



ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»

Счетчик газа турбинный TRZ

**Руководство по эксплуатации
ЛГТИ.407221.007РЭ**



СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| 1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА..... | 3 |
| 1.1 Назначение | 3 |
| 1.2 Технические характеристики..... | 3 |
| 1.3 Состав счетчика | 5 |
| 1.3.1 Корпус..... | 5 |
| 1.3.2 Измерительный преобразователь | 5 |
| 1.3.3 Редуктор..... | 5 |
| 1.3.4 Магнитная муфта | 5 |
| 1.3.5 Счетный механизм..... | 5 |
| 1.3.6 Штуцер отбора давления..... | 5 |
| 1.3.7 Гильзы датчиков температуры | 6 |
| 1.3.8 Масляный насос | 6 |
| 1.4 Устройство и работа | 6 |
| 1.5 Комплектность | 6 |
| 1.6 Маркирование и пломбирование..... | 7 |
| 1.7 Упаковка | 7 |
| 1.8 Дополнительное оборудование | 8 |
| 2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ..... | 11 |
| 2.1 Требования безопасности..... | 11 |
| 2.2 Установка счетчика | 11 |
| 2.3 Запуск счетчика..... | 14 |
| 2.4 Отключение счетчика..... | 15 |
| 2.5 Проверка технического состояния | 15 |
| 2.6 Возможные неисправности..... | 15 |
| 3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ | 17 |
| 4 ХРАНЕНИЕ | 17 |
| 5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ..... | 17 |
| 6 ПОВЕРКА | 18 |
| 7 Методика пересчета объема газа при рабочем состоянии к стандартным условиям | 18 |
| 8 Методика оценки технического состояния счетчика путем контроля изменения перепада давления | 20 |
| Приложение А..... | 25 |
| Приложение Б..... | 26 |
| Приложение В..... | 27 |
| Приложение Г | 28 |
| Приложение Д..... | 29 |
| Приложение Е..... | 31 |
| Приложение Ж..... | 32 |
| Методика поверки | |

01.04.2010

изм. 20

Настоящее руководство по эксплуатации предназначено для изучения принципа действия, устройства, правил монтажа, подготовки, наладки, эксплуатации и обслуживания счетчика газа турбинного TRZ (далее по тексту – счетчик, изделие).

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение

1.1 Счетчик газа турбинный TRZ предназначен для коммерческого либо технологического измерения (учета) объемов 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).

Счетчик применяют также на опасных производственных объектах народного хозяйства, в том числе нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой и др. промышленности.

Счетчик предназначен для размещения и эксплуатации во взрывоопасных зонах согласно ПУЭ (“Правила устройства электроустановок”), в которых возможно образование смесей газов и паров с воздухом, отнесенных к категориям ПА и ПВ групп Т1-Т4 по ГОСТ 12.1.011.

Счетчик применим для работы с электронным корректором объема газа ЕК260, ЕК270, ТС210, ТС215.

Внимание! Для учета кислорода использование счётчиков TRZ запрещено!

1.2 Технические характеристики

1.2.1 В таблице 1.1 указаны основные технические характеристики счетчика газа турбинного TRZ.

Таблица 1.1

| Типоразмер | Условный проход измерительного преобразователя Ду (мм) | Q _{max} (м ³ /час) | Q _{min} (м ³ /час) | | Максимальный перепад давления, Па** | Максимальное рабочее давление P _у , МПа (кГс/см ²) |
|------------|--|--|--|------|-------------------------------------|---|
| | | | 1:30* | 1:20 | | |
| G65 | 50 | 100 | - | 5 | 1900 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G160 | 80 | 250 | - | 13 | 1050 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G250 | 80 | 400 | 13 | 20 | 2550 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G250 | 100 | 400 | - | 20 | 1100 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G400 | 100 | 650 | 20 | 32 | 2800 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G400 | 150 | 650 | - | 32 | 370 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G650 | 150 | 1000 | 32 | 50 | 850 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G1000 | 150 | 1600 | 50 | 80 | 2100 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G1000 | 200 | 1600 | - | 80 | 500 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G1600 | 200 | 2500 | 80 | 130 | 1200 | 1,6 (16) / 10 (100) |
| G1600 | 250 | 2500 | - | 130 | 420 | 1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100) |
| G2500 | 250 | 4000 | 130 | 200 | 1050 | 1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100) |
| G2500 | 300 | 4000 | - | 200 | 400 | 1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100) |
| G4000 | 300 | 6500 | 200 | 320 | 1000 | 1,6 (16) / 6,3 (63) / 10 (100) |

* поставляются по специальному заказу

** перепад давления приведен для газа с плотностью и при давлении, указанными в Приложении А, при максимальном расходе Q_{max}.

1.2.2 Измеряемая среда: очищенный от механических примесей и осушенный неагрессивный природный газ по ГОСТ 5542-87, воздух, азот и другие неагрессивные газы. Размер поперечного сечения твёрдых частиц, находящихся в измеряемом газе, не должен превышать 0,08 мм.

1.2.3 Величина перепада давления на счетчике в зависимости от расхода и давления газа определяется по методике, указанной в разделе «Контроль изменения перепада давления». График зависимости перепада давления на счетчике газа в зависимости от расхода газа приведен в приложении А.

1.2.4 Рабочее давление не более: 1,6 МПа, 6,3 МПа, 10 МПа (в зависимости от исполнения).

1.2.5 Относительная влажность воздуха до 95%.

1.2.6 Диапазон температур окружающей среды: от минус 40 °С до плюс 70 °С.

1.2.7 Диапазон температур измеряемой среды: от минус 30 °С до плюс 60 °С.

1.2.8 Пределы допускаемой относительной погрешности составляет:

– для TRZ G65

не более $\pm 2\%$ в диапазоне расходов от Q_{\min} до $0,2Q_{\max}$

не более $\pm 1\%$ в диапазоне расходов от $0,2Q_{\max}$ до Q_{\max} .

– для TRZ G160...G4000

не более $\pm 2\%$ в диапазоне расходов от Q_{\min} до $0,1Q_{\max}$

не более $\pm 1\%$ в диапазоне расходов от $0,1Q_{\max}$ до Q_{\max} .

1.2.9 Межповерочный интервал 8 лет.

1.2.10 Длины прямых участков при монтаже счетчика в трубопровод - в соответствии с таблицей 1.2:

Таблица 1.2

| Характер возмущений потока газа на входе счетчика | Длина прямого участка, не менее | |
|---|---------------------------------|----------------|
| | до счетчика | после счетчика |
| Слабые возмущения (отвод по ГОСТ 17375, переход по ГОСТ 17378, двойной изгиб трубы в разных плоскостях, кран шаровый в полностью открытом положении, фильтр газа) | 2Ду | не требуется |
| Сильные возмущения (регулятор давления) | 5Ду | не требуется |

1.2.11 Полный средний срок службы счетчика – 12 лет. Счетчик является неремонтируемым в условиях эксплуатации изделием. Ремонт осуществляется в условиях предприятия–изготовителя, или предприятием, имеющим на это разрешение предприятия–изготовителя и соответствующие лицензии.

Счетчик относится к восстанавливаемым изделиям.

1.2.12 Габаритные размеры и масса счетчиков приведены в приложении Б.

1.2.13 Корпус счетчика выдерживает испытания на прочность давлением воды: TRZ Ру16 – 2,4 МПа (24 кгс/см²), TRZ Ру63 – 9,5 МПа (95 кгс/см²), TRZ Ру100 – 15 МПа (150 кгс/см²) и на герметичность давлением воздуха: TRZ Ру16 – 1,6 МПа (16 кгс/см²), TRZ Ру63 – 6,3 МПа (63 кгс/см²), TRZ Ру100 – 10 МПа (100 кгс/см²).

1.2.14 Счетчик может выдерживать кратковременные (суммарно не более 1 часа в течение одних суток) перегрузки по расходу величиной не более 160 % Q_{\max} .

1.3 Состав счетчика

Конструкция счетчика приведена в приложении В.

Счетчик TRZ включает в себя следующие составные части:

- корпус;
- измерительный преобразователь;
- многоступенчатый редуктор;
- магнитная муфта;
- 8-ми разрядный роликовый счетный механизм;
- масляный насос *;

* TRZ Ду50-Ду150 изготавливаются без масляного насоса. На TRZ Ду200-Ду300, а также по специальному заказу Ду50-Ду150 масляный насос устанавливается на корпус счетчика.

1.3.1 Корпус

Работающий под давлением стальной фланцевый корпус, представляет собой литую либо сварную конструкцию.

1.3.2 Измерительный преобразователь

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

1.3.3 Редуктор

Передача вращательного движения измерительного турбинного колеса к роликовому счётному механизму осуществляется при помощи магнитной муфты и многоступенчатого редуктора. Червячные и зубчатые колёса изготовлены из коррозионно-стойкой стали, латуни и пластмассы.

1.3.4 Магнитная муфта

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

1.3.5 Счетный механизм

Счетный механизм состоит из восьми цифровых роликов. Для удобства считывания показаний корпус счетной головы имеет возможность поворачиваться вокруг вертикальной оси на 355° .

Счетный механизм счетчика – 8-разрядный.

Цена деления младшего разряда счетного механизма в зависимости от счетчика: TRZ Ду50 – $0,01 \text{ м}^3$; TRZ Ду80...150 – $0,1 \text{ м}^3$; TRZ Ду200...300 – 1 м^3 .

1.3.6 Штуцер отбора давления

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

В случае, если нет необходимости производить отбор давления, штуцер заглушают блокирующей перемычкой, которая фиксируется гайкой, штатно установленной на штуцере.

Соединение штуцеров отбора давления с сигнальными линиями по типоразмеру соединения 7-2-6 ГОСТ25164-96

1.3.7 Гильзы датчиков температуры

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. Счетчик газа TRZ G65 Ду50 мест для установки гильзы датчика температуры не имеет.

При отсутствии гильз(ы) датчиков(а) температуры отверстия(е) закрыты(о) резьбовыми(ой) заглушками(ой).

1.3.8 Масляный насос

Счетчики TRZ Ду50-Ду150 оснащены подшипниками, которые не требуют дополнительной смазки во время эксплуатации. Соответственно, такие счетчики не оснащаются масляным насосом и не нуждаются в обслуживании, связанном с дополнительной смазкой подшипников счетчиков.

По специальному заказу счетчики TRZ Ду50-Ду150 могут оснащаться масляным насосом. Счетчики TRZ Ду200-Ду300 выпускаются только в исполнении с масляным насосом. Масляный насос с маслопроводом устанавливается на корпус таких счётчиков для подачи смазки к подшипникам оси измерительного турбинного колеса при периодическом обслуживании счётчика в эксплуатации.

В масляный насос масло заливается из емкости, входящей в комплект поставки.

Счетчики газа TRZ G65-G1000 (Ду50-Ду150) стандартно поставляются без масляного насоса, оснащение масляным насосом осуществляется по специальному заказу.

1.4 Устройство и работа

Конструктивно счетчик представляет собой отрезок трубы с фланцами, в проточной части которого последовательно по потоку расположен входной струевыпрямитель, узел турбинного колеса с валом и шарикоподшипниковыми опорами вращения и задняя опора.

Принцип действия счетчика 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 счётный механизм, показывающий объемное количество газа, прошедшее через счетчик за время измерения.

Конструкция счетчика обеспечивает возможность его пломбирования, исключая доступ к измерительной камере и счетному механизму без повреждения пломбы.

1.5 Комплектность

В комплект поставки счетчика TRZ входят составные части и документация, приведенные в таблице 1.3.

Таблица 1.3

| Наименование | Кол. |
|-----------------------------|------|
| Счетчик газа турбинный TRZ | 1 |
| Руководство по эксплуатации | 1 |
| Паспорт | 1 |
| Масляный насос * | 1 |
| Емкость с маслом ** | 2 |

* если счетчик оснащен масляным насосом

** емкость с маслом поставляется в случае, если счетчик оснащен масляным насосом. Счетчики с расходом от G1000 Ду200 и выше комплектуются 4-мя емкостями с маслом.

Дополнительное оборудование, поставляемое по специальному заказу:

- Низкочастотный датчик импульсов счетчика типа E1: IN-S10, IN-S11; IN-S12;
- Высокочастотный датчик импульсов A1S;
- Высокочастотный датчик импульсов A1R;
- Среднечастотный датчик импульсов R300;
- Гильза датчика температуры (контрольного термометра);

По согласованию с Заказчиком возможна поставка оборудования:

- Корректор объема газа ЕК260, ЕК270;
- Корректор объема газа ТС210, ТС215;
- Фильтров газа ФГ16;
- Комплект прямых участков КПУ.

1.6 Маркирование и пломбирование

1.6.1 На счетном механизме счётчика размещён шильдик, на котором указаны:

- условное обозначение счетчика;
- наименование (товарный знак) предприятия-изготовителя;
- порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- год изготовления;
- значение максимально допустимого давления измеряемой среды;
- обозначение ТУ;
- минимальный и максимальный измеряемый расход.

На корпусе счётчика также имеется шильдик, указывающий направление потока измеряемого газа.

1.6.2 На счетчике опломбированы:

- крышка счетной головы (2 пломбы);
- заглушки отверстий для установки датчиков импульсов;
- заглушки отверстий для установки гильз датчиков температуры.

1.6.3 Маркировка транспортной тары имеет основные, дополнительные и информационные надписи, манипуляционные знаки: «Осторожно, хрупкое!», «Верх не кантовать», «Бойтесь сырости». Маркировка наносится на двух стенках ящика.

1.7 Упаковка

На фланцах счетчика входной и выходной каналы закрыты клейкой пленкой или заглушками.

Счетчик упакован в деревянный ящик и установлен на деревянные вкладыши, прикрепленные к днищу ящика либо установлен на полету.

Вместе со счетчиком вложены:

- паспорт, руководство по эксплуатации в полиэтиленовом герметизированном пакете;
- емкость с маслом в полиэтиленовом пакете *.

* емкость с маслом поставляется в случае, если счетчик оснащен масляным насосом.

1.8 Дополнительное оборудование

Счетчики могут быть дополнительно оснащены датчиками импульсов различных типов.

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

Подключение всех датчиков импульсов к внешним устройствам должно осуществляться экранированным кабелем.

1.8.1 Низкочастотный датчик импульсов

Счетчик в составе измерительного комплекса СГ-ЭК, СГ-ТК оснащается низкочастотным датчиком импульсов E1, который устанавливается на крышке счетной головы. Схема датчика импульсов E1 и его виды исполнения приведены в приложении Г. В стандартной поставке Комплекса на счетчик установлен датчик импульсов E1 в исполнении IN-S10. Датчик импульсов E1 включает в себя три геркона (герметичные контакты) 1.E1, 2.E1 и РСМ (см. Приложение Г). Герконы 1.E1 и 2.E1 дублируют друг друга и формируют импульсы, количество которых пропорционально объему газа, прошедшему через счетчик. Данные импульсы могут быть использованы при работе с корректорами объемов газа или другими регистрирующими электронными устройствами. При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты геркона РСМ размыкаются, что может быть использовано для сигнализации наличия несанкционированного вмешательства в работу счетчика. Максимальная частота, в зависимости от типа счетчика, и находится в пределах 0,018...0,444 Гц.

Технические характеристики датчика импульсов E1 приведены в таблице 1.4

Таблица 1.4

| Наименование параметра | Значение параметра |
|---|--------------------|
| Коммутируемое напряжение U_{max} , В | 10 |
| Ток нагрузки I_{max} , мА | 50 |
| Мощность P_{max} , Вт | 0,25 |
| Сопротивление добавочного резистора R, Ом | 100±20% |
| Максимальная частота F_{max} , Гц | 0,444 |

1.8.2 Высокочастотные датчики импульсов A1S, A1R

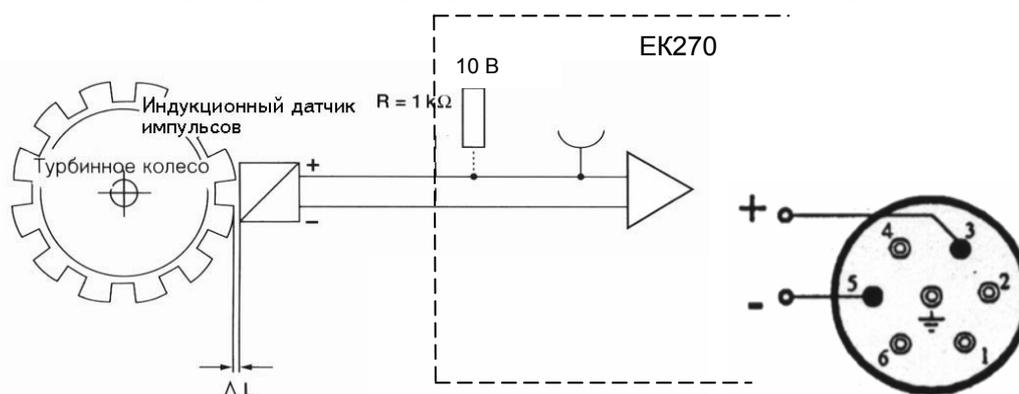
Внешний вид высокочастотных индукционных датчиков импульсов A1S, A1R приведен на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 Внешний вид высокочастотных датчиков импульсов

- Высокочастотный датчик импульсов A1S расположен в непосредственной близости от лопастей измерительного турбинного колеса (рисунок 1.2), что позволяет генерировать импульсы при прохождении лопастей мимо него. Таким образом, датчик A1S генерирует

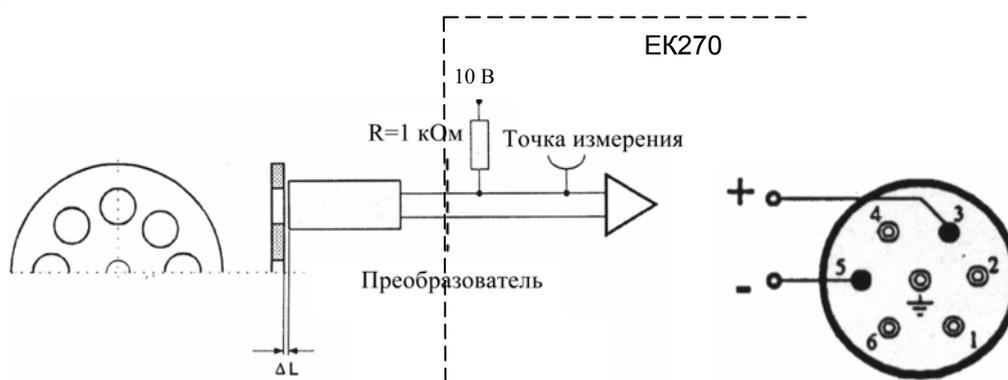
частоту пропорциональную частоте вращения измерительного турбинного колеса, а следовательно пропорциональную расходу газа проходящего через счётчик.



Разъём Binder (вилка) расположен на корпусе датчика A1S.

Рисунок 1.2

- Высокочастотный датчик импульсов A1R расположен в непосредственной близости от ступицы измерительного турбинного колеса (рисунок 1.3), на которой имеются радиально расположенные отверстия, при прохождении которых мимо индукционного датчика последний генерирует импульсы с частотой, пропорциональной частоте вращения турбинного колеса.



Разъём Binder (вилка) расположен на корпусе датчика A1R.

Рисунок 1.3

Схемы подключения разъемов датчиков импульсов A1S, A1R изображены на рисунках 1.2, 1.3

Высокочастотные датчики импульсов A1S, A1R в Комплексах СГ-ЭК с Корректором ЕК270 используются для контроля расхода газа.

Примечание – на счетчик газа TRZ G65 Ду50 может быть установлен только низкочастотный датчик импульсов и высокочастотный датчик импульсов A1R.

Расчет коэффициента передачи C_p приведен в Методике поверки на счетчики газа турбинные TRZ (см. приложение настоящего документа). C_p этих датчиков импульсов зависит от юстировочных пар счетчика, поэтому после очередной поверки (юстировки перед поверкой) необходимо пересчитать этот коэффициент передачи.

Электрические характеристики A1S, A1R:

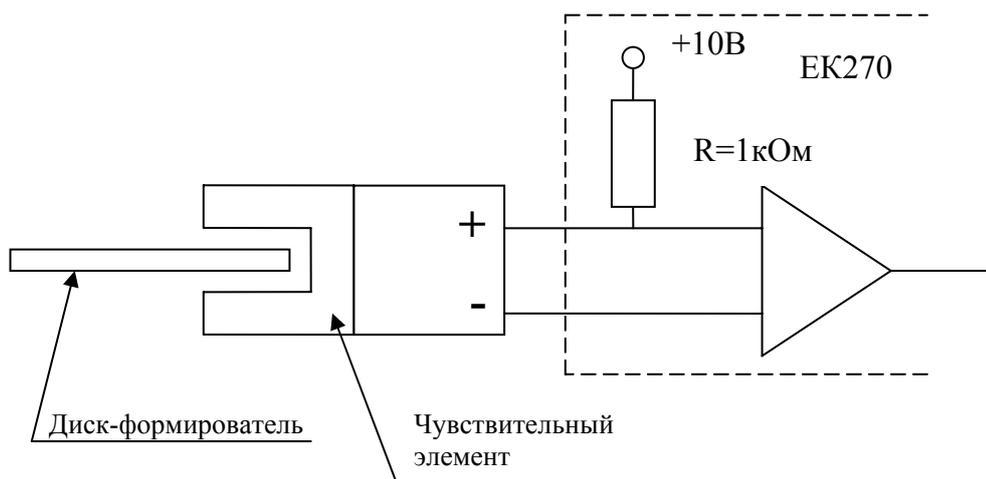
| | |
|---|------------|
| - напряжение питания постоянного тока $U_{ном}$, В | 10,0 |
| - ток нагрузки (открытое состояние), мА | $\geq 2,1$ |
| - ток нагрузки (закрытое состояние), мА | $\leq 1,2$ |
| - напряжение на нагрузке (открытое состояние), В | $< 5,9$ |
| - напряжение на нагрузке (закрытое состояние), В | $> 6,8$ |

Параметры искробезопасной цепи высокочастотных датчиков импульсов A1S, A1R в составе комплекса СГ-ЭК с Корректором ЕК270:

$U_i=10\text{ В}$; $I_i=11\text{ мА}$; $P_i= 120\text{ мВт}$; $L_i=100\text{ мкГн}$; $C_i=90\text{ нФ}$.

1.8.3 Среднечастотный датчик импульсов R300.

Среднечастотный датчик импульсов R300 расположен в счетном механизме счетчика. На одно из зубчатых колес редуктора счетного механизма устанавливается диск-формирователь с радиально расположенными лепестками (пазами), при прохождении которых мимо чувствительного элемента датчика, последний генерирует импульсы с частотой, пропорциональной расходу газа (рисунок 1.4).



. Рисунок 1.4

Кабель с этого датчика выводится через кабельный ввод в нижней части корпуса счетной головы.

Среднечастотный датчик импульсов R300 в Комплексах СГ-ЭК с Корректором ЕК270 используется для контроля расхода газа. Счетчик со среднечастотным датчиком импульсов R300 может эксплуатироваться во взрывоопасных зонах только в Комплексе СГ-ЭК с Корректором ЕК270.

Расчет коэффициента передачи C_p производится по формуле:

$$C_{pE300} = \frac{1}{t_{RN}} Z_{MS}$$

где t_{RN} - цена оборота младшего ролика счетного механизма (указано в Приложении Ж);

Z_{MS} - количество пазов диска формирователя сигнала среднечастотного датчика, $Z_{MS} = 50$.

Электрические характеристики:

| | |
|---|------------|
| - напряжение питания постоянного тока $U_{ном}$, В | 10,0 |
| - ток нагрузки (открытое состояние), мА | $\geq 3,5$ |
| - ток нагрузки (закрытое состояние), мА | $\leq 2,0$ |

Параметры искробезопасной цепи среднечастотного датчика импульсов в составе комплекса СГ-ЭК с корректором ЕК270:

$U_i=10\text{ В}$; $I_i=11\text{ мА}$; $P_i=50\text{ мВт}$; $L_i=0\text{ мкГн}$; $C_i=5\text{ нФ}$.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Требования безопасности

2.1.1 Для чистки счетчиков необходимо использовать только влажную ткань.

2.1.2 Установка, ввод в эксплуатацию, техническое обслуживание и поверка счетчика производится организацией, имеющей лицензию на производство этих работ.

Счетчик является неремонтируемым в условиях эксплуатации изделием, ремонт осуществляется в условиях предприятия–изготовителя, или предприятием, имеющим на это разрешение предприятия–изготовителя.

2.1.3 Технический персонал, проводящий монтаж и обслуживание счетчиков, должен быть ознакомлен с принципом работы, руководством по эксплуатации и допущен для проведения данных работ.

2.1.4 При монтаже, подготовке к пуску, эксплуатации и демонтаже счетчика соблюдать меры предосторожности в соответствии с требованиями правил техники безопасности (ПТБ), установленными на объекте и регламентируемыми при работе с пожароопасными и взрывоопасными газами, с газами под давлением, в том числе пользоваться инструментом, исключающим возникновение искры.

2.1.5 Все работы по монтажу и демонтажу выполнять при отсутствии давления газа в трубопроводе, где установлены счетчики.

2.1.6 Счетчики должны эксплуатироваться в системах, в которых рабочее давление не превышает:

1,6 МПа – для счетчиков с максимальным рабочим давлением Ру16;

6,3 МПа – для счетчиков с максимальным рабочим давлением Ру63;

10 МПа – для счетчиков с максимальным рабочим давлением Ру100.

2.1.7 Периодическую смазку подшипников счетчика допускается производить при рабочем состоянии счетчика.

2.1.8 При монтаже, обслуживании счетчика необходимо руководствоваться требованиями ПБ09-540-03, ПБ09-563-03, ПБ08-624-03, ПБ03-585-03 ПБ12-529-03, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ПУЭ.

2.2 Установка счетчика

2.2.1 Перед вскрытием ящика с комплектом поставки необходимо убедиться в сохранности транспортной тары. При наличии повреждений составить акт и обратиться с рекламацией к транспортной организации.

Если вскрытие ящика происходит в помещении после транспортировки при отрицательных температурах, то перед вскрытием необходимо выдержать счетчик в упакованном виде в этом помещении не менее 48 часов.

Вскрыть ящик со стороны верхней крышки, убрать упаковочный материал, освободить связи, которыми счетчик закреплен на период транспортирования, проверить согласно упаковочной ведомости и паспорту комплектность поставки.

2.2.2 Непосредственно перед монтажом вынуть счетчик из индивидуальной упаковки и удалить все транспортные заглушки. Запрещается поднимать счетчик за голову счетного механизма, маслопровод и масляный насос.

Счетчики Ду200, Ду250, Ду300 имеют строповочные элементы для подъема и погрузки счетчиков.

2.2.3 Место установки счетчика на трубопроводе выбрать так, чтобы предохранить его от ударов, производственной вибрации, механических воздействий и внешнего постоянного магнитного поля или переменного магнитного поля.

2.2.4 Счетчики следует устанавливать в закрытом помещении или под навесом, обеспечивающим защиту от воздействия внешних атмосферных осадков.

2.2.5 В местах присоединения счетчика к трубопроводу рекомендуется предусматривать крепления трубопровода в соответствии с установленными нормами.

2.2.6 Во избежание скопления конденсата, счетчики не должны устанавливаться в нижней части трубопровода.

2.2.7 Не допускается проведение сварочных работ на трубопроводе в районе фланцев счетчика после его установки на трубопровод

2.2.8 Счетчик устанавливается на штатное место после окончания гидравлических испытаний трубопровода.

2.2.9 Перед установкой счетчика трубопровод должен быть высушен и очищен изнутри. Со стороны трубопровода к счетчику не должны прилагаться никакие нагрузки.

2.2.10 Счетчик монтировать на горизонтальном участке трубопровода так, чтобы стрелка на корпусе счетчика совпадала с направлением движения потока газа в трубопроводе, а счетная голова была направлена вертикально вверх.

Допускается производить монтаж счетчиков на вертикальном участке трубопровода. Направление потока газа при таком монтаже сверху вниз либо снизу вверх.

Внимание! В случае вертикальной установки счетчиков, оснащенных масляным насосом, сам масляный насос должен быть повернуть на 90° . Вариант установки счетчика, оснащенного масляным насосом, на вертикальном участке трубопровода должен быть оговорен при заказе

Угловое отклонение оси корпуса счетчика от горизонтали или вертикали не более $\pm 10^{\circ}$.

При соблюдении указанных выше требований и при использовании для фланцевых соединений деталей, указанных в таблице 2.2, несоосность отверстий счетчика и подводящих трубопроводов, находящаяся в пределах допусков на размеры деталей фланцевого соединения, не влияет на метрологические характеристики счетчика.

2.2.11 Счетчик устанавливать в трубопроводе с прямым участком перед счетчиком, длина которого приведена в таблице 1.2, а внутренний диаметр – в таблице 2.1.

Внутренний диаметр элементов трубопровода после счетчика приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1

| Тип счетчика | Минимальный внутренний диаметр прямого участка перед счетчиком, мм | Максимальный внутренний диаметр прямого участка перед счетчиком, мм | Минимальный внутренний диаметр элементов трубопровода после счетчика, мм | Максимальный внутренний диаметр элементов трубопровода после счетчика, мм |
|--------------|--|---|--|---|
| TRZ Ду50 | 48 | 52 | 45 | 55 |
| TRZ Ду80 | 77 | 83 | 72 | 88 |
| TRZ Ду100 | 97 | 103 | 90 | 110 |
| TRZ Ду150 | 147 | 153 | 135 | 165 |
| TRZ Ду200 | 195 | 206 | 180 | 220 |
| TRZ Ду250 | 245 | 258 | 225 | 275 |
| TRZ Ду300 | 294 | 308 | 270 | 330 |

Величина наибольшего отклонения результатов измерений внутреннего диаметра прямого участка от его среднего значения (круглости) до счетчика не должна превышать 3%.

Контроль круглости прямого участка до счетчика проводится по результатам измерений не менее четырех внутренних диаметров, измеренных под равными углами в сечениях непосредственно перед счетчиком и на расстоянии 2Ду от счетчика. Результаты измерений должны отличаться от среднего диаметра не более чем на 3%.

Величина наибольшего отклонения результатов измерений внутреннего диаметра трубопровода от его среднего значения (круглости) после счетчика не нормируется.

Допустимые варианты монтажа указаны в Приложении Д.

Примечание: для монтажа счетчиков газа турбинных TRZ в трубопровод возможна поставка «Комплекта прямых участков КПУ», соответствующих требованиям данного документа и Правил метрологии Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков газа ПР50.2.019-2006. На прямом участке до и после счетчика организованы места отбора давления, на прямом участке после счетчика дополнительно имеется место для измерения температуры (подключение преобразователя температуры или контрольного термометра).

2.2.12 Для монтажа счётчиков TRZ на трубопроводе необходимо использовать ответные фланцы согласно таблице 2.2.

Таблица 2.2

| ДУ, мм | Ру, МПа (кГс/см ²) | Ответные фланцы |
|----------|--------------------------------|---|
| 50 | 1,6 (16) | Фланец 1-50-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 80 | 1,6 (16) | Фланец 1-80-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 100 | 1,6 (16) | Фланец 1-100-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 150 | 1,6 (16) | Фланец 1-150-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 200 | 1,6 (16) | Фланец 1-200-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 250 | 1,6 (16) | Фланец 3-250-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 300 | 1,6 (16) | Фланец 3-300-16 ГОСТ 12820-80 или ГОСТ 12821-80 |
| 250 | 6,3 (63) | Фланец 3-250-63 ГОСТ 12821-80 |
| 300 | 6,3 (63) | Фланец 3-300-63 ГОСТ 12821-80 |
| 80...150 | 10 (100) | ANSI600 |

2.2.13 В качестве уплотнения для герметичного соединения фланцевых поверхностей счетчика TRZ с фланцами трубопровода могут использоваться прокладки из различных материалов, допущенных к применению в газовом хозяйстве.

Уплотнительные прокладки должны иметь ровные, без «бахромы» по внутреннему и наружному контуру края и не выступать внутрь трубопровода.

Недопустимо попадание смазочного материала с уплотнительных прокладок в измерительную камеру счетчика.

2.2.14 В случае присутствия в газе твердых частиц, размер поперечного сечения которых более 0,08 мм, перед счетчиком необходимо устанавливать фильтр газа.

Рекомендуется применение фильтров газа ФГ16 производства «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника».

2.2.15 Рекомендуемые схемы монтажа счетчика на трубопроводе приведены в приложении Е. На трубопроводах с давлением до 1,6 МПа включительно монтаж счетчика допускается производить без перепускного канала. На трубопроводах с давлением свыше 1,6 МПа рекомендуемая схема монтажа счетчика с перепускным каналом.

2.2.16 Счетчики TRZ Ду50-Ду150 выпускаются без масляного насоса. Такие счетчики не нуждаются в дополнительном обслуживании, связанном с дополнительной смазкой подшипников счетчика.

Счетчики TRZ Ду200-Ду300, а также по специальному заказу TRZ Ду50-Ду150 оснащаются масляным насосом для смазки подшипников счетчиков. Перед вводом в эксплуатацию счётчика с масляным насосом необходимо произвести смазку подшипников центрального вала (оси). Для этого следует заполнить масляный насос маслом из комплекта поставки и произвести 10 энергичных нажатий на рычаг масляного насоса для счетчиков Ду50-Ду200 и 15 нажатий для счетчиков Ду250-Ду300.

2.3 Запуск счетчика

2.3.1 Перед запуском счетчика необходимо:

- проверить правильность монтажа;
- установить заглушки на неиспользуемые разъемы датчиков импульсов.

2.3.2 До начала запуска счетчика все вентили на трубопроводе должны быть закрыты. На всех стадиях запуска счетчика расход газа, проходящего через счетчик, не должен превышать значение максимального расхода для этого счетчика.

2.3.3 Запуск счетчика без перепускного канала (Приложение Е).

2.3.3.1 С помощью запорного устройства 2 увеличить давление на счетчике до давления, равного давлению в подводящем трубопроводе. Скорость повышения давления газа в трубопроводе не должна превышать 350 мбар/с.

2.3.3.2 Начать открывание запорного устройства 6 до начала вращения турбины счетчика. Контролировать начало вращения можно по вращению колеса младшего разряда счетного механизма. Плавно открыть вентиль до конца. Скорость повышения давления газа в трубопроводе не должна превышать 350 мбар/с.

2.3.4 Запуск счетчика с перепускным каналом (Приложение Е).

2.3.4.1 При закрытых запорных устройствах 2 и 6 уравнивать давление до и после счетчика, плавно открывая вентиль 9 перепускного канала. Скорость повышения давления газа в трубопроводе не должна превышать 350 мбар/с.

2.3.4.2 Запустить счетчик согласно п.п.2.3.3.1 и 2.3.3.2.

2.3.4.3 Плавно закрыть вентиль 9 перепускного канала до конца.

2.3.5 После достижения рабочего давления, с помощью запорного устройства, установленного за счетчиком, плавно (исключая пневмоудары), обеспечить необходимый расход газа. Скорость повышения давления газа в трубопроводе не должна превышать 350 мбар/с.

2.3.6 Показателем нормального функционирования счетчика является вращение последнего ролика на панели индикатора счетного механизма во всем диапазоне расходов газа.

Допускается неравномерное вращение ролика.

2.3.7 После монтажа и проверки работоспособности счетчика составляется акт об установке счетчика, делается отметка в паспорте на изделие. Зафиксировать в рабочем журнале обслуживающего персонала показание счетчика, при котором была начата эксплуатация.

2.4 Отключение счетчика

2.4.1 Для отключения счетчика плавно закройте запорное устройство после счетчика. Затем плавно закрыть запорное устройство перед счетчиком.

2.5 Проверка технического состояния

Техническое состояние счетчика после транспортирования, хранения в складских условиях или длительного нахождения в нерабочем состоянии проверить согласно табл.2.3.

Таблица 2.3

| Вид проверки | Приборы. Методы проверки | Технические требования |
|--|---|---|
| 1. Проверка внешнего вида | Визуальный контроль | Соответствие чертежам, корпус не должен иметь вмятин, забоин, отслоений, следов коррозии. Счетчик должен быть опломбирован. Корпус должен иметь заглушки. |
| 2. Проверка работы масляного насоса * | Нажатием на рычаг насоса | Должна обеспечиваться легкость хода рычага насоса |
| 3. Проверка плавности вращения турбинного колеса | Продуть счетчик в направлении стрелки на корпусе счетчика | Турбинное колесо должно вращаться равномерно, без рывков и заеданий |

* для счетчиков, оснащенных масляным насосом

2.6 Возможные неисправности

Неисправности счетчика и способы их устранения приведены в табл.2.4.

Таблица 2.4

| Наименование неисправности, внешнее проявление и дополнительные признаки | Вероятная причина | Методы устранения |
|--|--|--|
| 1. Появление металлического звука, характерного для вращения подшипника при отсутствии или недостаточном количестве смазки | 1. Отсутствие или недостаток смазки в подшипниках центрального вала | 1. С помощью масляного насоса подать масло к подшипникам. * |
| 2. При наличии расхода газа через счетчик показания счетного механизма не изменяются | 2. Турбинка заторможена из-за засорения проточной части счетчика механическими включениями | 1. Продуть внутреннюю полость (проточную часть) счетчика струей сжатого воздуха. |

* для счетчиков, оснащенных масляным насосом

2.7 В условиях эксплуатации счетчик является неремонтируемым изделием. Ремонт осуществляется изготовителем или организацией, уполномоченной изготовителем на проведение таких видов работ и имеющей соответствующие лицензии.

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 В процессе эксплуатации счётчика необходимо вести учет всех профилактических работ и времени наработки счетчика при эксплуатации.

3.2 Счетчики TRZ Ду50-Ду150 выпускаются без масляного насоса. Такие счетчики не нуждаются в дополнительном обслуживании, связанном с дополнительной смазкой подшипников счетчика.

Счетчики TRZ Ду200-Ду300, а также по специальному заказу TRZ Ду50-Ду150 оснащаются масляным насосом для смазки подшипников счетчиков. В процессе эксплуатации таких счётчиков необходимо своевременно производить периодическую смазку подшипников при помощи масляного насоса (если счетчик им оснащен), используя для этого масло из комплекта ЗИП. Первичная смазка в соответствии с п.2.2. Периодичность смазки в зависимости от диаметра условного прохода счетчика указана в таблице 3.4.

Таблица 3.4

| Ду50-Ду200 | Ду250-Ду300 |
|-------------------------------|--------------------------------|
| 4-6 нажатий каждые 3-4 месяца | 6-10 нажатий каждые 3-4 месяца |

Своевременно заполнять резервуар масляного насоса. Не допускать попадания (засасывания) воздуха в канал маслопровода.

Для смазки подшипников счетчика (заправки масляного насоса) допустимо применение следующих масел:

- Shell RISELLA Oil D15;
- Shell TELLUS T15;
- Shell MORLINA 15;
- Shell TELLUS C10;
- Shell MORLINA Oil 10;
- VOLTOL OIL 22 [32]

Возможно применение других минеральных масел, не содержащее смол и кислот, с вязкостью не более 30 сСт при температуре 20⁰С и точкой затвердевания ниже минус 50⁰С

Счетчик без масляного насоса оснащен подшипниками, не требующими смазки. Такие счетчики в обслуживании не нуждаются.

3.3 Своевременно производить поверку счетчика (измерительного преобразователя).

4 ХРАНЕНИЕ

Счетчики в упакованном виде должны храниться при соблюдении условий хранения по ГОСТ 12997 группа В3.

В помещении для хранения не должно быть пыли, паров кислот и щелочей, агрессивных газов и других вредных примесей, вызывающих коррозию.

5 ТРАСПОРТИРОВАНИЕ

Упакованные счетчики могут транспортироваться любым видом закрытого транспорта с соблюдением условий по ГОСТ 12997, группа Д3.

Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортировки ящики не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков.

Способ укладки ящиков на транспорте должен исключать возможность их перемещения во время транспортировки.

6 ПОВЕРКА

6.1 Очередную поверку счетчика производят один раз в 8 лет по методике поверки, приведенной в Приложении данного Руководства по эксплуатации. Внеочередная поверка производится после ремонта счетчика по той же методике поверки.

Данные для расчета коэффициента C_p приведены в Приложении Ж.

В соответствии с описанием типа счётчика газа турбинного TRZ, в случае замены измерительного преобразователя, установленного в счётчике, на другой измерительный преобразователь, заранее поверенный на заводе-изготовителе, счётчик последующей поверке не подлежит.

6.2 Определение относительной погрешности.

Допускаемая относительная погрешность определяется на расходах, указанных в Методике поверки. Допускаемая относительная погрешность должна быть:

– для TRZ G65

не более $\pm 2\%$ в диапазоне расходов от Q_{\min} до $0,2Q_{\max}$

не более $\pm 1\%$ в диапазоне расходов от $0,2Q_{\max}$ до Q_{\max} .

– для TRZ G160...G4000

не более $\pm 2\%$ в диапазоне расходов от Q_{\min} до $0,1Q_{\max}$

не более $\pm 1\%$ в диапазоне расходов от $0,1Q_{\max}$ до Q_{\max} .

Погрешность поверочной установки должна быть не более $\pm 0,3\%$.

7 Методика пересчета объема газа при рабочем состоянии к стандартным условиям

Счетчик TRZ обеспечивает измерение объемного количества газа при рабочих условиях (по давлению и температуре).

Расчёт объёма газа, приведённого к стандартным условиям ($P_c=0,101325$ МПа, $T_c=293,15$ °К), производится по формулам нормативных документов ГОСТ30319, ПР50.2.019-2006 «Правила метрологии. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счётчиков».

Вычисление приведённого к стандартным условиям объёма газа V_c , прошедшего через счётчик и объёмного расхода Q_c с учётом коэффициента сжимаемости газа, проводят в соответствии со следующими формулами:

а) для стандартного объёма газа

$$V_c = \frac{T_c}{K \cdot P_c} * \frac{P \cdot V}{T}, \text{ м}^3 \quad (7.1)$$

где P_c и T_c – давление и температура газа при стандартных условиях, Па, °К;

V – объём газа при рабочих условиях (берётся по показаниям счётчика), м³;

T , P – температура и абсолютное ($P_{\text{атм}}+P_{\text{изб}}$) давление газа при рабочих условиях, °К, Па;

K – коэффициент сжимаемости газа, вычисленный в соответствии с требованиями ГОСТ30319.2-96.

б) для стандартного объёмного расхода газа

$$Q_c = \frac{\Delta V_c}{\Delta t}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7.2)$$

где Δt – промежуток времени измерения [ч];

ΔV_c – объём газа, приведённый к стандартным условиям, за промежуток времени Δt , м³.

Примечание – Для определения объёмного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, совместно со счётчиками газа TRZ рекомендуется применять электронные корректора объёма газа ЕК260, ЕК270, ТС210, ТС215 (комплексы для измерения количества газа СГ-ЭК, СГ-ТК).

Место отбора давления – штуцер отбора давления на корпусе счетчика. Допускается проводить отбор давления на расстоянии (1...3)Ду до или после счетчика.

Место измерения температуры на счетчиках TRZ Ду80...Ду300 – на корпусе счетчика в специально предусмотренных для этого местах, либо на трубопроводе после счётчика на расстоянии от 2 Ду до 5 Ду.

Для счетчиков TRZ Ду50 измерение температуры газа следует производить на трубопроводе после счётчика на расстоянии от 2 Ду до 5 Ду.

8 Методика оценки технического состояния счетчика путем контроля изменения перепада давления

В соответствие с ПР 50.2.019-2006 МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ПОМОЩИ ТУРБИННЫХ, РОТАЦИОННЫХ И ВИХРЕВЫХ СЧЕТЧИКОВ п.11.5: «На турбинных и ротационных счетчиках, фильтре и струевыпрямителе необходимо периодически контролировать измерение перепада давления». При проведении периодического контроля перепада давления на счетчиках газа TRZ необходимо руководствоваться данной методикой, которая определяет периодичность проведения контроля и дает критерии оценки работоспособности счетчика при конкретных значениях рабочих параметров (давление и расход газа).

Причинами изменения перепада давления для турбинных счетчиков могут быть: засорение проточной части; загрязнение или износ подшипников счетчика; изменение геометрии турбинного колеса вследствие воздействия твердых частиц; разрушение оси турбинного колеса; засорение редуктора, приводящего к притормаживанию турбинного колеса.

Места для измерения перепада давления на счетчике газа TRZ располагаются на трубопроводе до и после счетчика на расстоянии от 1 до 3Ду от его фланцев. Требования к местам отбора давления – в соответствии с ПР 50.2.019-2006.

Для контроля перепада давления на счетчике могут применяться электронные и механические СИ перепада давления.

8.1 Границы определения допустимого значения перепада давления на счетчике газа

8.1.1 Увеличение перепада давления на счетчике газа не связано однозначно с увеличением его погрешности. Данный метод контроля позволяет определить увеличение погрешности счетчика только с определенной вероятностью. На основании проведенных испытаний увеличение перепада давления на счетчике газа с большой долей вероятности соответствует увеличению погрешности счетчика при расходах больше $0,1Q_{max}$. В связи с этим, измерение перепада давления на счетчике газа для оценки его технического состояния необходимо проводить при расходах газа не меньше $0,1Q_{max}$.

8.1.2 В настоящее время, все механические дифманометры, электронные датчики и преобразователи различных производителей, используемые для измерения перепада давления на счетчиках газа, имеют приведенные погрешности (γ), нормируемые от верхнего предела измерения (ВПИ). В связи с этим, для каждого конкретного СИ перепада давления в зависимости от его ВПИ можно определить диапазон использования результатов измерения, введя нижнее граничное значение (НГЗ), ниже которого он имеет относительную погрешность, сопоставимую с измеряемой величиной. Использование результатов измерений дифманометров, датчиков и преобразователей для контроля перепада давления ниже НГЗ может привести к неверному выводу о необходимости технического обслуживания или ремонта исправного счетчика из-за большой погрешности измерения.

НГЗ для СИ перепада давления находится по формуле (8.1).

$$НГЗ = \frac{\gamma \cdot ВПИ}{0,2}, \quad (8.1)$$

где γ – модуль допускаемой приведенной погрешности измерения СИ, например, если приведенная погрешность $\gamma = \pm 0,1\%$, то ее модуль $\gamma = 0,1 / 100 = 0,001$;

ВПИ – верхний предел измерения СИ, Па;

8.2 Контроль технического состояния счетчика газа по измеренному значению перепада давления

Контроль технического состояния счетчика газа рекомендуется проводить исходя из условий эксплуатации, но не реже 1 раза в месяц.

При проведении периодического контроля технического состояния счетчика газа по измеренному значению перепада давления на нем необходимо выполнить следующие действия:

1) Определить текущее значение рабочего расхода газа «Qр». Данное значение можно определить, например, по корректору в составе комплекса СГ-ЭК, СГ-ТК (Корректоры объема газа ЕК260, ЕК270, ТС210, ТС215) Убедиться, что текущий рабочий расход газа больше 0,1Qmax. В случае, если текущее значение расхода меньше 0,1Qmax, то проводить контроль работоспособности счетчика по перепаду давления производить нельзя. В этом случае необходимо «разогнать» счетчик до расхода больше 0,1Qmax, например, используя продувочную свечу после счетчика.

2) По формуле (8.1) определить НГЗ для используемого прибора для контроля перепада давления.

3) Определить текущие значение рабочего давления, например при помощи корректоров объема газа.

4) Определить текущие значение перепада давления. В случае, когда счетчик установлен в Комплексе СГ-ЭК с корректором ЕК270, то данное значение находится в меню «Давление» корректора ЕК270.

5) Получить расчетное значение перепада давления $\Delta P_{расч}$ для конкретных рабочих условий в соответствии с методикой, приведенной в ПР 50.2.019-2006 по формуле (8.2):

$$\Delta P_{расч} = \Delta P_p \left(\frac{\rho_c \cdot P}{\rho_{ср} \cdot P_p} \right) \quad (8.2),$$

где

ΔP_p - перепад давления на счетчике, определенный из графика, приведенного в Приложении А, Па;

P - давление газа (абсолютное) при конкретных рабочих условиях, МПа. $P = P_{изм} + P_a$, где $P_{изм}$ – измеренное избыточное давление, P_a – атмосферное давление;

P_p – значение давления газа при стандартных условиях, для которых регламентированы потери давления (для которых построен график) $P_p = 0,1 \text{ МПа}$ (1 кг/с/см^2);

ρ_c – значение плотности измеряемого газа при стандартных условиях;

$\rho_{ср}$ – значение плотности газа при стандартных условиях, для которых регламентированы потери давления (для которых построен график) $\rho_{ср} = 1,29 \text{ кг/м}^3$;

6) Найти допустимое расчетное значение перепада давления $\Delta P_{доп расч}$, умножив расчетное значение $\Delta P_{расч}$ на коэффициент 1,5 (8.3) в соответствии с п.11.5 ПР 50.2.019-2006

$$\Delta P_{доп расч} = \Delta P_{расч} * 1,5 \quad (8.3).$$

7) В случае, если допустимое расчетное значение перепада на счетчике газа $\Delta P_{доп расч}$ меньше НГЗ для используемого СИ перепада давления ($\Delta P_{доп расч} < \text{НГЗ}$), то допустимым значением перепада на счетчике газа $\Delta P_{доп}$ при текущих рабочих условиях считается НГЗ (8.4).

$$\Delta P_{доп} = \text{НГЗ} \quad (8.4).$$

При этом, сравнивая текущее значение перепада давления на счетчике газа ΔP с допустимым $\Delta P_{доп}$, можно получить несколько возможных случаев:

а) Текущее значение перепада давления на счетчике газа находится в диапазоне: $0 < \Delta P < 0,8 \Delta P_{доп}$.

В этом случае, однозначно делается вывод о работоспособности счетчика.

б) Текущее значение перепада давления на счетчике газа находится в диапазоне: $0,8 \Delta P_{доп} \leq \Delta P \leq \Delta P_{доп}$.

В этом случае необходимо обратить на этот счетчик особое внимание при следующей проверке, т.к. возможно скоро счетчик будет нуждаться в обслуживании или ремонте.

в) Текущее значение перепада давления на счетчике находится в диапазоне: $\Delta P_{доп} < \Delta P \leq 1,2 \Delta P_{доп}$.

Провести анализ предыдущих проверок перепада давления на этом счетчике или изучить данные архива (в случае, когда счетчик входит в состав комплекса СГ-ЭК с Корректором ЕК270).

Если при предыдущих проверках или в последних записях архива измеренное значение перепада не находилось вблизи допустимого значения, то возможно временное загрязнение полости счетчика, которое может вскоре самоустраниться. В этом случае необходимо провести дополнительный контроль перепада давления на счетчике через небольшой промежуток времени (3-5 дней): если перепад на счетчике газа не уменьшился, то принимается решение о необходимости проведения технического обслуживания или ремонта счетчика; если перепад на счетчике вернулся в границы допустимых значений, то счетчик считается работоспособным.

г) Текущее значение перепада давления на счетчике газа значительно превышает рассчитанное допустимое значение: $\Delta P > 1,2 \Delta P_{доп}$.

Принять решение о проведении технического обслуживания (ремонта) счетчика газа.

8) В случае, если рассчитанное допустимое значение перепада на счетчике газа $\Delta P_{доп расч}$ больше НГЗ для используемого СИ перепада давления, то допустимым значением перепада на счетчике газа $\Delta P_{доп}$ при текущих рабочих условиях считается рассчитанное допустимое значение $\Delta P_{доп расч}$ (8.5).

$$\Delta P_{доп} = \Delta P_{доп расч} \quad (8.5).$$

При этом, решение о признании счетчика работоспособным или не работоспособным принимается так же, как описано в предыдущем пункте (п.7 а, б, в, г)

Рассмотрим примеры проведения контроля технического состояния счетчика TRZ G650 Ду150 в составе комплекса СГ-ЭК-Т2-0,75-1000/1,6 (корректор ЕК270 с преобразователем перепада давления с ВПИ=10 кПа, приведенная погрешность 0,1%) при следующих рабочих условиях:

| 1 | 2 | 3 |
|---|--|---|
| Расход газа $Q_p = 60 \text{ м}^3/\text{ч}$; Давление газа (избыточное) $P = 0,6 \text{ МПа}$ (6 бар); Плотность газа при стандартных условиях $\rho_c = 0,68 \text{ кг}/\text{м}^3$. НГЗ = 50 Па (по формуле (8.1)). | Расход газа $Q_p = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$; Давление газа (избыточное) $P = 0,2 \text{ МПа}$ (2 бара); Плотность газа при стандартных условиях $\rho_c = 0,68 \text{ кг}/\text{м}^3$. НГЗ = 50 Па (по формуле (8.1)). | Расход газа $Q_p = 900 \text{ м}^3/\text{ч}$; Давление газа (избыточное) $P = 0,5 \text{ МПа}$ (5 бар); Плотность газа при стандартных условиях $\rho_c = 0,68 \text{ кг}/\text{м}^3$. НГЗ = 50 Па (по формуле (8.1)). |
| 1. Убедимся, что текущее значение рабочего расхода больше $0,1Q_{\text{max}}$ и можно проводить контроль | | |
| Значение рабочего расхода газа меньше $0,1Q_{\text{max}}$. Для контроля технического состояния счетчика необходимо дождаться, когда значение рабочего расхода превысит $0,1Q_{\text{max}}$ или взять данные для контроля из архива корректора. | Значение рабочего расхода газа больше $0,1Q_{\text{max}}$. Можно проводить контроль. | Значение рабочего расхода газа больше $0,1Q_{\text{max}}$. Можно проводить контроль. |
| 2. Определим перепад давления (согласно РЭ на СИ – ЕК270 с преобразователем перепада давления) | | |
| 3. Найдем на графике зависимости перепада давления из РЭ на счетчик (Приложение А) | | |
| - | $\Delta P_p = 10 \text{ Па}$ | $\Delta P_p = 680 \text{ Па}$ |
| 4. Вычислим расчетное значение перепада давления на счетчике газа при текущих рабочих условиях по формуле (8.2) | | |
| - | $\Delta P_{\text{расч}} = 15,8 \text{ Па}$ | $\Delta P_{\text{расч}} = 2150 \text{ Па}$ |
| 5. Вычислим допустимое расчетное значение перепада давления на счетчике газа при текущих рабочих условиях по формуле (8.3) | | |
| - | $\Delta P_{\text{доп расч}} = 23,7 \text{ Па}$ | $\Delta P_{\text{доп расч}} = 3225 \text{ Па}$ |
| 6. Сравним полученное допустимое расчетное значение перепада давления на счетчике газа с НГЗ преобразователя перепада давления | | |
| - | $23,7 \text{ Па} < 50 \text{ Па}$, т.е. $\Delta P_{\text{доп}} = \text{НГЗ} = 50 \text{ Па}$ | $3225 \text{ Па} > 50 \text{ Па}$ т.е. $\Delta P_{\text{доп}} = \Delta P_{\text{доп расч}} = 3225 \text{ Па}$ |

| | |
|--|--------------------------|
| 7. Сравним текущее значение перепада на счетчике ΔP с $\Delta P_{доп}$. Рассмотрим несколько случаев. | |
| - | а) $\Delta P = 30$ Па. |
| | а) $\Delta P = 800$ Па. |
| Текущее значение перепада давления на счетчике газа значительно ниже допустимого значения. Счетчик газа работоспособен. | |
| | б) $\Delta P = 45$ Па. |
| | б) $\Delta P = 2800$ Па. |
| Текущее значение перепада входит в диапазон: $(0,8 \Delta P_{доп} \leq \Delta P \leq \Delta P_{доп})$. Обратить на этот счетчик особое внимание при следующей проверке, т.к. возможно скоро он будет нуждаться в обслуживании или ремонте. | |
| | в) $\Delta P = 55$ Па. |
| | в) $\Delta P = 3483$ Па. |
| Текущее значение перепада входит в диапазон: $(\Delta P_{доп} < \Delta P \leq 1,2 \Delta P_{доп})$. Провести анализ предыдущих проверок перепада давления на этом счетчике или изучить данные архива. Если при предыдущих проверках или в последних записях архива измеренное значение перепада не находилось вблизи допустимого значения, то возможно временное загрязнение полости счетчика, которое может вскоре самоустраниться. Необходимо провести дополнительный контроль перепада давления на счетчике через небольшой промежуток времени (3-5 дней): если перепад на счетчике газа не уменьшился, то принять решение о необходимости проведения технического обслуживания или ремонта счетчика; если перепад на счетчике вернулся в границы допустимых значений, то счетчик считается работоспособным. | |
| | г) $\Delta P = 70$ Па. |
| | г) $\Delta P = 4031$ Па. |
| Текущее значение перепада находится в диапазоне: $\Delta P > 1,2 \Delta P_{доп}$ Счетчик газа требует технического обслуживания или ремонта. | |

Приложение А

(справочное)

График зависимости перепада (потери) давления на счетчике газа
в зависимости от расхода газа

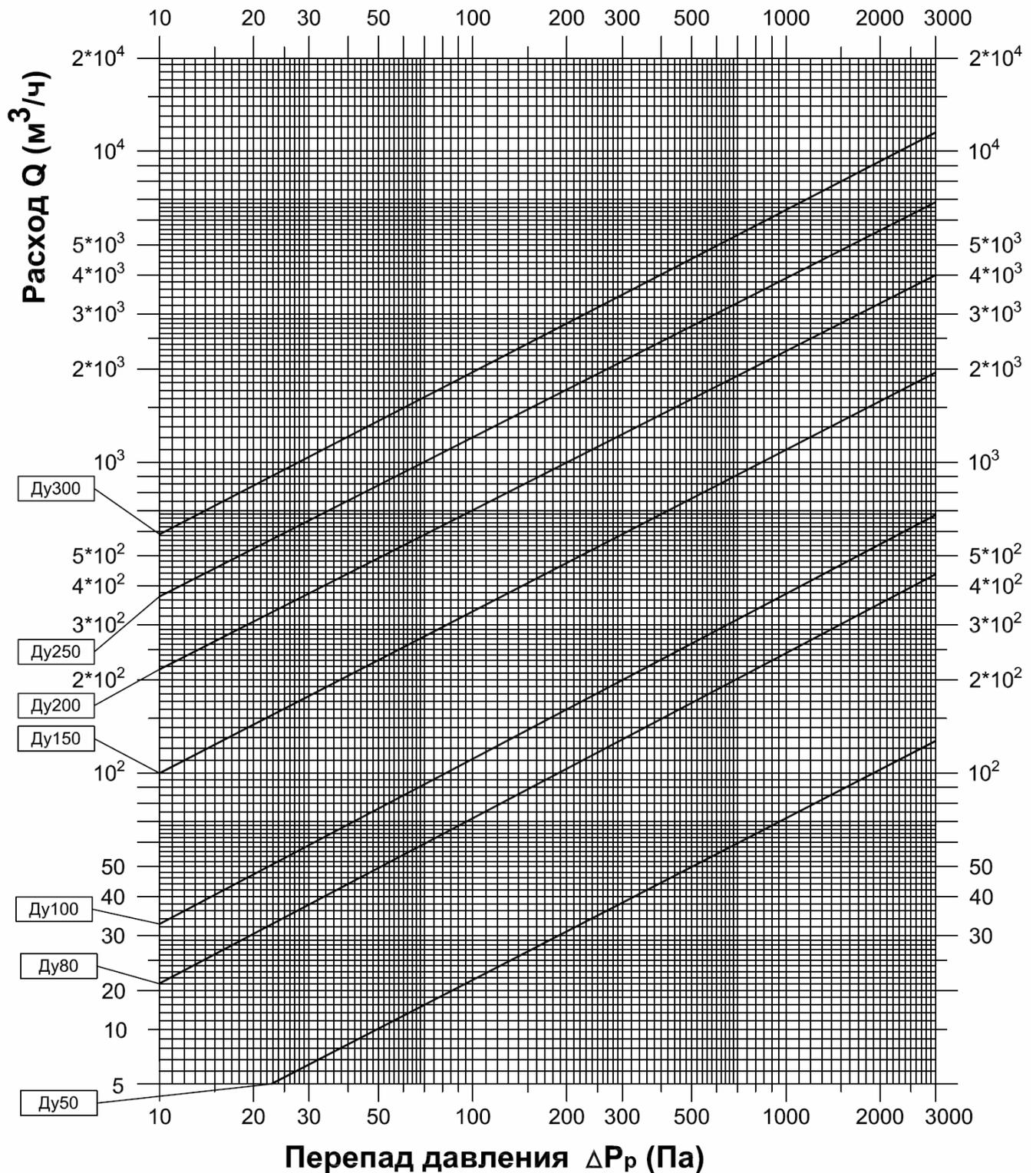


Рисунок А.1 - Зависимость перепада давления на счётчиках газа с различными диаметрами условного прохода от расхода газа. График приведен для газа с плотность $\rho=1,29$ кг/ m^3 при давлении, близком к атмосферному.

Приложение Б

(справочное)

Габаритные размеры и масса счетчиков

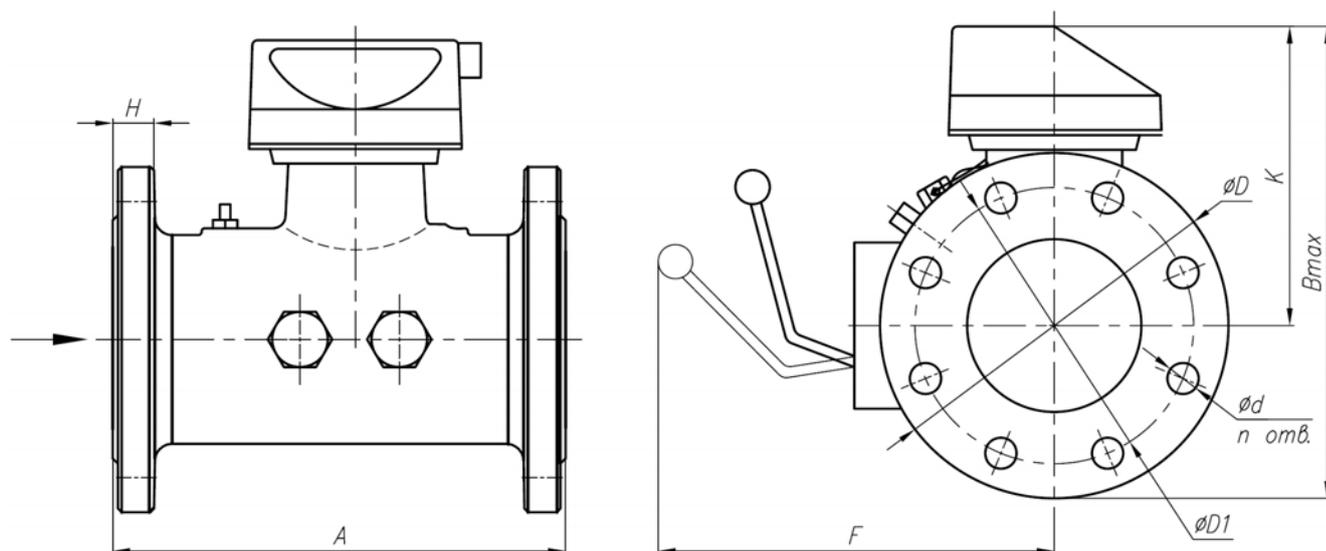


Рисунок Б.1

Таблица Б.1

| Тип счетчика | Ду, мм | Ру, МПа | Размеры, мм | | | | | | | | Масса кг | |
|-------------------|--------|---------|-------------|-----|-----|-----|------|----|-----|-----|----------|-----|
| | | | A | B | D | D1 | d | n | K | F** | | H |
| G65 | 50 | 1,6 | 150 | 258 | 160 | 125 | 18 | 4 | 175 | 150 | 23 | 14 |
| | | 10 | 150 | 258 | 165 | 127 | 19,1 | 8 | 175 | 150 | 35 | 15 |
| G160, G250 | 80 | 1,6 | 240 | 300 | 200 | 160 | 18 | 8 | 191 | 160 | 26 | 21 |
| | | 10 | 240 | 345 | 210 | 168 | 22 | 8 | 191 | 160 | 38,5 | 46 |
| G250, G400 | 100 | 1,6 | 300 | 335 | 220 | 180 | 18 | 8 | 204 | 180 | 28 | 28 |
| | | 10 | 300 | 380 | 273 | 216 | 25,5 | 8 | 204 | 180 | 50 | 66 |
| G400, G650, G1000 | 150 | 1,6 | 450 | 425 | 285 | 240 | 22 | 8 | 231 | 200 | 30 | 55 |
| | | 10 | 450 | 425 | 356 | 292 | 29 | 12 | 231 | 200 | 57 | 110 |
| G1000, G1600 | 200 | 1,6 | 600 | 460 | 335 | 295 | 22 | 12 | 304 | 405 | 30 | 100 |
| | | 10 | 600 | 500 | 420 | 349 | 31,8 | 12 | 304 | 405 | 56 | 210 |
| G1600, G2500 | 250 | 1,6 | 750 | 550 | 405 | 355 | 26 | 12 | 348 | 450 | 30 | 180 |
| | | 6,3 | 750 | 640 | 470 | 400 | 36 | 12 | 405 | 450 | 49 | 270 |
| | | 10 | 750 | 610 | 510 | 432 | 25,1 | 16 | 355 | 450 | 66 | 310 |
| G2500, G4000 | 300 | 1,6 | 900 | 640 | 460 | 410 | 26 | 12 | 410 | 510 | 31 | 230 |
| | | 6,3 | 900 | 640 | 530 | 460 | 36 | 16 | 375 | 510 | 55 | 340 |
| | | 10 | 900 | 670 | 560 | 489 | 35,1 | 20 | 390 | 480 | 70 | 390 |

* поставляются по специальному заказу

** для счетчиков в исполнении с масляным насосом

Приложение В

(справочное)

Конструкция счетчика газа турбинного TRZ

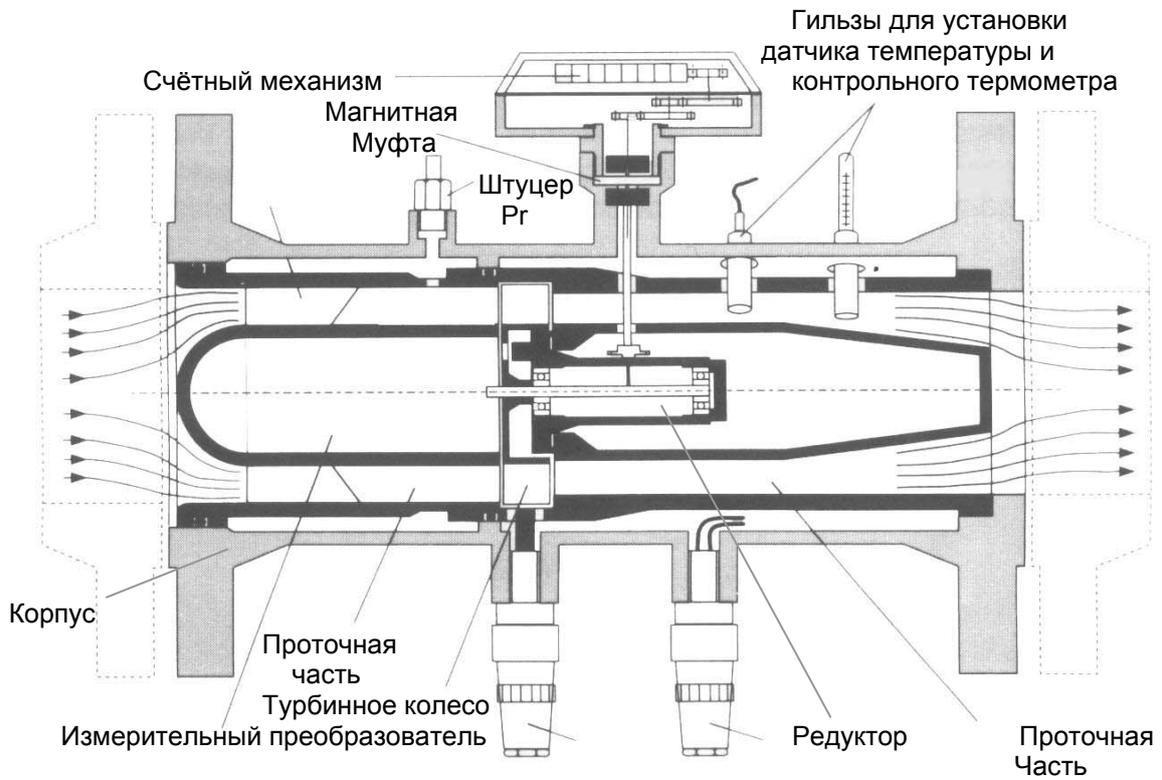


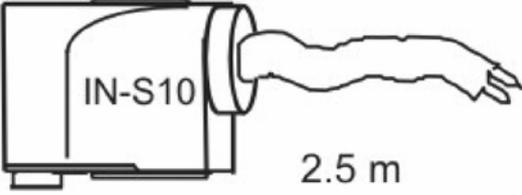
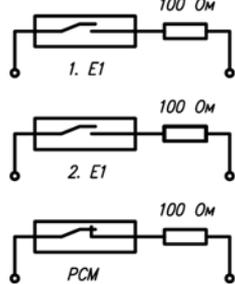
Рисунок В.1

Приложение Г

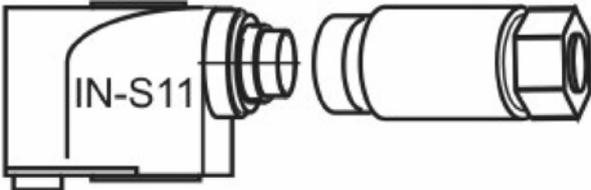
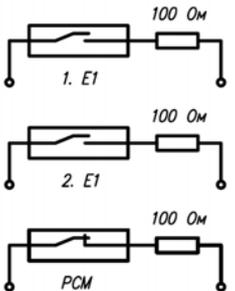
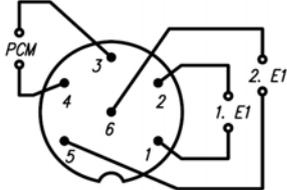
(справочное)

Схема датчика импульсов Е1

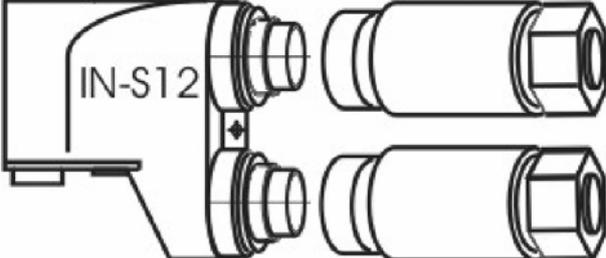
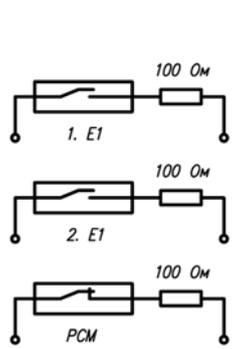
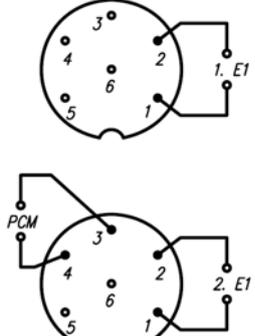
1. Вариант исполнения IN-S10

| Внешний вид интерфейса | Схема распиайки | |
|---|--|---|
|  |  | <p>Цвет проводников: 1.Е1: белый-коричневый 2.Е1: зеленый-желтый РСМ: серый-розовый.</p> |

2. Вариант исполнения IN-S11

| Внешний вид интерфейса | Схема распиайки | |
|--|---|---|
|  |  | <p>6-ти контактный разъем (гнездо) PG9 DIN45322</p>  <p>Вид на разъем со стороны пайки</p> |

3. Вариант исполнения IN-S12

| Внешний вид интерфейса | Схема распиайки | |
|---|--|--|
|  |  | <p>6-ти контактный разъем (гнездо) PG9 DIN45322</p>  |

Приложение Д

(справочное)

Допустимые варианты монтажа счетчика газа TRZ

Таблица Д.1– Допустимые варианты монтажа счетчика газа TRZ в зависимости от видов местных сопротивлений расположенных до счётчика.

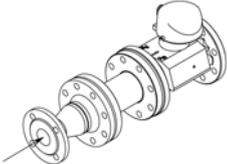
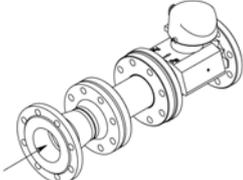
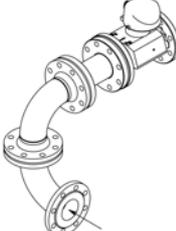
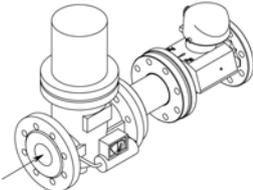
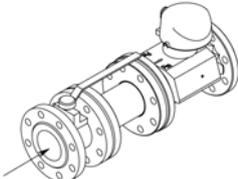
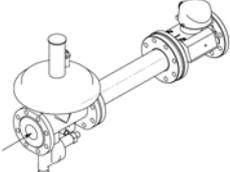
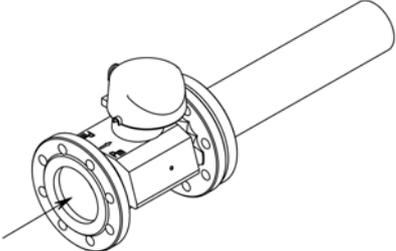
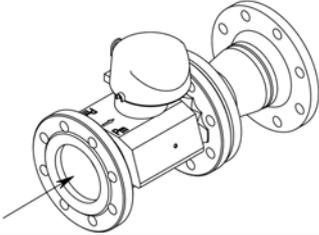
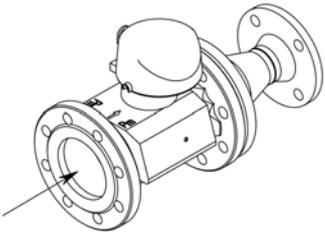
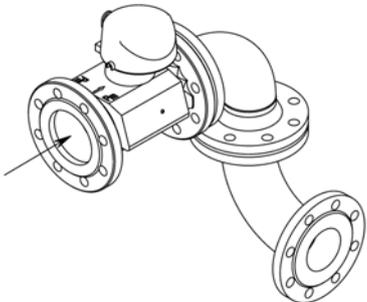
| № п/п | Длина прямого участка до счётчика, L | Допустимые варианты монтажа | Вид местного сопротивления, расположенного до прямого участка перед счётчиком |
|-------|--------------------------------------|---|---|
| 1 | $L \geq 2 D_u$ |  | Переход концентрический с меньшего условного прохода на больший по ГОСТ 17378 |
| 2 | |  | Переход концентрический с большего условного прохода на меньший по ГОСТ 17378 |
| 3 | |  | Двойной изгиб трубы в разных плоскостях (Отводы по ГОСТ 17375) |
| 4 | |  | Фильтр газа |
| 5 | |  | Кран шаровый в полностью открытом положении |
| 6 | $L \geq 5 D_u$ |  | Регулятор давления |

Таблица Д.2 - Допустимые варианты монтажа счетчика газа TRZ в зависимости от видов местных сопротивлений расположенных после счётчика.

| № п/п | Допустимые варианты монтажа | Вид местного сопротивления, расположенного после счётчика |
|----------|---|---|
| 1 |  | Участок трубопровода после счетчика с внутренним диаметром $D_{\text{вн}} \pm 10\%$ |
| 2 |  | Переход концентрический с меньшего условного прохода на больший по ГОСТ 17378 |
| 3 |  | Переход концентрический с большего условного прохода на меньший по ГОСТ 17378 |
| 4 |  | Двойной изгиб трубы в разных плоскостях (Отводы по ГОСТ 17375) |

Примечания:

1. Внутренний диаметр элементов трубопровода по схемам 2, 3, 4 – согласно таблице 2.1.

2. В случае необходимости контроля перепада давления монтаж необходимо проводить по схеме 1.

Приложение Е

(справочное)
Схема монтажа счетчика

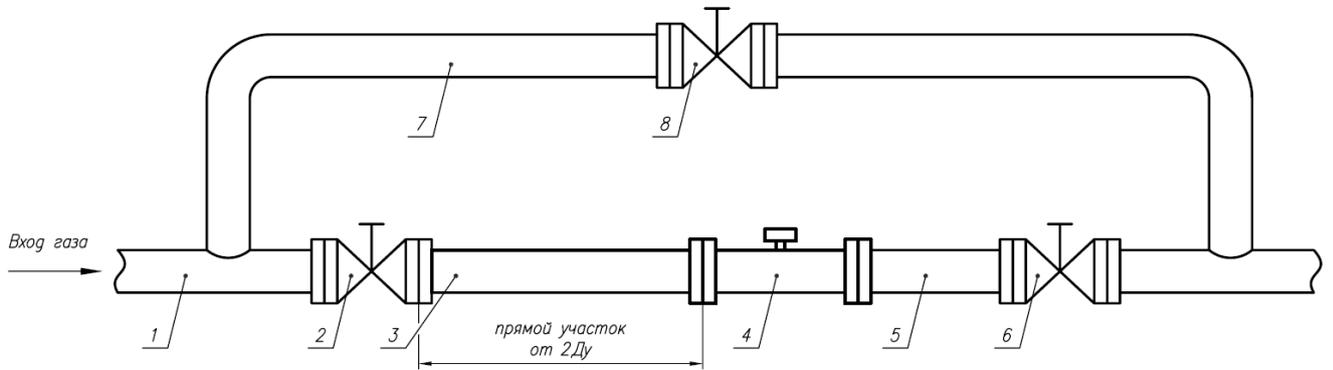


Рисунок Е.1 – Монтаж счетчика без перепускного канала

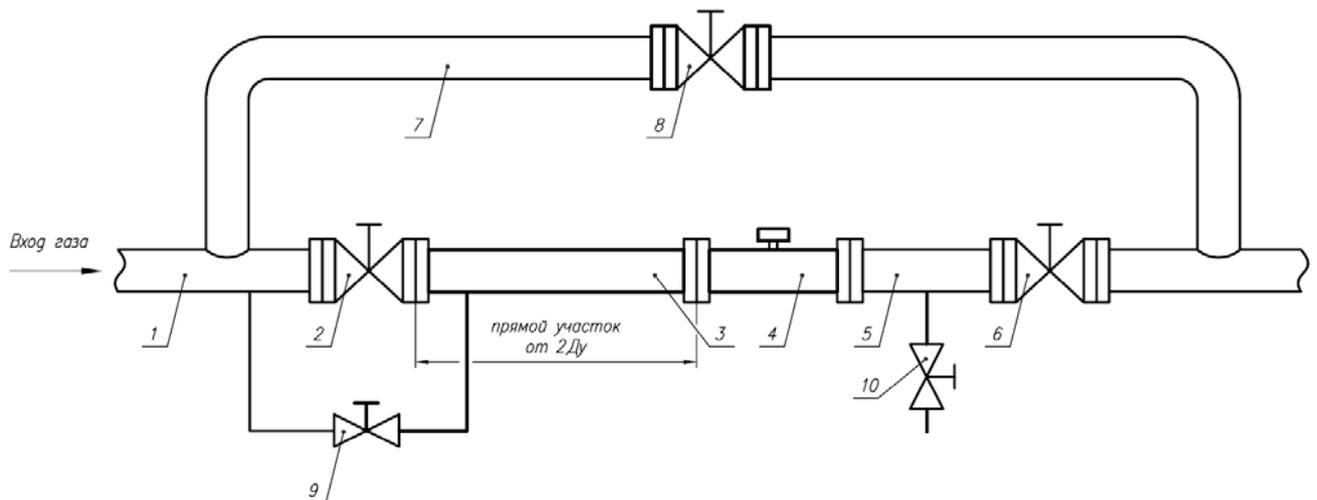


Рисунок Е.2 – Монтаж счетчика с перепускным каналом

- 1 – трубопровод
- 2 – запорное устройство до счетчика
- 3 – прямой участок трубопровода до счетчика
- 4 – счётчик газа турбинный TRZ
- 5 – трубопровод (прямой участок не требуется)
- 6 – запорное устройство после счетчика
- 7 – байпас
- 8 – запорное устройство байпаса
- 9, 10 – запорные устройства повышения и понижения давления

Приложение Ж

(справочное)

Данные для расчета коэффициента C_p

Таблица Д.1

| Тип счетчика | Ду, мм | Qmax, м ³ /ч | Qmin, м ³ /ч | | t _{RN} , м ³ | I _G | Z _A | Z _B | Z _S | Z _M |
|--------------|--------|-------------------------|-------------------------|------|----------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | 1:30 | 1:20 | | | | | | |
| G65 | 50 | 100 | - | 5 | 0,1 | 800 | 46 | 44 | - | 3 |
| G160 | 80 | 250 | - | 13 | 1 | 924 | 32 | 58 | 10 | 5 |
| G250 | | 400 | 13 | 20 | 1 | 924 | 32 | 58 | 10 | 5 |
| G250 | 100 | 400 | - | 20 | 1 | 924 | 46 | 44 | 12 | 6 |
| G400 | | 650 | 20 | 32 | 1 | 924 | 46 | 44 | 12 | 6 |
| G400 | 150 | 650 | - | 32 | 1 | 187 | 38 | 52 | 16 | 8 |
| G650 | | 1000 | 32 | 50 | 1 | 187 | 38 | 52 | 16 | 8 |
| G1000 | | 1600 | 50 | 80 | 1 | 187 | 38 | 52 | 16 | 8 |
| G1000 | 200 | 1600 | - | 80 | 10 | 235,2 | 18 | 72 | 15 | 15 |
| G1600 | | 2500 | 80 | 130 | 10 | 235,2 | 18 | 72 | 15 | 15 |
| G1600 | 250 | 2500 | - | 130 | 10 | 235,2 | 32 | 58 | 16 | 16 |
| G2500 | | 4000 | 130 | 200 | 10 | 235,2 | 32 | 58 | 16 | 16 |
| G2500 | 300 | 4000 | - | 200 | 10 | 235,2 | 40 | 40 | 17 | 17 |
| G4000 | | 6500 | 200 | 320 | 10 | 235,2 | 40 | 40 | 17 | 17 |

ПРИЛОЖЕНИЕ К РУКОВОДСТВУ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛГТИ.407221.007 РЭ
на СЧЕТЧИКИ ГАЗА ТУРБИННЫЕ TRZ

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

И.И. Решетник

2005 г.



СЧЕТЧИКИ ГАЗА ТУРБИННЫЕ TRZ

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

2005 г

Настоящий документ распространяется на счетчики газа турбинные TRZ (далее по тексту счетчики) и устанавливает методику их первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал - 8 лет.

Конструкция счетчиков позволяет заменять используемый в нем измерительный преобразователь на аналогичный измерительный преобразователь, поверенный при выпуске на заводе-изготовителе, при этом метрологические характеристики счетчика сохраняются и счетчик последующей поверке не подлежит.

1. Операции поверки

Операции поверки приведены в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование операции | Номер пункта методики |
|---|-----------------------|
| Внешний осмотр | п.6.1 |
| Опробование | п. 6.2 |
| Проверка герметичности | п. 6.3 |
| Определение сопротивления между контактами разъема для подключения корректора | п. 6.4 |
| Определение метрологических характеристик счетчиков | п.6.5 |

2. Средства поверки

2.1 Для проведения поверки используют средства измерений приведенные в таблице 2.

Таблица 2

| Наименование | Тип | Основные характеристики | Кол. |
|--------------------------------------|---------------------|--|------|
| Установка для поверки счетчиков газа | УПСГ 3200 | Диапазон расходов от 0,01 до 3200м ³ /ч. Погрешность $\pm 0,3\%$ | 1 |
| Установка проверки на герметичность | ПС № 31-СГ16/453 №2 | Предел измерения 1.6 МПа (16 кг/см ²) и 10 Мпа (100 кг/см ²), класс точности 1.5 | 1 |
| Барометр | М 67 | Предел измерений 610÷900 мм рт.ст., погрешность $\pm 0,8$ мм рт.ст. | 1 |
| Психрометр | ВИТ-1 | Предел измерений 20...95%. | 1 |

Примечание: Указанные средства измерений могут быть заменены на аналогичные, если их технические характеристики не ниже рекомендуемых.

2.2 Средства измерений должны быть поверены (аттестованы) и иметь действующие свидетельства о поверке (аттестаты).

3. Требования безопасности

3.1 К проведению измерений при поверке и обработке результатов измерений допускают лиц, аттестованных в качестве поверителей в соответствии с правилами по метрологии или специально обученных лиц, работающих под руководством поверителей

3.2 Все работы по монтажу и демонтажу счетчика выполняют при неработающей поверочной установке.

- 3.3 При проведении поверки соблюдают требования безопасности определенные:
- правилами безопасности труда, действующими на установке для поверки счетчиков газа;
 - правилами безопасности при эксплуатации используемых средств поверки, приведенные в их эксплуатационных документах;
 - правилами пожарной безопасности, действующими на предприятии;
 - «Правилами технической эксплуатации электроустановок».

4 Требования к квалификации поверителя

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в установленном порядке на право проведения поверки, изучившие руководство по эксплуатации счетчика и эксплуатационную документацию используемых средств измерений.

5. Условия поверки и подготовка к ней

При проведении поверки должны выполняться следующие условия:

- | | |
|--------------------------------------|---------------|
| - температура окружающей среды, °С | 20±5; |
| - относительная влажность воздуха, % | 30...80; |
| - атмосферное давление, кПа | 84,0...106,7; |

Перед проведением поверки проводят следующие подготовительные работы:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке используемых средств измерений;
- поверочную установку подготавливают к работе в соответствии с руководством по ее эксплуатации;
- перед проведением поверки счетчик выдерживают в помещении при температуре $20\pm 5^{\circ}\text{C}$ не менее 2-х часов.

6. Проведение поверки

6.1. Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра счетчика должно быть установлено:

- отсутствие видимых механических повреждений и дефектов, в том числе и покрытия, ухудшающего внешний вид счетчика и препятствующего его применению;
- надписи и обозначения должны быть четкими и хорошо читаемы;
- соответствие комплектности требованиям технической документации на данном счетчике;
- правильность оформления паспорта и соответствие номера, указанного в паспорте, номеру на циферблате счетчика.

6.2 Опробование

Опробование счетчика проводят, пропуская через него поток воздуха со значением расхода не менее 10% номинального, и на максимальном расходе. При этом счетчик должен работать устойчиво, без рывков, заеданий, посторонних шумов. Показания счетного устройства должны равномерно увеличиваться.

6.3. Проверка герметичности

Проверка герметичности счетчика TRZ производится подачей воздуха под давлением 1,6 МПа (16кгс/см²), 6,3 МПа (63кгс/см²), 10 МПа (100кгс/см²) в зависимости от исполнения счетчика во внутреннюю часть корпуса счетчика. Сжатый воздух подается от баллона или иного

источника давления, давление контролируется манометром. После задания необходимого давления в счетчике необходимо выждать 2 минуты для завершения температурных переходных процессов. Проверку герметичности проводить в течение 10 минут. При этом установленное давление в замкнутом объеме счетчика не должно измениться.

Счетчик считается герметичным, если за время проверки не наблюдается изменение давления.

6.4. Определение сопротивления между контактами разъема для подключения электронного корректора

Сопротивление между контактами разъема низкочастотного датчика импульсов Е1 контролируют омметром в процессе продувки счетчика сжатым воздухом от пневмомагистрали.

Время контроля должно быть достаточным для прохождения не менее 1 м³ воздуха.

Сопротивление между контактами 1 и 2 (белый и коричневый провод), а также 5 и 6 (зеленый и желтый провод) должно скачкообразно изменяться от ∞ до 100 Ом ± 20 Ом и обратно до ∞ за один полный оборот ролика младшего разряда счетного устройства. Сопротивление между контактами 3 и 4 (серый и розовый провод) при отсутствии внешнего магнитного поля должно быть 100 Ом.

6.5. Определение метрологических характеристик счетчика

Проверку относительной погрешности счетчика проводят на поверочной установке, согласно руководства по эксплуатации на установку по ГОСТ 8.324.

Рабочее положение счетчика в соответствии с техническими условиями на счетчик. Длина прямого участка до счетчика не менее 2 условных проходов.

Проверку производить на расходах $Q_{\max}+5\%$, $0.5 Q_{\max}\pm 5\%$, $0.2 Q_{\max}\pm 5\%$, $0.1 Q_{\max}\pm 5\%$, $Q_{\min}-5\%$.

Время проверки на каждом расходе не менее 90 секунд.

Основная относительная погрешность определяется по формуле:

$$\delta = \frac{(V_{сч} - V_{эт})}{V_{эт}} * 100\%,$$

где $V_{сч}$ - объем газа по поверяемому счетчику, м³

$V_{эт}$ - объем газа по эталонному средству, м³.

Объем в условиях измерения, проходящий через эталонный или поверяемый счетчик, определяется по формуле:

$$V_{сч} = \frac{N_{сч}}{C_{рсч}} \qquad V_{эт} = \frac{N_{эт}}{C_{рэт}}$$

где $N_{сч}$, $N_{эт}$ - количество импульсов испытываемого счетчика и эталона соответственно;

$C_{рсч}$, $C_{рэт}$ - коэффициенты преобразования испытываемого счетчика и эталона соответственно.

В зависимости от типа датчика, применяемого для съема количества импульсов значение коэффициента C_p рассчитывается:

- для датчика импульсов А1S:

$$C_{pA1S} = \frac{I_G \cdot Z_S \cdot Z_B \cdot J_2}{t_R \cdot Z_A \cdot J_1}$$

где I_G - коэффициент редуктора счетного механизма;

Z_S - число лопастей турбинки;

J_1, J_2 - число зубьев колес юстировочной пары;

Z_A, Z_B - число зубьев колес в счетном механизме;
 t_R - цена оборота младшего ролика счетного механизма.

- для датчика импульсов A1R:

$$C_{pA1R} = \frac{I_G \cdot Z_M \cdot Z_B \cdot J_2}{t_R \cdot Z_A \cdot J_1}$$

где I_G - коэффициент редуктора счетного механизма;
 Z_M - число отверстий, расположенных на торцевой поверхности турбинного колеса;
 J_1, J_2 - число зубьев колес юстировочной пары;
 Z_A, Z_B - число зубьев колес в счетном механизме;
 t_R - цена оборота младшего ролика счетного механизма.

- для среднечастотного датчика импульсов:

$$C_{pE300} = \frac{1}{t_{RC}} Z_{MS}$$

где t_{RC} - число оборотов диска формирователя сигнала среднечастотного датчика;
 Z_{MS} - количество пазов диска формирователя сигнала среднечастотного датчика.

- для низкочастотного датчика импульсов:

$$C_{pE1} = \frac{1}{t_{RN}}$$

где t_{RN} - цена оборота младшего ролика счетного механизма.

Значения коэффициентов для расчета коэффициента C_p берутся в руководстве по эксплуатации на счетчик.

Пределы основной относительной погрешности должны быть, % :

TRZ для G100-G4000

| | | |
|----------------------|-------------------------------|-------------|
| в диапазоне расходов | от Q_{min} до $0,1 Q_{max}$ | $\pm 2,0$; |
| | от $0,1 Q_{max}$ до Q_{max} | $\pm 1,0$ |

TRZ для G65

| | | |
|----------------------|-------------------------------|-------------|
| в диапазоне расходов | от Q_{min} до $0,2 Q_{max}$ | $\pm 2,0$; |
| | от $0,2 Q_{max}$ до Q_{max} | $\pm 1,0$ |

На каждом из значений расхода поверку проводят до трех раз. Если по результатам первого измерения относительная погрешность счетчика не превышает предела допускаемой основной погрешности, повторные измерения не проводят. В противном случае измерения повторяют и за результат принимают среднеарифметическое из полученных значений.

Отбор давления производить со штуцера отбора давления, расположенного на корпусе счетчика.

Температуру измерять:

- после счетчика на расстоянии не более 5 D;
- перед счетчиком, расстояние между счетчиком и термометром должно соответствовать минимально необходимой длине прямого участка перед счетчиком.

7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляются протоколом поверки (см. Приложение).

Допускается иная форма протокола, действующая в метрологической службе организации, проводящей поверку.

7.2 При положительных результатах поверки счетчик признают годным к применению, наносят поверительное клеймо в соответствии с ПР50.2.007, пломбируют доступ к счетному механизму и элементам регулировки.

7.3 При отрицательных результатах поверки счетчик считают непригодным к эксплуатации, поверительное клеймо гасят и оформляют извещение о непригодности счетчика с указанием причин в соответствии с ПР 50.2.006.

ПРИЛОЖЕНИЕ

(обязательное)

Форма протокола поверки счетчика газа TRZ

| | | | | | | | |
|---|-------|--|---------|---|---------------|----------------|------------|
| Установка поверочная счетчиков газа производства фирмы ELSTER GmbH | | | | | | | |
| Поверка: | | Установка: ELSTER | | Поверитель: | | | |
| Дата: | | Кол-во: | | № поверки: | | | |
| Атм. давление: | | hPa | | Проверка герметичности прошла успешно | | | |
| | | Сч.механизм нач.: 0 м³ | | | | | |
| | | Сч.механизм кон.: 0 м³ | | | | | |
| Поверяется: | | Тип: Типоразмер: Dn Pmax: Зав. №: Год изг.: | | Диапазон: Кэф.передачи ред. iG: Редуктор ZA/ZB: Юстировочная пара J1/J2: | | | |
| Датчик импульсов: | | Тип | | Вес имп. | | Макс. частота | |
| Темп. | Давл. | Время | Импульс | Расход | Перепад давл. | Отн. влажность | Отн. погр. |
| °C | mb | s | imp | м³/h | mbar | % | % |
| Испытатель | | | | Представитель ЦСМ | | | |
| Подпись | | | | Подпись | | | |



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СЕРТИФИКАТ

об утверждении типа средств измерений

PATTERN APPROVAL CERTIFICATE OF MEASURING INSTRUMENTS

RU.C.29.011.A № 32845

Действителен до
" 01 " октября 2013
г.

Настоящий сертификат удостоверяет, что на основании положительных результатов испытаний утвержден тип **счетчиков газа турбинных TRZ**

наименование средства измерений
ООО "ЭЛЬСТЕР Газэлектроника", г.Арзамас, Нижегородской обл.
наименование предприятия-изготовителя

который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № **31141-08** и допущен к применению в Российской Федерации.

Описание типа средства измерений приведено в приложении к настоящему сертификату.

Заместитель
Руководителя



В.Н.Крутиков

" 28 " 10 2008 г.

Заместитель
Руководителя

Продлен до
" " г.

" " 200 г.

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ГОССТАНДАРТ РОССИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АЯ74.В31515

Срок действия с 23.10.2008 по 22.10.2011

8186090

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ рег. № РОСС RU.0001.10АЯ74

"НИЖЕГОРОДСЕРТИФИКА"

ООО "НИЖЕГОРОДСКИЙ ЦЕНТР СЕРТИФИКАЦИИ"

603105, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д.1, тел. (831)218-57-84, факс (831)211-02-82

ПРОДУКЦИЯ СЧЕТЧИКИ ГАЗА ТУРБИННЫЕ TRZ

ТИПОРАЗМЕРОВ G65 (100, 160, 250, 400, 650, 1000, 1600, 2500, 4000)

(ИЗ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ФИРМЫ "Эльстер", Германия, см.

Приложения №№ 2155017, 2155018, 2155019)

ТУ 4213-029-48318941-2005 (ЛПТИ.407221.007 ТУ)

Серийный выпуск

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ 28724-90 (Пп. 1.12, 1.13, 1.8)

код ОК 005 (ОКП):

42 1322

код ТН ВЭД России:

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ООО "ЭльстерГазэлектроника". ИНН:5243013811

Нижегородская область, г.Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8а, 607224

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН ООО "ЭЛЬСТЕРГазэлектроника"

ОГРН 1025201342440. Код-ОКПО:48318941. ИНН:5243013811

Нижегородская область, г.Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 8а, 607224, тел. (83147) 2-10-70,

3-16-94, факс (83147) 3-54-41

НА ОСНОВАНИИ

1. Протокол испытаний № ИЛ-1290 от 21.10.2008 г. Испытательная лаборатория по безопасности измерительных приборов и изделий медицинской техники (ИЛ БИПМТ) ФГУ "Нижегородский ЦСМ", рег. № РОСС.RU.0001.21МО71 от 04.09.2007, адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

2. Сертификат соответствия № РОСС RU.ИК01.К00038 от 27.06.2006 г. Орган по сертификации систем качества ИнИС ВВТ № РОСС RU.0001.13ИК01

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Место нанесения знака соответствия: на изделии в товарно-проводительной и эксплуатационной документации

Схема сертификации 5.



Руководитель органа

Эксперт

подпись

подпись

Р.В. Гиноян

инициалы, фамилия

Д.Г. Воронкин

инициалы, фамилия

Сертификат имеет юридическую силу на всей территории Российской Федерации



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

РАЗРЕШЕНИЕ

№ РС 00-33216

На применение

Оборудование (техническое устройство, материал):
Счетчики газа турбинные TRZ по ТУ 4213-029-48318941-2005
типоразмеров G65 (100, 160, 250, 400, 650, 1000, 1600, 2500, 4000).

Код ОКП (ТН ВЭД): 42 1322

Изготовитель (поставщик): ООО "ЭЛЬСТЕР Газэлектроника"
(607220, Нижегородская обл., г. Арзамас, ул. 50 лет ВЛКСМ, 8).

Основание выдачи разрешения: Техническая документация; заключение экспертизы промышленной безопасности ООО "КК Легион" № 073-С-2008 от 20.10.2008 г.; сертификаты соответствия "ЦС "СТВ" № РОСС RU.ГБ04.В00755 от 15.08.2007 г., ОС ООО "Нижегородский центр сертификации" № РОСС RU.АЯ74.В31515 от 23.10.2008 г.

Условия применения:

1. Соблюдение законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности.
2. Соблюдение требований технических условий и стандартов на изготовление технических устройств.
3. Монтаж, техническое обслуживание и эксплуатация в соответствии с требованиями норм и правил промышленной безопасности.

Срок действия разрешения до 03.03.2014

Дата выдачи 03.03.2009



Заместитель руководителя
Б.А. Красных

А В 010033

ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»

ул. 50 лет ВЛКСМ, 8, Арзамас, Нижегородская обл., 607224, Россия
Тел.:(831-47) 7-98-00; 7-98-01 Факс: (831-47) 3-54-41

E-mail: info@gaselectro.nnov.ru <http://www.gaselectro.ru>