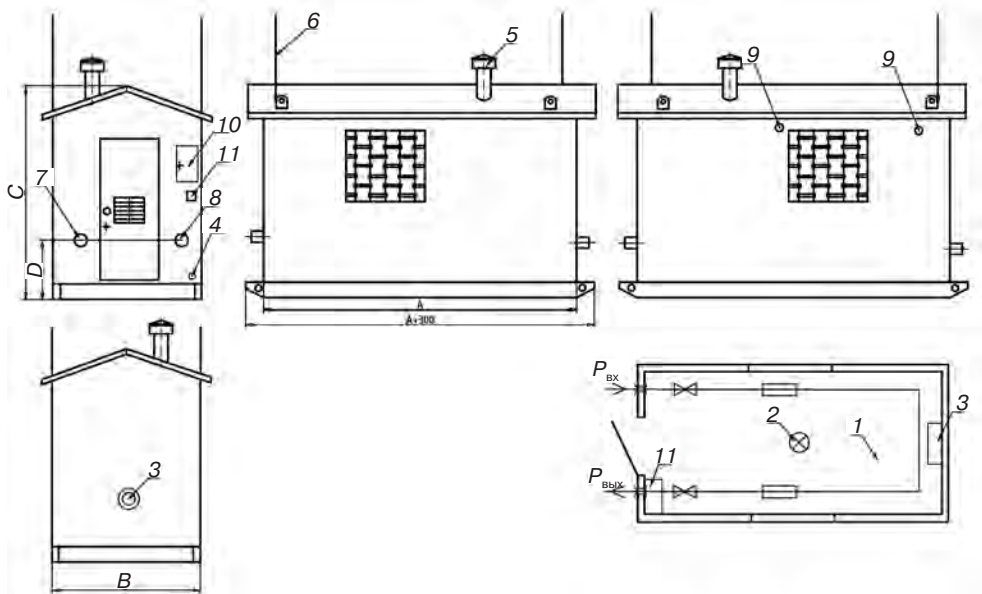


Габаритный чертеж пункта учета расхода газа исполнение в шкафу (ПУРГ):
1 — $P_{вх}$; 2 — $P_{вых}$; 3 — продувочный патрубок; 4 — дымоход



Габаритный чертеж пункта учета расхода газа исполнение на раме (УУРГ):
1 — $P_{вх}$; 2 — $P_{вых}$; 3 — продувочный патрубок

Наименование пункта	ПУРГ, УУРГ				D_y (вход/выход)	Давление, МПа	Мах. расход, $m^3/ч$	Масса, кг
	A, мм	B, мм	C, мм	D/D_1 , мм				
Оптимус-100	1200	900	1100	600	50/50	1,2	100	250
Оптимус-250	1450	1000	1100	600	80/80	1,2	250	330
Оптимус-650	1650	1200	1250	650	100/100	1,2	650	400
Оптимус-1000	2200	1300	1400	700	150/150	1,2	1000	570
Оптимус-2500	3600	1800	1500	750	200/200	1,2	2500	750



Габаритный чертеж пункта учета расхода газа, исполнение в блоке (БУУРГ):
 1 — рабочий отсек; 2 — светильник; 3 — газовый конвектор; 4 — ввод электрокабеля ($D_{\text{в}}$ 20);
 5 — дефлектор; 6 — молниеотвод; 7 — $P_{\text{вх}}$; 8 — $P_{\text{вых}}$; 9 — продувочный патрубок ($D_{\text{в}}$ 20);
 10 — электрощит; 11 — выключатель

Наименование пункта	БУУРГ				$D_{\text{в}}$ (вход/выход)	Давление, МПа	Мах. расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	Масса, кг
	A, мм	B, мм	C, мм	D, мм				
Оптимус-100	1400	1800	2500	650	50/50	1,2	100	1400
Оптимус-250	1600	1800	2500	650	80/80	1,2	250	1900
Оптимус-650	1800	2000	2500	650	100/100	1,2	650	2400
Оптимус-1000	2300	2300	2500	650	150/150	1,2	1000	2900
Оптимус-2500	3800	2600	2500	750	200/200	1,2	2500	3500



исполнение в шкафу

Пункты учета
расхода газа
«Максимус-100»,
«Максимус-250»,
«Максимус-650»,
«Максимус-1000»,
«Максимус-2500»,
«Максимус-4000»



исполнение на раме

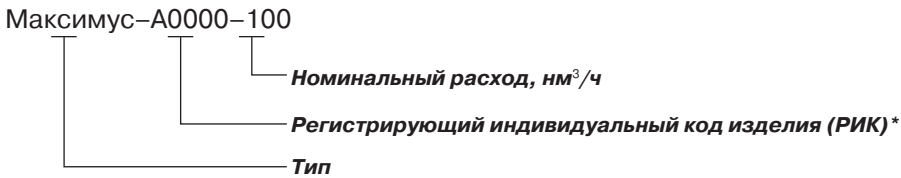
Пункты учета
расхода газа
«Максимус-100»,
«Максимус-250»,
«Максимус-650»,
«Максимус-1000»,
«Максимус-2500»,
«Максимус-4000»



исполнение в блоке

Пункты учета
расхода газа
«Максимус-100»,
«Максимус-250»,
«Максимус-650»,
«Максимус-1000»,
«Максимус-2500»,
«Максимус-4000»

Условное обозначение



Устройство и принцип работы

Пункты учета расхода газа «Максимус» предназначены для коммерческого учета расхода объема природного газа, приведенного к нормальным условиям, и последующей передачи информации на диспетчерский пункт.

Пункты учета расхода газа «Максимус» могут оснащаться системами телеметрии.

Узлы учета пунктов «Максимус» в зависимости от используемого метода измерения и решаемых задач могут изготавливаться с применением турбинных и ротационных счетчиков, с измерительной диафрагмой, с вихревыми, ультразвуковыми расходомерами и пр., с электронными корректорами по температуре и давлению газа и т. д.

Пункты, в зависимости от оснащения и размещения, выполняются в следующих модификациях: на раме, в шкафу, в блок-модуле. Технологические параметры, характеристики при этом идентичны.

Оборудование, устанавливаемое в шкафных и блочных пунктах, изготавливается во взрывобезопасном исполнении согласно ГОСТ 22782.5-78 «Искробезопасная электрическая цепь», ГОСТ 22782.3-77 «Специальный вид взрывозащиты», ГОСТ 22782.6-81 «Взрывонепроницаемая оболочка».

Рабочая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87 с рабочим давлением не более 1,2 МПа (12 кгс/см²).

Узлы учета состоят из входной и выходной запорной арматуры 1, фильтра 2 для очистки газа (с установленным индикатором перепада давления ИПД), измерительного трубопровода со счетчиком расхода газа или суживающим устройством 5. В случае комплектации узла учета электронным корректором расхода газа в измерительный трубопровод (при необходимости) врезаются датчики температуры и давления. Перепад давления на счетчике измеряется с помощью дифференциального манометра 10.

Учет расхода газа на обогрев пунктов учета шкафного и блочного исполнения газогорелочным устройством 9 осуществляется с помощью счетчика газа 5. Подача газа на газогорелочное устройство осуществляется через кран 3 и регулятор давления 8.

* Уникальный буквенно-цифровой код изделия, присваиваемый на этапе проектирования (заказа).

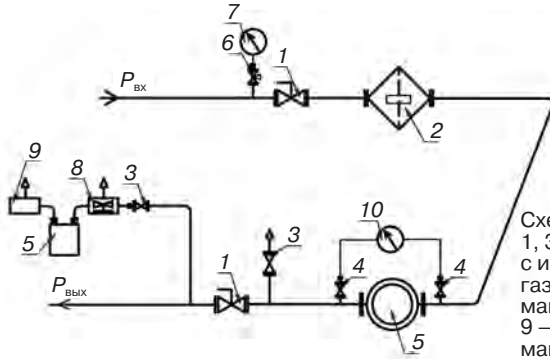
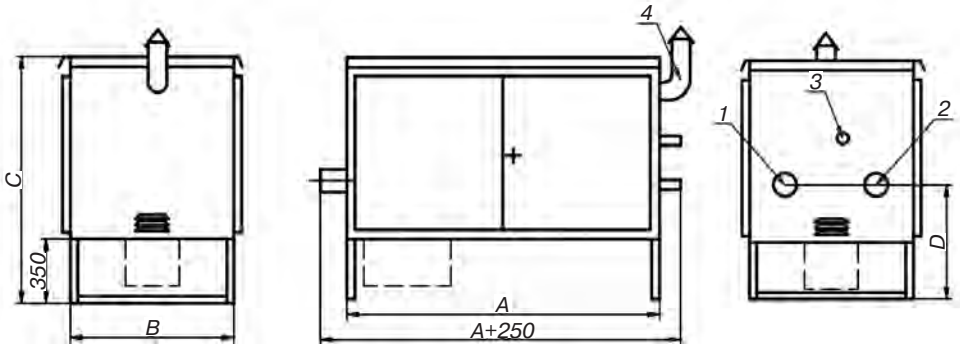
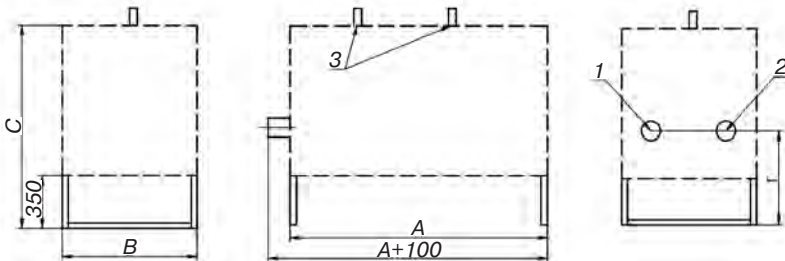


Схема пневматическая принципиальная:
1, 3, 4 — кран шаровой; 2 — фильтр газа ФГ с индикатором перепада ИПД; 5 — счетчик газа; 6 — кран под манометр; 7 — входной манометр; 8 — регулятор давления газа; 9 — газогорелочное устройство; 10 — дифманометр

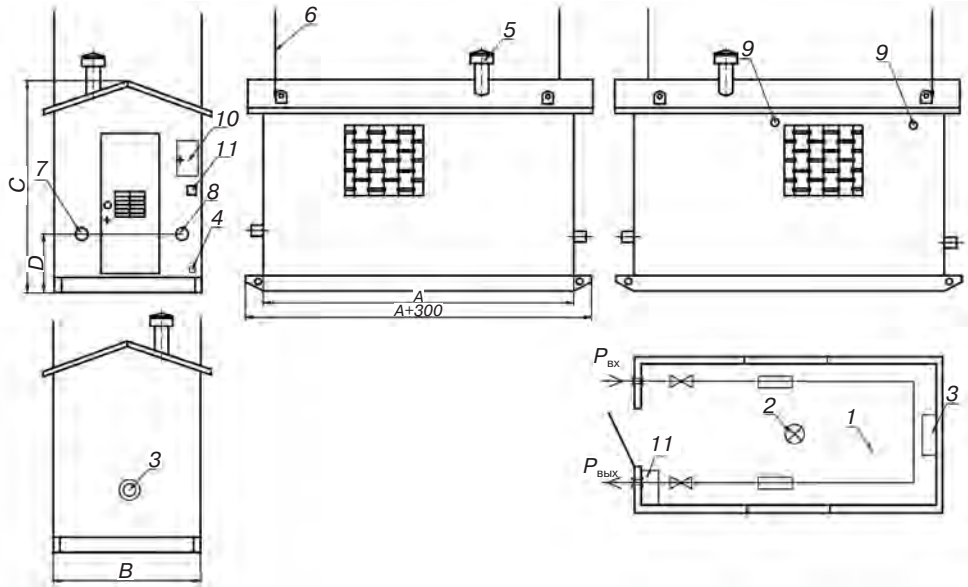


Габаритный чертеж пункта учета расхода газа исполнение в шкафу (ПУРГ):
1 — $P_{вх}$, 2 — $P_{вых}$, 3 — продувочный патрубков; 4 — дымоход



Габаритный чертеж пункта учета расхода газа исполнение на раме (УУРГ):
1 — $P_{вх}$, 2 — $P_{вых}$, 3 — продувочный патрубков

Наименование пункта	ПУРГ, УУРГ				$D_{у}$ вход/выход	Давление, МПа	Max. расход, $м^3/ч$	Масса, кг
	A, мм	B, мм	C, мм	D, мм				
Максимус-100	1200	900	1100	600	50/50	1,2	100	300
Максимус-250	1450	1000	1100	600	80/80	1,2	250	370
Максимус-650	1650	1200	1250	650	100/100	1,2	650	450
Максимус-1000	2200	1300	1400	700	150/150	1,2	1000	610
Максимус-2500	3600	1800	1500	750	200/200	1,2	2500	820
Максимус-4000	4400	2100	1700	850	250/250	1,2	4000	1100



Габаритный чертеж пункта учет расхода газа исполнение в блоке (БУУРГ):

- 1 — рабочий отсек; 2 — светильник; 3 — газовый конвектор; 4 — ввод электрокабеля ($D_{\text{в}}20$);
 5 — дефлектор; 6 — молниеотвод; 7 — $P_{\text{вх}}$; 8 — $P_{\text{вых}}$; 9 — продувочный патрубок;
 10 — электрощит; 11 — выключатель

Наименование пункта	БУУРГ				$D_{\text{вх}}/\text{выход}$	Давление, МПа	Max. расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	Масса, кг
	A, мм	B, мм	C, мм	D, мм				
Оптимус-100	1400	1800	2500	650	50/50	1,2	100	1600
Оптимус-250	1600	1800	2500	650	80/80	1,2	250	2100
Оптимус-650	1800	2100	2500	650	100/100	1,2	650	2900
Оптимус-1000	2300	2300	2500	650	150/150	1,2	1000	3400
Оптимус-2500	3800	2600	2500	750	200/200	1,2	2500	4000
Оптимус-4000	4600	2800	2500	850	250/250	1,2	4000	4700

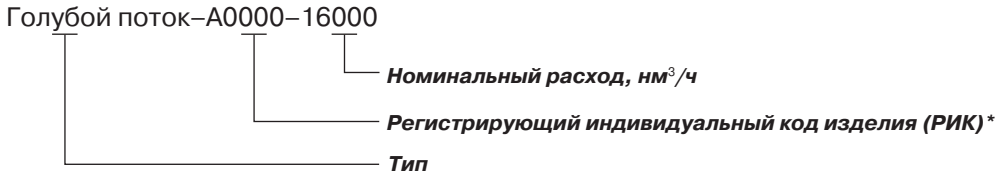


Пункты учета расхода газа

«Голубой поток-4000»,
 «Голубой поток-6500»,
 «Голубой поток-12000»,
 «Голубой поток-16000»

Предприятие-изготовитель:
 ООО «Завод ПГО «Газовик»

Условное обозначение



Устройство и принцип работы

Пункты учета расхода газа «Голубой поток» 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 пунктов, в зависимости от используемого метода измерения и решаемых задач, могут изготавливаться с применением турбинных счетчиков, с измерительной диафрагмой, с вихревыми, ультразвуковыми расходомерами и пр., с электронными корректорами по температуре и давлению газа и т. д.

Пункты учета «Голубой поток» размещаются в одном или нескольких отапливаемых блок-боксах. При необходимости часть оборудования размещается вне блок-боксов на открытых оборудованных платформах.

Устанавливаемое в пунктах оборудование изготавливается во взрывобезопасном исполнении согласно ГОСТ 22782.5-78 «Искробезопасная электрическая цепь», ГОСТ 22782.3-77 «Специальный вид взрывозащиты», ГОСТ 22782.6-81 «Взрывонепроницаемая оболочка».

Рабочая среда — природный газ по ГОСТ 5542-87 с рабочим давлением не более 1,2 МПа (12 кгс/см²).

Узлы учета состоят из входной и выходной запорной арматуры 1, фильтра для очистки газа 2 с дифференциальным манометром 10, измерительного

* Уникальный буквенно-цифровой код изделия, присваиваемый на этапе проектирования (заказа).

трубопровода со счетчиком расхода газа или суживающим устройством 8. После входного и перед выходным запорными устройствами предусмотрены продувочные трубопроводы с кранами 3. В случае комплектации узла учета электронным корректором расхода газа в измерительный трубопровод (при необходимости) врезаются датчики температуры и давления. Перепад давления на счетчике измеряется с помощью дифференциального манометра 10. Контроль давления на входе в узел учета осуществляется манометром 7.

Приборный учет расхода газа на обогрев газогорелочными устройствами 6 осуществляется с помощью счетчика газа 12. Подача газа на газогорелочное устройство осуществляется через кран 3, регулятор давления 11 и термозапорный клапан.

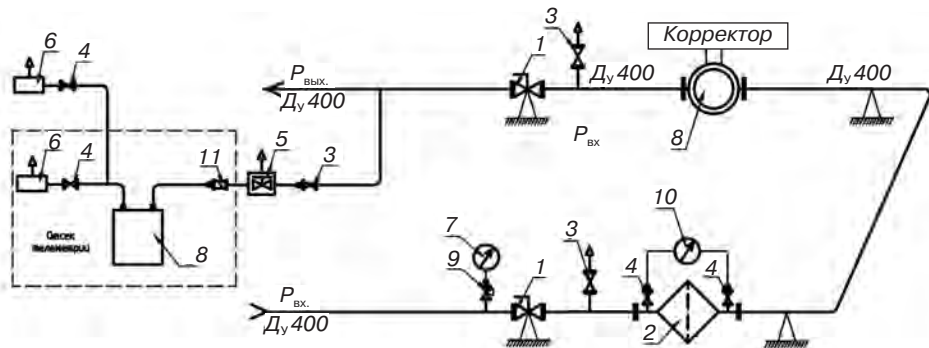
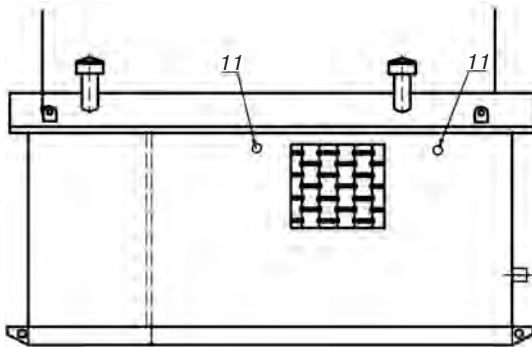
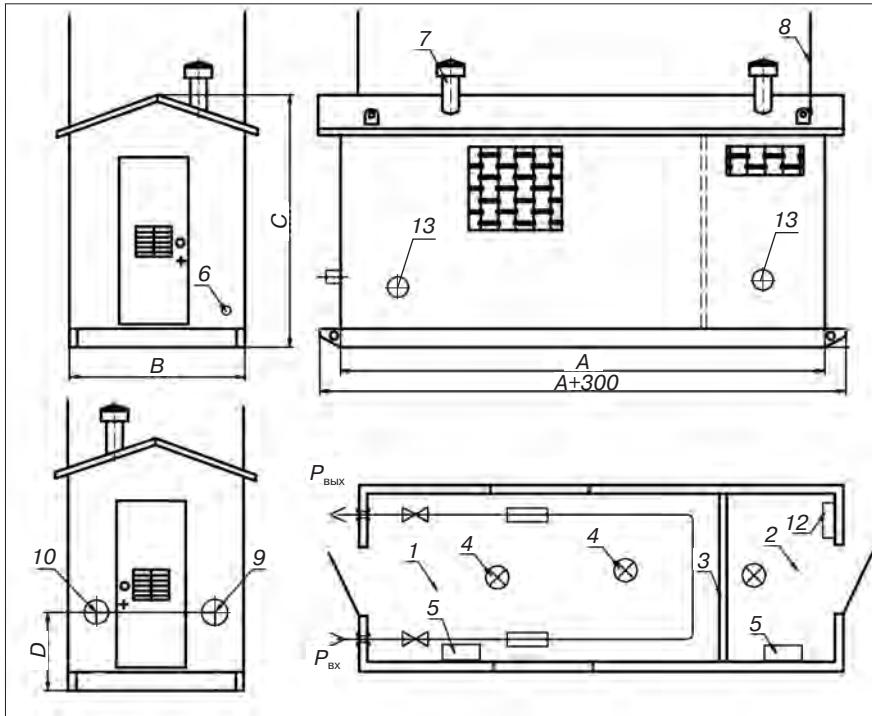


Схема пневматическая принципиальная:

1 — затвор дисковый с механическим приводом; 2 — фильтр газовый; 3, 4 — кран шаровый
5 — регулятор давления газа; 6 — конвектор газовый; 7 — входной манометр; 8 — счетчик газа;
9 — кран под манометр; 10 — дифманометр; 11 — клапан термозапорный; 12 — счетчик газа
ВК-G2.5Т

	БУУРГ				Ду (вход/ выход)	Давле- ние, МПа	Мах. расход, м³/ч	Масса, кг
	А, мм	В, мм	С, мм	Д, мм				
Голубой поток-4000	4600	2800	2500	850	250/250	1,2	4000	5500
Голубой поток-6500	6000	3000	2500	950	300/300	1,2	6500	6500
Голубой поток-12000		по проекту			400/400	1,2	12000	—
Голубой поток-16000		по проекту			500/500	1,2	16000	—



Габаритный чертеж пункта учета расхода газа исполнение в блоке (БУУРГ):
 1 — рабочий отсек; 2 — отсек телеметрии; 3 — газонепроницаемая перегородка; 4 — светильник; 5 — газовый конвектор; 6 — ввод электрокабеля; 7 — дефлектор; 8 — молниеотвод; 9 — $P_{вх}$; 10 — $P_{вых}$; 11 — продувочный патрубок; 12 — электрощит; 13 — газозаход конвектора

Группа компаний «Газовик»

Изготовление и поставка узлов учета расхода газа

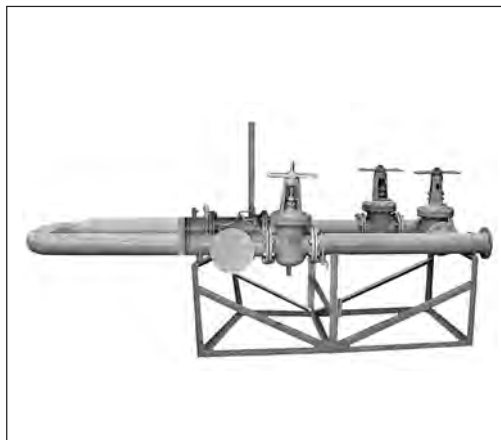
Блочные узлы учета на большие расходы могут представлять собой негабаритный груз. У нас богатый опыт организации доставки нашей продукции по всей территории России и ближнего зарубежья.



На этой фотографии — отгрузка негабаритного блочного узла учета расхода газа в г. Снежинск Каслинского района Челябинской области

Доставим и в Ваш регион!
Мы заботимся об удобстве наших клиентов.
Ждем Ваших звонков и заявок!

Тел.: **(8452) 740-806** E-mail: zakaz@gazovik.ru



**Узел учета
расхода газа
на раме
УУРГ**



**Шкафной
узел учета
расхода газа
ШУУРГ**

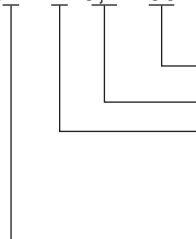


**Блочный
узел учета
расхода газа
БУУРГ**

Предприятия-изготовители:
ООО «Газ-Сервис»,
ООО ЭПО «Сигнал»,
ООО ПКФ «Экс-Форма»

Условное обозначение

УУРГ-Р-0,2-100



Номинальный расход, м³/ч

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

Устройство и принцип работы

Узлы учета расхода газа УУРГ, ШУУРГ, БУУРГ (в дальнейшем — узлы 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 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и относительной влажности 98 % при температуре $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Узел учета расхода газа на раме предназначен для эксплуатации при температуре от $+1\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$, категория размещения 4.2.

Рабочая 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 $P_p = 1,2\text{ МПа}$.

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. Оборудование узлов учета системами охранной и пожарной сигнализации, телеметрии предусматривается по отдельному заказу.

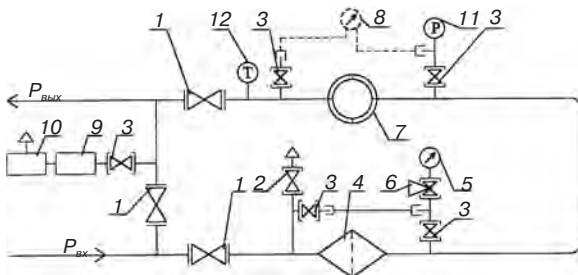


Схема пневматическая функциональная:
1, 2, 3 — запорная арматура;
4 — фильтр; 5 — манометр; 6 — трехходовой кран; 7 — счетчик расхода газа; 8 — дифманометр; 9 — регулятор давления газа (на отопление); 10 — газогорелочное устройство; 11 — преобразователь давления; 12 — преобразователь температуры

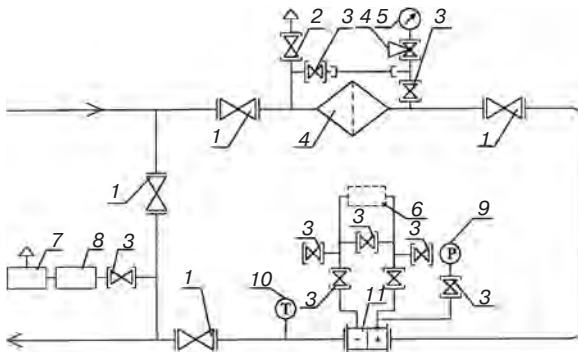
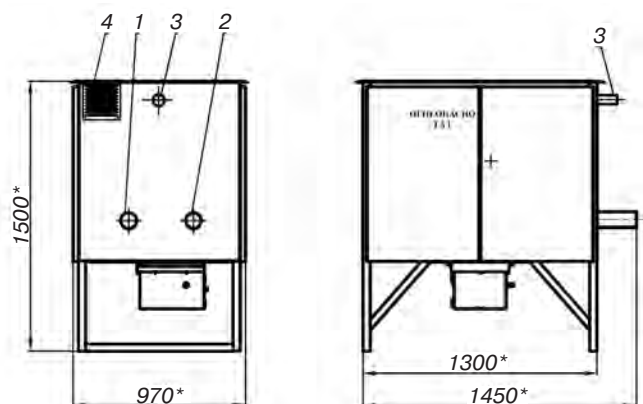
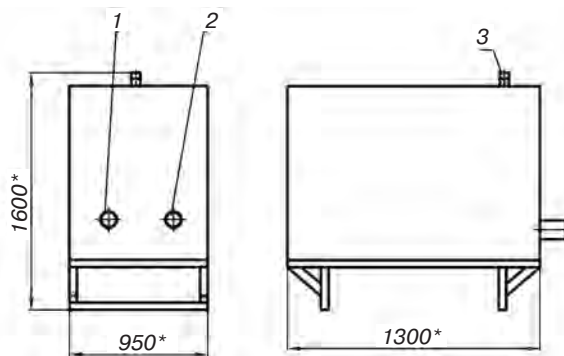


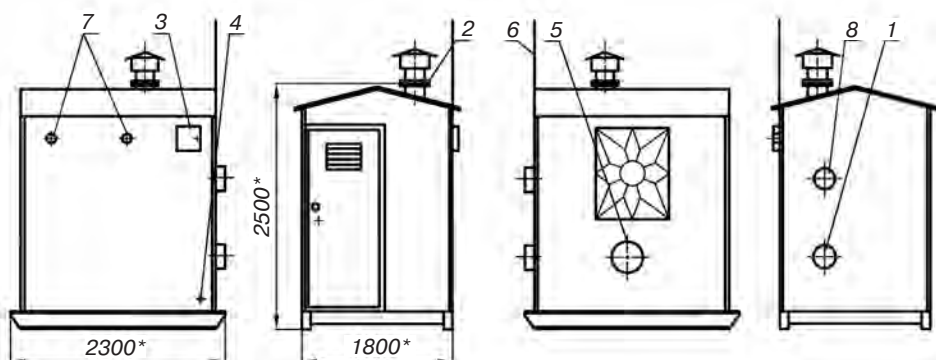
Схема пневматическая функциональная узла учета расхода газа с суживающим устройством:
1, 2, 3 — запорная арматура;
4 — фильтр; 5 — манометр;
6 — преобразователь дифференциального давления;
7 — газогорелочное устройство;
8 — регулятор давления газа (на отопление); 9 — преобразователь давления; 10 — преобразователь температуры; 11 — диафрагма



Габаритный чертеж шкафного узла учета расхода газа (ШУУРГ):
 1 — $P_{вх.}$; 2 — $P_{вых.}$; 3 — продувочный патрубок; 4 — вентиляционная решетка



Габаритный чертеж узла учета расхода газа (УУРГ):
 1 — $P_{вх.}$; 2 — $P_{вых.}$; 3 — продувочный патрубок



Габаритный чертеж блочного узла учета расхода газа (БУУРГ):
 1 — $P_{вх.}$; 2 — дефлектор; 3 — эл. щит; 4 — подключение эл. кабеля; 5 — газоход конвектора;
 6 — место установки молниеотвода; 7 — продувочный трубопровод; 8 — $P_{вых.}$

*Габаритные размеры изделий уточнять при заказе — на чертежах указаны справочные данные.



Пункт учета расхода газа ПУРГ-ЭК

Предприятие-изготовитель:
ООО «Газ-Сервис»
ООО ПКФ «Экс-Форма»

Пункт учета расхода газа ПУРГ-ЭК предназначен для учета (в том числе при коммерческих операциях) расхода природного газа по ГОСТ 5542, других неагрессивных газов (кроме кислорода) в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) при использовании их в системах газоснабжения жилых, коммунально-бытовых зданий, промышленных и сельскохозяйственных объектов. Узел учета расхода газа изготавливается с измерительными комплексами учета газа на базе ротационных и турбинных счетчиков.

Вид климатического исполнения У1 ГОСТ 15150 (от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$).

Технические характеристики

Наименование параметра или размера	Значение параметра или размера
Максимальное входное давление, МПа	1,2
Пропускная способность, при максимальном входном давлении в зависимости от типа измерительного комплекса, м ³ /ч	от 325 до 5200
Тепловая мощность горелки, кВт	$1,85^{+0,185}_{-0,09}$
Расход газа на горелку, м ³ /час	от 1,6 до 2,25
Время включения горелки, с, не более	90
Время отключения горелки, при отключении подачи газа, с, не более	90
Габаритные размеры, мм, не более:	
длина	1800
ширина	670
высота	2060
Масса, кг, не более	400

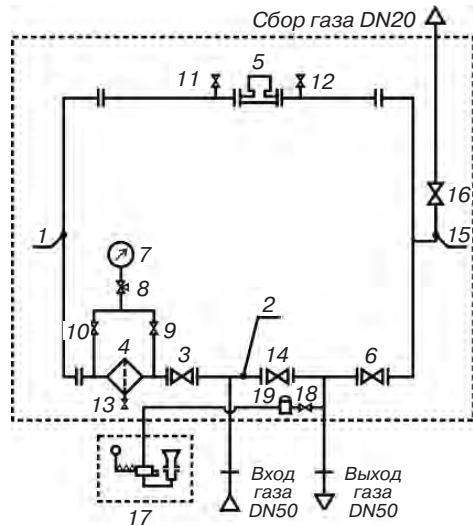
Пункт учета, состоит из металлического шкафа с двумя дверками, установленного на раме, на которой смонтировано технологическое оборудование. Под днищем расположен обогреватель, предназначенный для обогрева пункта учета в холодное время года.

Технологическое оборудование, в соответствии с рисунком, состоит из двух линий: рабочей 1 и обводной 2. Газ через кран 3 поступает к фильтру 4, очищается от механических примесей и поступает к измерительному комплексу 5 для измерения расхода проходящего газа. После этого газ через кран 6 поступает к потребителю. Для визуального наблюдения за давлением газа и замера перепада давления на фильтре предусмотрен манометр 7 с клапаном 8 и кранами 9, 10. Для замера перепада давления на измерительном комплексе предусмотрены краны 11, 12. Кран 13, установленный на фильтре служит для слива конденсата.

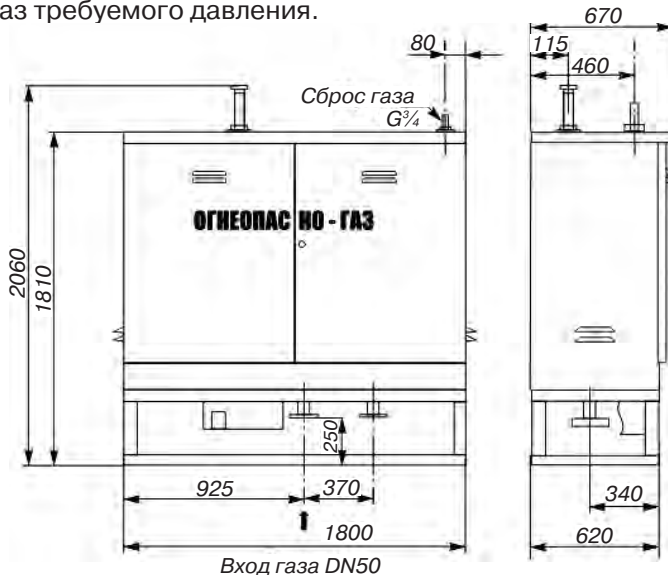
Обводная линия 2 предназначена для бесперебойной подачи газа к потребителю при ремонте рабочей линии и снабжена краном 14.

Для сброса газа предусмотрен продувочный трубопровод 15 с краном 16.

Для обогрева пункта учета в зимнее время служит обогреватель 17, к которому через вентиль 18 и регулятор 19 поступает газ требуемого давления.



Пункт учета расхода газа ПУРГ-ЭК:
3, 6, 8-14, 16, 18 — запорная арматура;
4 — фильтр газовый; 5 — измерительный комплекс; 7 — манометр; 17 — обогреватель; 19 — регулятор давления





Пункты учета газа ПУГ

Предприятие-изготовитель:
ООО «Эльстер Газэлектроника»

Технические характеристики

Условное обозначение пункта	P_y , МПа	Q_{max} , м ³ /час	Q_{min} , м ³ /час			Температура рабочей среды, °С	Температура окружающей среды, °С	D_y , мм	Масса, кг
			1:20	*1:50	*1:100				
ПУГ -Р-25	1,6	25	1,3			от -20 до +60	от -20 до +60	50	150
ПУГ -Р-40		40	2	0,8				50	150
ПУГ -Р-65		65	3,2	1,3				50	150
ПУГ -Р-100		100	5	2	1			50	150
ПУГ -Р-160		160	8	3	1,6			80	205
ПУГ -Р-250		250	13	5	2,5			80	220
ПУГ -Р-400		400	20	8	4			80	220
ПУГ -Ш-25		25	1,3					50	250
ПУГ -Ш-40		40	2	0,8				50	250
ПУГ -Ш-65		65	3,2	1,3				50	250
ПУГ -Ш-100		100	5	2	1			50	250
ПУГ -Ш-160		160	8	3	1,6			80	255
ПУГ -Ш-250**		250	13	5	2,5			80	370
ПУГ -Ш-400**		400	20	8	4			80	370
ПУГ -ШУГО-650**		650	32,5	13	6,5			100	460
ПУГ -ШУЭО-25		25	1,3					50	270
ПУГ -ШУЭО-40		40	2	0,8		50	270		
ПУГ -ШУЭО-65		65	3,2	1,3		50	270		
ПУГ -ШУЭО-100		100	5	2	1	50	270		
ПУГ -ШУЭО-160		160	8	3	1,6	80	375		
ПУГ -ШУЭО-250		250	13	5	2,5	80	390		
ПУГ -ШУЭО-400		400	20	8	4	80	390		
ПУГ -ШУГО-25		25	1,3			от -20 до +60	от -40 до +60	50	280
ПУГ -ШУГО-40		40	2	0,8		50	280		
ПУГ -ШУГО-65		65	3,2	1,3		50	280		
ПУГ -ШУГО-100		100	5	2	1	50	280		
ПУГ -ШУГО-160		160	8	3	1,6	80	395		
ПУГ -ШУГО-250**		250	13	5	2,5	80	410		
ПУГ -ШУГО-400**		400	20	8	4	80	410		
ПУГ -ШУГО-650**		650	32,5	13	6,5	100	670		

* Пункты в серийном исполнении изготавливаются с диапазоном измеряемых расходов 1:20. По требованию заказчика пункты могут быть изготовлены с диапазоном измеряемых расходов 1:50 либо 1:100 согласно таблицы.

** По требованию заказчика пункты могут быть изготовлены с измерительными комплексами СГ-ЭК-Т1 (на базе турбинного счетчика газа СГ) либо СГ-ЭК-Т2 (на базе турбинного счетчика газа TRZ).

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».

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.

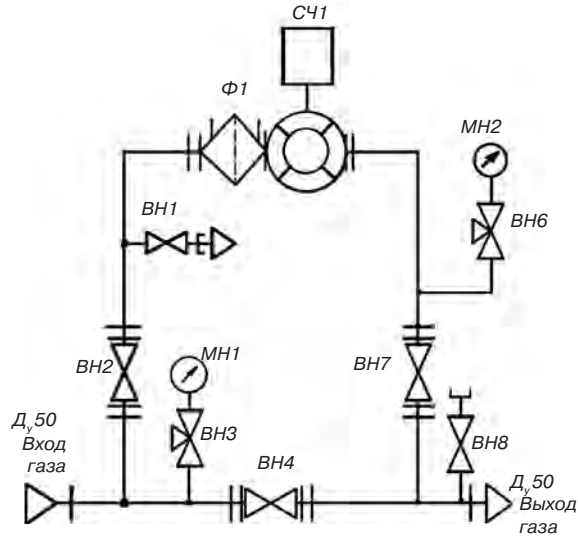


Схема пневматическая функциональная пункта учета газа ПУГ-25, ПУГ-40, ПУГ-65, ПУГ-100: ВН3, ВН6 — кран трехходовой д/манометра; ВН8 — кран шаровой муфтовый 11627п Д, 15; ВН1 — кран шаровой муфтовый 11627п Ду 20; ВН2, ВН4, ВН7 — кран шаровой КШ-50-16; СЧ1 — комплекс измерительный СГ-ЭК-Р-25 (40, 65, 100)/ 1,6; МН1, МН2** — манометр 1,6 МПа; Ф1 — фильтр газа ФГ 16-50 (оснащен индикатором перепада давления ДПД16)

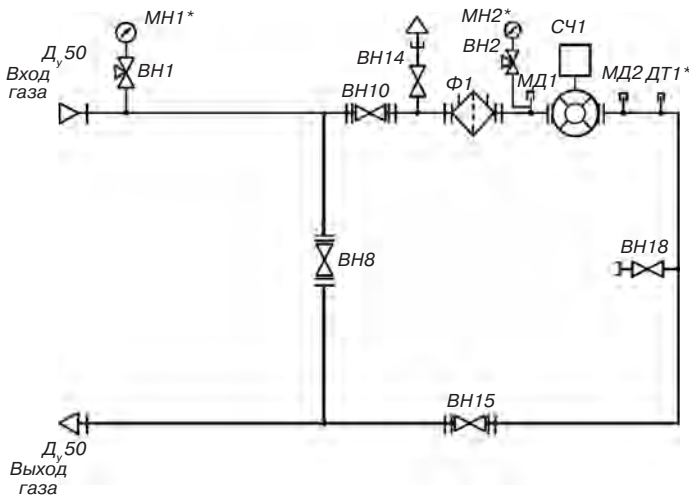
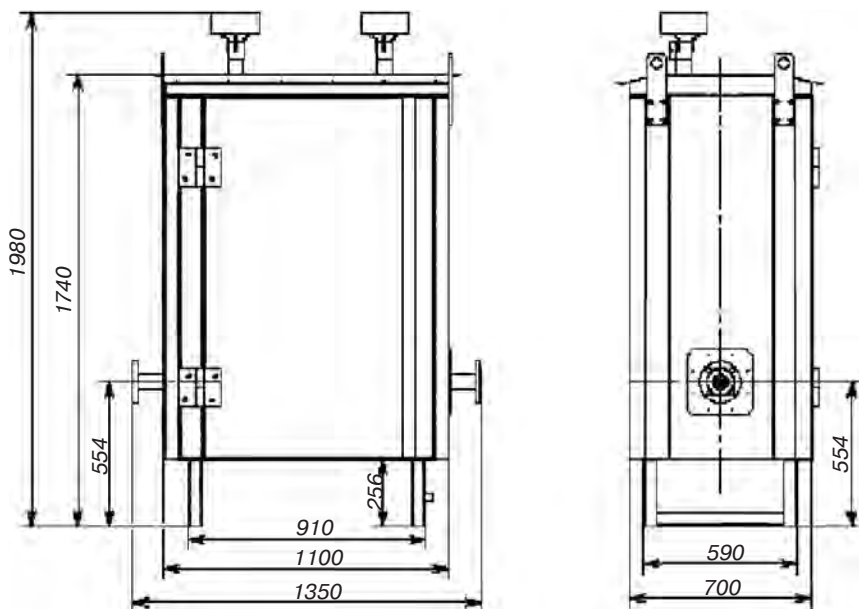
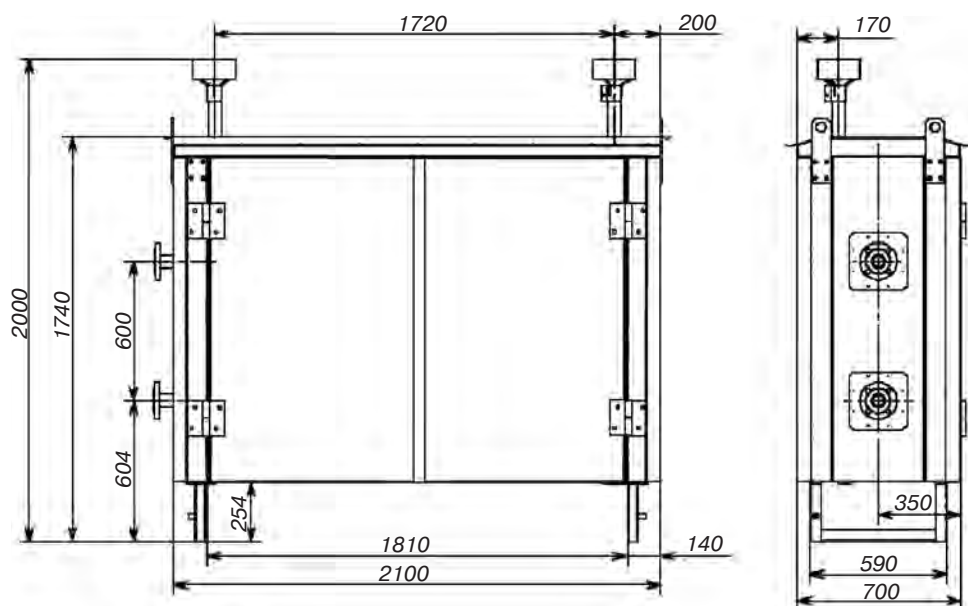


Схема пневматическая функциональная пункта учета газа ПУГ-160, ПУГ-250, ПУГ-400: ВН1, ВН2 — кран трехходовой д/манометра; ВН18 — кран шаровой муфтовый 11627п Д, 15; ВН14 — кран шаровой муфтовый 11627п Ду 20; ВН8, ВН10, ВН15 — кран шаровой КШ-80-16; МД1, МД2 — место отбора давления для контроля перепада давления на счетчике газа; СЧ1 — комплекс измерительный СГ-ЭК-Р-160 (250, 400)/ 1,6; МН1, МН2** — манометр 1,6 МПа; Ф1 — фильтр газа ФГ 16-80 (оснащен индикатором перепада давления ДПД16); ДТ1** — гильза термометра

** Поставляется по заказу.



Габаритный чертеж пунктов учета газа ПУГ-25, ПУГ-40, ПУГ-65, ПУГ-100



Габаритный чертеж пунктов учета газа ПУГ-160, ПУГ-250, ПУГ-400