





## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>4</b>
<b>1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА .....</b>	<b>4</b>
1.1 Назначение .....	4
1.2 Технические характеристики .....	4
1.3 Статические характеристики преобразования .....	5
1.4 Метрологические характеристики .....	7
1.5 Описание изделия и принципов его работы .....	9
1.6 Комплектность .....	9
1.7 Маркировка и пломбирование .....	10
1.8 Упаковка .....	10
<b>2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ .....</b>	<b>11</b>
2.1 Эксплуатационные ограничения .....	11
2.2 Обеспечение взрывозащищенности .....	11
2.3 Монтаж счетчика .....	11
2.4 Подготовка к использованию .....	14
2.5 Использование по назначению .....	15
<b>3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ .....</b>	<b>16</b>
3.1 Техническое обслуживание .....	16
3.2 Возможные неисправности и способы их устранения .....	16
<b>4 ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ .....</b>	<b>18</b>
4.1 Правила хранения .....	18
4.2 Условия транспортирования .....	18
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А – УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ СЧЕТЧИКА ПРИ ЗАКАЗЕ .....</b>	<b>19</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б – МЕТОДИКА ПОВЕРКИ .....</b>	<b>20</b>
Б.1 Операции поверки .....	20
Б.2 Требования безопасности .....	20
Б.3 Требования к квалификации поверителей .....	20
Б.4 Условия поверки .....	20
Б.5 Проведение поверки .....	21
Б.6 Оформление результатов поверки .....	22
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В - МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА ТРСГ-ИРГА .....</b>	<b>23</b>
В.1 Назначение и область применения .....	23
В.2 Нормативные ссылки .....	23
В.3 Условные обозначения, сокращения, термины и определения .....	25
В.4 Погрешности измерений .....	26
В.5 Средства измерений и требования к их монтажу .....	30
В.6 Метод измерений .....	35
В.7 Требования безопасности и охраны окружающей среды .....	36
В.8 Требования к квалификации персонала .....	36
В.9 Условия выполнения измерений .....	36
В.10 Подготовка к измерениям и их проведение .....	37
В.11 Обработка результатов измерений .....	37
В.12 Контроль точности результатов измерений .....	38
В.13 Проверка реализации МВИ .....	39

<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г - ФОРМА АКТА ИЗМЕРЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА .....</b>	<b>40</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Д – ФОРМА АКТА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ МВИ.....</b>	<b>41</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Е – ПОГРЕШНОСТЬ СЧЕТЧИКА ГАЗА ТРСГ-ИРГА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ДАТЧИКА ОБЪЕМНОГО РАСХОДА, ПОГРЕШНОСТИ ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ И ДИАПАЗОНА ДАВЛЕНИЙ .....</b>	<b>42</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Руководство по эксплуатации (далее - РЭ) предназначено для изучения принципа действия, устройства, правил монтажа, наладки, эксплуатации и обслуживания счетчика газа ТРСГ-ИРГА с коррекцией по температуре и давлению (далее – счетчика).

В настоящем РЭ представлены сведения по комплектации счетчика с расходомером «Ирга-РВ»; данные о других расходомерах приведены в эксплуатационной документации на них.

Для изучения принципа действия, устройства, правил монтажа, наладки, эксплуатации и обслуживания других составных частей счетчика необходимо руководствоваться, кроме настоящего РЭ, эксплуатационной документацией на каждую из составных частей.

## 1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

### 1.1 Назначение

1.1.1 Счетчик предназначен для измерения с приведением к стандартным условиям (температуре  $T_c=293,15$  К; давлению  $P_c=1,01325 \cdot 10^5$  Па) объемного расхода и объема плавно меняющихся потоков газов с коррекцией по температуре и давлению в системах технологического и коммерческого контроля и учета очищенного и осушенного природного газа по ГОСТ 5542 и других газов, неагрессивных к материалам проточной части датчиков, плотность которых, приведенная к стандартным условиям, может изменяться в пределах от 0,08 до 3,00 кг/м<sup>3</sup>.

1.1.2 Счетчик соответствует требованиям действующих «Правил учета газа», утвержденных Министерством топлива и энергетики РФ и согласованных с Комитетом РФ по стандартизации и метрологии, и других нормативных документов, регламентирующих правила учета различных измеряемых газов.

### 1.2 Технические характеристики

#### 1.2.1 Состав изделия

1.2.1.1 В зависимости от комплектации в состав счетчика могут входить следующие составные части:

- вычислитель «Ирга-2» (далее – вычислитель);
- расходомеры (датчики расхода) вихревого, струйного, турбинного и ротационного типа, например: «Ирга-РВ», «Ирга-РС», ДРОТ, СГ, RVG и другие;
- датчики избыточного давления, такие, как Сапфир-22МП-ДИ, Сапфир-22МП-Ех-ДИ, КРТ-Ех, 408ДИ, 408ДИ-Ех, Корунд, Метран или аналогичные, с характеристиками не хуже, чем у вышеуказанных;
- датчики абсолютного давления такие, как Сапфир-22МП-ДА, Сапфир-22МП-Ех-ДА, 408ДА, 408ДА-Ех, Корунд, Метран или аналогичные, с характеристиками не хуже, чем у вышеуказанных;
- термопреобразователи сопротивления класса точности А или В по ГОСТ 6651 с НСХ 100П, 50П или с НСХ 100М, 50М типа ТПТ, Метран, а также термопреобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом от 0 до 5 мА или от 4 до 20 мА, такие, как ТСМУ-205, ТСМУ-205-Ех или аналогичные, с характеристиками не хуже, чем у вышеуказанных.
- блоки питания различных типов;
- барьеры искрозащиты типов Корунд-М3, Корунд-М4 и другие.

1.2.1.2 Исполнения счетчиков соответствуют исполнениям расходомеров (датчиков объемного расхода), входящих в их состав. Обозначение счетчика при его заказе представлено в Приложении И.

### 1.2.2 Основные параметры и характеристики

1.2.2.1 Измеряемая среда - природный газ по ГОСТ 5542 или другой одно- или многокомпонентный газ (попутный нефтяной газ, коксовый газ, воздух, азот, кислород и др.), неагрессивный к материалам проточной части датчиков.

1.2.2.2 Значения максимального избыточного давления измеряемого газа зависят от исполнения расходомера в составе счетчика.

Расходомер «Ирга-РВ» имеет четыре исполнения по значению максимального давления – до 1,6; 6,3; 16; 30 МПа.

1.2.2.3 Температура измеряемого газа составляет от минус 55 до +300 °С, в зависимости от типа и исполнения расходомера в составе счетчика.

1.2.2.4 Число независимых каналов измерения, обслуживаемых вычислителем «Ирга-2» в составе счетчика, от 1 до 4.

1.2.2.5 Напряжение питания от 187 до 242 В, частота от 49 до 51 Гц.

1.2.2.6 Потребляемая мощность счетчика определяется суммой потребляемых мощностей составных частей и не превышает 70 В·А.

1.2.2.7 Режим работы непрерывный, круглосуточный.

1.2.2.8 Счетчик относится к восстанавливаемым, неремонтируемым в условиях эксплуатации изделиям.

1.2.2.9 Технические данные вычислителя приведены в эксплуатационной документации на вычислитель.

1.2.2.10 Технические данные остальных составных частей счетчика, а именно: климатическое исполнение, условия эксплуатации, степень защиты оболочки, наличие средств взрывозащиты и другие, выбираются исходя из реальных условий их эксплуатации в соответствии с данными, предоставленными заказчиком.

1.2.2.11 Преобразователи избыточного и абсолютного давления, термопреобразователи для комплектации счетчика выбираются, исходя из следующих условий:

- верхний предел измерения преобразователя избыточного (абсолютного) давления должен быть равен или незначительно превышать максимальное рабочее избыточное (абсолютное) давление газа в условиях эксплуатации;

- номинальное значение измеряемого давления должно находиться в пределах от 50 до 70 % максимального значения диапазона измерения первичного преобразователя давления;

- пределы изменений рабочих температур газа в условиях эксплуатации должны находиться в диапазоне измерения термопреобразователя;

- погрешности измерения преобразователей должны обеспечить пределы допускаемых основных погрешностей счетчика при измерении расхода и объема газа в рабочих условиях, расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, давления и температуры газа в соответствии с настоящим РЭ.

### 1.3 Статические характеристики преобразования

1.3.1 Статическая характеристика преобразования канала измерения (вычисления) объемного расхода природного газа, приведенного к стандартным условиям, определяется следующим образом.

1.3.1.1 Уравнение для расчета расхода природного газа, приведенного к стандартным условиям, имеет вид

$$Q_c = \frac{P_i T_c}{K_i T_i P_c} Q_i, \quad (1)$$

- где  $Q_c$  - объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>/ч;  
 $Q_i$  - объемный расход газа, в рабочих условиях в  $i$ -м измерении, м<sup>3</sup>/ч;  
 $P_i$  - абсолютное давление газа при рабочих условиях в  $i$ -м измерении, МПа или кгс/см<sup>2</sup> (единицы измерения определяются настройкой вычислителя);  
 $K_i$  - коэффициент сжимаемости газа, полученный расчетным путем по различным параметрам газа в течение интервала времени  $\Delta\tau$ , в соответствии с нормативным документом, регламентирующим порядок его расчета для каждой конкретной среды;  
 $T_c = 293,15$  К - абсолютная температура газа при стандартных условиях;  
 $T_i = t + 273,15$  - абсолютная температура газа при рабочих условиях, К;  
 где  $t$  - температура газа при рабочих условиях по шкале Цельсия, °С;  
 $P_c = 0,101325$  МПа - абсолютное давление газа при стандартных условиях (числовое значение с соответствующими единицами измерения определяются настройкой вычислителя).

При использовании преобразователей избыточного давления

$$P = P_u + P_б, \quad (2)$$

- где  $P_u$  - избыточное давление газа при рабочих условиях в  $i$ -м цикле измерений, МПа;  
 $P_б$  - атмосферное (барометрическое) давление, измеренное преобразователем атмосферного давления, или определяемое программой вычислителя в качестве условно-постоянной величины, кПа. Единицы измерения определяются настройкой вычислителя.

1.3.1.2 Уравнение для расчета объема газа, приведенного к стандартным условиям, имеет вид

$$V_c = \sum_{i=1}^n \frac{P_i T_c}{K_n T_i P_c} Q_i \Delta\tau, \quad (3)$$

- где  $V_c$  - объем газа, приведенный к стандартным условиям, м<sup>3</sup>;  
 $\Delta\tau$  - интервал времени измерения, час;  
 $n$  - количество интервалов измерения,  
 остальные условные обозначения соответствуют обозначениям к формуле (1).

1.3.1.3 Статическая характеристика преобразования канала измерения (вычисления) объемного расхода и объема газа при рабочих условиях зависит от выходного сигнала расходомера, входящего в состав счетчика (согласно эксплуатационной документации на расходомер).

1.3.1.4 Статическая характеристика преобразования каналов измерения давления (избыточного, абсолютного, барометрического) имеет вид

$$P = \frac{I_P - I_{PH}}{I_{PB} - I_{PH}} P_B, \quad (4)$$

- где  $P$  - давление, измеряемое в рабочих условиях, Па;  
 $P_B$  - верхний предел измерения преобразователя давления, Па;  
 $I_P$  - выходной ток преобразователя давления, соответствующий измеряемому давлению, мА;  
 $I_{PH}, I_{PB}$  - нижний и верхний пределы измерения выходного унифицированного токового сигнала преобразователя давления, мА;

1.3.1.5 Статическая характеристика каналов измерения температуры с использованием термопреобразователя с унифицированным токовым выходным сигналом имеет вид

$$t = \frac{I_t - I_{tH}}{I_{tB} - I_{tH}} (t_B - t_H), \quad (5)$$

- где  $t$  - температура, измеряемая при рабочих условиях, °С;  
 $t_H, t_B$  - нижний и верхний пределы измерения температуры термопреобразователя, °С;  
 $I_t$  - выходной ток термопреобразователя, соответствующий измеряемой температуре, мА;  
 $I_{tH}, I_{tB}$  - нижний и верхний пределы измерения выходного унифицированного токового сигнала, мА

1.3.1.6 Статическая характеристика каналов измерения температуры с использованием термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651 имеет вид

$$t = f(R_0 \cdot W_t), \quad (6)$$

- где  $t$  - температура, измеряемая при рабочих условиях, °С;  
 $f(R_0 \cdot W_t)$  - функциональная зависимость измеряемой температуры от произведения сопротивления термопреобразователя  $R_0$  при 0 °С на отношение его сопротивлений  $W_t = R_t/R_0$  по ГОСТ 6651 для соответствующей НСХ термопреобразователя;  
 где  $R_t$  - сопротивление термопреобразователя при измерении температуры при рабочих условиях, Ом.

1.3.2 Статические характеристики каналов измерения других сред определяются в соответствии с нормативными документами, регламентирующими порядок их учета, аналогично п.1.3.1.

## 1.4 Метрологические характеристики

1.4.1 Расчеты погрешностей приведены в Методике выполнения измерений (Приложение В). В общем случае основная относительная погрешность счетчика рассчитывается по формуле

$$\delta = \sqrt{\delta_{\text{выч}}^2 + \delta_{\text{расх}}^2 + \delta_P^2 + \delta_T^2 + \delta_K^2}, \quad (7)$$

где  $\delta_{\text{выч}}$  - относительная погрешность измерения расхода в стандартных условиях вычислителя «Ирга-2», равная  $\pm 0,2$  %;

$\delta_{\text{расх}}$  - относительная погрешность расходомера;

$\delta_P$  - относительная погрешность измерения давления;

$\delta_T$  - относительная погрешность термопреобразователя.

$\delta_K$  - относительная погрешность расчета коэффициента сжимаемости.

Примечание – Если коэффициент сжимаемости рассчитывается согласно ГОСТ 30319.2 по методу NX19-мод. или GERG-91 мод., а параметры измеряемой среды находятся в пределах: температура от 250 до 290 К, абсолютное давление от 0 до 3 МПа, то погрешность коэффициента сжимаемости входит в суммарную погрешность вычислителя и в формуле (7) не учитывается.

1.4.2 В общем случае погрешность термопреобразователя рассчитывается в соответствии с ГОСТ 6651, с учетом того, что в расчетах температура фигурирует в Кельвинах, либо согласно эксплуатационной документации на термопреобразователь (в том числе и для термопреобразователей с унифицированным токовым выходным сигналом).

1.4.3 Погрешность измерения давления при комплектации счетчика датчиком абсолютного давления рассчитывается по формуле

$$\delta_p = \frac{\gamma P_{np}}{P_{изм}}, \quad (8)$$

где  $P_{np}$  – верхнее предельное значение диапазона измерения датчика давления, МПа;

$P_{изм}$  – измеренное датчиком значение давления, МПа.

1.4.4 Погрешность расходомера определяется в соответствии с его эксплуатационной документацией.

1.4.5 Для случаев, когда относительная погрешность измерения расхода превосходит суммарную величину относительных погрешностей датчиков давления и температуры, вычислителя и определения коэффициента сжимаемости более чем в 3 раза, т.е. выполняется условие

$$\delta_{расх} \geq 3\sqrt{\delta_{выч}^2 + \delta_p^2 + \delta_T^2 + \delta_K^2}, \quad (9)$$

погрешность счетчика согласно критерию несущественных (ничтожных) погрешностей принимается равной погрешности измерения расхода.

1.4.6 Погрешность измерения давления при комплектации счетчика датчиком избыточного давления рассчитывается по формуле

$$\delta_p = \frac{\sqrt{\left(\frac{\gamma P_{np}}{100}\right)^2 + (P_k - P_{ам})^2}}{(P_{изм} + 0,1013)} 100\%, \quad (10)$$

где  $P_k$  – значение атмосферного давления, введенное в качестве константы в память вычислителя, МПа;

$P_{ам}$  – истинное значение атмосферного давления в каждый конкретный момент времени, МПа.

Данная погрешность зависит от верхнего предельного значения диапазона измерений конкретного датчика давления, от измеренной величины давления, а также от расхождения реального барометрического давления и константы атмосферного давления, введенной в память вычислителя.

1.4.7 Погрешности определения объемных долей углекислого газа и азота, введенных в вычислитель как константы, в расчете общей погрешности не учитываются.

1.4.8 При расчете погрешности счетчика следует учитывать дополнительные погрешности СИ, входящих в состав счетчика. Расчет этих погрешностей производится согласно эксплуатационной документации на конкретные типы СИ.

1.4.9 Относительная погрешность измерения расхода и объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, составляет  $\pm 1\%$  при выполнении следующих условий:

- метод расчета коэффициента сжимаемости NX19-мод. или GERG-91мод.;
- параметры измеряемой среды: температура от 250 до 290 К, абсолютное давление от 0 до 3 МПа;
- счетчик укомплектован расходомером «Ирга-РВ», ДРОТ, СГ или RVG, термометром сопротивления класса А или В по ГОСТ 6651, датчиком абсолютного давления, основная приведенная погрешность которого не превышает 0,15 %, а

дополнительные погрешности либо отсутствуют, либо условия измерений таковы, что ими можно пренебречь;

- отношение измеренного давления к верхнему предельному значению диапазона измерения датчика не менее  $2/3$ , а измеренное значение расхода находится в пределах:

- от  $0,05 Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$  для расходомера «Ирга-РВ» и датчика ДРОТ,
- от  $0,1 Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$  для расходомера RVG,
- от  $0,2 Q_{\max}$  до  $Q_{\max}$  для расходомера СГ.

1.4.10 Погрешности счетчика для основных вариантов комплектации (с различными датчиками расхода и датчиками абсолютного давления) приведены в таблицах (Приложение Е).

1.4.11 Предел основной относительной погрешности измерения времени  $\pm 0,01\%$ .

1.4.12 Межповерочный интервал счетчика - 36 месяцев.

## 1.5 Описание изделия и принципов его работы

1.5.1 Рекомендуемые типы применяемых устройств приведены в таблице 1.

1.5.2 Преобразователь давления абсолютного (ПДА) или избыточного (ПДИ) воспринимает давление протекающего газа и вырабатывает на выходе электрический сигнал, пропорциональный текущему значению абсолютного (избыточного) давления при рабочих условиях.

При использовании ПДИ в комплекте счетчика среднегодовое значение барометрического давления вносится в память вычислителя в качестве постоянно-переменного параметра. При этом абсолютное давление рассчитывается вычислителем как сумма избыточного и барометрического давлений.

1.5.3 Термопреобразователь сопротивления или токовый (ТС или ТТ), установленный на трубопроводе, воспринимает температуру потока газа и преобразует ее в электрический сигнал, пропорциональный температуре газа при рабочих условиях. Питание термопреобразователей с токовым выходом и преобразователей давления третьего и четвертого каналов осуществляется от автономных индивидуальных блоков питания постоянного тока.

1.5.4 Схемы подключения измерительных преобразователей и других устройств к вычислителю «Ирга-2» приведены в Приложении Г.

1.5.5 Устройство и принцип действия расходомера (датчика объемного расхода) представлены в эксплуатационной документации на расходомер.

1.5.6 Устройство и принцип действия вычислителя «Ирга-2» описаны в эксплуатационной документации на вычислитель.

## 1.6 Комплектность

1.6.1 Комплект поставки счетчика с вихревым расходомером «Ирга-РВ» описан в таблице 1. При поставке с другими датчиками расхода комплектность аналогична приведенной в таблице 1, с учетом особенностей, указанных в эксплуатационной документации на соответствующие датчики расхода.

1.6.2 Счетчик может комплектоваться другими типами составных частей, если их технические характеристики соответствуют требованиям действующих «Правил учета газа», ПР 50.2.019 (или соответствующих нормативных документов для других измеряемых сред) и не ухудшают показателей счетчика.

Вычислитель «Ирга-2» является обязательной составной частью счетчика.

1.6.3 Обозначение счетчика при заказе приведено в Приложении А.

## 1.7 Маркировка и пломбирование

1.7.1 Маркировка транспортной тары счетчика соответствует ГОСТ 14192, имеет основные и, при необходимости, дополнительные информационные надписи, а также манипуляционные знаки: «Хрупкое – осторожно», «Верх», «Беречь от влаги».

Таблица 1 – Комплект поставки счетчика

Вид изделия	Количество	Примечание
Вычислитель количества энергоносителей «Ирга-2»	1	
Расходомер «Ирга-РВ»	По числу каналов измерения расхода	
Преобразователь избыточного или абсолютного давления	То же	
Термопреобразователь сопротивления класса точности А,В с НСХ 100П, 50П или 100М, 50М или термопреобразователь с унифицированным токовым выходным сигналом	По числу каналов измерения расхода, но не более 2	Для 1 и 2 канала измерения расхода  Для 3 и 4 канала измерения расхода
Блок питания преобразователей постоянного тока 24 В, 30 мА	По 1 шт. на каждый преобразователь давления или температуры с токовым выходом	Для 3 и 4 канала измерения расхода, с барьером искрозащиты
Пассивный барьер искрозащиты Корунд-М3 или Корунд-М4	По 1 шт. на каждый канал измерения расхода	Для 1 и 2 канала в комплекте с термопреобразователем сопротивления
Принтер		По заказу
Документация на счетчик: руководство по эксплуатации, паспорт	1 комплект	
Документация на составные части	1 комплект на каждую составную часть	В соответствии с комплектом поставки

1.7.2 Сведения о маркировке и пломбировании составных частей счетчика изложены в их эксплуатационной документации.

1.7.3 Право распломбирования составных частей счетчика имеют представители организаций, их опломбировавших.

## 1.8 Упаковка

1.8.1 Упаковка составных частей счетчика производится согласно соответствующим документам на эти части.

1.8.2 Составные части счетчика, упакованные в тару предприятий-изготовителей, чехол с эксплуатационной документацией на составные части и упаковочный лист укладывают в ящик.

## 2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

### 2.1 Эксплуатационные ограничения

2.1.1 Эксплуатационные ограничения на составные части счетчика устанавливаются в соответствии с их эксплуатационной документацией.

### 2.2 Обеспечение взрывозащищенности

2.2.1 Взрывозащищенность счетчика обеспечивается применением вида взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» с уровнем *ib* в соответствии с ГОСТ Р 51330.10.

2.2.2 Взрывозащищенность счетчика обеспечивается по отдельности для каждой составных частей, в соответствии с эксплуатационной документацией на составные части.

2.2.3 Преобразователи абсолютного (избыточного) давления, устанавливаемые во взрывоопасной зоне, должны иметь маркировку взрывозащиты не ниже:

- по уровню взрывозащиты - по требованиям гл.7.3 ПУЭ для соответствующего класса взрывоопасной зоны;
- по виду взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь»;
- по подгруппе и температурному классу, электрооборудования - по требованиям гл.7.3 ПУЭ для соответствующих категории и группы взрывоопасной смеси.

Питание взрывозащищенных преобразователей может осуществляться через барьеры искрозащиты типа Корунд-М4 с маркировкой взрывозащиты не ниже ExibIIB - от источника питания, не имеющего взрывозащиты.

Входные цепи вычислителя подключаются к соответствующим токовым выходам барьера искрозащиты.

Барьеры искрозащиты должны устанавливаться за пределами взрывоопасной зоны.

2.2.4 Термопреобразователи сопротивления общего назначения могут устанавливаться во взрывоопасной зоне и должны подключаться к соответствующему входу вычислителя через барьеры искрозащиты типа Корунд-М3 (Корунд-М4) с маркировкой взрывозащиты не ниже ExibIIB. Барьеры искрозащиты должны устанавливаться за пределами взрывоопасной зоны.

2.2.5 Термопреобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом, устанавливаемые во взрывоопасной зоне, по требованиям обеспечения взрывозащищенности должны соответствовать п.2.2.4.

2.2.6 Вычислитель не имеет средств взрывозащиты и должен устанавливаться за пределами взрывоопасной зоны, а его входные цепи должны подключаться к первичным преобразователям с использованием барьеров искрозащиты.

### 2.3 Монтаж счетчика

#### 2.3.1 Меры безопасности при монтаже

2.3.1.1 По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчик и его составные части (вычислитель, расходомер и др.) относятся к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

2.3.1.2 Составные части счетчика должны быть надежно заземлены медным изолированным проводом сечением не менее 1,5 мм<sup>2</sup> с использованием специальных зажимов заземления, имеющихся на каждой составной части.

Допускается уменьшение до 1 мм<sup>2</sup> сечения медных заземляющих проводников в соответствии с требованиями гл.1.7 ПУЭ при использовании для заземления жил многожильных проводов и кабелей в общей защитной оболочке с фазными жилами, применяемых для сетевого питания вычислителя или блоков питания.

2.3.1.3 К электрическому монтажу, демонтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию счетчиков должны допускаться лица, изучившие настоящее РЭ и имеющие группу допуска по электробезопасности не ниже 3.

2.3.1.4 При монтаже, обслуживании и испытаниях счетчиков необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации» и «Правила техники безопасности» при эксплуатации электроустановок потребителей напряжением до 1000 В.

2.3.1.5 Все работы, связанные с монтажом, демонтажом, устранением неисправностей должны производиться при отключенном электропитании.

2.3.1.6 Счетчики допускается эксплуатировать в системах, рабочее давление в измерительном трубопроводе которых не превышает 30 МПа.

2.3.1.7 При монтаже и эксплуатации составных частей счетчика на газовых трубопроводах необходимо соблюдать соответствующие правила и нормы, действующие в отрасли промышленности, эксплуатирующей счетчик, и обеспечивающие безопасное ведение работ.

2.3.1.8 Необходимо соблюдать требования по безопасности на составные части счетчика, приведенные в соответствующих разделах эксплуатационной документации на них.

### **2.3.2 Распаковка и осмотр**

2.3.2.1 При получении ящиков со счетчиком установить сохранность тары. В случае ее повреждения или вскрытия составить акт и предъявить рекламацию транспортной организации.

2.3.2.2 Ящики вскрывать только в помещении, в зимнее время - только после выдержки его в течение 48 ч при температуре от +15 до +25 °С в соответствии с маркировкой транспортной тары, вскрытие и распаковывание ящика производить осторожно, исключив возможность повреждения содержимого. Запрещается поднимать расходомер за маслопровод, масляный насос или электронный блок.

2.3.2.3 Техническое состояние счетчика проверяется перед его монтажом после транспортирования, хранения в складских условиях, а также периодически в процессе эксплуатации. При проверке контролируется комплектность в соответствии с упаковочным листом и паспортом и визуально - внешний вид составных частей счетчика:

- отсутствие механических повреждений корпусов: вмятин, забоин и др.;
- отсутствие нарушений покрытий, следов коррозии;
- целостность ЖКИ и клавиатуры вычислителя;
- исправность элементов электрического монтажа изделий: клемм, колодок, разъемов, зажимов заземления;
- наличие и качество фирменной маркировки и маркировки взрывозащиты (при необходимости);
- наличие пломб.

2.3.2.4 Остальные требования по проверке технического состояния составных частей счетчика определяются их эксплуатационной документацией.

2.3.2.5 При обнаружении дефектов следует обратиться:

- при их возникновении по вине транспортной организации - в транспортную организацию;
- при их возникновении по вине предприятия-изготовителя - на предприятие-изготовитель.

2.3.2.6 Дефекты, возникшие в процессе эксплуатации, могут быть устранены только представителями предприятия-изготовителя или уполномоченными им представителями обслуживающих предприятий:

- бесплатно – в течение гарантийного срока эксплуатации;
- за отдельную плату - в случае, если гарантийный срок эксплуатации истек или дефекты возникли не по вине предприятия-изготовителя (вследствие нарушения требований к проведению монтажа, условий эксплуатации и др.);

2.3.2.7 Не допускается устранение дефектов счетчика лицами, не уполномоченными для этого.

### **2.3.3 Монтаж счетчика, обеспечение взрывозащищенности при монтаже**

2.3.3.1 При монтаже составных частей счетчика необходимо руководствоваться настоящим РЭ (в части требований МВИ, изложенной в Приложении В), эксплуатационной документацией на составные части, «Правилами устройства электроустановок» в части требований к заземлению (гл.1.7), электропроводкам (гл.2.1), электроустановкам во взрывоопасных зонах (гл.7.3), требованиями других нормативных документов, действующих в отрасли промышленности, эксплуатирующей счетчик.

Электрические параметры кабелей (емкость, индуктивность, активное сопротивление) при использовании счетчика во взрывоопасных зонах должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации на барьеры искрозащиты, применяемые в цепях измерения расхода.

2.3.3.2 Монтаж вычислителя, расходомера, датчика давления и датчика температуры производится в соответствии с эксплуатационной документацией на расходомер или его методикой выполнения измерений.

Длина линий связи по трассе прокладки кабелей от первичных преобразователей расхода, давления, температуры (при использовании барьеров искрозащиты, блоков питания - суммарная длина) до вычислителя должна составлять не более 300 м. Электрическая схема подключения приведена в паспорте счетчика (Приложение А).

2.3.3.3 Установку соединительных коробок и устройство кабельных муфт рекомендуется производить за пределами взрывоопасной зоны по возможности ближе к вычислителю.

2.3.3.4 Монтаж барьеров искрозащиты, блоков питания следует производить в соответствии с их эксплуатационной документацией со строгим соблюдением требований по обеспечению взрывозащищенности.

2.3.3.5 По завершении монтажа счетчика следует направить на предприятие-изготовитель извещение о монтаже согласно образцу, приведенному в паспорте счетчика (Приложение В).

### **2.3.4 Настройка вычислителя**

2.3.4.1 Настройка вычислителя заключается во введении в вычислитель градуировочной характеристики или среднего коэффициента преобразования расходомера, НСХ и коэффициентов преобразования применяемых измерительных преобразователей давления и термопреобразователей, диапазонов измерения параметров газа, необходимых технологических параметров, пуске внутренних часов вычислителя и установке астрономического времени.

2.3.4.2 Все операции по настройке вычислителя производятся на предприятии-изготовителе вычислителя или предприятии, уполномоченном проводить эти работы, по соответствующим методикам.

2.3.4.3 Настройку вычислителя рекомендуется выполнять в соответствии со значениями параметров измеряемого газа при реальных условиях эксплуатации.

При невозможности выполнения этого условия настройка производится для предельных значений параметров в соответствии с техническими данными счетчика.

2.3.4.4 Проверка работоспособности каналов измерения (расхода, давления, температуры) вычислителя проводится в тех случаях и по тем каналам, по которым были произведены изменения настройки: новые значения НСХ и коэффициентов преобразования преобразователей давления и термопреобразователей, диапазонов измерения, а также при применении комплекта счетчика с использованием средств взрывозащиты. Проверка производится в соответствии с методикой поверки вычислителя.

## 2.4 Подготовка к использованию

### 2.4.1 Подготовка к пуску

2.4.1.1 Перед включением счетчика необходимо:

- проверить правильность монтажа составных частей;
- проверить наличие заземления.

2.4.1.2 Произвести испытания смонтированных трубопроводов и импульсных линий преобразователей давления в соответствии с правилами и требованиями нормативной документации, действующей в отрасли, в которой эксплуатируется счетчик.

2.4.1.3 Установить органы управления в следующие положения:

- задвижки на рабочей и обводной линии – в положение «Закрыто»;
- краны (вентили) на импульсных линиях преобразователей давления - в положение, обеспечивающее измерение давления;
- тумблеры блоков питания - в положение «Выключено».

2.4.1.4 Проверить сопротивление заземления, которое должно быть не более 4 Ом.

2.4.1.5 Произвести пломбирование составных частей счетчика в соответствии с их эксплуатационной документацией.

2.4.1.6 Выполнить требования по подготовке к пуску, оговоренные в эксплуатационной документации на составные части.

2.4.1.7 Подать напряжение сетевого питания на соответствующие составные части счетчика.

### 2.4.2 Пуск счетчика

2.4.2.1 Пуск счетчика осуществлять в следующей последовательности:

- включить питание блоков питания, вычислителя и других устройств;
- плавно открывая задвижку на обводной линии (при ее наличии), заполнить газом рабочий трубопровод;
- плавно открывая задвижку перед расходомером, заполнить измерительный трубопровод (ИТ);
- плавно открывая задвижку после расходомера, соединить измерительный трубопровод с рабочим;
- плавно закрыть задвижку на обводной линии и опломбировать ее;
- работоспособность контролировать по показаниям вычислителя;
- не допускать превышения максимального расхода при рабочих условиях, указанного в паспорте счетчика.

**ВНИМАНИЕ!** Резкое, скачкообразное изменение давления на расходомере, превышающее указанное в эксплуатационной документации на него значение, может привести к выходу расходомера из строя, в связи с чем заполнение ИТ должно производиться медленно и плавно.

## **2.5 Использование по назначению**

2.5.1 Порядок работы со счетчиком определяется МВИ (Приложение В), а также порядком работы с его составными частями.

2.5.2 Порядок работы с составными частями счетчика: вычислителем «Ир-га-2», преобразователями объемного расхода (расходомерами), преобразователями давления, термопреобразователями, блоками питания, барьерами искрозащиты определяется их эксплуатационной документацией.

### **2.5.3 Обеспечение взрывозащищенности при эксплуатации**

2.5.3.1 Эксплуатация счетчиков во взрывоопасных зонах должна производиться в соответствии с требованиями главы «Электроустановки взрывоопасных производств» ПТЭ и ПТБ, настоящего РЭ, эксплуатационной документации на составные части и другой документации, действующей в данной отрасли промышленности. К эксплуатации допускаются лица, изучившие настоящее РЭ и прошедшие необходимый инструктаж.

2.5.3.2 Эксплуатация счетчика с повреждениями и неисправностями категорически запрещается.

2.5.3.3 Ремонт счетчика должен производиться в соответствии с требованиями РТМ 16.689.169 «Руководящие технические материалы. Ремонт взрывозащищенного и рудничного электрооборудования», гл.7.3 ПУЭ и ПТБ.

2.5.3.4 Обеспечение взрывозащищенности при эксплуатации составных частей счетчика осуществляется в соответствии с эксплуатационной документацией на эти изделия.

## 3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

### 3.1 Техническое обслуживание

3.1.1 К эксплуатации счетчика допускаются лица, изучившие настоящее РЭ, прошедшие соответствующий инструктаж и сдавшие экзамен по правилам технического обслуживания комиссии предприятия, эксплуатирующего счетчик.

3.1.2 Ввод в эксплуатацию и техническое обслуживание проводится предприятием-изготовителем или предприятием, им уполномоченным.

3.1.3 Ремонт составных частей счетчика может производить или предприятие-изготовитель, или специализированное предприятие, имеющее разрешение изготовителя. Вскрытие пломб предприятия-изготовителя разрешается только его специалистами или лицами, им уполномоченными.

3.1.4 Эксплуатация счетчика должна осуществляться в соответствии с настоящим РЭ. Учет времени наработки, неисправностей, всех профилактических и ремонтных работ должен фиксироваться в соответствующих разделах Паспорта с подписью лица, назначенного приказом по предприятию ответственным за правильную эксплуатацию счетчика.

3.1.5 При соблюдении правил и условий эксплуатации обеспечивается надежная длительная работа счетчика.

3.1.6 При отключении и включении счетчика должны быть оформлены Акты на соответствующие работы с указанием причин отключения и сделаны записи в паспорте.

3.1.7 В процессе эксплуатации счетчик должен подвергаться периодической проверке технического состояния не реже 1 раза в месяц с дополнительной проверкой:

- отсутствия обрывов или повреждения изоляции соединительных линий;
- надежности подключения кабелей;
- отсутствия обрывов заземляющих проводов;
- отсутствия пыли и грязи на составных частях счетчика.

3.1.8 Метрологической поверке (по методике, приведенной в Приложении Б) подлежат счетчики:

- при выпуске из производства;
- по истечении межповерочного интервала;
- после ремонта составных частей счетчика, влияющего на метрологические характеристики.

При поверке необходимо соблюдать требования МВИ (Приложение В).

3.1.9 Поверка счетчиков может проводиться организациями метрологической службы.

### 3.2 Возможные неисправности и способы их устранения

3.2.1 Устранение неисправностей необходимо проводить после прекращения подачи измеряемой среды в трубопровод, при отключенном сетевом питании вычислителя и блоков питания.

3.2.2 Устранение неисправностей и приведение счетчика в работоспособное состояние должно производиться специалистами предприятия-заказчика.

3.2.3 Перечень неисправностей и способов их устранения приведен в таблице 2 и в эксплуатационной документации на составные части счетчика.

Таблица 2 – Возможные неисправности и способы их устранения

Наименование неисправности	Вероятная причина	Способ устранения
При включении тумблера «Сеть» вычислителя отсутствует индикация включения и индикация на экране	Отсутствует сетевое напряжение	Обеспечить подачу сетевого напряжения
	Перегорела плавкая вставка	Сменить плавкую вставку соответствующего номинала
	Обрыв кабеля сетевого питания	Устранить обрыв
При наличии расхода газа показания расхода равны нулю	Обрыв в линии связи измерения расхода	Устранить обрыв
	Неисправность механических или электрических частей расходомера	Устранить неисправность расходомера
При наличии давления газа показания давления равны нулю.  Показания температуры значительно ниже (выше) нижнего (верхнего) предела измерения	Обрыв линии связи	Устранить обрыв
	Неисправен барьер искрозащиты	Заменить барьер искрозащиты
	Неисправен блок питания  Неисправен преобразователь давления или температуры	В соответствии с эксплуатационной документацией

3.2.4 Устранение неисправностей, связанных с монтажом, должно производиться специалистами организации, осуществляющей монтаж счетчика, а связанных с работоспособностью датчиков - специалистами предприятий-изготовителей соответствующих составных частей или специализированных предприятий, имеющих лицензии на производство соответствующих работ.

## **4 ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ**

### **4.1 Правила хранения**

4.1.1 При хранении счетчиков необходимо соблюдать правила хранения, изложенные в эксплуатационной документации на составные части счетчика. Счетчики как в упакованном, так и в распакованном виде должны храниться в закрытых отапливаемых и вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от +5 до +40 °С и влажности не более 80 % (группа условий хранения 1 (Л) по ГОСТ 15150). Воздух в помещении не должен содержать агрессивных паров.

4.1.2 В процессе хранения составные части счетчиков не должны подвергаться механическим воздействиям, загрязнению, воздействию воды, нефтепродуктов, агрессивных сред.

### **4.2 Условия транспортирования**

4.2.1 При транспортировании счетчиков необходимо соблюдать правила транспортирования, изложенные в эксплуатационной документации на составные части счетчика. Счетчики в упакованном виде могут транспортироваться любым видом транспорта с соблюдением условий по 5 группе ГОСТ 15150: температура воздуха от минус 50 до +50 °С, относительной влажности до 100 % при +25 °С. Транспортирование самолетом допускается в отапливаемых герметизированных отсеках.

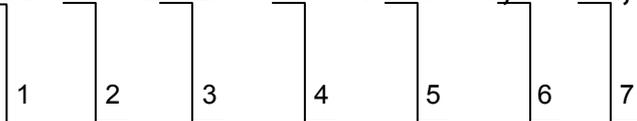
4.2.3 Во время погрузочно-разгрузочных работ и транспортирования ящики не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков.

4.2.4 Способ укладки ящиков на транспортном средстве должен исключать возможность их самопроизвольного перемещения.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А – УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ СЧЕТЧИКА ПРИ ЗАКАЗЕ

(обязательное)

**ТРСГ-ИРГА – 2 – 1/РВ – 80 – 1000 – 1,6 – Ex; 2/РС – 32 – 150 – 6,3**



1. Наименование счетчика
2. Количество задействованных измерительных каналов
3. Номер канала / обозначение типа расходомера, входящего в состав этого канала (РВ, РС, ДРОТ, СГ, RVG и т.п.)
4. Диаметр условного прохода расходомера, мм, согласно эксплуатационной документации на расходомер
5. Верхний предел измерения расходомера, м<sup>3</sup>/ч, согласно эксплуатационной документации на расходомер (для струйного расходомера «Ирга-РС» пишется заявленный заказчиком максимальный расход из опросного листа)
6. Максимальное рабочее давление измеряемой среды, МПа выбирается из ряда: 1,6; 6,3; 16; 30.
7. Надпись наносится, если счетчик предназначен для работы во взрывоопасных зонах

Условное обозначение, приведенное в качестве примера, расшифровывается следующим образом: счетчик газа ТРСГ-ИРГА двухканальный, 1 канал оснащен расходомером-счетчиком вихревым «Ирга-РВ» Ду=80 мм, максимальный расход 1000 м<sup>3</sup>/ч, максимальное рабочее давление 1,6 МПа во взрывобезопасном исполнении; 2 канал оснащен расходомером-счетчиком струйным «Ирга-РС» Ду=32 мм, максимальный расход 150 м<sup>3</sup>/ч, максимальное рабочее давление 6,3 МПа в обычном исполнении.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б – МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

(обязательное)

Настоящая методика распространяется на счетчики газа ТРСГ-ИРГА (далее – счетчики), выпускаемые по техническим условиям 05.1.00.00.00.00 ТУ, и устанавливает методику их первичной и периодической поверки. Первичной поверке подвергают счетчики при выпуске из производства и после ремонта. Периодической поверке подвергают счетчики, находящиеся в эксплуатации.

Методика разработана с учетом требований ПР 50.2.002, ПР 50.2.019, РМГ 51-2002. Поверка производится поэлементно.

Поверка средств измерений (далее СИ), входящих в состав счетчика, проводится в соответствии с утвержденными методиками поверки на эти СИ (если иное не предусмотрено настоящей методикой):

- ГОСТ 8.324 ГСИ. Счетчики газа. Методика поверки;
  - ГОСТ 8.461 Термопреобразователи сопротивлений. Методы и средства поверки;
  - МИ 584 Преобразователи расхода турбинные рабочие. Методика поверки;
  - МИ 1997 Преобразователи давления измерительные. Методика поверки, и другими нормативными документами, регламентирующими методики поверки СИ, входящих в состав счетчика.
- Межповерочный интервал – 36 месяцев.

### Б.1 Операции поверки

Б.1.1 При проведении поверки выполняются следующие операции:

- внешний осмотр по п.Б.5.2;
- опробование по п.Б.5.3;
- определение метрологических характеристик по п.Б.5.4.

### Б.2 Требования безопасности

Б.2.1 При проведении поверки необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.006, ГОСТ 12.3.019 и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, а также требования по безопасности эксплуатационной документации на счетчик и изделия, входящие в его состав.

### Б.3 Требования к квалификации поверителей

Б.3.1 К проведению поверки и обработке результатов измерений допускаются лица, изучившие техническое описание, эксплуатационную документацию на составные части счетчика, обученные работе с контрольно-измерительными приборами и оборудованием и имеющие соответствующее удостоверение, имеющие опыт поверки приборов, допуск к работе с электроизмерительными приборами и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

### Б.4 Условия поверки

Б.4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- измеряемая среда - воздух;
- температура окружающего воздуха (+20±5) °С
- относительная влажность при температуре +20 °С от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа;
- напряжение питания от 187 до 242 В, частота от 49 до 51 Гц;

- внешние электромагнитные поля (кроме геомагнитного) отсутствуют;
- вибрация и тряска, влияющие на работу приборов, отсутствуют;

СИ, применяемые при градуировке и поверке, должны эксплуатироваться в условиях, соответствующих их эксплуатационной документации, и иметь действующие свидетельства или оттиски клейма о поверке.

Б.4.2 При проведении поверки счетчиков применяются следующие СИ:

- образцовые поверочные установки с верхним пределом диапазона расхода не меньше, чем верхний предел измерения расходомера, и погрешностью  $\pm 0,25\%$  - для поверки расходомеров;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный по ГОСТ 28498, цена деления  $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- барометр РТВ220, класс А ( $\pm 20\text{ Па}$ );
- психрометр аспирационный.

Допускается замена указанных средств измерений на аналогичные по назначению, если их метрологические характеристики соответствуют настоящим требованиям.

Б.4.3 СИ, применяемые для поверки по п.Б.4.2 для поверки составных частей счетчика (преобразователи температуры, давления и расхода), выбираются в соответствии с требованиями нормативной документации по поверке на данные СИ, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

## Б.5 Проведение поверки

Б.5.1 Перед проведением поверки необходимо счетчик выдержать не менее трех часов в условиях, соответствующих условиям поверки.

Б.5.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено:

- соответствие комплектности паспорту;
- наличие действующих свидетельств о поверке (пломб) или других документов, подтверждающих поверку каждого СИ, входящего в состав счетчика;
- отсутствие механических повреждений, влияющих на работоспособность составных частей счетчика и электрических линий связи между ними;
- наличие необходимых пломб (клейм) на составных частях счетчика;
- отсутствие дефектов, препятствующих чтению надписей, маркировки и отсчету.

Счетчики, забракованные при внешнем осмотре, дальнейшей поверке не подлежат.

Б.5.3 Опробование

При опробовании счетчика должна быть проверена его работоспособность в рабочем диапазоне расходов газа по следующей методике:

- установить расходомер, входящий в состав счетчика на измерительном участке эталонной расходомерной установки, соединить составные части счетчика в соответствии с РЭ.
- задать расход газа из рабочего диапазона расходомера;
- считать показания с вычислителя в составе счетчика и с образцовой расходомерной установки.

Работоспособность счетчика должна соответствовать РЭ.

Б.5.4 Определение метрологических характеристик

Б.5.4.1 Согласно п.1.4.1 вычислить основную погрешность счетчика и сверить полученный результат с приведенным в паспорте.

Б.5.5 Счетчик, прошедший поверку по настоящей методике, признается годным и допускается к эксплуатации при условии, что вычислитель, с занесенными

в него метрологическими характеристиками расходомера «Ирга-РВ», ДРОТ, СГ, RVG или подобные им и другие составные части счетчика прошли поверку по методикам поверки данных СИ, признаны годными к эксплуатации и документы о поверке оформлены в соответствии с методиками поверки данных СИ.

## **Б.6 Оформление результатов поверки**

Б.6.1 Положительные результаты поверки оформляются путем записи в паспорте на изделие результатов поверки и метрологических характеристик составных частей счетчика газа.

Б.6.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы одного изделия из комплекта поставки счетчика считаются не прошедшими поверку и возвращаются предприятию-изготовителю или предприятию, проводившему ремонт, на доработку с проведением повторной поверки.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В - МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА ТРСГ-ИРГА

### В.1 Назначение и область применения

В.1.1 Настоящая методика (далее – МВИ) распространяется на измерения счетчиками газа ТРСГ-ИРГА (далее - счетчики) расхода и количества природного, попутного нефтяного, коксового газа, азота, кислорода, углекислого газа, воздуха и других газов, неагрессивных к материалам проточной части счетчика.

В.1.2 МВИ устанавливает содержание и порядок выполнения измерений расхода и объема газа в рабочих и стандартных условиях по ГОСТ 2939 вышеуказанными счетчиками производства ООО «Глобус» и не может использоваться для других средств измерений, измерительных систем и измерительных комплексов.

В.1.3 В состав счетчика могут входить следующие СИ:

- вычислитель количества энергоносителей «Ирга-2»;
- расходомеры (датчики расхода) вихревого, турбинного и ротационного типа, например: «Ирга-РВ», ДРОТ, СГ, RVG и другие;
- датчики избыточного давления, такие, как Сапфир-22МП-ДИ, Сапфир-22МП-Ех-ДИ, КРТ-Ех, 408ДИ, 408ДИ-Ех, Корунд, Метран или аналогичные, с характеристиками не хуже, чем у вышеуказанных;
- датчики абсолютного давления такие, как Сапфир-22МП-ДА, Сапфир-22МП-Ех-ДА, 408ДА, 408ДА-Ех, Корунд, Метран или аналогичные, с характеристиками не хуже, чем у вышеуказанных;
- термопреобразователи сопротивления класса точности А или В по ГОСТ 6651 с НСХ 100П, 50П или с НСХ 100М, 50М типа ТПТ, Метран, а также термопреобразователи с унифицированным токовым выходным сигналом от 0 до 5 мА или от 4 до 20 мА, такие, как ТСМУ-205, ТСМУ-205-Ех или аналогичные, с характеристиками не хуже, чем у вышеуказанных.

### В.2 Нормативные ссылки

В.2.1 В настоящей МВИ использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- ГОСТ 2939 Газы. Условия для определения объема;
- ГОСТ 5542 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия;
- ГОСТ 15528 Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения;
- ГОСТ 30319.0 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения;
- ГОСТ 30319.1 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки;
- ГОСТ 30319.2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости;
- ГОСТ 8.324 ГСИ Счетчики газа Методика поверки;
- ГОСТ 8.395 ГСИ Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования;
- ГОСТ Р 8.563 ГСИ Методики выполнения измерений;

- ГОСТ Р 8.577 ГСИ Теплота объемная (энергия) сгорания природного газа. Общие требования к методам определения;
- РД 50-211 Методические указания. Расходомеры и счетчики объемного расхода и количества газа. Методы и средства поверки;
- ПР 50.2.006 ГСИ Порядок проведения поверки средств измерений;
- ПР 50.2.009 ГСИ Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений;
- ПР 50.2.019 ГСИ Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков;
- РМГ 29 ГСИ Метрология. Основные термины и определения;
- МИ 2377 Государственная система обеспечения единства измерений Разработка и аттестация методик выполнения измерений;
- МИ 2627 ГСИ Счетчики, расходомеры-счетчики газа. Методика поверки. Общие положения;
- РМГ 62-2003 ГСИ Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации;
- ГСССД 1 Фундаментальные физические константы;
- ГСССД 4 Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного азота при температурах 70-1500 К и давлениях 0,1-100 МПа;
- ГСССД 8 Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного воздуха при температурах 70-1500 К и давлениях 0,1-100 МПа;
- ГСССД 18 Метан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 100-1000 К и давлениях 0,1-100 МПа;
- ГСССД 19 Кислород жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 100-1000 К и давлениях 0,1-100 МПа;
- ГСССД 109 Методика расчета плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости сухого воздуха;
- ГСССД МР 113 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа;
- ГСССД МР 118 Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газов;
- Правила учета газа (Зарегистрированы в Минюсте РФ 15 ноября 1996 г. № 1198);
- Правила поставки газа (Утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 февраля 1998 г. № 162).

### В.3 Условные обозначения, сокращения, термины и определения

#### В.3.1 Условные обозначения

Условные обозначения, принятые в документе, приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 - Условные обозначения параметров

Условное обозначение	Наименование параметра	Единица физической величины
Dy	Диаметр условного прохода (диаметр проточной части)	м
K	Коэффициент сжимаемости газа	Безразмерная величина
Q	Объемный расход газа	м <sup>3</sup> /ч
P	Абсолютное давление газа	МПа
P <sub>б</sub>	Атмосферное давление	МПа
P <sub>и</sub>	Избыточное давление газа	МПа
t	Температура газа	°С
T	Термодинамическая температура газа	К
V	Объем газа	м <sup>3</sup>
δ	Относительная погрешность	%
γ	Приведенная погрешность	%
ρ	Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>
Δ	Абсолютная погрешность	Единица измерения физической величины

Примечание – Остальные обозначения указаны непосредственно в тексте

Индексы, входящие в условные обозначения параметров, относятся к величинам, характеризующим эти параметры: °С и давление 101 325 Па);

«р» – рабочих условий (температуре и давлению измеряемой среды);

«в» – верхнего предельного значения диапазона измерений;

«н» – нижнего предельного значения диапазона измерений;

«max» – наибольшего значения параметра;

«min» – наименьшего значения параметра.

#### В.3.2 Сокращения

В тексте документа приняты следующие сокращения:

СИ – средство(а) измерений;

ИТ – измерительный трубопровод;

МВИ – методика выполнения измерений;

счетчик – счетчик газа ТРСГ-ИРГА.

#### В.3.3 Термины и определения

В.3.3.1 Измерительный трубопровод (ИТ): участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем счетчика, местных сопротивлений, средств измерений параметров газа нормируются настоящей методикой и (или) эксплуатационной документацией на расходомер.

В.3.3.2 Местное сопротивление: фитинги, запорная арматура, фильтры и другие элементы ИТ, искажающие кинематическую структуру потока.

В.3.3.3 Узел учета газа: комплект средств измерений и технических устройств, обеспечивающий учет объема газа, приведенного к стандартным условиям, а также контроль и регистрацию его параметров.

В.3.3.4 Уступ: смещение внутренних поверхностей измерительного трубопровода и счетчика в месте их стыка, обусловленное смещением осей этих секций и (или) различием значений их внутренних диаметров и (или) отклонением от круглости ИТ.

В.3.3.5 Остальные термины и определения, принятые в документе, соответствуют ГОСТ 15528 и РМГ 29.

## В.4 Погрешности измерений

В.4.1 Пределы основных погрешностей счетчика приведены в таблице В.2.  
Таблица В.2

Характеристика	Значение, не более
Предел основной относительной погрешности измерения расхода и объема в рабочих условиях: - с расходомером «Ирга-РВ», в диапазоне расходов от 5 до 100 % $Q_{max}$ - с датчиком расхода ДРОТ, в диапазоне расходов от 5 до 100 % $Q_{max}$ - с расходомером СГ, в диапазоне расходов от 20 до 100 % $Q_{max}$ - с расходомером RVG, в диапазоне расходов от 10 до 100 % $Q_{max}$ - с другими расходомерами, в диапазоне расходов от 20 до 100 % $Q_{max}$	$\pm 1,0$ % $\pm 1,0$ % $\pm 1,0$ % $\pm 1,0$ % $\pm 1,5$ %
Предел основной приведенной погрешности измерения абсолютного (избыточного) давления	$\pm 0,5$ %
Предел основной абсолютной погрешности измерения температуры, для термопреобразователей класса точности не ниже В	$\pm(0,35+0,005t)$ °С
Предел основной относительной погрешности измерения времени	$\pm 0,01$ %

В.4.2 Расчет погрешности счетчика при измерении объема и расхода, приведенных к стандартным условиям

В.4.2.1 Общие положения

В.4.2.1.1 За предел погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, по каждой реализации данной МВИ принимают наибольшее значение относительной погрешности измерений в реальных условиях эксплуатации узла учета газа. Погрешность счетчика следует рассчитывать для различных величин давлений и температур в соответствии с параметрами измеряемой среды. Алгоритмы вычислений указанной погрешности должны соответствовать требованиям настоящей методики.

В.4.2.1.2 В данном разделе описана процедура расчета погрешности измерений при ограниченной исходной информации в соответствии с РМГ 62.

В.4.2.1.3 Относительную погрешность измерения параметра «у», обусловленную основной погрешностью СИ, рассчитывают по формулам:

- при известной абсолютной погрешности СИ

$$\delta_{oy} = \frac{\Delta y}{y} 100\%; \quad (\text{В.4.1})$$

- при известной приведенной основной погрешности СИ, если нормирующее значение измеряемого параметра равно диапазону шкалы СИ

$$\delta_{oy} = \gamma \frac{y_e - y_n}{y}; \quad (\text{В.4.2})$$

- при известной приведенной основной погрешности СИ, если нормирующее значение измеряемого параметра равно верхнему пределу измерений СИ:

$$\delta_{oy} = \gamma \frac{y_{\epsilon}}{y}; \quad (\text{B.4.3})$$

В.4.2.1.4 Относительную дополнительную погрешность измерений параметра «у» вследствие отклонения условий эксплуатации СИ от нормальных по ГОСТ 8.395 рассчитывают:

- при нормировании пределов допускаемых значений погрешности при наибольших отклонениях внешней влияющей величины от нормированного значения по формуле

$$\delta_{oy} = \delta_{од} = \frac{\Delta_{\delta}}{y} 100\% = \gamma_{\delta} \frac{y_{\epsilon} - y_n}{y}, \quad (\text{B.4.4})$$

где  $\delta_{од}$ ,  $\Delta_{\delta}$ ,  $\gamma_{\delta}$  - относительная, абсолютная и приведенная дополнительные погрешности;

- при нормировании пределов допускаемых значений коэффициентов влияния по формуле

$$\delta_{oy} = \delta_{од} \frac{\Delta X_p}{\Delta X} = \frac{\Delta X_p}{\Delta X} \frac{\Delta_{\delta}}{y} 100\% = \gamma_{\delta} \frac{\Delta X_p}{\Delta X} \frac{y_{\epsilon} - y_n}{y}, \quad (\text{B.4.5})$$

где  $\delta_{од}$  - дополнительная относительная погрешность при отклонении влияющей величины на  $\Delta X$ ;

$\Delta_{\delta}$  - дополнительная абсолютная погрешность при отклонении влияющей величины на  $\Delta X$ ;

$\gamma_{\delta}$  - дополнительная приведенная погрешность при отклонении влияющей величины на  $\Delta X$ , нормированного от разности пределов измерений;

$\Delta X_p$  - отклонение внешней влияющей величины от нормального значения.

В.4.2.1.5 Относительную погрешность измерений параметра с учетом дополнительных и основной погрешности СИ рассчитывают по формуле

$$\delta_y = \left[ \delta_{oy}^2 + \sum_i^n \delta_{\delta y_i}^2 \right]^{0,5}, \quad (\text{B.4.6})$$

где n - количество влияющих величин;

$\delta_{\delta y_i}$  - дополнительная относительная погрешность от i-ой влияющей величины.

В.4.2.1.6 В случае, если для измерения параметра «у» применяют последовательно соединенные измерительные приборы, у которых входной величиной каждого последующего служит выходная величина предыдущего, относительную погрешность измерения этого параметра определяют по формуле

$$\delta_y = \left( \sum_{i=1}^n \delta_{y_i}^2 \right)^{0,5}, \quad (\text{B.4.7})$$

где n - количество последовательно соединенных измерительных приборов.

В.4.2.1.7 Если параметр газа «у» принят за условно-постоянную величину, определяемую как

$$y = \frac{y_{\max} + y_{\min}}{2}, \quad (\text{B.4.8})$$

то погрешность этого параметра рассчитывают по формуле

$$\delta_y = \left[ \delta_y^2 + \left( \frac{y_{\max} - y_{\min}}{y_{\max} + y_{\min}} 100 \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (\text{B.4.9})$$

где  $\delta_y$  – погрешность СИ, применяемого для определения диапазона изменения параметра «у».

В.4.2.1.8 Погрешность параметра «у», определяемого косвенным методом, который связан с параметрами «у<sub>i</sub>» (например, температурой, давлением, компонентным составом) функциональной зависимостью  $y = F(y_1, y_2, \dots, y_n)$ , рассчитывают по формуле

$$\delta_y = \left[ \delta_{MF}^2 + \sum_i^n g_{yi}^2 \delta_{yi}^2 \right]^{0,5}, \quad (\text{B.4.10})$$

где  $\delta_{MF}$  – методическая погрешность функциональной зависимости;

$\delta_{yi}$  – погрешность измерения i-го измеряемого параметра;

$g_{yi}$  – коэффициент влияния i-го измеряемого параметра на величину определяемого параметра «у».

Коэффициент влияния рассчитывают по формуле

$$g_{yi} = F'_{yi} \frac{y_i}{y}, \quad (\text{B.4.11})$$

где  $F'_{yi}$  – частная производная функции F по параметру «у<sub>i</sub>».

Если неизвестна математическая взаимосвязь параметра «у» с параметрами «у<sub>i</sub>» или дифференцирование функции F затруднено, то коэффициент влияния рассчитывают по формуле

$$g_{yi} = \frac{\Delta y}{\Delta y_i} \frac{y_i}{y}, \quad (\text{B.4.12})$$

где  $\Delta y$  – изменение определяемого параметра «у» при изменении измеряемого параметра на величину  $\Delta y_i$ .

В.4.2.1.9 Значение погрешности выражают числом, содержащим не более двух значащих цифр. При этом третий разряд (не указываемый младший) округляют в большую сторону.

В.4.2.2 Формулы для расчета погрешности счетчика

В.4.2.2.1 Относительную погрешность измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$\delta_{V_c} = \left\{ \delta_V^2 + \delta_{\text{выч}}^2 + g_p^2 \delta_p^2 + g_T^2 \delta_T^2 + \delta_K^2 \right\}^{0,5}, \quad (\text{B.4.13})$$

где  $\delta_{V_c}$  – погрешность измерения объема в стандартных условиях.

При расчете K по методу NX19 мод или по уравнению GERG-91 мод в диапазоне значений параметров  $P \leq 10$  МПа;  $250 \leq T \leq 350$ ;  $0,67 \leq \rho_c \leq 0,82$  для коэффициентов влияния допускается принимать значения:  $g_p = 1$ ;  $g_T = 1$ .

В.4.2.2.2 При температуре измеряемой среды от 250 до 290 К и давлении от 0,1 до 3,0 МПа погрешность коэффициента сжимаемости природного газа (рассчитанного по методам NX-19 мод и GERG-91 мод) входит в погрешность вычислителя «Ирга-2» и в формуле, представленной выше, не учитывается.

В.4.2.2.3 В остальных случаях допускается не учитывать общую погрешность вычислителя, а в расчетах погрешностей измерения расхода в рабочих условиях, температуры и давления измеряемой среды учитывать погрешности датчиков и погрешности измерения выходных сигналов этих датчиков с помощью вычислителя «Ирга-2». Погрешность коэффициента сжимаемости определяется со-

гласно нормативному документу, определяющему порядок расчета коэффициента сжимаемости для каждой конкретной среды.

В.4.2.2.4 Для случаев, когда относительная погрешность измерения расхода превосходит суммарную величину относительных погрешностей датчиков давления и температуры, вычислителя и определения коэффициента сжимаемости более чем в 3 раза, т.е. выполняется условие

$$\delta_{расх} \geq 3\sqrt{\delta_{выч}^2 + \delta_P^2 + \delta_T^2 + \delta_K^2}, \quad (B.4.14)$$

погрешность счетчика согласно критерию несущественных (ничтожных) погрешностей принимается равной погрешности измерения расхода.

#### В.4.2.3 Составляющие погрешности

В.4.2.3.1 Погрешность измерения объема расходомером  $\delta_V$  устанавливают по его эксплуатационной документации. В случае отсутствия информации о величине  $\delta_V$  допускается при оценке погрешности измерений объема газа в формулах (В.4.13), (В.4.14) использовать величину  $\delta_q$  вместо  $\delta_V$ .

В.4.2.3.2 Основные метрологические характеристики вычислителя «Ирга-2» представлены в его эксплуатационной документации.

В.4.2.3.3 Погрешность измерения абсолютного давления  $\delta_P$  при комплектации счетчика датчиком абсолютного давления определяют по эксплуатационной документации датчика. Погрешности определения абсолютного давления при применении датчика избыточного давления рассчитывают по формуле

$$\delta_P = \frac{\sqrt{\left(\frac{\gamma_P P_{\max}}{100}\right)^2 + (P_K - P_{am})^2}}{(P_{изм} + 0,1013)} 100\%, \quad (B.4.15)$$

где  $\gamma_P$  - приведенная погрешность датчика давления;

$P_K$  - значение атмосферного давления, введенное в качестве константы в память вычислителя, МПа;

$P_{am}$  - истинное значение атмосферного давления в каждый конкретный момент времени, МПа.

Как видно из формулы, эта погрешность будет зависеть от верхнего предельного значения диапазона измерений конкретного датчика давления, от измеренной величины давления и от погрешности константы атмосферного давления, введенной в память вычислителя.

Приведенная погрешность измерения избыточного давления определяется согласно эксплуатационной документации датчика давления.

В.4.2.3.4 Погрешность измерения температуры рассчитывают по формуле

$$\delta_t = \frac{\Delta t}{t + 273,15} 100\%, \quad (B.4.16)$$

где  $\Delta t$  - абсолютная погрешность измерения температуры термопреобразователем, °С;

$t$  - температура измеряемой среды, °С.

В.4.2.3.5 Погрешность определения коэффициента сжимаемости  $\delta_K$  рассчитывают по формуле

$$\delta_K = \left(\delta^2 + \delta_{уд}^2\right)^{0,5}, \quad (B.4.17)$$

где:  $\delta$  - методическая погрешность расчета коэффициента сжимаемости согласно нормативному документу, регламентирующему порядок его расчета;

$\delta_{\text{ио}}$  – погрешность расчета коэффициента сжимаемости, связанная с погрешностью измерения исходных параметров (определяется согласно данным нормативного документа, регламентирующего порядок его расчета; как правило, этой составляющей можно пренебречь).

В.4.3 При измерениях расхода и объема природного газа при температуре измеряемой среды от 250 до 290 К и давлении от 0,1 до 3,0 МПа погрешность коэффициента сжимаемости (рассчитанного по методу NX-19мод или GERG-91мод) входит в погрешность вычислителя. Если при этом в комплекте счетчика используется датчик избыточного давления, погрешность рассчитывают по формуле

$$\delta_{Vc} = \sqrt{\delta_{\text{расх}}^2 + \delta_p^2 + \delta_T^2 + \delta_{\text{выч}}^2}, \quad (\text{В.4.18})$$

где  $\delta_{Vc}$  – погрешность измерения объема в стандартных условиях.

Расчет по формулам (В.4.14) и (В.4.18) при комплектации счетчика датчиком расхода (расходомером) типа «Ирга-РВ», ДРОТ, СГ, RVG, датчиком давления с приведенной погрешностью не более 0,15 и датчиком температуры класса А или В в диапазоне расходов, указанном в таблице 2, и при отношении значения измеренного давления ( $P_{\text{изм}}$ ) к верхнему предельному значению диапазона измерения датчика давления ( $P_{\text{пр}}$ ) не менее 2/3 дает значение относительной погрешности измерения счетчиком расхода и объема в стандартных условиях не более  $\pm 1\%$ .

## В.5 Средства измерений и требования к их монтажу

### В.5.1 Требования к составу комплекта СИ и технических устройств

В.5.1.1 Для определения объема приведенного к стандартным условиям природного газа в общем случае применяют СИ объема или объемного расхода газа при рабочих условиях, избыточного или абсолютного давления газа и атмосферного давления, температуры газа, а также средства регистрации и обработки измерительной информации.

В.5.1.2 Состав комплекта необходимых СИ определяют по совокупности величин, подлежащих измерению или расчету для определения объема, а также исходя из требуемой точности выполнения измерений и экономической целесообразности.

В.5.1.3 В необходимых случаях на трубопроводе перед счетчиком для формирования структуры потока устанавливают струевыпрямители, турбулизаторы и другие устройства. Для защиты счетчика от содержащихся в природном газе смолистых веществ, пыли, песка, металлической окалины, ржавчины и других примесей следует применять газовые фильтры. Для уменьшения засорения «пазух» ротационного счетчика рекомендуется их установка на вертикальном участке трубопровода с потоком, направленным сверху вниз.

В.5.1.4 Рекомендуется обеспечить возможность подключения дублирующих СИ параметров газа.

В.5.1.5 В случаях недопустимости прерывания потока газа при проведении работ, связанных с отключением или демонтажом счетчика, а также с целью исключения повреждения счетчика при пусконаладочных работах, трубопровод оборудуют байпасной линией. При этом обеспечивают контроль герметичности перекрытия байпасной линии.

### В.5.2 Установка счетчика

В.5.2.1 При монтаже счетчика на ИТ выполняют требования, установленные эксплуатационной документацией на расходомера:

- к допустимым отклонениям внутренних диаметров расходомера и ИТ;
- к длинам прямых участков ИТ до и после расходомера;
- к смещению осей расходомера и ИТ;

- к угловому отклонению оси корпуса расходомера от горизонтали или вертикали.

Если указанные требования не оговорены изготовителем расходомера и не обеспечены конструктивно, то выполняют нижеприведенные требования.

В.5.2.1.1 Расходомер устанавливают между двумя прямыми цилиндрическими участками ИТ, имеющими круглое сечение по всей длине требуемого прямого участка до и после расходомера. ИТ перед расходомером считают прямым круговым цилиндром, если результаты измерений не менее четырех диаметров, измеренных под равными углами в сечениях непосредственно перед расходомером и на расстоянии  $2 D_u$  от него, отличаются от среднего диаметра не более чем на 1 %. Контроль круглости ИТ после расходомера проводится по результатам измерений внутренних диаметров в сечении непосредственно после расходомера. Результаты измерений не менее четырех диаметров, измеренных под равными углами, в этом сечении не должны отличаться от среднего диаметра более чем на 2 %. Данный контроль проводят только для счетчиков с турбинным расходомером. ИТ после расходомера и на участке, расположенном далее  $2 D_u$  перед расходомером, можно считать цилиндрическим, если это подтверждается при визуальном осмотре. Результаты измерений оформляются актом (Приложение Г).

Внутренний диаметр допускается определять путем непосредственного измерения или путем измерения наружного диаметра ИТ и толщины его стенки. При непосредственном измерении внутреннего диаметра относительная погрешность измерительного инструмента не должна превышать 0,3%. Погрешность измерительных инструментов при определении внутреннего диаметра путем измерения наружного диаметра ИТ и толщины стенки выбирают исходя из необходимости соблюдения условия:

$$\sqrt{\left(\frac{D_n}{D_y}\right)^2 \delta_{D_n}^2 + 4\left(\frac{h}{D_y}\right)^2 \delta_h^2} \leq 0,3 \%, \quad (\text{В.5.1})$$

где  $D_n$  – наружный (номинальный) диаметр трубопровода;

$h$  – номинальная толщина стенки трубопровода;

$\delta_{D_n}$ ,  $\delta_h$  – погрешность СИ, применяемых для определения наружного диаметра трубопровода и толщины стенки.

В.5.2.1.2 Высота уступа перед расходомером не должна превышать 1 % от внутреннего диаметра ИТ. Высота уступа после расходомера не должна превышать: для турбинных и вихревых – 1 % от внутреннего диаметра ИТ; для ротационных – 2 % от внутреннего диаметра ИТ.

В.5.2.1.3 В случае применения конусных переходов для сопряжения ИТ и счетчика, их конструкция и геометрические размеры должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации на расходомер.

В.5.2.1.4 Под прямым участком ИТ подразумевают трубу, не содержащую местных сопротивлений и удовлетворяющую требованиям п.В.5.2.1.1. На расстоянии более  $2D_u$  ИТ может быть составным. Если разница диаметров составных частей ИТ превышает 1 %, то допускается применение конусных переходов. Размеры конусных переходов должны соответствовать условиям:

$$1,0 \leq D_2/D_1 \leq 1,1, \quad (\text{В.5.2})$$

$$0 \leq \frac{D_2 - D_1}{l_k} < 0,2, \quad (\text{В.5.3})$$

где  $D_2$  и  $D_1$  – больший и меньший внутренние диаметры конусного перехода, соответственно;

$l_k$  – длина конусного перехода.

Конусные переходы, удовлетворяющие вышеуказанным условиям, не являются местными сопротивлениями.

В.5.2.2 Сварные трубы могут использоваться для изготовления прямых участков ИТ перед расходомером при условии, что шов не является спиральным. Высота валика кольцевого шва на внутренней поверхности прямого участка ИТ перед расходомером и прямого шва сварного трубопровода не должна превышать 0,005 Ду на участке ИТ длиной 2 Ду перед расходомером и 0,01 Ду на участке ИТ, расположенном далее 2 Ду от расходомера. Требования к виду сварного шва и его размерам в случае применения ротационных расходомеров в составе счетчика не регламентируются.

В.5.2.3 Уплотнительные прокладки не должны выступать во внутреннюю полость трубопровода. Рекомендуемая толщина плоских прокладок не более 3 мм.

В.5.2.4 Длины прямых участков ИТ до и после расходомера должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем расходомера. В случае отсутствия этих требований в эксплуатационной документации на расходомер, длина прямого участка ИТ перед счетчиками с турбинными и вихревыми расходомерами должна быть не менее 20 Ду, а за счетчиком - не менее 5 Ду. Для счетчиков с ротационными расходомерами требования к прямым участкам ИТ определяются требованиями к установке СИ давления и температуры (см. пп. В.5.3, В.5.4). При давлениях газа выше 0,4 МПа рекомендуемые длины для счетчиков с ротационными расходомерами составляют не менее 4 Ду до расходомера и не менее 2 Ду после него. В случае несоблюдения требований к длинам прямых участков ИТ узел учета должен быть реконструирован или должно быть экспериментально определено уточненное значение коэффициента преобразования счетчика. Решение о необходимости проведения реконструкции или экспериментальных работ принимают исходя из технико-экономической целесообразности. Определение коэффициента преобразования счетчика проводят на основании методик, согласованных заинтересованными сторонами и утвержденных органами Государственной метрологической службы.

В.5.2.5 При применении фильтра его конструкция должна обеспечить степень очистки газа, необходимую для нормальной работы счетчика.

### В.5.3 Измерение давления

В.5.3.1 Абсолютное давление измеряемого газа определяют одним из следующих способов:

- непосредственным измерением;
- суммированием избыточного и атмосферного давлений:

$$P = P_u + P_{\sigma} \quad (\text{В.5.4})$$

В.5.3.1.1 Абсолютное и избыточное давление допускается измерять с помощью датчиков давления, указанных в п.В.1. По договоренности между контрагентами, при рабочем избыточном давлении выше 0,3 МПа вместо измерения атмосферного давления возможно его введение в вычислитель в виде постоянно-переменной величины с возможностью корректировки. При этом устройством счетчика обеспечены защита от несанкционированного изменения параметра и отображение в архиве вычислителя момента изменения с указанием предыдущего и введенного значения.

В.5.3.1.2 Атмосферное давление измеряют в месте расположения измерительного преобразователя избыточного давления, если последний размещен в замкнутом пространстве при наличии в нем разрежения или избыточного давления (наддува), создаваемого системами вентиляции и кондиционирования.

### В.5.3.2 Отверстия для отбора давления

В.5.3.2.1 Отверстие для отбора давления для горизонтальных и вертикальных трубопроводов должно быть расположено радиально. При горизонтальном расположении трубопровода это отверстие должно быть размещено в верхней половине сечения трубопровода.

В.5.3.2.2 Места расположения отверстий для отбора давления для конкретных типов расходомеров в составе счетчика указаны в п.В.5.3.3.

В.5.3.2.3 Отбор давления осуществляют через цилиндрическое отверстие или паз. Кромки отверстий и пазов не должны иметь заусенцев. Для ликвидации заусенцев или задиров на внутренней кромке отверстия допускается ее скругление радиусом не более  $1/10$  диаметра отверстия. Не допускаются неровности на внутренней поверхности отверстия и паза или на стенке трубопровода вблизи них. Выполнение данного требования проверяют визуально.

В.5.3.2.4 Диаметр цилиндрических отверстий для отбора давления должен быть не более  $0,13D_y$ , но не более 13 мм. Величина минимального диаметра определяется необходимостью исключения случайного закупоривания и обеспечения удовлетворительных динамических характеристик. Рекомендуется выбирать диаметр отверстия для отбора давления не менее 3 мм и не более 10 мм. Отверстие должно быть цилиндрическим на длине не менее одного внутреннего диаметра отверстия, при измерении от внутренней поверхности трубопровода. Ширина паза в направлении потока должна быть не менее 2 мм, а глубина паза не менее его ширины. Площадь сечения паза должна составлять от 10 до 80 мм<sup>2</sup>.

### В.5.3.3 Место отбора давления

В.5.3.3.1 Место отбора давления при применении турбинного расходомера должно быть расположено в непосредственной близости от крыльчатки в корпусе счетчика. Если конструкция расходомера не предусматривает отверстия для отбора давления и в эксплуатационной документации отсутствует информация о месте его расположения, то допускается производить отбор давления в трубопроводе перед счетчиком на расстоянии не более 3  $D_y$  и не менее 1  $D_y$  от входного фланца счетчика.

В.5.3.3.2 Для счетчика с ротационным расходомером отбор давления производят в корпусе расходомера. Допускается место отбора давления располагать до или после счетчика на расстоянии от 1  $D_y$  до 3  $D_y$  от корпуса расходомера.

В.5.3.3.3 Для счетчика с вихревым расходомером «Ирга-РВ» отбор давления производят в корпусе расходомера. Датчик давления должен быть подсоединен к штуцеру отбора давления, расположенному на корпусе «Ирга-РВП» в сечении вихреобразующего тела. При необходимости датчик давления может быть закреплен на удалении от «Ирга-РВП» с расположением его выше или ниже расходомера. При измерении расхода среды с температурой более +80 °С необходимо располагать датчик вне зоны нагрева выше +80 °С.

### В.5.3.4 Соединительные линии

В.5.3.4.1 Соединительные линии СИ давления и/или перепада давления должны быть проложены по кратчайшему расстоянию и иметь уклон к горизонтали не менее 1:12. Внутреннее сечение соединительных трубок должно быть одинаковым по всей длине, диаметром от 6 до 15 мм.

В.5.3.4.2 Материал соединительных трубок должен быть коррозионностойким по отношению к измеряемому газу, его конденсату и сопутствующим компонентам (метанол, гликоль и др.).

В.5.3.4.3 Длина соединительных линий должна соответствовать требованиям ГОСТ 8.563.2.

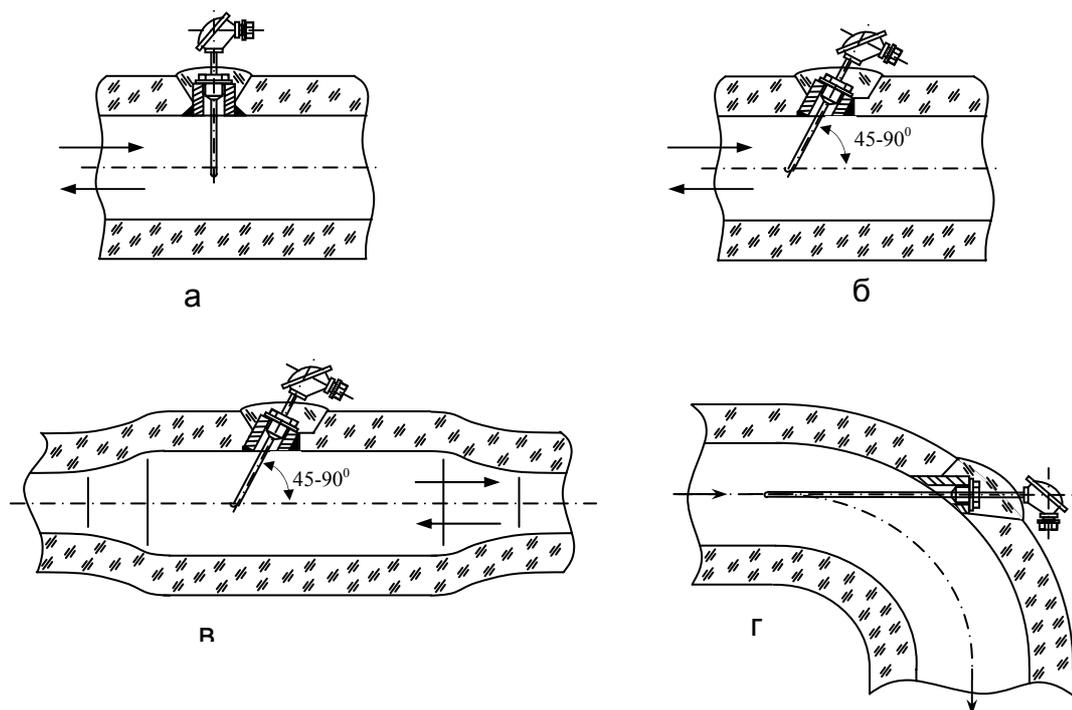


Рисунок В.1 - Схема установки чувствительного элемента термопреобразователя:  
а – радиальная; б – наклонная; в – в расширителе; г – в изгибе колена.

#### В.5.4 Измерение температуры

В.5.4.1 Температуру контролируемого газа допускается измерять с помощью термопреобразователей, указанных в разделе В.1.

В.5.4.2 Термодинамическую температуру газа определяют по формуле

$$T = 273,15 + t \quad (\text{В.5.5})$$

В.5.4.3 При использовании турбинных и ротационных расходомеров в составе счетчика температуру газа измеряют в их корпусе или на прямом участке трубопровода до или после расходомера, если иное не оговорено в эксплуатационной документации. При установке термопреобразователя после расходомера расстояние между счетчиком и термометром должно быть в пределах от 3 Ду до 10 Ду, если другие варианты установки термопреобразователя не оговорены в эксплуатационной документации на расходомер.

При использовании вихревых расходомеров в составе счетчиков температуру газа измеряют после вихреобразующего тела в корпусе расходомера или на прямом участке трубопровода на расстоянии от 5 Ду до 10 Ду после него.

В.5.4.4 Чувствительный элемент термопреобразователя должен быть погружен в трубопровод на глубину от 0,3 Ду до 0,7 Ду.

В.5.4.5 Чувствительный элемент термопреобразователя должен быть установлен в трубопровод непосредственно или в гильзу (карман), диаметр которой должен быть не более 0,13 Ду. Допускается увеличение диаметра гильзы термопреобразователя до 1/3 Ду, если она установлена на прямом участке после счетчика на расстоянии от 3 Ду до 10 Ду, в зависимости от вида расходомера.

В.5.4.6 При установке чувствительного элемента термопреобразователя в гильзу должен быть обеспечен надежный тепловой контакт. Для обеспечения теплового контакта гильзу заполняют жидким маслом.

В.5.4.7 Чувствительный элемент термопреобразователя должен располагаться радиально относительно трубопровода. На трубопроводах с диаметром от

50 до 100 мм возможна наклонная установка термопреобразователя или его установка в изгибе колена по оси трубопровода (рис. В.1). Допускается установка термопреобразователя в расширителе, размещенном на расстоянии от 3 Ду до 10 Ду после расходомера. Геометрические характеристики расширителя должны обеспечивать выполнение требований пп.В.5.4.4, В.5.4.5.

#### В.5.5 Вычислитель «Ирга-2»

В.5.5.1 Вычислитель «Ирга-2» (далее - вычислитель), входящий в состав счетчика, автоматически учитывает действительные значения необходимых параметров газа, архивирует и сохраняет значения объема газа в рабочих и стандартных условиях, а также средние значения вычисленных и измеренных параметров газа. Интервалы времени осреднения: час, сутки, месяц, год.

В.5.5.2 Вычислитель индицирует текущие значения расхода газа при рабочих и стандартных условиях и его текущие параметры (рабочие давление, температуру, компонентный состав газа и другие параметры), а также значения объемов газа при рабочих и стандартных условиях, накопленные нарастающим итогом.

В.5.5.3 Вычислитель обеспечивает возможность распечатки информации на принтере, непосредственно или с помощью переносного компьютера.

В.5.5.4 В вычислителе предусмотрена защита параметров настройки и архивной информации от возможности ее искажения как с управляющей панели, так и по физическим линиям связи.

В.5.5.5 Запрещается изменение параметров настройки вычислителя и электронных блоков счетчика, влияющих на измерение параметров газа и расчет количества газа вычислителем без составления контрагентами соответствующего акта с указанием причины внесения изменений. Запрет обеспечен конструкцией вычислителя (возможность пломбирования контрагентами). По договоренности между контрагентами возможно определение ряда параметров как постоянно-переменных с предоставлением возможности их изменения в процессе эксплуатации счетчика. Все изменения отображаются в архиве вычислителя.

В.5.5.6 Применяемые СИ должны пройти государственные испытания для целей утверждения типа в соответствии с ПР 50.2.009.

Применяемые СИ подлежат поверке органами Государственной метрологической службы в порядке, установленном в ПР 50.2.006.

СИ, применяемые для измерения и вычисления объема должны иметь действующие свидетельства о поверке или поверительное клеймо и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них. Периодичность поверки СИ должна соответствовать межповерочным интервалам, установленным при утверждении типа СИ. СИ, применяемые для контроля перепада давления на счетчике, струевыпрямителе и фильтре, должны иметь действующее свидетельства о поверке или поверительное клеймо.

## В.6 Метод измерений

В.6.1 Измерение объема газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют методом, основанным на измерении объема газа при рабочих условиях с помощью турбинных, ротационных или вихревых расходомеров в составе счетчика и приведения его к стандартным условиям по формуле

$$V_c = V \frac{PT_c}{P_cTK}, \quad (\text{В.6.1})$$

В.6.2 Принцип действия турбинных и ротационных расходомеров газа основан на взаимодействии подвижных элементов их преобразователей, установленных в измерительном трубопроводе, с движущимся по нему потоком газа.

Преобразователь турбинного типа представляет собой крыльчатку, ось которой совпадает с осью трубопровода. С помощью крыльчатки осевая скорость потока газа преобразуется в угловую скорость вращения, которая передается на счетчик числа оборотов. Скорость вращения крыльчатки пропорциональна объемному расходу газа, а количество ее оборотов - объему газа, прошедшему через преобразователь.

Преобразователь ротационного типа представляет собой устройство с одной или двумя парами роторов. Вращение роторов происходит под действием разности давления газа на входе и выходе преобразователя. При вращении роторов от входной полости счетчика попеременно отсекаются объемы газа, равные объему измерительной камеры, образованной внутренней поверхностью корпуса и внешней поверхностью половины ротора. Из измерительной камеры газ вытесняется ротором в выходной патрубок счетчика. За один полный оборот двух роторов от входной полости в выходной патрубок счетчика перемещается четыре таких измерительных объема газа. Количество оборотов роторов пропорционально объему газа, прошедшему через преобразователь.

В.6.3 Принцип действия вихревого расходомера-счетчика основан на эффекте формирования в потоке газа цепочки регулярных вихрей (дорожки Кармана) в следе за вихреобразующим телом.

Преобразователь вихревого типа представляет собой отрезок трубы, в котором перпендикулярно продольной оси трубопровода установлено неподвижное вихреобразующее тело специальной формы. При обтекании тела потоком газа в следе за ним образуются регулярные вихревые структуры. Чувствительный элемент расходомера преобразует энергию вихрей в выходной информационный сигнал. Частота вихреобразования пропорциональна объемному расходу газа, а количество импульсов – объему газа, прошедшему через преобразователь.

## **В.7 Требования безопасности и охраны окружающей среды**

В.7.1 При работе со счетчиком необходимо соблюдать правила техники безопасности в соответствии со следующими документами:

- «ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей» (для условий эксплуатации электроустановок потребителей напряжением до 1000 В);
- «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» (ПБ 12-529-03);
- «Правила безопасности в газовом хозяйстве» (ПБ 12-368-00).

В.7.2 Меры безопасности при работе с составными частями счетчика должны соответствовать указаниям, приведенным в эксплуатационной документации на конкретное изделие.

В.7.3 Счетчик при испытаниях, хранении, транспортировании, эксплуатации и утилизации не причиняет вреда окружающей природной среде и здоровью человека.

## **В.8 Требования к квалификации персонала**

В.8.1 К монтажу счетчика и выполнению измерений допускаются специалисты, знающие принцип измерений и содержание данной МВИ, специально обученные работе со счетчиком, изучившие эксплуатационную документацию на него и имеющие III квалификационную группу по электробезопасности.

## **В.9 Условия выполнения измерений**

В.9.1 Условия применения СИ должны соответствовать требованиям предприятий-изготовителей к следующим параметрам и характеристикам:

- климатические условия эксплуатации;

- рабочие условия эксплуатации (давление, температура и расход газа);
- допустимые напряженности постоянных и переменных магнитных полей, а также уровни промышленных радиопомех;
- допустимый уровень вибраций трубопровода;
- характеристики энергоснабжения.

В.9.2 Диапазоны измерений СИ, входящих в состав счетчика, должны соответствовать диапазонам изменения контролируемых параметров. Максимальные и минимальные значения измеряемых параметров должны перекрываться диапазонами СИ. В случае применения СИ, погрешность которых нормирована как приведенная, рекомендуется, чтобы максимальное значение измеряемого параметра было равно 90 % верхнего предела измерений соответствующего СИ.

В.9.3 Все СИ должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов по безопасности применения этих средств.

## В.10 Подготовка к измерениям и их проведение

В.10.1 Перед измерениями проверяют соответствие условий проведения измерений требованиям раздела В.9.

В.10.2 Все СИ приводят в рабочее состояние. При применении вычислительного устройства в его память вводят необходимую информацию о параметрах и характеристиках СИ, а также о физических параметрах газа.

В.10.3 ИТ подключают к источнику измеряемого газа. С целью исключения повреждения счетчика при пусконаладочных работах, запуск счетчика проводят в следующей последовательности:

а) открывают байпасный газопровод (при его наличии) и подают газ на объект потребителя газа в требуемом режиме эксплуатации;

б) плавно открывают запорное устройство на входе счетчика и заполняют газопровод и счетчик газом до рабочего давления (при этом рекомендуется, чтобы скорость повышения давления не превышала 35 кПа/сек);

в) плавно открывают запорное устройство на выходе счетчика, не допуская резких скачков расхода и пневмоударов;

г) плавно закрывают запорное устройство байпасного газопровода (при его наличии).

В.10.4 Измерения проводятся вычислителем, входящим в состав счетчика, автоматически.

## В.11 Обработка результатов измерений

В.11.1 Уравнение для расчета объема газа, приведенного к стандартным условиям, имеет вид:

$$V_c = \sum_{i=1}^n \frac{P_i T_c}{K_n T_i P_c} Q_i \Delta \tau, \quad (\text{В.11.1})$$

где  $\Delta \tau$  - интервал времени измерения всех параметров и вычисления расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

$n$  – количество интервалов измерения.

В.11.2 Коэффициент сжимаемости  $K$  в зависимости от вида измеряемой среды рассчитывается согласно соответствующим нормативным документам, в частности:

- ГОСТ 30319.2 и ГСССД МР 118 (при температуре газа свыше +60 °С) – для природного газа;
- ГСССД МР 113 – для попутного нефтяного газа;
- ГСССД 4 – для азота;
- ГСССД 19 – для кислорода,

и другим соответствующим документам для других измеряемых сред.

Для природного газа по ГОСТ 30319.2 используются следующие методы расчета коэффициента сжимаемости:

- модифицированный метод NX19 мод.;
- модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод.;
- уравнение состояния AGA8-92DC;
- уравнение состояния ВНИЦ СМВ.

Метод NX19 мод. и уравнение состояния GERG-91 мод. используют при неизвестном полном компонентном составе природного газа. Расчет по уравнениям состояния AGA8-92DC и ВНИЦ СМВ может быть осуществлен только при известном полном компонентном составе газа.

В.11.3 Вычислителем, работающим совместно с СИ, предназначенными для измерения температуры, давления и полного состава газа (необходимого для расчета коэффициента сжимаемости), объем газа при стандартных условиях автоматически рассчитывается по формуле (В.11.1).

Значения объема газа при рабочих условиях, давления, температуры и объемных или молярных долей компонентов газа поступают в вычислитель в реальном масштабе времени. При этом значения молярных или объемных долей диоксида углерода и азота (необходимых для расчета коэффициента сжимаемости) принимаются условно-постоянными величинами, которые периодически корректируются на основе результатов анализа состава газа.

## В.12 Контроль точности результатов измерений

В.12.1 На турбинных и ротационных расходомерах, фильтре и струевыпрямителе необходимо периодически контролировать изменение перепада давления. Если в эксплуатационной документации изготовителя отсутствует информация о процедуре контроля технического состояния данных СИ и оборудования, то следует руководствоваться нижеприведенным.

Если с течением времени в процессе эксплуатации величина перепада давления на расходомере превысит допустимое значение более чем на 50 %, то произошло засорение проточной части, либо загрязнение или износ подшипников счетчика, либо имеется иной дефект, приводящий к торможению его подвижных частей. В этом случае необходимо проведение работ по техническому обслуживанию расходомера либо его ремонту. Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса частиц и фильтрующего материала, а также при контроле степени засорения газового фильтра необходимо следить за тем, чтобы величина перепада на сетчатых фильтрах не превышала 5 кПа, для волосяных фильтров и фильтров с синтетическим фильтрующим материалом – 10 кПа.

Для контроля чистоты струевыпрямителя рекомендуется при наиболее характерных режимах работы счетчика зафиксировать в начальный период эксплуатации струевыпрямителя перепад давления на нем и значения плотности и расхода газа. Если перепад давления на струевыпрямителе превышает на 10 % допустимое значение, то необходимо провести его очистку. Допустимое значение перепада давления на счетчике и струевыпрямителе для конкретных рабочих условий ( $P$ ,  $\rho_c$  и  $Q$ ) рассчитывают по формуле

$$\Delta p = \Delta p_p \left( \frac{\rho_c P}{\rho_{cp} P_p} \right) \left( \frac{q}{q_p} \right)^2, \quad (\text{В.12.1})$$

где  $\Delta p_p$  – потери давления, регламентированные в эксплуатационной документации;

$P_p$ ,  $\rho_{cp}$  и  $q_p$  - значения давления, плотности газа при стандартных условиях и расхода газа, для которых регламентированы потери давления.

В качестве  $\Delta p_p$ ,  $P_p$ ,  $\rho_{cp}$  и  $q_p$  могут быть использованы зафиксированные в начальный период эксплуатации оборудования результаты измерений перепада давления, давления и плотности при стандартных условиях и расхода газа при наиболее характерных режимах работы счетчика.

Для измерений перепада давления могут применяться дифманометры любого типа. Контроль перепада давления на струевыпрямителе и фильтре допускается проводить с помощью датчиков перепада давления индикаторного типа. Отверстия для измерения перепада давления на турбинных и ротационных расходомерах должны быть размещены на трубопроводе в соответствии с требованиями пп.В.5.3.3.1, В.5.3.3.2. Отверстия для измерения перепада давления на фильтре и струевыпрямителе должны быть расположены в соответствии с указаниями эксплуатационной документации на них.

Результаты контроля регистрируются в документации на узел учета.

### **В.13 Проверка реализации МВИ**

В.13.1 Проверку реализации МВИ при ее внедрении в практику измерений проводят представители метрологических служб заинтересованных юридических лиц (контрагентов), ознакомившиеся с данной методикой:

- перед пуском узла учета в эксплуатацию;
- после реконструкции узла учета.

По договоренности между контрагентами или в спорных случаях к проверке привлекаются представители органов метрологической службы юридических лиц, аккредитованных на право аттестации МВИ. Дополнительную проверку проводят по решению арбитражного суда в спорных случаях между поставщиком и потребителем. В процессе эксплуатации СИ метрологические службы юридических лиц обеспечивают контроль соблюдения и выполнения требований МВИ.

В.13.2 При проведении проверки реализации МВИ устанавливают:

- наличие акта измерения внутреннего диаметра ИТ (Приложение Г);
- наличие руководств по эксплуатации СИ;
- соответствие условий проведения измерений требованиям п.В.9;
- соответствие монтажа СИ и вспомогательного оборудования требованиям эксплуатационной документации на них по монтажу и п.В.5;
- соответствие прямых участков ИТ требованиям п.В.5;

В.13.3 Оформление результатов проверки

По результатам проверки составляют акт проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований (Приложение Д).

В.13.4 Допускается периодическая проверка реализации МВИ на конкретных узлах учета органами метрологического надзора.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г - ФОРМА АКТА ИЗМЕРЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

(обязательное)

### АКТ

#### измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода

Наименование предприятия, место установки

Результаты измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода:

непосредственно перед входом в счетчик	на расстоянии 2 Ду перед входом в счетчик
Dy <sub>1</sub> = _____ мм;	Dy <sub>1</sub> _____ мм;
Dy <sub>2</sub> = _____ мм;	Dy <sub>2</sub> _____ мм;
Dy <sub>3</sub> = _____ мм;	Dy <sub>3</sub> _____ мм;
Dy <sub>4</sub> = _____ мм;	Dy <sub>4</sub> _____ мм;
Dy <sub>ср</sub> = _____ мм;	Dy <sub>ср</sub> _____ мм;

Средний диаметр измерительного трубопровода \_\_\_\_\_ мм.

Наибольшее отклонение результата измерений диаметра от его среднего значения \_\_\_\_\_ %

Непосредственно после счетчика

Dy <sub>1</sub> = _____	мм;
Dy <sub>2</sub> = _____	мм;
Dy <sub>3</sub> = _____	мм;
Dy <sub>4</sub> = _____	мм;
Dy <sub>ср</sub> = _____	мм;

Средний диаметр измерительного трубопровода \_\_\_\_\_ мм.

Наибольшее отклонение результата измерений диаметра от его среднего значения \_\_\_\_\_ %

Измерения проводились \_\_\_\_\_

Наименование средства измерений

с ценой деления \_\_\_\_\_ мм со сроком поверки до «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
Должность представителя  
предприятия-владельца  
МП

\_\_\_\_\_  
Подпись

\_\_\_\_\_  
Ф.И.О.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
Должность представителя  
предприятия-владельца  
МП

\_\_\_\_\_  
Подпись

\_\_\_\_\_  
Ф.И.О.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д – ФОРМА АКТА ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И СОБЛЮДЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ МВИ

(обязательное)

### АКТ

проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований МВИ

От «\_\_\_» \_\_\_\_\_ г.

на \_\_\_\_\_

наименование проверяемого объекта

Адрес \_\_\_\_\_

Основание: \_\_\_\_\_

ввод в эксплуатацию или реконструкция

1. Перечень средств измерений \_\_\_\_\_

2. Наличие и комплектность технической документации на средства измерений и вспомогательное оборудование

при отсутствии - указать средства измерений и оборудование, на которые отсутствует документация

3. Состояние и условия эксплуатации средств измерений

Соответствие, несоответствие требованиям технической документации, указываются диапазоны изменения параметров окружающей и измеряемой среды

4. Соответствие характеристик средств измерений установленным техническим требованиям и требованиям МВИ

поверен, не поверен, указать неповеренные

5. Предельные относительные погрешности измерения, %:

- объема газа

- энергосодержания газа

6. Результаты проверки соблюдения требований МВИ

Наименование операции проверки	Нормативный документ	Соответствие	
		Да	Нет
6.1 Правильность монтажа средств измерений, вспомогательного оборудования, измерительного трубопровода	МВИ, техническая документация		
6.2 Алгоритм обработки результатов измерений (при отсутствии вычислителя)	МВИ, техническая документация		
6.3 Соблюдение установленных требований к норме погрешности измерений	Норма погрешности или договор на поставку		
6. 4. Перечень нарушений и сроки их устранения:			

Заполняется при наличии нарушений

7. Выводы

Руководитель предприятия,  
проводившего проверку

Подпись

Ф.И.О.

Лица, проводившие проверку

Подпись

Ф.И.О.

Подпись

Ф.И.О.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е – ПОГРЕШНОСТЬ СЧЕТЧИКА ГАЗА ТРСГ-ИРГА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ДАТЧИКА ОБЪЕМНОГО РАСХОДА, ПОГРЕШНОСТИ ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ И ДИАПАЗОНА ДАВЛЕНИЙ (обязательное)

Е.1 Погрешности рассчитаны при температуре измеряемой среды от 250 до 290 К, абсолютном давлении от 0,1 до 3,0 МПа (метод расчета коэффициента сжимаемости NX19мод или GERG-91мод).

Е.2 В состав комплекта во всех случаях входят вычислитель «Ирга-2» (далее - вычислитель), резистивный термопреобразователь класса А или В по ГОСТ 6651, датчик объемного расхода (расходомер) одного из четырех типов («Ирга-РВ», ДРОТ, СВГ, RVG) и датчик давления (с приведенной погрешностью  $\pm 0,15\%$ ,  $\pm 0,25\%$  или  $\pm 0,5\%$ ).

Е.3 Основная относительная погрешность счетчика рассчитывается по формуле

$$\delta = \sqrt{\delta_{\text{выч}}^2 + \delta_{\text{расх}}^2 + \delta_p^2 + \delta_T^2}, \quad (\text{E.1})$$

где  $\delta_{\text{выч}}$  - относительная погрешность вычислителя, равная  $\pm 0,2\%$ ;

$\delta_{\text{расх}}$  - относительная погрешность измерения расхода;

$\delta_p$  - относительная погрешность измерения давления;

$\delta_T$  - относительная погрешность измерения температуры.

Е.4 Погрешность измерения расхода для каждого типа расходомеров определяется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Е.5 В соответствии с изложенным, для основных видов расходомеров (датчиков расхода), применяемых в составе счетчика, приведено по три таблицы – в соответствии с градациями величины приведенной погрешности применяемого датчика абсолютного давления.

Е.5.1 Погрешность счетчика ТРСГ-ИРГА с расходомером «Ирга-РВ»

Е.5.1.1 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,15\%$

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{\text{изм.}}/P_{\text{пр.}}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,65	от 0,65 до 0,8	От 0,8 до 1,0	1,0
от 0,05Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
от Q <sub>min</sub> до 0,05Q <sub>max</sub>	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$

Е.5.1.2 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,25\%$

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{\text{изм.}}/P_{\text{пр.}}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,6	от 0,6 до 0,8	От 0,8 до 1,0	1,0
от 0,05Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$
от Q <sub>min</sub> до 0,05Q <sub>max</sub>	$\pm 2,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$

Е.5.1.3 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,5\%$

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{\text{изм.}}/P_{\text{пр.}}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,6	от 0,6 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,05Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
от Q <sub>min</sub> до 0,05Q <sub>max</sub>	$\pm 2,9$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$

## Е.5.2 Погрешность счетчика ТРСГ-ИРГА с датчиком ДРОТ

Е.5.2.1 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,15\%$ 

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{изм.}/P_{пр.}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,65	от 0,65 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,2Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
от 0,1Q <sub>max</sub> до 0,2Q <sub>max</sub>	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
от 0,05Q <sub>max</sub> до 0,1Q <sub>max</sub>	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

Е.5.2.2 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,25\%$ 

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{изм.}/P_{пр.}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,6	от 0,6 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,2Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$
от 0,1Q <sub>max</sub> до 0,2Q <sub>max</sub>	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
от 0,05Q <sub>max</sub> до 0,1Q <sub>max</sub>	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

Е.5.2.3 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,5\%$ 

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, при соотношении $P_{изм.}/P_{пр.}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,6	от 0,6 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,2Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
от 0,1Q <sub>max</sub> до 0,2Q <sub>max</sub>	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
от 0,05Q <sub>max</sub> до 0,1Q <sub>max</sub>	$\pm 4,7$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$

## Е.5.3 Погрешность счетчика ТРСГ-ИРГА с датчиком расхода СГ-16МТ

Е.5.3.1 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,15\%$ 

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{изм.}/P_{пр.}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,65	от 0,65 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,2Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
от 0,05Q <sub>max</sub> до 0,2Q <sub>max</sub>	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Е.5.3.2 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,25\%$ 

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{изм.}/P_{пр.}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,6	от 0,6 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,2Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$
от 0,05Q <sub>max</sub> до 0,2Q <sub>max</sub>	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Е.5.3.3 С датчиком давления с приведенной погрешностью  $\pm 0,5\%$ 

Диапазон значений расхода	Погрешность счетчика, %, не более, при соотношении $P_{изм.}/P_{пр.}$				
	от 0,2 до 0,4	от 0,4 до 0,6	от 0,6 до 0,8	от 0,8 до 1,0	1,0
от 0,2Q <sub>max</sub> до Q <sub>max</sub>	$\pm 2,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,2$
от 0,05Q <sub>max</sub> до 0,2Q <sub>max</sub>	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

