

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАСХОДОМЕТРИИ» (ФГУП «ВНИИР»)
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

УТВЕРЖДАЮ

зам. директора ФГУП «ВНИИР»

_____ В. А. Фафурин

«_____» _____ 2009 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Расход и объем газа

Методика выполнения измерений
с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

МИ 3213-2009

Казань 2009

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНА Обществом с ограниченной ответственностью «Отраслевой метрологический центр Газметрология» (ООО «ОМЦ Газметрология»)

Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

ИСПОЛНИТЕЛИ Личко А.А., к.т.н (руководитель темы)
Фафурин В.А., д.т.н.
Ганиев Р. И.
Николаев Н. А.
Тырышкин Р. А.
Яценко И. А.

2 УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР» «__» _____ 2009 г.

3 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП «ВНИИМС» «__» _____ 2009 г.

4 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и распространена без разрешения ООО «ОМЦ Газметрология» и ФГУП «ВНИИР»

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки.....	1
3 Термины и определения	2
4 Обозначения и сокращения.....	4
5 Требования к неопределенности измерений.....	6
6 Метод измерений	6
7 Требования безопасности.....	10
8 Условия проведения измерений	10
8.1 Условия применения средств измерительной техники	10
8.2 Измеряемая среда.....	11
9 Требования к измерительному трубопроводу	12
10 Требования к выбору и монтажу средств измерительной техники и вспомогательных устройств.....	16
10.1 Средства измерительной техники и вспомогательные устройства.....	16
10.2 Требования к УЗПР и его монтажу	17
10.3 Средства измерений давления	19
10.4 Средства измерений температуры газа	21
10.5 Методы и средства измерений плотности газа при рабочих и стандартных условиях	22
10.6 Определение компонентного состава газа	27
10.7 Вычислитель	28
11 Подготовка к измерениям	30
12 Обработка результатов измерений.....	32
12.1 Расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям.....	32
12.2 Расчет объема газа	35
13 Контроль точности результатов измерений.....	35
14 Вычисление относительной расширенной неопределенности результатов измерений.....	38

14.1 Общие положения.....	38
14.2 Формулы для расчета относительной суммарной стандартной неопределенности измерений расхода газа	40
14.3 Составляющие неопределенности измерений расхода газа	41
14.4 Оценивание неопределенности результатов определения объема газа	43
Библиография	45

РЕКОМЕНДАЦИЯ

<p>Государственная система обеспечения единства измерений Расход и объем газа Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода</p>	<p>МИ 3213-2009</p>
--	----------------------------

1 Область применения

1.1 Настоящая рекомендация устанавливает методику выполнения измерений расхода и объема однокомпонентных и многокомпонентных газов, приведенных к стандартным условиям, при помощи многоканальных ультразвуковых преобразователей расхода в трубопроводах с внутренним диаметром от 0,1 до 0,7 м.

1.2 Рекомендация распространяется на многоканальные ультразвуковые преобразователи расхода как отечественного, так и зарубежного производства.

1.4 Рекомендация не распространяется на ультразвуковые расходомеры с накладными ультразвуковыми датчиками и ультразвуковые преобразователи расхода, у которых врезка электроакустических преобразователей выполняется непосредственно в измерительный трубопровод.

2 Нормативные ссылки

В настоящей рекомендации использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2939–63 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 17310–2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 30319.1–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

ГОСТ 30319.2–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

ГОСТ 30319.3–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния

ГОСТ 31370–2008 Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 31371.7–2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 8.566–99 Государственная система обеспечения единства измерений. Межгосударственная система данных о физических константах и свойствах веществ и материалов. Основные положения

ГОСТ 8.586.1–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.5–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ Р 8.625–2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменён (изменён), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящей рекомендации применены термины по РМГ 29–99 [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 стандартные условия: Условия для определения объема газа в соответствии с ГОСТ 2939: температура 20°C; абсолютное давление 0,101325 МПа.

3.2 средства измерительной техники: Обобщающее понятие, охватывающее технические средства, специально предназначенные для измерений.

Примечание — К средствам измерительной техники относят средства измерений, вычислительные устройства и их совокупности (измерительные системы, измерительные установки), измерительные принадлежности, измерительные устройства.

[РМГ 29–99 [1], пункт 6.1]

3.3 корпус ультразвукового преобразователя расхода: Элемент конструкции ультразвукового преобразователя расхода, через который проходит измеряемая среда, содержащий преобразователи электроакустические и состоящий из прямого цилиндрического участка или из прямого цилиндрического участка с прилегающими к нему диффузором и конфузуром.

3.4 отношение сигнал-шум: Отношение уровня ультразвукового сигнала к уровню «фонового» шума, выраженное в децибелах (дБ).

3.5 качество сигнала: Отношение числа импульсов, участвующих в расчетах, к общему числу импульсов, выраженное в процентах.

3.6 уровень сигнала: Уровень звукового давления ультразвукового импульса.

3.7 тренд: График, характеризующий тенденцию изменения во времени контролируемого параметра.

3.8 стандартная неопределенность: Неопределенность результата измерения, выраженная как стандартное отклонение.

[РМГ 43-2001 [2], подраздел 3.1]

3.9 относительная стандартная неопределенность: Отношение стандартной неопределенности к значению оценки измеряемой величины, выраженное в процентах.

[ГОСТ 8.586.1, подраздел 3.5]

3.10 суммарная стандартная неопределенность: Стандартная неопределенность результата измерения, когда результат получают из значений ряда других величин, равная положительному квадратному корню суммы членов, причем члены являются дисперсиями или ковариациями этих других величин, взвешенных в соответствии с тем, как результат измерения изменяется в зависимости от изменения этих величин.

[РМГ 43-2001 [2], подраздел 3.1]

3.11 относительная суммарная стандартная неопределенность: Отношение суммарной стандартной неопределенности результата измерения к значению оценки измеряемой величины, выраженное в процентах.

[ГОСТ 8.586.1, подраздел 3.5]

3.12 расширенная неопределенность: Величина, определяющая интервал вокруг результата измерения, в пределах которого, можно ожидать, находится большая часть распределения значений, которые с достаточным основанием могли быть приписаны измеряемой величине.

[РМГ 43-2001 [2], подраздел 3.1]

3.13 относительная расширенная неопределенность: Отношение расширенной неопределенности к значению оценки измеряемой величины, выраженное в процентах.

[ГОСТ 8.586.1, подраздел 3.5]

4 Обозначения и сокращения

4.1 Основные условные обозначения, применяемые в настоящей рекомендации, приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 — Условные обозначения

Условное обозначение	Величина	Единица величины
A	Площадь поперечного сечения внутренней полости измерительной части корпуса ультразвукового преобразователя расхода	м^2
c_0	Скорость распространения ультразвукового импульса в неподвижном газе	м/с
D	Внутренний диаметр трубопровода или измерительного корпуса ультразвукового преобразователя расхода	м
d	Проекция длины акустического канала на линию, параллельную оси трубопровода	м
DN	Номинальный диаметр ультразвукового преобразователя расхода	мм
E	Модуль упругости материала корпуса ультразвукового преобразователя расхода	МПа
f_v	Абсолютная влажность газа, выраженная массой водяного пара (в кг) в 1 м^3 при рабочих условиях	кг/м^3
K	Коэффициент сжимаемости газа	1
k_w	Корректирующий коэффициент на распределения скоростей потока, равный отношению средней осевой скорости потока w_a в сечении ультразвукового преобразователя расхода к средней скорости потока вдоль акустического канала w	1
ℓ	Длина прямого участка измерительного трубопровода	м
$L_{\text{п}}$	Длина пути акустического импульса от излучающих поверхностей обих ПЭА в состоянии покоя газа	м
M	Молярная масса газа	кг/кмоль
p	Абсолютное давление газа	Па
p_a	Атмосферное давление	Па
$p_{\text{нп}}$	Давление насыщенного водяного пара во влажном газе при температуре t	Па
$p_{\text{и}}$	Избыточное (статическое) давление газа	Па
q_c	Объемный расход, приведенный к стандартным условиям	$\text{м}^3/\text{с}$
q_v^*	Нескорректированный объемный расход, приведенный к стандартным условиям	$\text{м}^3/\text{с}$
q_v	Объемный расход при рабочих условиях	$\text{м}^3/\text{с}$
q_{vt}	Объемный расход q_v , при котором изменяется погрешность ультразвукового преобразователя расхода	$\text{м}^3/\text{с}$
R	Универсальная газовая постоянная $R=8,31451$	$\text{кДж/кмоль}\cdot\text{К}$
Re	Число Рейнольдса	1
t	Температура газа	$^{\circ}\text{C}$
T	Термодинамическая температура газа	К
u_y	Стандартная неопределенность результата измерений величины y	Единица величины параметра
u'_y	Относительная стандартная неопределенность результата измерений величины y	%

Окончание таблицы 1

Условное обозначение	Величина	Единица величины
U'_y	Относительная расширенная неопределенность величины y	%
w	Локальная скорость потока	м/с
w_a	Средняя осевая скорость потока по сечению трубопровода, равная отношению объемного расхода (q_0) к площади поперечного сечения (A)	м/с
\bar{w}	Средняя скорость потока вдоль акустического пути	м/с
V	Объем газа при рабочих условиях	м ³
V_c	Объем газа, приведенный к стандартным условиям	м ³
x_i	Молярная доля i -го компонента газа	1
y	Любой контролируемый параметр	Единица величины параметра
Z	Фактор сжимаемости газа	1
α	Коэффициент линейного теплового расширения материала	°С ⁻¹
δ	Относительная погрешность	%
γ	Приведенная погрешность	%
ρ	Плотность газа	кг/м ³
$\rho_{вг}$	Плотность влажного газа	кг/м ³
$\rho_{нп}$	Плотность насыщенного водяного пара во влажном газе при температуре t	кг/м ³
τ	Время прохождения ультразвукового импульса вдоль акустического пути или интервал времени, за который определяется объем газа	с
Δ_y	Абсолютная погрешность величины y	Единица величины параметра
$\Delta\tau$	Разность между временами прохождения ультразвуковых импульсов вдоль и против направления потока одного и того же акустического канала или интервал дискретизации при определении объема газа	с

4.2 Индексы в условных обозначениях величин обозначают следующее:

- v – верхний предел измерений;
- n – нижний предел измерений;
- \max – максимальное значение величины;
- \min – минимальное значение величины;
- c – стандартные условия ($T_c=293,15$ К, $p_c=0,101325$ МПа= $1,03323$ кгс/см²);
- p – условия поверки или градуировки ультразвукового преобразователя расхода;
- знак « $\bar{}$ » (черточка над обозначением величины) – среднее значение величины.

4.3 В настоящей рекомендации применены следующие сокращения:

ИТ – измерительный трубопровод;

ПТ – измерительный преобразователь температуры или термометр;

ПЭА – преобразователь электроакустический;
СИ – средство измерений;
УЗПР – ультразвуковой преобразователь расхода.

5 Требования к неопределенности измерений

Относительная стандартная неопределенность результатов измерений объёмного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, по данной методике не более

0,5 % при $q_{vt} \leq q_v \leq q_{vb}$;

0,75 % при $q_{vh} \leq q_v < q_{vt}$.

Методика оценивания относительной стандартной неопределенности и относительной расширенной неопределенности результатов измерений объёмного расхода и объема газа, приведенного к стандартным условиям, приведена в разделе 14.

6 Метод измерений

6.1 Принцип измерений с помощью УЗПР основан на разности времен прохождения ультразвукового импульса, направленного вдоль потока газа и против него.

Разность времен прохождения ультразвукового импульса, а также время прохождения импульсов по направлению потока газа и против него зависят от средней скорости газа вдоль акустического пути.

Формула для расчета средней скорости газа вдоль акустического пути имеет вид:

$$\bar{w} = \frac{L_n^2 (\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2} = \frac{L_n^2 \Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2}, \quad (6.1)$$

где τ_1 , τ_2 - время прохождения ультразвукового импульса вдоль акустического пути против направления потока газа и по нему, соответственно.

В многоканальных УЗПР рассчитанные по формуле (6.1) средние скорости потока газа вдоль каждого акустического пути, проверенные на достоверность и усредненные по времени, применяют для расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР.

Вид используемой для расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР функции

$$w_a = f(\bar{w}_1, \dots, \bar{w}_m) \quad (6.2)$$

зависит от числа ультразвуковых каналов m , конфигурации их размещения и применяемого изготовителем УЗПР подхода к учету параметров потока и среды.

6.2 Объемный расход газа при рабочих условиях без учета корректировок рассчитывают по формуле

$$q_v^* = Aw_a. \quad (6.3)$$

6.3 Изготовитель УЗПР для каждого конкретного экземпляра осуществляет коррекцию формулы (6.3) на влияние отклонения геометрических параметров УЗПР от их номинальных значений и несовершенства принятой изготовителем модели расчета средней скорости газа в измерительном сечении УЗПР.

УЗПР должен обеспечивать в автоматическом режиме корректировку значений расхода, вычисленного по формуле (6.3), на влияние числа Re и профиля потока газа. Формула для расчета корректирующего коэффициента определяется изготовителем УЗПР и может устанавливаться для каждого конкретного экземпляра УЗПР.

Если метрологические характеристики УЗПР установлены при температуре и давлении газа, отличающихся от рабочих условий, то изменение геометрических параметров его корпуса должно учитываться УЗПР автоматически путем умножения значения расхода на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле

$$K_{PT} = 1 - 0,01\delta_{dq_0}, \quad (6.4)$$

где в случае фланцевого соединения УЗПР и ИТ

$$\delta_{dq_0} = -300 \left(\alpha \Delta T + \frac{D}{4dE} \Delta p \cdot 10^{-6} \right); \quad (6.5)$$

в случае сварного соединения УЗПР и ИТ

$$\delta_{dq_0} = -300\alpha\Delta T - \frac{7D}{4dE} \Delta p \cdot 10^{-4}; \quad (6.6)$$

где $\Delta T = T - T_{п}$ - разность температур газа при рабочих условиях и при определении метрологических характеристик УЗПР;

$\Delta p = p - p_{п}$ - разность давлений газа при рабочих условиях и при определении метрологических характеристик УЗПР.

Примечание — учет влияния давления и температуры газа на геометрические параметры УЗПР может проводиться с помощью поправочного коэффициента K_{PT} , который рассчитывают по разностям температур и давления от их номинальных значений. В качестве номинальных значений могут быть приняты, например, температура 20°C и абсолютное давление 0,1МПа.

6.4 Приведение скорректированного значения объемного расхода при рабочих условиях (см. пункт 6.3) к стандартным условиям выполняют по формуле

$$q_c = K_c q_v, \quad (6.7)$$

где K_c – коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям.

Коэффициент K_c рассчитывают по одной из следующих формул:

- при прямом измерении плотности газа при рабочих и(или) стандартных условиях

$$K_c = \frac{\rho}{\rho_c}; \quad (6.8)$$

- при расчетном методе определения плотности газа при рабочих условиях

$$K_c = \frac{pT_c}{p_cTK}. \quad (6.9)$$

6.5 Объем газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляют путем интегрирования функции расхода, приведенного к стандартным условиям, по времени.

Интегрирования функции расхода, приведенного к стандартным условиям, по времени выполняют по одной из следующих формул:

$$V_c = \sum_{i=1}^n (K_{ci} q_{vi} \Delta \tau_i); \quad (6.10)$$

$$V_c = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (K_{ci} q_{vi}); \quad (6.11)$$

$$V_c = \sum_{i=1}^n (K_{ci} V_i), \quad (6.12)$$

где K_{ci} – коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям, соответствующий i -ому интервалу дискретизации;

V_i – объем газа при рабочих условиях, прошедший через УЗПР в течение i -го интервала времени или приращение объема газа за i -й интервал времени осреднения параметров газа, м³;

q_{vi} – объемный расход газа при рабочих условиях в течение i -го интервала времени, м³/с;

n – число интервалов дискретизации или число циклов опроса датчиков за отчетный период.

Значение V_i определяют по формуле

$$V_i = \frac{N_i}{K_f}, \quad (6.13)$$

где N_i – общее число импульсов, формируемых УЗПР, за i -й интервал времени измерений;

K_f – коэффициент преобразования УЗПР (задается предприятием - изготовителем или определяется при поверке), имп/м³.

6.6 Значения параметров, входящих в формулы (6.7) - (6.12), могут быть результатами вычислений по средним параметрам, необходимым для их расчета, или приняты условно-постоянными величинами. Например, значение q_{oi} может быть результатом усреднения нескольких измерений средней скорости газа; значение ρ_c и состав газа могут быть приняты условно-постоянными величинами.

6.7 Расчет объёмного расхода сухой части влажного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют по формуле

$$q_c = q_v \left(\frac{\rho_{вг} - f_g}{\rho_c} \right). \quad (6.14)$$

Расчет объёма сухой части влажного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют по одной из следующих формул:

$$V_c = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\rho_{вгi} - f_{вi}}{\rho_{ci}} V_i \right); \quad (6.15)$$

$$V_c = \sum_{i=1}^n \left(q_{vi} \frac{\rho_{вгi} - f_{вi}}{\rho_{ci}} \Delta\tau_i \right); \quad (6.16)$$

$$V_c = \Delta\tau \sum_{i=1}^n \left(q_{vi} \frac{\rho_{вгi} - f_{вi}}{\rho_{ci}} \right). \quad (6.17)$$

6.8 Скорость звука в потоке газа в зависимости от длины акустического пути, а также времени прохождения импульсов по направлению потока газа и против него рассчитывают по формуле

$$c_o = \frac{L_{п} (\tau_1 + \tau_2)}{2\tau_1\tau_2}. \quad (6.18)$$

Скорость звука используют для диагностики работы УЗПР.

6.9 Физические параметры газа, необходимые для расчета его расхода и объема, могут быть определены путем прямых измерений или косвенным методом на основе данных, аттестованных в качестве стандартных справочных данных категорий СТД или СД (см. ГОСТ 8.566).

Примечание — Методическая погрешность расчета физических параметров газа зависит от выбранного метода расчета и параметров среды, для которых выполняется расчет. Например, методическая погрешность коэффициента сжимаемости зависит от плотности газа при стандартных условиях, давления, температуры и содержания сероводорода. В связи с этим рекомендуется применять тот метод, который для условий измерений имеет наименьшую погрешность.

7 Требования безопасности

7.1 К проведению монтажа и выполнению измерений допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на СИ и вспомогательное оборудование, прошедшие инструктаж по технике безопасности, получившие допуск к самостоятельной работе, обладающие наличием знаний стандартов и правил, мер техники безопасности [3-9].

7.2 Перед монтажом СИ и вспомогательного оборудования необходимо обратить внимание на их соответствие эксплуатационной документации, наличие и целостность маркировок взрывозащиты, наличие и целостность крепежных элементов, оболочек (корпусов).

При подготовке и проведении работ на измерительном оборудовании должны соблюдаться установленные правила и действующие технические инструкции, распространяющиеся на данный вид оборудования.

Инструкции по эксплуатации оборудования и СИ должны быть доступны обслуживающему персоналу.

Установка и демонтаж оборудования на ИТ, проведение ремонтных или технических работ, доступ к измерительным каналам или блоку обработки сигналов УЗПР должны производиться только на разгруженных по давлению ИТ при условии их предварительной продувки воздухом или инертным газом в случае измерений горючих газов или газов с токсичным действием. Если газ с повышенным содержанием серы, то продувка газопроводов сжатым воздухом запрещается.

Монтаж СИ необходимо производить в строгом соответствии с их схемой внешних соединений. Запрещается вносить какие-либо изменения в электрическую схему внешних соединений, а также использовать любые запасные части, не предусмотренные эксплуатационной документацией и без согласования с изготовителем СИ.

Необходимо использовать подъемные механизмы и оборудование, соответствующие поднимаемому весу.

7.3 В процессе эксплуатации, не реже одного раза в месяц, СИ и вспомогательное оборудование должны осматриваться квалифицированным персоналом. При этом необходимо обращать внимание на целостность оболочек (корпусов) СИ, наличие крепежных элементов, пломб и предупредительных надписей.

8 Условия проведения измерений

8.1 Условия применения средств измерительной техники

8.1.1 Условия применения УЗПР, вычислителя, СИ параметров потока, адаптеров СИ и межсетевых адаптеров должны соответствовать требованиям, установленным их изготовителями к следующим характеристикам:

- давлению, температуре и влажности окружающей среды;
- давлению, температуре, плотности, составу и скорости потока газа.

8.1.2 Напряженность постоянных и переменных магнитных полей, а также уровень промышленных радиопомех не должны превышать пределов, установленных изготовителем для применяемых средств измерительной техники.

8.1.3 Характеристики электроснабжения средств измерительной техники должны соответствовать требованиям технической документации по их эксплуатации.

8.1.4 В местах установки УЗПР вибрация ИТ должна быть минимизирована.

8.1.5 Диапазоны измерений применяемых УЗПР и СИ должны соответствовать диапазонам изменений параметров потока газа. Максимальные и минимальные значения измеряемых параметров потока и среды должны перекрываться диапазонами измерений УЗПР и СИ.

В случае применения СИ, погрешность которых нормирована как приведенная, рекомендуется, чтобы максимальное значение измеряемого параметра было как можно ближе к 90 % верхнего предела измерений соответствующего СИ.

8.1.6 Метрологические характеристики УЗПР, вычислителя и СИ параметров потока и среды должны соответствовать требованиям, указанным в разделе 10.

8.1.7 УЗПР, вычислитель и СИ параметров потока и среды должны быть включены в Государственный Реестр СИ РФ и могут применяться при наличии положительных результатов их поверки на коммерческих узлах измерений и калибровки на технологических узлах измерений.

8.2 Измеряемая среда

8.2.1 Измеряемой средой является однокомпонентный или многокомпонентный газ, температура которого находится в пределах от 250 К до 340 К, а абсолютное давление - от 0,1 МПа до 30 МПа.

8.2.2 Если измеряемой средой является смесь углеводородных газов (например, природный или нефтяной газ), то должны отсутствовать условия для образования гидратов.

Температура точки росы по влаге и температура точки росы по углеводородам должны быть ниже температуры газа.

Температура газа должна быть выше температуры конденсации газа.

8.2.3 Для многокомпонентных газов, если применяются расчетные методы теплофизических свойств газа (плотности газа при рабочих условиях, фактора и коэффициента сжимаемости), то концентрации компонентов газа

не должны выходить за диапазоны, установленные для применяемых методов расчета.

8.2.4 Следует избегать наличия жидких и/или твердых включений в потоке газа. Концентрация этих включений не должна превышать пределов, указанных в эксплуатационной документации на УЗПР.

8.2.5 Изготовитель должен информировать о возможности использования УЗПР в следующих случаях:

- молярная доля диоксида углерода в газе превышает 0,1 [10];
- молярная доля серы, включая меркаптаны, сероводород и другие сернистые соединения в газе, превышает 320 ppm [11].

9 Требования к измерительному трубопроводу

9.1 ИТ должен быть прямым и цилиндрическим, иметь круглое сечение по всей длине требуемого прямого участка до и после УЗПР.

Смещение осей УЗПР и прилегающих к нему участков ИТ, а также отклонения внутренних диаметров УЗПР и прилегающих к нему участков ИТ не должны превышать значений, установленных изготовителем УЗПР. Если эти значения не оговорены изготовителем, то выполняют нижеприведенные требования.

9.1.1 На участке ИТ длиной $2D$, расположенном непосредственно перед корпусом УЗПР, ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении не должно отличаться более чем на 0,5% среднего внутреннего диаметра этого участка.

9.1.2 Средний внутренний диаметр сечения ИТ или его фланца, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, не должны отличаться более чем на 3% значения среднего внутреннего диаметра входного сечения корпуса УЗПР.

Если значение указанного отклонения менее 1% , то считают, что уступ, образованный за счет разности внутренних диаметров ИТ и УЗПР, не оказывает влияние на показания УЗПР.

Если значение отклонения среднего внутреннего диаметра сечения ИТ или его фланца, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, от среднего внутреннего диаметра входного сечения корпуса УЗПР более 1% и не превышает 3%, то при оценивании неопределенности измерений расхода и объема газа учитывают дополнительную составляющую, которую рассчитывают по формуле:

$$u_h' = 2,5 \left| \frac{\bar{D} - \bar{D}_T}{\bar{D}} \right|, \quad (9.1)$$

где \bar{D} - средний внутренний диаметр входного сечения корпуса УЗПР;

\bar{D}_T - средний внутренний диаметр ИТ или его фланца в месте его стыковки с УЗПР.

9.1.3 На участке ИТ длиной $2D$, расположенном непосредственно после корпуса УЗПР, ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении на этом отрезке не должно отличаться более чем на 3% значения внутреннего диаметра выходного сечения корпуса УЗПР.

9.1.4 За пределами участков ИТ длиной $2D$, расположенными непосредственно перед и после корпуса УЗПР, на длине необходимых прямых участка ИТ до и после УЗПР выполняются следующие требования:

- изгиб ИТ не должен превышать 5° (см. также 9.7);
- разница средних внутренних диаметров сечений секций ИТ в местах их стыковки не должна превышать 3% , при этом высота уступа в месте соединения секций ИТ не должна превышать 2% среднего арифметического значения их диаметров;
- ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении секций ИТ не должно отличаться более чем на 3% среднего внутреннего диаметра этой секции.

9.1.5 Если внутренний диаметр УЗПР менее внутреннего диаметра ИТ, и отклонение внутреннего диаметра ИТ от внутреннего диаметра входного сечения корпуса УЗПР (или его входного фланца) превышает 1%, то по согласованию с изготовителем УЗПР допускается сопряжение его корпуса с ИТ выполнять путем применения конических переходов, угол конуса которых не должен превышать 10° . Конические переходы могут быть выполнены непосредственно в корпусе УЗПР. При этом следует учесть следующие требования:

- отклонение внутренних диаметров конусного перехода и измерительного трубопровода, а также отклонение внутренних диаметров конусного перехода и корпуса расходомера (или его входного фланца) в местах их стыковки не должно превышать 1%;
- ни одно значение внутреннего диаметра в любом поперечном сечении конических переходов не должно отличаться более чем на 0,5% среднего внутреннего диаметра этого сечения.

9.2 Относительная погрешность или относительная расширенная неопределенность измерения внутренних диаметров не должна превышать 0,1%.

9.3 Средний внутренний диаметр участка ИТ, расположенного непосредственно перед корпусом УЗПР, определяют как среднеарифметическое результатов измерений не менее чем в трех поперечных сечениях ИТ (два из которых расположены на входе и выходе участка, третье - в центре участка или в плоскости сварного шва (при его наличии), а в каждом из этих сечений – не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу).

9.4 Средний внутренний диаметр секций ИТ, расположенных перед УЗПР на расстоянии более $2D$ от его корпуса, а также секций ИТ, расположенных после корпуса УЗПР, определяют как среднее арифметическое результатов измерений не менее чем в двух поперечных сечениях ИТ (два из

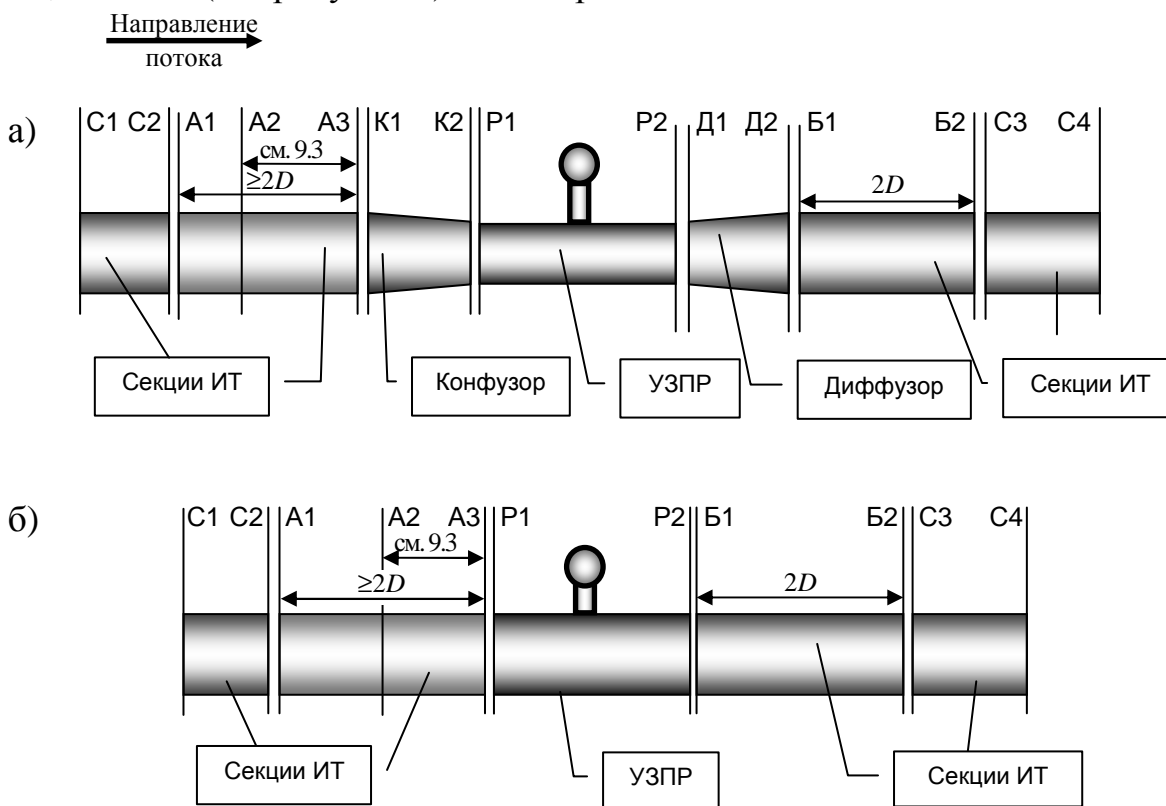
которых расположены на входе и выходе участка), а в каждом из этих сечений – не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу.

9.5 Средний внутренний диаметр входного сечения УЗПР, сечений ИТ или их фланцев в местах их стыковки между собой определяют как среднее арифметическое результатов измерений не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу.

9.6 Контроль требований, указанных в 9.1.1- 9.1.5, к цилиндричности секций ИТ и величине уступов в местах их стыковки между собой и с корпусом УЗПР, осуществляют на основании результатов измерений внутренних диаметров ИТ не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных под одинаковым углом друг к другу, в сечениях, указанных на рисунке 1.

При варианте установки УЗПР с коническими переходами (см. 9.1.5) внутренние диаметры в сечениях К2, Р1, Р2 и Д1 (см. рисунок 1) не измеряют, если конфузор и диффузор выполнены в корпусе УЗПР.

Если длина прямого участка секции ИТ, расположенного перед конфузуром или корпусом УЗПР, не менее необходимой для исключения влияния МС на показания УЗПР (см. 9.8), то внутренние диаметры в сечениях С1, С2, С3 и С4 (см. рисунок 1) не измеряют.



а) вариант установки УЗПР с коническими переходами (см. 9.2);

б) вариант установки УЗПР без конических переходов

Рисунок 1– Сечения ИТ, в которых выполняют измерения внутреннего диаметра

9.7 Требование к изгибу секций ИТ, указанное в 9.1.4, считается выполненным, если визуальное отклонение от прямолинейности ИТ не обнаруживается.

9.8 Длины прямолинейных участков ИТ до и после УЗПР должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем УЗПР.

Рекомендуется выполнить следующие требования, если они не приводят к нарушению требований, указанных в эксплуатационной документации на УЗПР:

- при отсутствии на расстоянии не менее $50D$ перед УЗПР МС, создающих закрутку потока и/или асимметрию распределения скоростей потока (независимом от числа МС, находящихся между этим МС и УЗПР), необходимо обеспечить длину прямого участка ИТ перед УЗПР не менее $20D$;

Примечание – к МС, создающим закрутку потока и/или асимметрию распределения скоростей потока, относят тройники, изменяющие направление потока, клапаны, колена, группы колен и совмещенные МС, состоящие из тройника и колена [см. ГОСТ 8.586.2 (подраздел А.7)].

- при наличии на расстоянии менее $50D$ перед УЗПР МС, создающих закрутку потока и/или асимметрию распределения скоростей потока (независимо от наличия и числа МС, находящихся между этим МС и УЗПР), перед УЗПР устанавливаются струевыпрямитель или УПП. Тип струевыпрямителя и УПП, а также места их расположения в ИТ должны указываться изготовителем УЗПР. При отсутствии таких данных поверка (калибровка) УЗПР должна производиться совместно с применяемым струевыпрямителем или УПП;

- регуляторы давления, не оснащенные глушителями, не должны устанавливаться перед УЗПР;

- после УЗПР длина прямолинейного участка ИТ должна быть не менее $5D$.

9.9 Соединительные фланцы и уплотнительные прокладки ИТ должны быть одинакового диаметра и тщательно подогнаны друг к другу. Сварной шов фланца ИТ, расположенного перед УЗПР, должен быть полностью или частично зачищен.

После проведения частичной зачистки сварного шва фланца ИТ необходимо проверить выполнение требований 9.1.1.

Уплотнительные прокладки не должны выступать внутрь ИТ.

Для центровки прокладки в процессе монтажа используются три затяжных болта, расположенные под углом 120° . После центровки уплотнительной прокладки все болты плотно затягиваются.

Толщина зазоров между фланцами секции ИТ и УЗПР не должна превышать 3 мм для $DN \leq 300$ и не более $0,01D$ для $DN > 300$.

9.10 Для изготовления ИТ могут использоваться сварные трубы только в том случае, если сварной шов не является спиральным.

На участке ИТ длиной $2D$, расположенном непосредственно перед корпусом УЗПР, высота валика продольного и поперечного шва не должна превышать $0,005D$.

За пределами участка ИТ длиной $2D$, расположенного перед УЗПР, высота валика продольного шва на ИТ не должна превышать $0,015D$.

Высота валика поперечного шва в местах стыка секций ИТ, расположенных за пределами участка ИТ длиной $2D$ перед УЗПР, не должна превышать $0,01D$.

После корпуса УЗПР высота валика поперечного и продольного шва не должна превышать $0,015D$.

9.11 Не допускается наличие осадков и отложений на поверхности УЗПР и ИТ на участке длиной $10D$ перед УЗПР. Особое внимание должно быть обращено на обеспечение чистоты поверхности ПЭА.

Если в газовом потоке предполагается наличие инородных веществ, рекомендуется установка фильтров на расстоянии не ближе $20D$ до УЗПР или фильтров – сепараторов не ближе $50D$.

Контроль состояния поверхности УЗПР и ИТ может быть выполнен без демонтажа ИТ с помощью эндоскопа (фиброскопа или видеоскопа).

Ввод эндоскопа во внутреннюю полость ИТ осуществляют через одно или несколько отверстий, расположенных в стенке ИТ. Внутренний диаметр отверстий для ввода эндоскопа в ИТ не должен превышать $0,13D$. Отверстия для ввода эндоскопа во внутреннюю полость ИТ располагают до или после корпуса УЗПР на расстоянии не менее $1D$.

При обнаружении на внутренней поверхности ИТ или УЗПР каких-либо отложений, их необходимо удалить.

10 Требования к выбору и монтажу средств измерительной техники и вспомогательных устройств

10.1 Средства измерительной техники и вспомогательные устройства

Для проведения измерений расхода и объема газа в общем случае применяют следующие средства измерительной техники и вспомогательные устройства:

- УЗПР;
- СИ параметров потока и среды (температуры, давления, плотности, компонентного состава);
- устройства обработки выходных данных измерительных каналов и вычисления расхода и объема газа (вычислитель или корректор);
- линии связи и адаптеры СИ;

- соединительные линии и вспомогательные устройства (фильтры, струевыпрямители и т. п.).

10.2 Требования к УЗПР и его монтажу

10.2.1. УЗПР должен иметь следующие выходы:

- последовательный интерфейс типа RS-232 или RS-485 для ввода параметров УЗПР, опроса измеренных значений и диагностики;
- частотно – импульсный для измерений расхода и объема газа при рабочих условиях.

УЗПР может иметь стандартный токовый выходной сигнал, пропорциональный расходу, используемый в автоматизированных системах управления процессом измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности УЗПР не должны превышать

$$\pm 0,5 \% \quad \text{при } q_{vt} \leq q_v \leq q_{vb}; \quad (10.1)$$

$$\pm 1,0 \% \quad \text{при } q_{vh} \leq q_v < q_{vt}. \quad (10.2)$$

При этом повторяемость результатов измерений с помощью УЗПР не должна превышать

$$\pm 0,2 \% \quad \text{при } q_{vt} \leq q_v \leq q_{vb}; \quad (10.1)$$

$$\pm 0,4 \% \quad \text{при } q_{vh} \leq q_v < q_{vt}. \quad (10.2)$$

10.2.2 Номинальный диаметр УЗПР должен находиться в пределах от $DN 100$ до $DN 700$.

Выбор нужного номинального диаметра, DN (типоразмера УЗПР) выполняют с учетом следующих рекомендаций:

- скорость газа w_a не должна превышать допускаемого максимального значения, установленного для УЗПР и ИТ;
- не рекомендуется применять УЗПР с номинальным диаметром $DN \geq 300$ при скорости газа w_a менее 1,5 м/с, а с номинальным диаметром $DN < 300$ – менее 3 м/с.

Номинальный диаметр УЗПР определяют в следующей последовательности:

а) рассчитывают ориентировочное значение внутреннего диаметра УЗПР, D в мм, по формулам:

- при заданном максимальном объёмном расходе газа $q_{c\max}$ в м³/ч, приведенном к стандартным условиям

$$D = 18,8 \sqrt{q_{c\max} \frac{p_c T_{\max}}{w_{a\max} p_{\min} T_c}}, \quad (10.3)$$

- при заданном максимальном объемном расходе при рабочих условиях
 $q_{o\max}$ в $\text{м}^3/\text{ч}$

$$D = 18,8 \sqrt{\frac{q_{o\max}}{w_{a\max}}}, \quad (10.4)$$

б) за значение DN принимают равное или ближайшее большее к D значение из стандартного ряда номинальных диаметров УЗПР.

10.2.3 Все внутренние части УЗПР, имеющие контакт с газом, должны быть изготовлены из материала, нейтрального к газу и его сопутствующим компонентам (например для природного газа: метанол, гликоль и др.).

Все наружные части УЗПР должны изготавливаться из коррозионно-стойкого материала или иметь покрытие, стойкое к атмосферным воздействиям.

Корпус УЗПР, фланцы, болты, гайки, уплотнительные прокладки и ПЭА должны выдерживать максимальное давление и температуру газа.

10.2.4 Для снижения влияния на показания УЗПР акустических шумов, генерируемых установленной в потоке запорной арматурой (задвижки, клапаны, редукторы и т.п.), рекомендуется использовать УЗПР с рабочей частотой ПЭА выше 100 кГц.

10.2.5 Для измерения газа высокого давления, а также в случае наличия акустических шумов в потоке газа, обусловленных работой регуляторов давления, рекомендуется применять УЗПР, в которых применены ПЭА, оснащенные резонансными пьезодатчиками.

10.2.6 Монтаж УЗПР производится в соответствии с его эксплуатационной документацией.

УЗПР устанавливают на заранее определенном участке газопровода с соблюдением требований раздела 9. Перед установкой УЗПР в ИТ необходимо удостовериться, что направление потока, указанное на фирменной табличке УЗПР, соответствует направлению потока газа в ИТ. При установке УЗПР необходимо следить за тем, чтобы не допускалось повреждение и сдавливание кабелей, идущих от датчиков. Внутренняя поверхность УЗПР должна оберегаться от каких-либо повреждений.

10.2.7 УЗПР устанавливают на горизонтальном, вертикальном или наклонном прямом участке ИТ. При измерении расхода газа, содержащего загрязнения или конденсат, пространственное положение УЗПР выбирают таким образом, чтобы обеспечить наименьшую вероятность загрязнения или скопления конденсата в его проточной части и на ПЭА. Для этого в случае установки УЗПР на горизонтальном ИТ, УЗПР располагают так, чтобы ПЭА или точка отражения акустического импульса от стенки УЗПР не оказались в нижней части его корпуса.

10.2.8 Блок обработки сигналов устанавливают в положение, в котором обеспечивается удобство обзора дисплея и подсоединения кабеля.

10.2.9 Электромонтаж оборудования УЗПР проводят в соответствии с указаниями эксплуатационной документации. При необходимости, элек-

тронные блоки УЗПР выносят в защитные щитовые помещения с соблюдением необходимых требований безопасности.

10.2.8 Проверку кабельных линий следует выполнять путем измерения сопротивления цепи при отсоединенных концах кабеля от устройств.

10.2.9 После монтажа проводится проверка герметичности ИТ, УЗПР и соединительных линий СИ давления.

10.3 Средства измерений давления

10.3.1 Абсолютное давление газа измеряют либо непосредственно, либо путем суммирования измеренных значений избыточного (статического) и атмосферного давлений.

10.3.2 Избыточное и абсолютное давления измеряют с помощью СИ давления любого принципа действия.

СИ давления должно иметь выходной сигнал на базе унифицированной токовой петли (предпочтительно 4-20 мА) и цифровой выходной сигнал, который должен детектироваться вычислительным устройством для регистрации результатов измерений и их обработки.

Метрологические характеристики СИ давления в условиях их эксплуатации должны обеспечивать измерение абсолютного давления газа в ИТ с относительной погрешностью не более $\pm 0,6\%$.

Предел приведенной относительной погрешности СИ давления должен быть не хуже $0,1\%$.

Стабильность показаний СИ давления должна быть не хуже $0,1\%$ за год.

СИ давления не должно эксплуатироваться ниже 20% верхнего предела измерений.

С целью минимизации влияния на показания СИ давления температуры окружающей среды его устанавливают в помещении с температурой $20^{\circ}\text{C} \pm 10^{\circ}\text{C}$.

10.3.3 Отбор давления газа выполняют через отверстие, размещенное в корпусе УЗПР. Если изготовителем не предусмотрено отверстие для отбора давления в корпусе УЗПР, то данное отверстие может быть размещено до или после УЗПР. Расстояние от УЗПР до места отбора давления, размещенного вне корпуса УЗПР, выбирают таким образом, чтобы потери давления газа на этом участке между корпусом УЗПР и местом отбора давления не превышали 100 Па .

Потери давления газа рассчитывают по формуле

$$\Delta p = 0,5\lambda \cdot \rho \frac{\ell}{D} w_a^2, \quad (10.5)$$

где ℓ - расстояние от УЗПР до отверстия для отбора давления;

λ - коэффициент гидравлического трения ИТ, определяемый в соответствии с [12].

Рекомендуется отверстие для отбора давления газа располагать не далее $5D$ от УЗПР.

Если для сопряжения корпуса УЗПР с ИТ использовались конические переходы, то отверстие для отбора должно быть размещено в корпусе УЗПР.

Отверстия для отбора давления, размещенные в корпусе УЗПР, и отверстия каналов, предназначенных для ПЭА, должны располагаться в разных осевых плоскостях (на разных образующих) поверхности корпуса УЗПР.

Отверстие для отбора давления должно быть круглым и цилиндрическим на длине не менее $2,5$ диаметра этого отверстия от внутренней поверхности ИТ.

Диаметр отверстия не должен быть более $0,13D$. Рекомендуется выбирать диаметр отверстия для отбора давления газа в пределах от 3 до 12 мм.

В месте выхода кромки отверстия должны быть острыми и выполненными заподлицо с внутренней поверхностью ИТ или УЗПР.

Соединительная трубка для передачи давления от ИТ к СИ давления должна иметь уклон к горизонтали не менее 1:12.

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

Рекомендуемые значения внутреннего диаметра соединительных трубок приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Внутренний диаметр и длина соединительных трубок

Тип среды	Значение внутреннего диаметра при длине трубок, м		
	до 16	от 16 до 45	от 45 до 90
Сухой газ	От 6 до 10 включ.	10	10
Влажный газ	13	13	13
Загрязненный газ	25	25	38

10.3.4 В горизонтальных и наклонных трубопроводах отверстия для отбора давления размещают в верхней части ИТ или УЗПР с отклонением от вертикальной плоскости, проходящей через ось трубы, не более 45° - для влажных газов и не более 90° - для сухих газов.

При размещении УЗПР в вертикальном положении отверстия для отбора давления располагают в любой точке окружности ИТ или УЗПР с учетом требований 10.3.3.

10.3.5 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 или кондиционирования.

Абсолютная погрешность СИ атмосферного давления должна удовлетворять условию:

$$\Delta_{Pa} \leq 0,005 P_{и} \gamma_{P_{и}} , \quad (10.6)$$

где $\gamma_{P_{и}}$ - предел основной допускаемой приведенной погрешности СИ избыточного давления, %.

10.4 Средства измерений температуры газа

10.4.1 Метрологические характеристики СИ температуры в условиях эксплуатации должны обеспечивать измерение температуры газа с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$.

10.4.2 Для измерения температуры следует применять термометры сопротивления по ГОСТ Р 8.625, номинальное значение сопротивления которых при 0°C не менее 100 Ом.

Класс допуска термометров сопротивления должен быть не хуже В. Рекомендуются применять термометры сопротивления с классом допуска АА или А.

Рекомендуется для измерений температуры газа применять интеллектуальные ПТ с унифицированным выходным токовым сигналом 4-20 мА, с наложенным на него цифровым сигналом.

10.4.3 Термодинамическую температуру газа определяют по формуле:

$$T = 273,15 + t . \quad (10.7)$$

10.4.4 Температуру газа измеряют на прямом участке ИТ после или до УЗПР.

Наличие местных сопротивлений между УЗПР и местом установки ПТ не допускается.

Если температура газа измеряется после УЗПР, то выполняют следующие требования:

- расстояние от УЗПР до ПТ должно быть не менее $3D$ и не более $15D$;
- если ПТ размещен далее $5D$ от УЗПР и разница между температурой газа и атмосферного воздуха превышает 50°C , то теплоизолируют корпус УЗПР и участки ИТ между сечениями трубопровода, расположенными на расстоянии $1D$ до УЗПР и на расстоянии $1D$ после ПТ;
- ближайшее МС, размещенное после ПТ, должно располагаться на расстоянии не менее $1D$ от него.

Если температуру газа измеряют до УЗПР, то выполняют следующие требования:

- расстояние от корпуса УЗПР до ПТ должно быть не менее допускаемого минимального расстояния между УЗПР и ближайшим, установленным перед ним МС (см. 9.8);
- если ПТ размещен далее $5D$ от УЗПР и разница между температурой газа и атмосферного воздуха превышает 50°C , то теплоизолируют корпус

УЗПР и участок ИТ между сечениями трубопровода, расположенными на расстоянии $1D$ до ПТ и на расстоянии $1D$ после УЗПР;

- ближайшее МС, размещенное до ПТ, должно располагаться на расстоянии не менее $1D$ от него.

10.4.5 Температуру газа реверсивных потоков измеряют на прямом участке до или после УЗПР. Рекомендуется устанавливать ПТ таким образом, чтобы при наиболее часто используемом направлении потока газа ПТ располагался после УЗПР. Независимо от места установки ПТ, расстояние от корпуса УЗПР до ПТ должно быть не менее допустимого минимального расстояния между УЗПР и ближайшим, установленным перед ним МС (см. 9.8).

Если ПТ размещен далее $5D$ от УЗПР и разница между температурой газа и атмосферного воздуха превышает 50°C , то теплоизолируют корпус УЗПР и участки ИТ, указанные в 10.4.4.

10.4.6 ПТ устанавливают в гильзу с наружным диаметром не более $0,13D$.

Наилучшим способом установки ПТ является его радиальное расположение.

ПТ должен быть погружен в ИТ на глубину от $0,3D$ до $0,7D$.

10.4.7 Гильза должна быть заполнена жидким маслом (например, трансформаторным) для обеспечения теплового контакта.

Зазоры между чувствительным элементом термометра и внутренней стенкой гильзы должны быть минимизированы.

10.4.8 Часть ПТ, выступающую над ИТ, теплоизолируют, если температура газового потока отличается от температуры окружающей среды более чем на $\pm 40^{\circ}\text{C}$.

10.4.9 Если на ИТ устанавливается два термометра и расстояние между ними менее $2D$, то угол между осями термометров должен быть в пределах $90^{\circ} \pm 10^{\circ}$.

10.5 Методы и средства измерений плотности газа при рабочих и стандартных условиях

10.5.1 Определение плотности газа при рабочих условиях

Плотность однокомпонентного газа при рабочих условиях рассчитывают по измеренным значениям температуры и давления газа.

Плотность многокомпонентного газа при рабочих условиях измеряют или рассчитывают по измеренным значениям давления, температуры и компонентного состава газа.

Примечание — Плотность природного газа может быть рассчитан в соответствии с требованиями ГОСТ 30319.2 (раздел 3) по измеренным значениям давления, температуры, плотности при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода.

10.5.2 Измерение плотности газа при рабочих условиях

10.5.2.1 Для измерения плотности газа при рабочих условиях допускается применение потокового плотномера любого принципа действия.

Метрологические характеристики плотномера в условиях эксплуатации должны обеспечивать измерение плотности газа при рабочих условиях с относительной погрешностью не более $\pm 0,5\%$.

10.5.2.2 При установке плотномера необходимо обеспечить следующее:

- значения давления и температуры газа в чувствительном элементе плотномера должны быть как можно ближе к их значениям в УЗПР;
- проба газа должна быть чистой, не содержать частиц и быть однофазной;
- температура окружающего воздуха, солнечная радиация или ветер не должны оказывать существенное влияние на условия в чувствительном элементе плотномера;
- поток газа, проходящий через чувствительный элемент плотномера, должен быть достаточным для обеспечения реакции на изменения состава, давления и температуры.

10.5.2.3 Пробоотборный зонд плотномера может быть установлен непосредственно в ИТ, либо в байпасную линию для отбора проб.

Допускается осуществлять подачу газа в чувствительный элемент плотномера, смонтированного в гильзе, установленной в ИТ. В этом случае точку отбора пробы располагают в области высокого давления газа, а точку возврата пробы - в области низкого давления газа.

10.5.2.4 Показания потоковых плотномеров необходимо приводить к условиям измерений в сечении УЗПР.

Корректировку показаний плотномера, у которого пробоотборный зонд установлен в ИТ или в байпасную линию, выполняют по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_0 p T_p}{p_p T} = \rho_0 \cdot \left(\frac{p}{p - \Delta p_p} \right) \cdot \left(\frac{T - \Delta T_p}{T} \right) \cdot \left(\frac{K_o}{K} \right), \quad (10.8)$$

где ρ_0 - показания плотномера;

p_p - давление газа в чувствительном элементе плотномера, Па;

Δp_p - разность давления в месте отбора давления газа (см. 10.3.3) и на чувствительном элементе плотномера, Па;

T_p - температура газа в чувствительном элементе плотномера, К;

ΔT_p - разность температуры в месте измерения температуры газа (см. 10.4.4 и 10.4.5) и на чувствительном элементе плотномера, К;

K_o , K - коэффициент сжимаемости газа при температуре и давлении газа в плотномере и УЗПР, соответственно.

В случае отвода среды через чувствительный элемент плотномера,

смонтированного в гильзе, установленной в ИТ, пересчет показаний плотнoмера осуществляют по формуле

$$\rho_1 = \frac{\rho_m p_1 T_3 Z_{(p_2, T_3)}}{p_2 T_1 Z_{(p_1, T_1)}}, \quad (10.9)$$

- где ρ_1 - плотность газа в УЗПР при p_1, T_1 ;
 ρ_m - показание плотнoмера;
 p_1 - давление газа в УЗПР;
 p_2 - давление газа в точке отбора пробы ;
 T_1 - температура газа в УЗПР;
 T_3 - измеренная температура в точке установки гильзы плотнoмера;
 $Z_{(p_1, T_1)}$ - фактор сжимаемость газа при p_1, T_1 ;
 $Z_{(p_2, T_3)}$ - фактор сжимаемость газа при p_2, T_3 .

10.5.2.5 Равенства температур контролируемого потока газа и пробы, находящейся в чувствительном элементе плотнoмера, добиваются путем размещения чувствительного элемента плотнoмера в потоке измеряемого газа и теплоизоляцией элементов плотнoмера, находящихся вне ИТ.

10.5.2.6 При установке пробоотборного зонда плотнoмера непосредственно в ИТ, длина прямого участка между УЗПР и плотнoмером должна быть достаточной для исключения его влияния на кинематическую структуру потока.

Если пробоотборный зонд установлен до УЗПР, то расстояние между ними должно быть не менее минимального допускаемого расстояния между УЗПР и ближайшим, установленным перед ним МС (см. 9.8).

При установке пробоотборного зонда с наружным диаметром не более $0,13D$ после УЗПР, расстояние между ними должно быть не менее $2,5D$. Если наружный диаметр пробоотборного зонда больше $0,13D$, то оно должно располагаться на расстоянии не менее $3D$ после УЗПР.

Пробоотборный зонд плотнoмера рекомендуется размещать после УЗПР на расстоянии не менее $3D$ и не более $5D$.

10.5.3 Расчет плотности газа при рабочих условиях

10.5.3.1 Плотность газа при рабочих условиях может быть рассчитана по формулам:

$$\rho = 10^{-3} \frac{Mp}{RTZ}, \quad (10.10)$$

или

$$\rho = \rho_c \frac{pT_c}{p_cTK} . \quad (10.11)$$

10.5.3.2 Коэффициент и фактор сжимаемости однокомпонентного газа рассчитывают по измеренным значениям давления, температуры.

Коэффициент сжимаемости многокомпонентного газа рассчитывают по измеренным значениям давления, температуры и компонентного состава газа.

Примечание — коэффициент сжимаемости природного газа может быть рассчитан в соответствии с требованиями ГОСТ 30319.2 (раздел 3) по измеренным значениям давления, температуры, плотности газа при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода.

Коэффициент сжимаемости газа может быть рассчитан по формуле

$$K = \frac{Z}{Z_c} . \quad (10.12)$$

Примечание — Расчет плотности, коэффициента и фактора сжимаемости природного газа рассчитывают по ГОСТ 30319.1-ГОСТ 30319.3 или Р Газпром 5.3-2009 [13]. Если состав смеси углеводородосодержащих газов (например, нефтяной попутный газ, сухой отбензиненный газ) отличается от состава природных газов, например меньшим содержанием метана, повышенным содержанием этана, пропана, бутанов, пентанов и более тяжелых предельных углеводородов, то рекомендуется расчет плотности, коэффициента и фактора сжимаемости данных смесей газа проводить в соответствии с методиками, изложенными в ГСССД МР 113-2003[14], ГСССД МР 118-2005[15] и ГСССД МР 135-2007[16].

10.5.4 Определение плотности газа при стандартных условиях

10.5.4.1 Плотность однокомпонентного газа при стандартных условиях определяют на основе данных, аттестованных в качестве стандартных справочных данных (см. подраздел 6.9).

Для определения плотности многокомпонентного газа при стандартных условиях применяют один из следующих методов:

- измерение с помощью потокового плотномера любого принципа действия;
- расчет по компонентному составу, определенному с помощью потокового хроматографа, либо лабораторного хроматографа в химико-аналитических лабораториях;
- пикнометрический метод по ГОСТ 17310.

10.5.4.2 Метод прямого измерения плотности газа при стандартных условиях с помощью потокового плотномера рекомендуется применять при отсутствии загрязнений газа и существенной нестабильности его состава.

Основная абсолютная погрешность потоковых плотномеров не должна превышать 0,003 кг/м³.

10.5.4.3 Метод расчета плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу, измеренному с помощью потоковых хроматографов, рекомендуется применять при существенной нестабильности состава газа.

10.5.4.4 Плотность газа при стандартных условиях допускается определять в химико-аналитических лабораториях пикнометрическим методом или с помощью лабораторных хроматографов при выполнении условия

$$S \leq 0,0025 \quad , \quad (10.13)$$

где S - оценка среднеквадратического относительного отклонения результатов определения плотности газа при стандартных условиях за отчетный период, которую рассчитывают по формуле

$$S = \frac{1}{\bar{\rho}_c} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m \rho_{ci}^2 - \frac{1}{m} \left(\sum_{i=1}^m \rho_{ci} \right)^2}{m-1}}; \quad (10.14)$$

m – число проб ($m \geq 4$), равномерно отобранных за заданный период времени;

ρ_{ci} – значение плотности газа при стандартных условиях, полученное в результате анализа i -й пробы.

10.5.4.5 Место отбора проб газа должно быть оборудовано в соответствии с требованиями ГОСТ 31370.

При определении места отбора проб руководствуются требованиями ГОСТ 31370 и следующими дополнительными рекомендациями:

- ПЗ располагают на участках трубопровода перед входным коллектором или после выходного коллектора узла измерений. Допускается располагать ПЗ в ИТ;

- при монтаже ПЗ устанавливают в верхней части горизонтального участка трубопровода. Конец ПЗ располагают на расстоянии $1/3$ диаметра трубопровода от стенки;

- при установке ПЗ на участках трубопровода перед входным коллектором или после выходного коллектора рекомендуется, чтобы расстояние между ПЗ и ближайшим МС, расположенным выше ПЗ по потоку, было не менее 20 внутренних диаметров трубопровода;

- расстояния между ПЗ и любым ближайшим МС должны быть не менее $2DN$ при размещении ПЗ перед МС и $5DN$ при размещении ПЗ после МС.

Рекомендуется точку отбора пробы размещать на ИТ после УЗПР на расстоянии от него не ближе $3D$.

Отобранная проба может быть использована для прямого измерения плотности газа при стандартных условиях или для определения компонентного состава газа, который используют при расчетных методах определения плотности газа при стандартных условиях.

10.5.4.6 Плотность газа при стандартных условиях может быть рассчитана по формуле

$$\rho_c = 10^{-3} \frac{Mp_c}{RT_c Z_c}, \quad (10.15)$$

Примечание— плотность природного газа при стандартных условиях рассчитывают в соответствии с требованиями ГОСТ 30319.1 (подпункт 3.3.2).

10.5.4.7 Частоту определения плотности газа при стандартных условиях рассчитывают исходя из требований к точности измерения объема газа, возможных изменений значений плотности газа при стандартных условиях между интервалами измерений и обусловленной этими изменениями дополнительной погрешности.

Частоту определения плотности газа при стандартных условиях рекомендуется рассчитывать по формуле (6.6) ГОСТ 8.586.5.

10.6 Определение компонентного состава газа

10.6.1 Измерение компонентного состава должно осуществляться с применением аттестованных МВИ.

Примечание— Компонентный состав природного газа определяют в соответствии с требованиями ГОСТ 31371.7. Хроматограф должен обеспечивать определение содержания в газе кислорода, азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана, изо-бутана, н-бутана, изо-пентана, н-пентана и гексана (или суммы C₆₊). При необходимости хроматограф должен обеспечивать определение содержания в газе таких компонентов, как гелий, водород, сероводород, меркаптаны C₁ – C₃ и окись углерода. Допускается использовать хроматографы, у которых содержание азота и кислорода определяется как сумма, без их разделения на отдельные компоненты. Значение содержания азота в данном случае допускается определять путем вычитания содержания кислорода из суммы содержания азота плюс кислород. При этом кислород является условно-постоянной величиной, определяемой лабораторным хроматографом с установленной периодичностью.

10.6.2 Содержание компонента, мольная доля которого в газе не превышает 0,0001, может не определяться.

Допускаемые значения абсолютной погрешности определения мольной или объемной доли компонентов газа приведены в таблице 3.

Таблица 3 — Допускаемые значения абсолютной погрешности результатов измерений содержания компонентов газа

Объемная или мольная доля компонента	Абсолютная погрешность (Δx_i)
От 0,0001 до 0,001	0,0001
Св. 0,001 « 0,01	0,0002
« 0,01 « 0,1	0,0004
« 0,1 « 1	0,002

10.6.3 Поточковый хроматограф должен обеспечивать определение и передачу значений следующих параметров:

- содержание компонентов газа;
- плотность газа при стандартных условиях;
- низшая объемная теплота сгорания газа.

10.6.4 При отборе проб для проведения хроматографического анализа состава газа руководствуются требованиями 10.5.4.5.

10.7 Вычислитель

10.7.1 При использовании во взрывоопасной зоне вычислитель должен иметь сертификат о взрывозащите.

10.7.2 Вычислитель должен автоматически определять объемный расход и объем газа, приведенный к стандартным условиям, формировать и сохранять информацию об измеренных объемах газа за час, сутки и месяц.

10.7.3 Вычислитель должен обеспечивать:

- возможность периодического введения и регистрации значений условно-постоянных величин (например, плотности газа при стандартных условиях, компонентного состава газа, атмосферного давления, договорных значений контролируемых параметров на случай отказа СИ и прочее);
- ввод данных настройки с помощью собственной клавиатуры или переносного терминала, или линий для обмена информацией с компьютером;
- вывод данных на жидкокристаллический индикатор (дисплей), принтер и в персональный компьютер;
- ввод и преобразование цифровых, токовых, частотно- импульсных сигналов;
- обмен данными по стандартному интерфейсу.

Для автоматической компенсации систематической составляющей погрешности УЗПР в память вычислителя могут вводиться поправочный коэффициент или калибровочная кривая УЗПР, или значение поправок к его показаниям в точках расхода, при которых проводилась поверка (калибровка) УЗПР.

П р и м е ч а н и е — Ввод в вычислитель указанных данных проводится, если изготовителем УЗПР не предусмотрена возможность ввода поправочного коэффициента, калибровочной кривой УЗПР или значений поправок к его показаниям в точках расхода непосредственно в устройство обработки сигнала.

В этом случае при оценивании общей погрешности определения расхода газа с помощью УЗПР следует использовать значение воспроизводимости его показаний (см. также 14.3.1).

10.7.4 Основная относительная погрешность вычислителя не должна выходить за пределы допускаемых значений:

$\pm 0,01$ % - по показаниям и регистрации времени;

$\pm 0,10$ % - по показаниям и регистрации объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (вычисление по заданным параметрам газа и объемному расходу при рабочих условиях).

10.7.5 Основная приведенная погрешность вычислителя по показаниям и регистрации давления, плотности и объемного расхода газа при рабочих условиях (за нормирующее значение принимается диапазон измерений СИ) при работе с токовыми входными сигналами не должна выходить за пределы $\pm 0,1$ %.

Основная относительная погрешность вычислителя по показаниям объемного расхода при рабочих условиях при работе с частотой импульсов не должна выходить за пределы $\pm 0,05$ %.

Предел основной относительной погрешности измерений объема газа при рабочих условиях при работе с числом импульсов не должен превышать 0,02%.

10.7.6 Основная абсолютная погрешность вычислителя не должна выходить за пределы допускаемого значения $\pm 0,15$ °С по показаниям и регистрации температуры газа.

10.7.7 Температура и влажность воздуха в местах установки вычислителя должны соответствовать требованиям к условиям его эксплуатации.

10.7.8 Вычислитель должен иметь дисплей. На дисплее должно отображаться:

- абсолютное (избыточное) давление газа;
- температура газа;
- расход газа при рабочих условиях и приведенный к стандартным условиям;
- объем газа, приведенный к стандартным условиям, накопленный нарастающим итогом.

При необходимости на дисплей могут выдаваться промежуточные значения вычислений и данные архива.

10.7.9 Вычислитель должен обеспечивать ведение архивов информации по учету газа и нештатным ситуациям, имевшим место за принятый отчетный период.

10.7.10 В вычислителе должна быть предусмотрена защита от вмешательства в процесс формирования и сохранения архивов.

10.7.11 Вычислитель должен обеспечивать возможность распечатки архивной и итоговой информации на принтере непосредственно или через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т.п.).

10.7.12 Конструкция вычислителя должна обеспечивать возможность замены источника питания без повреждения клейм или пломб поверителя. В случае замены источника питания вычислитель должен обеспечивать хранение накопленной информации о результатах измерений объема газа.

10.7.13 Вычислитель должен иметь резервное электропитание (резервный источник питания), поддерживающее при нарушении основного электроснабжения непрерывную его работу в течение периода не менее двух суток.

10.7.14 Вычислитель должен быть защищен от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений расхода и объема газа.

11 Подготовка к измерениям

11.1 Перед пуском УЗПР в эксплуатацию проверяют соответствие:

- эксплуатационных характеристик применяемых УЗПР реальным условиям измерения потока газа (температуре, давлению, скорости газа, компонентному составу);
- прямых участков ИТ требованиям настоящей рекомендации и/или эксплуатационной документации изготовителя;
- монтажа соединительных трубок и кабельных линий требованиям эксплуатационной документации;
- монтажа СИ параметров потока требованиям раздела 10 и эксплуатационной документации.

11.2 Проводят комплексную проверку на герметичность всех соединений ИТ, УЗПР и соединительных трубок.

11.3 В соответствии с технической документацией проводят проверки конфигурирования УЗПР и его функционирования.

При проверке функционирования УЗПР по каждому акустическому каналу проверяют:

- качество сигнала;
- отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения;
- отклонения значений скорости звука по парам акустических каналов;
- отношение сигнал/шум;
- уровень сигнала.

Фиксируют среднюю скорость газа и скорости газа вдоль каждого акустического канала в УЗПР. Рекомендуется данную операцию провести для двух значений скорости газа: не более 3 м/с и свыше 10 м/с.

По измеренным значениям давления, температуры и состава газа рассчитывают скорость звука и проводят её сравнение с измеренными с помощью УЗПР значениями скорости звука.

Скорость звука следует рассчитывать в соответствии с алгоритмами, основанными на использовании уравнений состояния и следующей формулы, учитывающей реальное состояние газа:

$$c_o = \left\{ 10^3 \frac{c_p}{c_v} \frac{RT}{M} \left[Z + \rho_M \left(\frac{\partial Z}{\partial \rho_M} \right)_T \right] \right\}, \quad (10.15)$$

где c_p - изобарная теплоемкость газа;

c_v - изохорная теплоемкость газа;

ρ_M - молярная плотность газа;

$\left(\frac{\partial Z}{\partial \rho_M} \right)_T$ - производная функции Z от ρ_M при $T = \text{const}$.

Молярную плотность газа рассчитывают по формуле:

$$\rho_M = \frac{\rho}{M}. \quad (10.16)$$

Молярную массу многокомпонентного газа рассчитывают по формуле:

$$M = \sum_{i=1}^n x_i M_i, \quad (10.17)$$

где x_i - молярная доля i -ого компонента в газе;

M_i - молярная масса i -ого компонента газа.

Примечание—Для природного газа скорость звука рекомендуется рассчитывать в соответствии с алгоритмом, приведенным в ГОСТ 30319.3 (пункт 4.3), или Р Газпром 5.3-2009 [13] или AGA 10 [17].

Критерии оценки измеренных параметров при проверке функционирования УЗПР устанавливает его изготовитель (см. также 13.5 и 13.6).

Создают протокол диагностики, который необходим для создания трендов, используемых при проведении проверок работоспособности УЗПР в процессе его эксплуатации.

11.4 В память вычислителя должна быть введена необходимая информация о характеристиках применяемых СИ, ИТ, а также о физических параметрах измеряемой газа.

11.5 Значения условно-постоянных параметров газа по мере необходимости должны корректироваться.

11.6 После выполнения проверок в автоматическом режиме с помощью вычислителя проводят регистрацию и обработку показаний УЗПР и СИ параметров газа.

12 Обработка результатов измерений

12.1 Расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям

12.1.1 Процедура расчета расхода газа, приведенного к стандартным условиям, зависит от состава применяемых СИ и методов определения физических параметров газа.

Для реализации процедуры расчета объемного расхода газа используют параметры потока и среды, перечень которых, в зависимости от принятого варианта состава применяемых СИ и методов определения физических параметров газа, приведен для однокомпонентных газов в таблице 4, а для многокомпонентных газов - в таблице 5.

Таблица 4 Перечень параметров потока и среды, применяемых для расчета q_c однокомпонентного газа

Вариант	Параметры потока и среды:		Номер формулы для расчета K_c	Примечание
	измеряемые	рассчитываемые		
1	$q_v, p, T,$	ρ, ρ_c	6.8	ρ рассчитывают по p и T ; ρ_c определяют на основе данных, аттестованных в качестве стандартных справочных данных
2	q_v, p, T	K	6.9	K рассчитывают по p и T

Таблица 5 Перечень параметров потока и среды, применяемых для расчета q_c многокомпонентного газа

Вариант	Параметры потока и среды:		Номер формулы для расчета K_c	Примечание
	измеряемые	рассчитываемые		
1	q_v, ρ, ρ_c, p, T	-	6.8	p и T используют для расчета K_{pT} и контроля метрологических характеристик УЗПР
2	$q_v, \rho, p, T,$ состав газ	ρ_c	6.8	ρ_c рассчитывают по компонентному составу газа. p и T используют для расчета K_{pT} и контроля метрологических характеристик УЗПР
3	$q_v, \rho_c, p, T,$ состав газа	ρ	6.8	ρ рассчитывают по компонентному составу газа, p и T

4*)	q_v, ρ_c, p, T , молярные доли диоксида угле- рода и азота	K	6.9	K рассчитывают по плотно- сти газа при стандартных условиях, молярным долям диоксида углерода и азота, p и T
5	q_v, p, T , состав газа	K	6.9	K рассчитывают по компо- нентному составу газа и p и T
*) Вариант применяют, если среда является природным газом, а расчет его коэффициента сжимаемости выполняют с применением модифицированного метода NX19 или модифицированного уравнения состояния GERG-91 мод. (см. ГОСТ 30319.1).				

12.1.2 Расчет расхода однокомпонентного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в следующей последовательности:

а) измеряют q_v, p (см. 10.3) и T (см. 10.4);

б) если расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют по варианту №1, то рассчитывают ρ (см. 10.5.3) и определяют плотность газа при стандартных условиях на основе данных, аттестованных в качестве стандартных справочных данных (см. 10.5.4.1);

если расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют по варианту №2, определяют плотность газа при стандартных условиях на основе данных, аттестованных в качестве стандартных справочных данных (см. 10.5.4.1) и рассчитывают коэффициент сжимаемости газа (см. 10.5.3.2);

в) рассчитывают коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям:

- если расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют по варианту №1, то K_c рассчитывают по формуле (6.8);

- если расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют по варианту №2, то K_c рассчитывают по формуле (6.9);

г) по формуле (6.7) рассчитывают q_c .

12.1.3 Расчет расхода многокомпонентного газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в зависимости от наличия или отсутствия СИ измерений плотности газа.

12.1.3.1 При использовании плотномеров для определения ρ и ρ_c расчет расхода газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в следующей последовательности:

а) измеряют ρ (см. 10.5.1), ρ_c (см. 10.5.3) и q_v по показаниям УЗПР;

б) измеряют p (см. 10.3) и T (см. 10.4), если необходима корректировка показаний расходомера (см. 6.3) и корректировка показаний плотномера (см. 10.5.2.4);

в) по формуле (6.8) рассчитывают коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям;

г) по формуле (6.7) рассчитывают расход q_c .

12.1.3.2 Расчет расхода газа при наличии СИ плотности газа при рабочих условиях и отсутствии СИ плотности газа при стандартных условиях выполняют в следующей последовательности:

- а) измеряют значение ρ (см. 10.5.1) и q_v по показаниям УЗПР;
- б) измеряют p (см. 10.3) и T (см. 10.4), если необходима корректировка показаний расходомера в соответствии требованиями (см. 6.3) и корректировка показаний плотномера по формуле (см. 10.5.2.4);
- в) определяют полный компонентный состав (см. 10.6) и рассчитывают плотность при стандартных условиях (см. 10.5.4.6);
- г) по формуле (6.8) рассчитывают коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям;
- д) по формуле (6.7) рассчитывают расход q_c .

12.1.3.3 Расчет расхода газа при отсутствии СИ плотности газа при рабочих условиях и наличии СИ плотности газа при стандартных условиях выполняют в следующей последовательности:

- а) измеряют p (см. 10.3) и T (см. 10.4), q_v по показаниям УЗПР;
- б) измеряют значение ρ_c (см. 10.5.4);
- в) определяют полный компонентный состав (см. 10.6);

Примечание— Если среда является природным газом и расчет его коэффициента сжимаемости выполняют с применением модифицированного метода NX19 или модифицированного уравнения состояния GERG-91 мод. (см. ГОСТ 30319.1), то определяют содержание в газе азота и диоксида углерода.

г) в соответствии с требованиями 10.5.3.1 рассчитывают плотность газа при рабочих условиях;

Примечание— Плотность газа не рассчитывают, если газ является природным и расчет его коэффициента сжимаемости выполняют с применением модифицированного метода NX19 или модифицированного уравнения состояния GERG-91 мод. (см. ГОСТ 30319.1).

д) по формуле (6.8) рассчитывают коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям;

Примечание— Если газ является природным и расчет его коэффициента сжимаемости выполнялся с применением модифицированного метода NX19 или модифицированного уравнения состояния GERG-91 мод. (см. ГОСТ 30319.1), то коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям рассчитывают по формуле (6.9).

- е) по формуле (6.7) рассчитывают расход q_c .

12.1.3.4 При отсутствии СИ плотности газа при рабочих и стандартных условиях расчет расхода газа выполняют в следующей последовательности:

- а) измеряют переменные параметры газа: p (см. 10.3), T (см. 10.4), и q_v по показаниям УЗПР;
- б) определяют полный компонентный состав газа (см. 10.6);
- в) рассчитывают коэффициент сжимаемости в соответствии с требованиями 10.5.3.2;
- г) по формуле (6.9) рассчитывают коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям;
- д) по формуле (6.7) рассчитывают расход q_c .

12.2 Расчет объема газа

12.2.1 Объем газа определяют с помощью вычислителя путем циклического вычисления и измерения необходимых параметров (см. 6.6) и их интегрирования.

12.2.2 Процедура выполнения расчета на одном цикле вычислений с использованием информации о расходе газа q_{vi} [см. формулы (6.10)-(6.11)] или объеме газа при рабочих условиях V_i [см. формулу (6.12)] аналогична процедуре, изложенной в 12.1.

13 Контроль точности результатов измерений

13.1 Применяемые СИ параметров потока, УЗПР и вычислитель должны пройти государственные испытания для целей утверждения типа в соответствии с ПР 50.2.009-94 [18].

13.2 В процессе эксплуатации СИ параметров потока, УЗПР и вычислитель подлежат поверке органами Государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки, в соответствии с требованиями ПР 50.2.006-94 [19].

Допускается проведение калибровки СИ, если измерения проводятся вне сферы распространения Государственного метрологического контроля и надзора.

13.3 Поверка (калибровка) СИ проводится в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих методы и средства поверки (калибровки) этих СИ.

Периодичность поверки (калибровки) СИ должна соответствовать межповерочным интервалам, установленным при утверждении типа СИ.

13.4 Первичную поверку УЗПР рекомендуется проводить проливным методом.

13.5 В процессе эксплуатации без демонтажа УЗПР и остановки подачи газа периодически по каждому акустическому каналу контролируют:

- уровень усиления сигнала;
- качество сигнала;
- отношение сигнал/шум;

- скорость потока газа;
- скорость звука в газе.

Для диагностики работы УЗПР могут применяться и другие параметры, предусмотренные изготовителем.

13.5.1 Усиление сигнала по одному из каналов, свыше допустимого уровня, может быть вызвано повреждением или загрязнением ПЭА, либо наличием жидкости в газе.

При анализе изменения уровня сигнала необходимо учитывать, что при одинаковом тренде для всех каналов изменения могут быть вызваны увеличением или уменьшением давления и скорости газа.

Примечание — Увеличение давления газа приводит к уменьшению необходимого уровня сигнала, а увеличение скорости - к его росту.

13.5.2 Значительное ухудшение качества сигнала, выраженное в снижении отношения числа импульсов, участвующих в расчетах, к общему числу импульсов (обычно менее 35%) указывает на возможную неисправность ПЭА и загрязнение его поверхности.

13.5.3 Уменьшение отношения сигнал – шум обусловлено наличием в потоке акустических шумов, которые могут быть вызваны неисправностью ПЭА, работой регулятора давления газа или любым другим устройством, дросселирующим газ.

13.5.4 Тренд распределения скоростей потока указывает на загрязнение стенок трубопровода, струевыпрямителя или устройства подготовки потока при их наличии.

13.5.5 Если отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения и различия скоростей звука по акустическим каналам не превышают установленных изготовителем пределов, то данное обстоятельство указывает на исправность УЗПР.

Изменение скорости звука по одному из акустических каналов может означать загрязнение или неисправность ПЭА, электроники, кабелей преобразователей.

Оценку работы УЗПР по результатам измерений скорости звука рекомендуется выполнять с учетом следующих критериев:

- отклонения скоростей звука по каждой паре акустических каналов должны находиться в пределах $\pm 0,3\%$;
- отклонения расчетной скорости звука в газе от измеренных скоростей звука по каждому акустическому каналу должны находиться в пределах

$$\pm(0,2 \% + \delta_{co}), \quad (13.1)$$

где δ_{co} - погрешность расчета скорости звука в газе.

При этом погрешность измерения давления газа не должна превышать $\pm 0,1 \%$, а температуры $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

13.6 В процессе эксплуатации на демонтированном или изолированном от потока газа УЗПР периодически проводят следующие проверки:

- установки нуля шкалы;
- качества сигнала;
- отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения;
- отклонения значений измеренных скоростей звука по парам акустических каналов.

13.6.1 Проверку установки нуля шкалы УЗПР проводят в соответствии с его технической документацией. Для этого УЗПР изолируют от потока газа. После стабилизации давления и температуры газа во внутренней полости УЗПР проводят измерение скорости потока газа по каждому акустическому каналу ПЭА. Измеренные значения скорости газа не должны превышать допускаемого значения, указанного изготовителем. Если значение допускаемой скорости газа при нулевом расходе не указано изготовителем, то рекомендуется проверить, что средняя скорость потока газа, измеренная за 30 с, по каждому акустическому каналу не превышает 6 мм/с.

Коррекцию нуля шкалы УЗПР в полевых условиях допускается производить по методике изготовителя УЗПР.

13.6.2 Качество сигнала считают удовлетворительным, если отношение числа импульсов, участвующих в расчетах, к общему числу импульсов не менее 95%.

13.6.3 Отклонения измеренных скоростей звука от расчетного значения и различия скоростей звука по акустическим каналам не должны превышать установленных изготовителем пределов.

Рекомендуется оценку работы УЗПР по результатам измерений скорости звука при нулевом расходе газа выполнять с учетом следующих критериев:

- отклонение скоростей звука по паре акустических каналов должно находиться в пределах $\pm 0,1\%$;
- отклонения расчетной скорости звука в газе от измеренных скоростей звука по каждому акустическому каналу должны находиться в пределах

$$\pm(0,1 \% + \delta_{co}), \quad (13.2)$$

где δ_{co} - см. 13.5.5.

13.6.4 Проверки, выполняемые на демонтированном или изолированном от потока газа УЗПР, допускается проводить с использованием азота или другой среды, для которой известна скорость звука с нормируемой погрешностью.

14 Вычисление относительной расширенной неопределенности результатов измерений

14.1 Общие положения

14.1.1 При оценивании относительной расширенной неопределенности результатов измерений расхода и объема газа определяют интервал вокруг результата измерения, в пределах которого находятся значения, которые с 95%-ным уровнем доверия могут быть приписаны измеряемой величине.

14.1.2 В настоящем разделе приведена методика оценивания относительной стандартной и расширенной неопределенности результатов измерений расчетным способом в условиях ограниченной исходной информации на основе РМГ 43-2001 [2].

14.1.3 Относительную расширенную неопределенность результата измерений величины y при 95%-ном уровне доверия рассчитывают по формуле

$$U'_y = 2u'_y. \quad (14.1)$$

Относительная расширенная неопределенность должна быть представлена не более чем двумя значащими цифрами.

Если известна относительная расширенная неопределенность U'_y с указанием уровня доверия или используемого коэффициента охвата, то относительную стандартную неопределенность результата измерений величины y рассчитывают по формуле

$$u'_y = \frac{U'_y}{k}, \quad (14.2)$$

где k – коэффициент охвата, приписанный рассматриваемой величине, зависящий от распределения вероятностей и уровня доверия.

Если известны только границы (y_{\min} и y_{\max}) для величины y , то относительную стандартную неопределенность результата измерений величины y рассчитывают по формуле

$$u'_y = \frac{(y_{\max} - y_{\min})}{\sqrt{3}(y_{\max} + y_{\min})} 100. \quad (14.3)$$

Примечание — Если разность между границами y_{\max} и y_{\min} обозначить как $2 \cdot \Delta y$, а их среднее значение как y , то формула (14.3) примет вид:

$$u'_y = \frac{\Delta y}{y\sqrt{3}} 100.$$

Если задана погрешность СИ, то относительную стандартную неопределенность результата измерений величины y рассчитывают по следующим формулам:

- при известной основной абсолютной погрешности Δy или основной относительной погрешности δ'_{oy}

$$u'_y = 50 \frac{\Delta y}{y} = 0,5\delta'_{oy}, \quad (14.4)$$

- при известной приведенной основной погрешности γ_0 , если нормирующим параметром принят диапазон измерений ($y_B - y_H$),

$$u'_y = 0,5\gamma_0 \frac{y_B - y_H}{y}, \quad (14.5)$$

- если нормирующим параметром принят верхний предел измерений,

$$u'_y = 0,5\gamma_0 \frac{y_B}{y}. \quad (14.6)$$

14.1.4 Дополнительную составляющую относительной стандартной неопределенности измерений значения величины y , вызванную внешней влияющей величиной, рассчитывают по следующим формулам:

- при нормировании пределов допускаемых значений погрешности СИ при наибольших отклонениях внешней влияющей величины от нормального значения

$$u'_{уд} = 0,5\delta'_{од} = 50 \frac{\Delta_d}{y} = 0,5\gamma_d \frac{y_B - y_H}{y}, \quad (14.7)$$

где $\delta'_{од}$, Δ_d , γ_d - относительная, абсолютная и приведенная дополнительные погрешности;

- при нормировании пределов допускаемых значений коэффициентов влияния

$$u'_{уд} = 0,5\delta_{пд} \frac{\Delta x_{\max}}{\Delta x} = 50 \frac{\Delta_{пд}}{y} \frac{\Delta x_{\max}}{\Delta x} = 0,5\gamma_{пд} \frac{\Delta x_{\max}}{\Delta x} \frac{y_B - y_H}{y}, \quad (14.8)$$

где $\delta_{пд}$ - предел допускаемых значений дополнительной относительной погрешности при отклонении влияющей величины на Δx ;

$\Delta_{пд}$ - предел допускаемых значений дополнительной абсолютной погрешности при отклонении влияющей величины на Δx ;

$\gamma_{пд}$ - предел допускаемых значений дополнительной приведенной погрешности при отклонении влияющей величины на Δx , нормированный от диапазона измерений;

Δx_{\max} - наибольшее отклонение внешней влияющей величины от нормального значения.

14.1.5 Относительную стандартную неопределенность значения измеряемой величины y с учетом ее основной и дополнительных составляющих рассчитывают по формуле

$$u'_y = \left[u'^2_{y0} + \sum_i^n u'^2_{yди} \right]^{0,5}, \quad (14.9)$$

где n - число влияющих величин;

u'_{y0} - относительная стандартная неопределенность результата измерений значения величины y , рассчитанная без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

u'_{y_i} – дополнительный вклад в неопределенность результата измерений значения величины y от i -й влияющей величины.

14.1.6 Относительную стандартную неопределенность результата измерений значения величины y , определяемую косвенным методом, которая связана функциональной зависимостью с измеряемыми значениями величин y_i (например, температурой, давлением, компонентным составом)

$$y = F(y_1, y_2, \dots, y_n),$$

рассчитывают по формуле

$$u'_y = \left[u'^2_{mF} + \sum_i^n \vartheta_{y_i}^2 u'^2_{y_i} \right]^{0.5}, \quad (14.10)$$

где u'_{mF} – неопределенность, приписываемая функциональной зависимости;

u'_{y_i} – неопределенность результата измерения значений i -й величины;

ϑ_{y_i} – относительный коэффициент чувствительности величины y к изменению значения i -й измеряемой величины.

Примечание — При известной абсолютной погрешности Δy или относительной погрешности δ_y , приписываемой функциональной зависимости, неопределенность u'_{mF} рассчитывают по формуле

$$u'_{mF} = \frac{\Delta y}{y\sqrt{3}} \cdot 100 = \frac{\delta_y}{\sqrt{3}}.$$

Относительный коэффициент чувствительности рассчитывают по формуле

$$\vartheta_{y_i} = F'_{y_i} \frac{y_i}{y}, \quad (14.11)$$

где F'_{y_i} – частная производная функции F по y_i .

Если неизвестна математическая взаимосвязь величины y с величиной y_i или дифференцирование функции F затруднено, то коэффициент влияния рассчитывают по формуле

$$\vartheta_{y_i} = \frac{\Delta y}{\Delta y_i} \frac{y_i}{y}, \quad (14.12)$$

где Δy – изменение значения величины y при изменении y_i на значение Δy_i .

Значение Δy_i рекомендуется выбирать не более абсолютной неопределенности измерений y_i .

14.1.7 Если значение величины принято за условно-постоянную величину, то относительную стандартную неопределенность результата определения данной величины рассчитывают по формуле (14.3).

14.2 Формулы для расчета относительной суммарной стандартной неопределенности измерений расхода газа

14.2.1 Если коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям вычисляют по формуле (6.8), то относи-

тельную суммарную стандартную неопределенность измерений объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле:

$$u'_{q_c} = (u'^2_{q_o} + u'^2_{\rho} + u'^2_{\rho_c} + u'^2_{\rho'})^{0,5}, \quad (14.13)$$

где u'_{q_o} – относительная стандартная неопределенность измерений объемного расхода с помощью УЗПР;

u'_{ρ_c} – относительная стандартная неопределенность измерений или расчета плотности газа при стандартных условиях;

u'_{ρ} – относительная стандартная неопределенность измерений или расчета плотности газа при рабочих условиях;

u'_b – относительная стандартная неопределенность вычислителя.

14.2.2 Если коэффициент приведения объемного расхода при рабочих условиях к стандартным условиям вычисляют по формуле (6.9), то относительную суммарную стандартную неопределенность измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле:

$$u'_{q_c} = (u'^2_{q_o} + u'^2_{\rho} + \theta^2_{q,p} u'^2_p + \theta^2_{q,T} u'^2_T + u'^2_{K_o})^{0,5}, \quad (14.14)$$

где u'_p – относительная стандартная неопределенность измерений абсолютного давления;

u'_T – относительная стандартная неопределенность измерений температуры;

$\vartheta_{q,T}$, $\vartheta_{q,p}$ – относительные коэффициенты чувствительности (см. 14.1.6) объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, к изменению температуры и давления, соответственно.

u'_{K_o} – неопределенность, приписанная уравнению, применяемому для расчета коэффициента сжимаемости газа с учетом неопределенности определения компонентного состава газа.

14.3 Составляющие неопределенности измерений расхода газа

14.3.1 Относительную стандартную неопределенность измерений объемного расхода газа при рабочих условиях рассчитывают по формуле:

$$u'_{q_o} = (u'^2_{УЗПР} + u'^2_{пр})^{0,5}, \quad (14.15)$$

где $u'_{УЗПР}$ – относительная стандартная неопределенность УЗПР;

$u'_{пр}$ – относительная стандартная неопределенность преобразования вычислителем выходного сигнала УЗПР.

Если в устройство обработки сигнала УЗПР или вычислитель введен поправочный коэффициент, калибровочная кривая УЗПР или значение поправок к его показаниям в точках расхода, то вместо относительной стандартной неопределенности УЗПР используют стандартное (среднеквадратическое) отклонение воспроизводимости.

14.3.2 Относительную стандартную неопределенность результата измерений абсолютного давления рассчитывают по формулам:

- при применении преобразователей абсолютного давления

$$u'_p = \left\{ \sum_{i=1}^n [u'_{y_i}]^2 \right\}^{0,5}, \quad (14.16)$$

- при применении преобразователей избыточного давления

$$u'_p = \left\{ \left(\frac{p_n}{p} \right)^2 \sum_{i=1}^n [u'_{y_i}]^2 + \left(\frac{p_a}{p} \right)^2 u'^2_{p_a} \right\}^{0,5}, \quad (14.17)$$

где n – число последовательно соединенных измерительных преобразователей или измерительных приборов, используемых для измерения давления;

u'_{y_i} – относительная стандартная неопределенность, вносимая i -м измерительным преобразователем или измерительным прибором давления с учетом дополнительных составляющих неопределенности;

u'_{p_a} – относительная стандартная неопределенность результата измерений атмосферного давления с учетом дополнительных составляющих неопределенности.

14.3.3 Относительную стандартную неопределенность результата измерений температуры газа рассчитывают по формуле

$$u'_T = \frac{100(t_b - t_n)}{273,15 + t} \left\{ \sum_{i=1}^n \left[\frac{u_{y_i}}{y_{bi} - y_{ni}} \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (14.18)$$

где n – число последовательно соединенных измерительных преобразователей или измерительных приборов, используемых для измерения температуры;

u_{y_i} – абсолютная стандартная неопределенность, вносимая i -м измерительным преобразователем или измерительным прибором температуры с учетом дополнительных составляющих неопределенности.

14.3.4 Относительную стандартную неопределенность измерений плотности газа при стандартных условиях рассчитывают по формуле

$$u'_{\rho_c} = 50 \frac{\Delta \rho_c}{\rho_c}, \quad (14.19)$$

где $\Delta \rho_c$ – абсолютная погрешность плотномера.

При иных вариантах нормирования метрологических характеристик плотномера неопределенность u'_{ρ_c} рассчитывают согласно формулам, приведенным в 14.1.3.

Если в измерительном канале плотности применяют более одного измерительного преобразователя, каждый из которых вносит известную неопределенность $u'_{\rho_{c,i}}$ в результат измерения, то неопределенность u'_{ρ_c} рассчитывают по формуле

$$u'_{\rho_c} = \left(\sum_{i=1}^n u_{\rho_c i}^{\prime 2} \right)^{0,5}, \quad (14.20)$$

где n - число измерительных преобразователей в канале измерения плотности ρ_c .

При условии расчета ρ_c методом косвенных измерений, неопределенность u'_{ρ_c} определяют в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих применяемый метод расчета.

14.3.5 Если плотность газа при рабочих условиях измеряют с помощью плотномера, то относительную стандартную неопределенность u'_ρ рассчитывают по формуле

$$u'_\rho = 50 \frac{\Delta\rho}{\rho}, \quad (14.21)$$

где $\Delta\rho$ – абсолютная погрешность плотномера.

При иных вариантах нормирования метрологических характеристик плотномера неопределенность u'_ρ рассчитывают согласно формулам, приведенным в 14.1.3.

Если измерительный канал плотности включает более одного измерительного преобразователя, то неопределенность u'_ρ рассчитывают по формуле

$$u'_\rho = \left(\sum_{i=1}^n u_{\rho i}^{\prime 2} \right)^{0,5}, \quad (14.22)$$

где n - число измерительных преобразователей;

$u'_{\rho i}$ – неопределенность, вносимая i -м измерительным преобразователем.

Если к показаниям плотномера вводят поправку (см. 10.5.2.4), то сумма в формуле (14.22) дополняется неопределенностью поправки, определяемой в соответствии с 14.1.6, при этом неопределенность, приписываемую функциональной зависимости, принимают равной нулю.

При условии расчета ρ методом косвенных измерений, неопределенность u'_ρ определяют в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих применяемый метод расчета.

14.3.6 Относительную стандартную неопределенность определения содержания i -ого компонента газа u'_{x_i} устанавливают на основе применяемой методики выполнения измерений или метрологических характеристик СИ компонентного состава газа в соответствии с 14.1.3.

14.4 Оценивание неопределенности результатов определения объема газа

14.4.1 Список составляющих суммарной неопределенности определения объема газа включает неопределенности, имеющие место при оценивании неопределенности определения объемного расхода газа, приведенного к

стандартным условиям, (см.14.2; 14.3) и ряд дополнительных составляющих, обусловленных интегрированием функции расхода.

14.4.2 При применении вычислительных устройств учитывают:

- неопределенность результата определения интервала времени u'_t , в течение которого рассчитывают объем газа;

- неопределенности измерений давления $u'_{дв}$, обусловленные дискретизацией аналогового сигнала СИ во времени.

Относительную стандартную неопределенность u'_t рассчитывают по формуле (10.37) ГОСТ 8.586.5.

Неопределенность u'_t геометрически суммируют с составляющими неопределенности результата измерения расхода.

Неопределенность $u'_{дв}$ геометрически суммируют с неопределенностью результата измерения значений p , T , ρ и ρ_c .

Неопределенность $u'_{дв}$ может быть оценена после проведения измерений, поэтому ее учет возможен только в реальных условиях эксплуатации.

Если частота опроса СИ не более 1 с, то значение $u'_{дв}$ допускается принимать равным нулю.

Библиография

- [1] Рекомендации по межгосударственной стандартизации
РМГ 29-99 Метрология. Основные термины и определения
- [2] Рекомендации по межгосударственной стандартизации
РМГ 43-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений»
- [3] ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
- [4] ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления
- [5] Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации. Утверждены по поручению Совета Министров РСФСР Росстройгазификацией, приказ № 70-П от 20.10. 1991 г.
- [6] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Утверждены Минэнерго России, приказ №6 от 13.01.2003 г.
- [7] ПОТ Р М-016-2001
РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок
- [8] ПУЭ Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Минтопэнерго 2003
- [9] ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
- [10] AGA Report No.9. Measurement of gas by multipath ultrasonic meters. Second edition. April 2007. Transmission Measurement Committee
- [11] ISO/CD 17089 : 2007 Measurement of fluid flow in closed conduits – ultrasonic meters for gas; meters for custody transfer and allocation measurement. Part 1
- [12] Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / под ред. М.О. Штейнберга.— 3 – е изд., перераб. и доп.—М.: Машиностроение, 1992.— 672 с.

- [13] Р Газпром 5.3-2009 Обеспечение единства измерений. Расчет теплофизических свойств природного газа при давлениях до 25 МПа
- [14] ГСССД МР 113-2003 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа
- [15] ГСССД МР 118-2005 Методика расчета плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газовых смесей
- [16] ГСССД МР 135-2007 Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей при температурах -40...+60С при давлениях до 5 МПа
- [17] AGA Report No.10 Speed of Sound in Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases Transmission Measurement Committee
- [18] Правила по метрологии
ПР 50.2.009-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений
- [19] Правила по метрологии
ПР 50.2.006-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений