

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский

« 23 » апреля 2024 г.

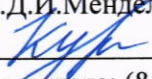
Государственная система обеспечения единства измерений

РАСХОДОМЕРЫ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ РГ ИСА

Методика поверки

МП 1597-13-2024

Зам. начальника
научно-исследовательского отдела
ВНИИР – филиала ФГУП «ВНИИМ
им.Д.И.Менделеева»

 И.Н. Куликов
Тел. отдела: (843)272-11-24

г. Казань
2024 г.

1 Общие положения

Настоящая методика применяется для поверки расходомеров переменного перепада давления РГ ИСА (далее – расходомеры).

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Обозначение/Значение							
Условное обозначение	РГ ИСА 80х16	РГ ИСА 80х16-01	РГ ИСА 80х16-02	РГ ИСА 100х16	РГ ИСА 100х16-01	РГ ИСА 100х16-02	РГ ИСА 150х16	РГ ИСА 150х16-01
Пределы измерения объемного расхода в рабочих условиях ¹ , м³/ч	От 5,8 до 432	От 11,8 до 852	От 22,6 до 1563	От 9,9 до 684	От 16,6 до 1348	От 35,3 до 2470	От 15,9 до 1007	От 29,5 до 1989
Пределы измерения объемного расхода, приведенного к стандартным условиям ¹ , м³/ч	От 380 до 26940	От 705 до 53850	От 1492 до 70690	От 594 до 42620	От 1101 до 85180	От 2332 до 88320	От 1057 до 62760	От 1957 до 117370
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях в пределах рабочих температур без учета погрешности определения компонентного состава газа, %	±4							
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объемного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, в пределах рабочих температур без учета погрешности определения компонентного состава газа, %	±4							
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода, %	±0,01							

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени, %	$\pm 0,01$
Диапазон измерений входных сигналов силы постоянного тока, мА	От 4 до 20 мА
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения входных сигналов силы постоянного тока, мА	$\pm 0,02$
1 – указаны минимально и максимально возможные значения. Конкретные значения диапазона измерения находятся внутри указанного и зависят от диаметра цилиндрической части СУ, диаметра ИТ, температуры, давления, перепада давления газа, а также от компонентного состава газа.	

Расходомеры предназначены для измерений объёмного расхода и количества природного газа для использования на объектах добычи, хранения и транспортирования газа в составе станций управления, модулей обвязки скважин и другого оборудования.

В ходе реализации данной методики поверки обеспечивается передача единицы объёмного и массового расхода газа в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной Приказом Росстандарта от 11.05.2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объёмного и массового расходов газа», подтверждающая прослеживаемость методом косвенных измерений к эталонам, заимствованных из других государственных поверочных схем.

В ходе реализации данной методики поверки обеспечивается передача единицы времени в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной Приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты», подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени методом прямых измерений интервалов времени.

В ходе реализации данной методики поверки обеспечивается передача единицы силы постоянного электрического тока в соответствии с Приказом Росстандарта от 01 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А», подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы силы постоянного электрического тока (ГЭТ 4-91) методом непосредственного сличения.

Настоящая методика устанавливает методику первичной и периодической поверок.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции согласно таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки средства измерений

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения	Да	Да	8
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик средства измерений и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	11

2.2 Поверку расходомера прекращают при получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки.

3 Требования к условиям проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °C $20 \pm 5^*$
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 95 до 105

*Примечание: в случае поверки на месте эксплуатации поверку допускается проводить при температуре окружающей среды от -20 до 40 °C, при условии, что метрологические характеристики средств поверки удовлетворяют требуемым при условиях поверки.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

К проведению поверки допускаются лица, изучившие данную методику, эксплуатационную документацию на расходомеры.

Работы по проведению поверки расходомеров допускается проводить одному специалисту.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические и технические требования к средствам поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
12 Определение метрологических характеристик средства измерений	Средство измерений для воспроизведения силы постоянного тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,02 \% \text{ показ.} + 1,5 \text{ мкА})$.	Калибратор многофункциональный MC5-R (далее – КМФ), регистрационный № 22237-08
	Средство измерений времени, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения и воспроизведения интервалов времени в нормальных условиях за год $\pm(15 \cdot 10^{-6} \cdot T + 1) \text{ с}$.	Секундомер электронный с таймерным выходом СТЦ-2М (далее – секундомер), регистрационный № 65349-16
	Термогигрометр. Диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80 %; Пределы абсолютной погрешности измерений относительной влажности $\pm 2,0\%$. Диапазон измерений температуры от -20 до +40 °С; Пределы абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,3^\circ\text{С}$. Диапазон измерений атмосферного давления от 95 до 105 кПа. Пределы абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,25 \text{ кПа}$.	Термогигрометр ИВА-6Н, регистрационный № 46434-11
Примечания: 1. Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа, поверенные и удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице;		

2. Допускается использование других средств измерений с метрологическими характеристиками хуже указанных, если они обеспечивают соотношение суммарной погрешности измерений к допускаемому отклонению параметра не менее 1/2 и обеспечивают измерение/воспроизведение параметра в необходимом по пункту методики поверки диапазоне

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования безопасности, указанные в:

- правилах техники безопасности, действующих в месте проведения поверки;
- эксплуатационной документации на расходомеры;
- эксплуатационной документации на средства поверки и вспомогательное оборудование, используемые при поверке.

6.2 Источником опасности при проведении поверки является – электрический ток, применяемый для работы поверочного оборудования.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 На поверку должны быть представлены:

- расходомер;
- руководство по эксплуатации;
- паспорт.

7.2 Внешний вид расходомеров должен соответствовать следующим требованиям:

- на расходомерах не должно быть механических повреждений, трещин, вмятин и забоин на резьбовых поверхностях деталей, ухудшающих их внешний вид и препятствующих применению;
- маркировка должна быть надежной в креплении, четкой, удобочитаемой, и соответствовать требованиям эксплуатационной документации;
- проверка соответствия комплектности требованиям эксплуатационной документации проводится визуально, сличением с указанной в паспорте на расходомер.
- средства измерений, входящие в состав расходомера должны быть поверены (проверяется наличие сведений о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

Результаты поверки считаются положительными, если выполняются условия, приведенные выше.

В случае, если условия не выполняются, поверка прекращается. Расходомеры считаются непригодными к эксплуатации.

7.3 На сужающее устройство, являющееся соплом ИСА 1932 (далее – СУ), должен быть акт измерений геометрических размеров в соответствии с ГОСТ 8.586.3-2005, в котором должны быть приведены:

- при первичной поверке чертеж СУ с указанием всех размеров по ГОСТ 8.586.3-2005 (может быть отдельным приложением);
- среднее значение внутреннего диаметра горловины СУ, приведенное к 20 °С;
- значение внутреннего диаметра горловины СУ в нескольких сечениях (не менее 2-х), в нескольких диаметральных направлениях (не менее 4-х), применяемое для его определения средство измерений;

- значение внутренних диаметров сужающей части сопла в нескольких сечениях (не менее 2-х), в нескольких диаметральных направлениях (не менее 4-х), применяемое для их определения средство измерений;

- температура окружающей среды, при которой проводились измерения;
- марка стали СУ, коэффициент теплового расширения данного материала СУ;
- среднее арифметическое отклонения профиля шероховатости внутренней поверхности сопла.

Измерения геометрических размеров СУ, должны быть проведены в срок не превышающий 0,5 года до проведения поверки расходомера.

Результаты поверки считаются положительными, если выполняются требования п. 5.1.2 ГОСТ 8.586.3-2005.

В случае невыполнения вышеуказанных требований, поверка прекращается. Расходомеры считаются непригодными к эксплуатации.

7.4 Проверка соответствия ИТ требованиям ГОСТ 8.586.3-2005 проводится в случае, когда ИТ входит в комплект поставки расходомера.

Проверка соответствия ИТ требованиям ГОСТ 8.586.3-2005 проводится только при первичной поверке.

На ИТ должен быть акт измерений геометрических размеров в соответствии с ГОСТ 8.586.3-2005, в котором должны быть приведены:

- среднее значение внутреннего диаметра ИТ, приведенное к 20 °С;
- значение внутреннего диаметра ИТ в нескольких сечениях (не менее 3-х), в нескольких диаметральных направлениях (не менее 4-х), применяемое для его определения средство измерений;

- температура окружающей среды, при которой проводились измерения;
- марка стали ИТ, коэффициент теплового расширения данного материала СУ;
- среднее арифметическое отклонения профиля шероховатости внутренней поверхности ИТ.

Результаты поверки считаются положительными, если выполняются требования п. 6.4.1, 6.4.2 ГОСТ 8.586.3-2005, 6.1.3 ГОСТ Р 8.899-2015.

В случае невыполнения вышеуказанных требований, поверка прекращается. Расходомеры считаются непригодными к эксплуатации.

8 Проверка программного обеспечения

Процедура проверки программного обеспечения включает в себя проверку:

- идентификационного наименования программного обеспечения;
- номера версии программного обеспечения;
- цифрового идентификатора ПО

Идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения отображаются на вычислителе расходомера при включении питания расходомера.

Цифровой идентификатор ПО проверяют с помощью программы Телепорт. Для этого, подключают вычислитель расходомера к компьютеру, открывают программу Телепорт, устанавливают связь с расходомером, переходят на вкладку «Расширение системы ТЭКОН-19М». Значение цифрового индикатора приведено в пункте «КС метрологич ПО реально».

Результат проверки программного обеспечения считают положительным, если идентификационные данные соответствуют следующим значениям

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Природ Газ ИСА1932
Номер версии (идентификационный номер) ПО	07.АА
Цифровой идентификатор ПО	CF4B1812
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

При отрицательных результатах проверки программного обеспечения расходомер дальнейшей поверке не подлежит.

9 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

Выдержка расходомера перед поверкой после включения питания должна быть не менее 30 минут.

При опробовании производится проверка наличия показаний температуры, давления и дифференциального давления. Выводят на дисплей вычислителя расходомера показания температуры, давления и дифференциального давления в соответствии с эксплуатационной документацией.

Результаты поверки считаются положительными, если показания температуры, давления и дифференциального давления выводятся на дисплей вычислителя.

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 Определение метрологических характеристик входных измерительных каналов вычислителя

10.1.1 Отключают первичные преобразователи температуры, избыточного давления, дифференциального давления.

10.1.2 Производят подключение КМФ к токовым входам (контакты 3, 4, 5, 6, 7, 8 на разъеме X1) вычислителя в соответствии с рис. 1

10.1.3 Устанавливают на КМФ поочередно значение силы постоянного тока $I_{уст}$, мА, равное 4, 8, 12, 16, 20 мА. Снимают измеренные значения постоянного тока $I_{изм}$, мА с дисплея вычислителя.

10.1.4 Определяют значение абсолютной погрешности входных измерительных каналов вычислителя ΔI , мА, по формуле:

$$\Delta I = I_{изм} - I_{уст} , \quad (1)$$

10.1.5 Результаты считаются положительными, если значения ΔI находится в пределах $\pm 0,02$ мА для измерительных каналов температуры, давления и дифференциального давления на всех установленных значениях силы постоянного тока.

10.1.6 В случае невыполнения вышеуказанных требований поверка прекращается.

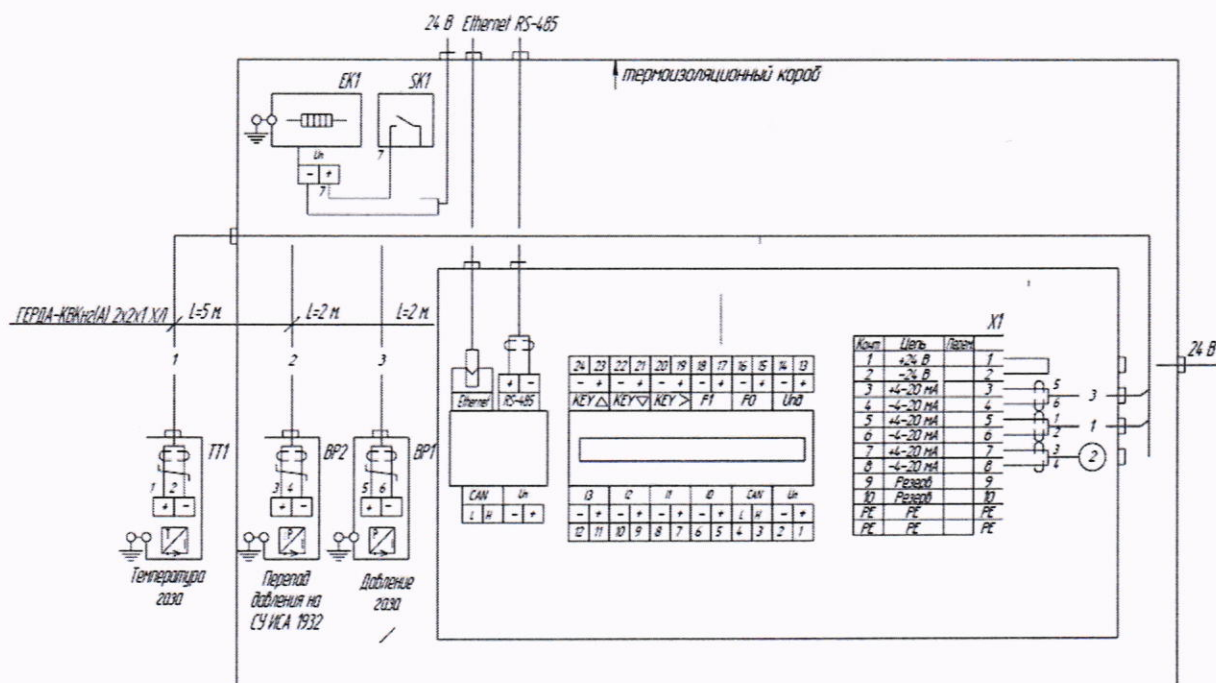


Рисунок 1. Схема подключения при определении метрологических характеристик входных измерительных каналов вычислителя.

10.2 Определение относительной погрешности при измерении времени

10.2.1 Устанавливают отображение времени на дисплее лицевой панели вычислителя, устанавливают режим измерения времени по секундомеру.

10.2.2 Одновременно с изменением младшего разряда времени вычислителя запускают счет времени на секундомере.

10.2.3 Фиксируют в протоколе испытаний начальное значение времени вычислителя $\tau_{\text{нач}}$, с.

10.2.4 Через 8 ч одновременно с изменением младшего разряда времени вычислителя останавливают счет времени на секундомере.

10.2.5 Фиксируют в протоколе испытаний конечное значение времени вычислителя $\tau_{\text{кон}}$, с и измеренное значение времени по секундомеру $\tau_{\text{изм}}$, с.

10.2.6 Определяют относительную погрешность измерения времени по формуле:

$$\delta\tau = \frac{\tau_{\text{кон}} - \tau_{\text{нач}}}{\tau_{\text{изм}}} \cdot 100, \quad (2)$$

10.2.7 Результаты считаются положительными, если значение $\delta\tau$ находится в пределах $\pm 0,01\%$.

10.3 Определение погрешности измерения расхода газа без учета погрешности определения компонентного состава газа

Определение погрешности измерения расхода газа без учета погрешности определения компонентного состава газа допускается проводить при помощи аттестованного программного обеспечения

Уравнения измерений объемного расхода в рабочих условиях Q_v , м³/ч, объемного расхода, приведенного к стандартным условиям Q_{vc} , м³/ч, применяемые в расходомере:

$$Q_v = 0,25 \cdot \pi \cdot d_{20}^2 \cdot K_{cy}^2 \cdot C \cdot E \cdot K_{ш} \cdot \varepsilon \cdot \left(\frac{2 \cdot \Delta p}{\rho} \right)^{0.5}, \quad (3)$$

$$Q_{vc} = 0,25 \cdot \pi \cdot d_{20}^2 \cdot K_{cy}^2 \cdot C \cdot E \cdot K_{ш} \cdot \varepsilon \cdot \frac{1}{\rho_c} (2 \cdot \Delta p \cdot \rho)^{0.5} \quad , \quad (4)$$

где: d_{20} – внутренний диаметр цилиндрической части СУ, приведенный к 20 °С, м;
 K_{cy} – коэффициент, учитывающий изменение диаметра цилиндрической части СУ, вызванное отклонением температуры среды от 20 °С;

C – коэффициент истечения;

E – коэффициент скорости входа;

$K_{ш}$ – поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода;

ε – коэффициент расширения;

Δp – перепад давления на СУ, Па;

ρ_c – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³;

ρ – плотность газа в рабочих условиях, кг/м³.

В качестве исходных данных используют приведенные в описаниях типа метрологические характеристики на средства измерения, входящих в состав расходомера, а также приведенные в технической документации данные:

- диапазоны расходов газа;
- допустимые диаметры трубопровода и СУ, приведенные к 20 °С;
- допустимые материалы трубопровода и СУ;
- допустимые значения эквивалентной шероховатости трубопровода и СУ;
- диапазон изменения атмосферного давления;
- диапазон изменения избыточного давления;
- диапазон изменения температуры газа;
- диапазон изменения перепада давления;
- диапазон изменения температуры окружающей среды;
- возможные конфигурации измерительного трубопровода;
- допустимые значения расстояний от СУ до гильзы преобразователя температуры среды;
- допустимые значения диаметра гильзы преобразователя температуры среды.

Для расчета погрешности используются те значения исходных данных, при которых погрешность измерения расхода газа принимает наибольшее значения для данного типоразмера и модификации расходомера.

Проводят расчет относительной стандартной неопределенности в соответствии с ГОСТ 8.586.5-2005.

В соответствии с ГОСТ 8.586.5-2005 стандартные неопределенности измерений объемного расхода газа в рабочих условиях $u'(Q_v)$, объемного расхода газа в стандартных условиях $u'(Q_{vc})$, без учета неопределенности определения компонентного состава газа рассчитываются по следующим формулам:

$$u'(Q_v) = \left\{ u_{c'}^{\prime 2} + u_{K_{ш}}^{\prime 2} + \left(\frac{2 \cdot \beta^4}{1 - \beta^4} \right)^2 \cdot u_D^{\prime 2} + \left(\frac{2}{1 - \beta^4} \right)^2 \cdot u_a^{\prime 2} + u_{\varepsilon}^{\prime 2} + \right. \\ \left. + u_{K_q}^{\prime 2} + 0,25 \cdot (u_{\Delta p}^{\prime 2} + u_{\rho}^{\prime 2}) \right\}^{0.5} \quad , \quad (5)$$

$$u'(Q_{vc}) = \left\{ u'^2_c + u'^2_{Kш} + \left(\frac{2 \cdot \beta^4}{1 - \beta^4} \right)^2 \cdot u'^2_D + \left(\frac{2}{1 - \beta^4} \right)^2 \cdot u'^2_d + u'^2_\varepsilon + u'^2_{Kq} + u'^2_{\rho_c} + 0,25 \cdot (u'^2_{\Delta p} + u'^2_{\rho}) \right\}^{0.5} \quad (6)$$

где: u'_c – относительная стандартная неопределенность коэффициента истечения, %;
 $u'_{Kш}$ – относительная стандартная неопределенность поправочного коэффициента, учитывающего шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода, %;
 β – относительный диаметр цилиндрической части СУ;
 u'_D – относительная стандартная неопределенность внутреннего диаметра измерительного трубопровода, %;
 u'_d – относительная стандартная неопределенность внутреннего диаметра цилиндрической части СУ, %;
 u'_ε – относительная стандартная неопределенность коэффициента расширения, %;
 u'_{Kq} – относительная стандартная неопределенность, обусловленная вычислительным устройством, %;
 u'_ρ – относительная стандартная неопределенность плотности в рабочих условиях, %;
 u'_{ρ_c} – относительная стандартная неопределенность плотности в стандартных условиях, %.

Относительную стандартную неопределенность коэффициента истечения рассчитывают по следующей формуле:

$$u'_c = 0,5 \cdot (U'_{c0} + U'_L + U'_{Lt}) \quad (7)$$

где: U'_{c0} – основная составляющая неопределенности коэффициента истечения, %;
 U'_L – составляющая неопределенности коэффициента истечения, которая обусловлена сокращением длины прямолинейных участков;
 U'_{Lt} – составляющая неопределенности коэффициента истечения, которая обусловлена сокращением длины прямолинейных участков между СУ и гильзой термометра.

Основная составляющая неопределенности коэффициента истечения в соответствии с ГОСТ 8.586.3-2005 имеет следующие значения:

$$u'_{c0} = 0,8 - \text{для } \beta \leq 0,6 \quad (8)$$

$$u'_{c0} = (2 \cdot \beta - 0,4) - \text{для } \beta > 0,6 \quad (9)$$

Относительная стандартная неопределенность поправочного коэффициента, учитывающего шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода, определяют по формуле:

$$u'_{Kш} = \frac{U'_{Kш}}{2} \quad (10)$$

где: $U'_{Kш}$ – расширенная стандартная неопределенность поправочного коэффициента, учитывающего шероховатость внутренней поверхности измерительного трубопровода, определяют в соответствии с п. 5.1.7.3 ГОСТ 8.586.3-2005.

Относительную стандартную неопределенность внутреннего диаметра измерительного трубопровода u'_D в соответствии с ГОСТ 8.586.5-2005 принимают равной 0,1 %.

Относительную стандартную неопределенность внутреннего диаметра цилиндрической части СУ u'_d в соответствии с ГОСТ 8.586.5-2005 принимают равной 0,02 %.

Относительную стандартную неопределенность коэффициента расширения, определяют по формуле:

$$u'_\varepsilon = \left[0,25 \cdot U'^2_{\varepsilon_0} + \left(\frac{\varepsilon - 1}{\varepsilon} \right)^2 \cdot (u'^2_{\Delta p} + u'^2_p + u'^2_k) \right]^{0,5}, \quad (11)$$

где: U'_{ε_0} – основная составляющая неопределенности коэффициента расширения;

ε – коэффициент расширения;

u'_p – относительная стандартная неопределенность измерения абсолютного давления газа, %;

$u'_{\Delta p}$ – относительная стандартная неопределенность измерения перепада давления на СУ, %;

u'_k – относительная стандартная неопределенность показателя адиабаты газа.

Основную составляющую неопределенности коэффициента расширения определяют по формуле:

$$U'_{\varepsilon_0} = \frac{2 \cdot \Delta p}{p}, \quad (12)$$

Относительную стандартную неопределенность измерения перепада давления на СУ, определяют по формуле:

$$u'_{\Delta p} = \frac{\Delta \Delta p}{2 \cdot \Delta p} \cdot 100, \quad (13)$$

где $\Delta \Delta p$ – абсолютная погрешность измерения перепада давления, Па.

Абсолютная погрешность измерения перепада давления определяется по формуле:

$$\Delta \Delta p = \frac{\gamma \Delta p \cdot \Delta p_{max}}{100}, \quad (14)$$

где $\gamma \Delta p$ – приведенная погрешность измерения перепада давления, %;

Δp_{max} – верхний предел измерения преобразователя дифференциального давления, Па.

Приведенная погрешность измерения перепада давления определяется по формуле:

$$\gamma \Delta p = \sqrt{\gamma \Delta p_{no}^2 + \gamma \Delta p_{pd}^2 + \gamma I^2}, \quad (15)$$

где $\gamma \Delta p_{no}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователя дифференциального давления, %;

$\gamma \Delta p_{pd}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразователя дифференциального давления, %;

γI – пределы допускаемой приведенной погрешности входных измерительных каналов вычислителя, %.

Пределы допускаемой приведенной погрешности входных измерительных каналов вычислителя, определяются по формуле:

$$\gamma I = \frac{\Delta I}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100, \quad (16)$$

где $\Delta I = \pm 0,02$ мА – пределы допускаемой абсолютной погрешности входных измерительных каналов вычислителя;

$I_{max} = 20$ мА – значение входного сигнала, соответствующего 100 % измеряемого параметра;

$I_{min} = 4$ мА – значение входного сигнала, соответствующего 0 % измеряемого параметра.

Относительную стандартную неопределенность измерения абсолютного давления газа определяют по формуле:

$$u'_p = \sqrt{\left(\frac{p_i}{p}\right)^2 \cdot u'^2_{p_i} + \left(\frac{p_a}{p}\right)^2 \cdot u'^2_{p_a}}, \quad (17)$$

где u'_{p_i} – относительная стандартная неопределенность измерения избыточного давления, %;

где u'_{p_a} – относительная стандартная неопределенность атмосферного давления, %.

Относительную стандартную неопределенность измерения избыточного давления газа определяют по формуле:

$$u'_{\Delta p} = \frac{\Delta p_i}{2 \cdot p_i} \cdot 100, \quad (18)$$

где: Δp_i – абсолютная погрешность измерения избыточного давления, Па.

Абсолютная погрешность измерения избыточного давления определяется по формуле:

$$\Delta p_i = \frac{\gamma p_i \cdot p_{imax}}{100}, \quad (19)$$

где γp_i – приведенная погрешность измерения избыточного давления, %;

p_{imax} – верхний предел измерений датчика избыточного давления, Па.

Приведенная погрешность измерения избыточного давления определяется по формуле:

$$\gamma p_i = \sqrt{\gamma p_{io}^2 + \gamma \Delta p_{ид}^2 + \gamma I^2}, \quad (20)$$

где γp_{io} – пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователя избыточного давления, %;

$\gamma \Delta p_{ид}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразователя избыточного давления, %.

Относительная стандартная неопределенность атмосферного давления, определяется по формуле:

$$u'_{p_a} = \frac{(p_{amax} - p_{amin})}{\sqrt{3} \cdot (p_{amax} + p_{amin})} \cdot 100, \quad (21)$$

где p_{amax} – максимальное значение атмосферного давления, согласно эксплуатационной документации;

где p_{amin} – минимальное значение атмосферного давления, согласно эксплуатационной документации.

Относительная стандартная неопределенность показателя адиабаты газа определяется по формуле:

$$u'_\kappa = \frac{\delta_\kappa}{\sqrt{3}}, \quad (22)$$

где δ_κ – относительная погрешность определения показателя адиабаты газа, которая определяется в соответствии с ГОСТ 30319.3-2015 с учетом влияния абсолютного давления и температуры газа; погрешности определения компонентного состава принимаются равными нулю.

Относительную стандартную неопределенность измерения температуры газа определяют по формуле:

$$u'_T = \frac{\Delta t}{2 \cdot T} \cdot 100, \quad (23)$$

где: Δt – абсолютная погрешность измерения температуры газа, °С.

Абсолютная погрешность измерения температуры газа определяется по формуле:

$$\Delta T = \frac{\gamma t \cdot (t_{max} - t_{min})}{100}, \quad (24)$$

где γt – приведенная погрешность измерения температуры газа, %;

t_{max} – верхний предел измерений преобразователя температуры среды, °С;

t_{min} – нижний предел измерений преобразователя температуры среды, °С.

Приведенная погрешность измерения температуры газа определяется по формуле:

$$\gamma t = \sqrt{\gamma t_o^2 + \gamma t_d^2 + \gamma l^2}, \quad (25)$$

где γt_o – пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователя температуры среды, %;

γt_d – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности преобразователя температуры среды, %.

Относительную стандартную неопределенность, обусловленную вычислительным устройством, определяют по формуле:

$$u'_{Kq} = \frac{\delta Q_{выч}}{2}, \quad (26)$$

где: $\delta Q_{выч} = \pm 0,01 \%$ – пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении расхода газа.

Относительная стандартная неопределенность плотности газа в рабочих условиях определяется по формуле:

$$u'_\rho = \frac{\delta_\rho}{\sqrt{3}}, \quad (27)$$

где δ_ρ – относительная погрешность определения плотности газа в рабочих условиях, которая определяется в соответствии с ГОСТ 30319.3-2015 с учетом влияния абсолютного давления и температуры газа; погрешности определения компонентного состава принимаются равными нулю.

Относительная стандартная неопределенность плотности газа в стандартных условиях определяется по формуле:

$$u'_{\rho c} = \frac{\delta_{\rho c}}{\sqrt{3}}, \quad (28)$$

где $\delta_{\rho c}$ – относительная погрешность расчета плотности газа в стандартных условиях, которая определяется в соответствии с ГОСТ 30319.3-2015, погрешности определения компонентного состава принимаются равными нулю.

По вычисленной стандартной неопределенности расходов определяют доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % ($k = 2$):

$$\delta Q_{v\text{дов}} = 2 \cdot u'(Q_v) , \quad (29)$$

$$\delta Q_{vc\text{дов}} = 2 \cdot u'(Q_{vc}) , \quad (30)$$

$\delta Q_{v\text{дов}}$ – доверительные границы относительной погрешности определения объемного расхода газа в рабочих условиях без учета погрешности определения компонентного состава газа, %;

$\delta Q_{vc\text{дов}}$ – доверительные границы относительной погрешности определения объемного расхода газа приведенного к стандартным условиям без учета погрешности определения компонентного состава газа, %.

Результаты считаются положительными, если значения $\delta Q_{v\text{дов}}$, $\delta Q_{vc\text{дов}}$ не более 4 %.

10.4 Определение погрешности измерения объема в рабочих условиях, объема в стандартных условиях, без учета погрешности определения компонентного состава газа

Определение погрешности измерения объема в рабочих условиях, объема в стандартных условиях, без учета погрешности определения компонентного состава газа допускается проводить при помощи аттестованного программного обеспечения/

Стандартную относительную неопределенность измерения объема в рабочих условиях u'_v , %, объема в стандартных условиях u'_{vc} , %, без учета погрешности определения компонентного состава газа рассчитывают по следующим формулам:

$$u'_v = \sqrt{u'(Q_v)^2 + u'_t{}^2} , \quad (31)$$

$$u'_{vc} = \sqrt{u'(Q_{vc})^2 + u'_t{}^2} , \quad (32)$$

где: u'_t – относительная стандартная неопределенность измерения времени, %.

Относительную стандартную неопределенность измерения времени определяют по формуле:

$$u'_t = \frac{\delta\tau}{2} , \quad (33)$$

где: $\delta\tau = \pm 0,01$ % – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении времени.

По вычисленной стандартной неопределенности расходов определяют доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % ($k = 2$):

$$\delta V_{\text{дов}} = 2 \cdot u'_v , \quad (34)$$

$$\delta V_{c\text{дов}} = 2 \cdot u'_{vc} , \quad (35)$$

$\delta V_{\text{дов}}$ – доверительные границы относительной погрешности определения объема газа в рабочих условиях без учета погрешности определения коэффициента сжимаемости, плотности в стандартных условиях, показателя адиабаты, %;

δV_c – доверительные границы относительной погрешности определения объема газа, приведенного к стандартным условиям без учета погрешности определения коэффициента сжимаемости, плотности в стандартных условиях, показателя адиабаты, %.

Результаты считаются положительными, если значения $\delta V_{\text{дов}}$, $\delta V_{c\text{дов}}$ не более 4 %.

10.5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

Производится проверка соответствия метрологических характеристик, определенных в разделе 10 с метрологическими характеристикам, приведенными в описании типа. Результаты поверки считаются положительными, если метрологические характеристики, полученные в разделе 10 соответствуют приведенным в описании типа.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляются протоколами произвольной формы.

11.2 Знак поверки ставится в свидетельство о поверке (при заявлении).

11.3 При положительных результатах поверки расходомер признают годным к применению, оформляют свидетельство о поверке (при заявлении) в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и передают сведения в информационный фонд.

11.4 Если расходомер по результатам поверки признан непригодным к применению, выписывают извещение о непригодности к применению (при заявлении) в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и передают сведения в информационный фонд.