Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 8.995-2020 "Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа" (утв. и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 ноября 2020 г. N 1081-ст)

State system for ensuring the uniformity of measurements. Volume flow rate and quantity of natural gas. Measurements procedure (methods) using volumetric diaphragm and fluidics gas meters

ОКС 17.020

Дата введения - 1 февраля 2021 г.
Введен впервые

Предисловие

1 Разработан Обществом с ограниченной ответственностью Центр Метрологии "СТП" (ООО ЦМ "СТП"), Обществом с ограниченной ответственностью "Газпром межрегионгаз" (ООО "Газпром межрегионгаз) - Управляющей организации АО "Газпром газораспределение"

2 Внесен Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, Техническим комитетом по стандартизации ТК 024 "Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)"

3 Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 ноября 2020 г. N 1081-ст

4 Введен впервые

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методику (метод) (далее - методика) измерений объемного расхода и/или объема, приведенных к стандартным условиям, природного горючего газа (далее - газ) промышленного и коммунально-бытового назначения, находящегося в однофазном состоянии и соответствующего по качеству ГОСТ 5542, с применением мембранных счетчиков и струйных расходомеров/счетчиков.

Примечание - Струйные расходомеры/счетчики конструктивно должны представлять собой изделие, выполненное в едином корпусе и использующее встроенное устройство формирования перепада давления.

1.2 Применение методики измерений, разработанной с учетом требований ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.741 и изложенной в настоящем стандарте, обеспечивает измерение объемного расхода и/или объема газа, приведенных к стандартным условиям, с различными уровнями точности, в соответствии с установленными показателями точности.

1.3 Настоящий стандарт рекомендуется применять при разработке и аттестации методик измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при распределении и потреблении газа, разрабатываемых для конкретных условий.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.586.2 (ИСО 5167-2:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 1805 Масло приборное МБП. Технические условия

ГОСТ 5542 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 6651 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 15528 Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения

ГОСТ 17378 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 19783 Паста кремнийорганическая теплопроводная. Технические условия

ГОСТ 30319.2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ 31370 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб

ГОСТ 34100.3/ISO/IEC Guide 98-3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения

ГОСТ Р 8.563 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.654 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.740-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 8.741 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя "Национальные стандарты" за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 15528 и [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 проверка реализации методики измерений: Документированная процедура, включающая в себя оценку по месту и представление объективных доказательств того, что условия применения и конкретный узел измерений расхода (объема) газа полностью удовлетворяют требованиям методики измерений установленной настоящим стандартом.

3.2 ввод в эксплуатацию узла измерений расхода (объема) газа: Событие, подтверждающее готовность узла измерений (расхода) объема газа к использованию по назначению (выполнению измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений), удостоверяемое актом, по результатам проверки реализации методики измерений.

3.3 узел измерений расхода (объема) газа: Совокупность средств измерений и обработки результатов измерений, измерительных трубопроводов, вспомогательных и дополнительных устройств, предназначенных для измерения, вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, контроля и регистрации его параметров, а также, при необходимости, определения его физико-химических показателей.

3.4 рабочие условия измерений объемного расхода и объема газа: Давление и температура газа, при которых выполняют измерение его расхода и/или объема.

3.5 реконструкция узла измерений расхода (объема) газа: Изменение количественных и/или качественных параметров узла измерений расхода (объема) газа, оказывающее влияние на результаты и/или показатели точности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Примечания

1 Параметры узла измерений расхода (объема) газа устанавливаются проектной документацией, актом проверки реализации методики измерений и др.

2 К количественным параметрам относятся: состав измерений, диаметр трубопровода, пределы измерений средств измерений и др.

3 К качественным параметрам относятся: физико-химические параметры газа, погрешность средств измерений и др.

4 Изменение значений условно-постоянных величин в установленных при проведении проверки реализации методики измерений пределах не является реконструкцией.

3.6 стандартные условия: Условия, к которым приводят измеренные при рабочих условиях объемный расход и объем газа, характеризуемые абсолютным давлением газа, равным 101 325 Па и температурой газа, равной 20 °С (293, 15 К).

3.7 Средства измерений

3.7.1 струйный расходомер (счетчик): Средство измерений, в основе использующее эффект осциллирующей струи, предназначенное для измерения, регистрации и отображения (индикации) объемного расхода и объема газа при рабочих условиях, пропорционального частоте колебаний осциллирующей струи в струйном автогенераторе.

3.7.2 счетчик мембранный: Средство измерений, предназначенное для измерения, регистрации и отображения (индикации) объема газа при рабочих условиях, протекающего через последовательно заполняющиеся камеры.

3.7.3

измерительный преобразователь; ИП: Средство измерений или его часть, служащее для получения и преобразования информации об измеряемой величине в форму, удобную для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи.

3.7.4

термопреобразователь сопротивления; ТС: Средство измерений температуры, состоящее из одного или нескольких термочувствительных элементов сопротивления и внутренних соединительных проводов, помещенных в герметичный защитный корпус, внешних клемм или выводов, предназначенных для подключения к измерительному прибору.Примечание - В состав ТС могут входить конструктивно связанные с ним монтажные и коммутационные средства.[ГОСТ 6651-2009, пункт 3.1]

3.8 Средства обработки результатов измерений

3.8.1 измерительно-вычислительный комплекс: Функционально объединенная совокупность средств измерительной техники, преобразующая выходной сигнал средства измерений объема и/или расхода газа при рабочих условиях, измеряющая все или некоторые необходимые параметры потока и среды и вычисляющая объем и/или расход газа, приведенные к стандартным условиям.

3.8.2 корректор: Средство измерений, преобразующее выходной сигнал счетчика мембранного или

струйного расходомера, определяющее температуру и/или давление газа посредством соответствующих средств измерений и вычисляющее объем газа, приведенный к стандартным условиям с учетом введенных условно-постоянных параметров.

3.8.3 вычислитель: Средства измерений, преобразующее выходные сигналы основных средств измерений и вычисляющее объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям.

3.9

мембрана: Гибкая, закрепленная по контуру перегородка, разделяющая две полости с различным давлением или отделяющая полость от пространства и преобразующая изменения давления в перемещение или наоборот.Примечания1 Если в тело резиновой мембраны введены другие материалы, мембраны называются резиноармированными.2 В зависимости от введенного материала различают резинотканевые, резинометаллические и др. мембраны.[ГОСТ 21905-76, пункт 1]

3.10 чувствительный элемент термопреобразователя сопротивления: Резистор, непосредственно воспринимающий температуру измеряемой среды и располагающийся в нижнем участке монтажной части термопреобразователя сопротивления.

3.11 условно-постоянная величина: Параметр состояния газа или характеристика какой-либо части узла измерений расхода (объема) газа, значение которого(ой) при измерениях объема газа, приведенного к стандартным условиям, принимают в качестве постоянной величины на определенный интервал времени (например, час, сутки, месяц, год и т.п.).

Примечание - Условно-постоянной величиной обычно принимается коэффициент сжимаемости газа, плотность газа при стандартных условиях, давление газа, компонентный состав газа и т.п.

4 Обозначения и сокращения

4.1 Обозначения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

D - внутренний диаметр сечения измерительного трубопровода, мм;

DN - условный внутренний диаметр (условный проход), мм;

K - коэффициент приведения;

$K_{пр}$ - коэффициент преобразования счетчика, имп/м^3;

n - число интервалов дискретизации за время измерений;

p - абсолютное давление газа при рабочих условиях, Па;

p_a - атмосферное давление, Па;

$p_и$ - избыточное давление газа, Па;

p_c - абсолютное давление газа при стандартных условиях, Па;

q_V - объемный расход газа при рабочих условиях, м^3/с;

q_c - объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м^3/с;

t - температура газа при рабочих условиях, °С;

T - абсолютная (термодинамическая) температура газа при рабочих условиях, К;

T_c - абсолютная (термодинамическая) температура газа при стандартных условиях, К;

V - объем газа при рабочих условиях, м^3;

V_c - объем газа, приведенный к стандартным условиям, м^3;

ΔV_i - приращение объема газа за i-й интервал времени осреднения параметров газа, м^3;

Z - коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях;

Z_c - коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях;

ρ - плотность газа при рабочих условиях, кг/м^3;

ρ_c - плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3;

u'_y - относительная стандартная неопределенность величины y, %;

U'_y - относительная расширенная неопределенность (при коэффициенте охвата 2) величины y, %;

y - любой контролируемый параметр;

τ - время, с.

В настоящем стандарте применены следующие индексы, входящие в обозначения величин:

в - верхний предел измерений;

н - нижний предел измерений;

max - наибольшее значение величины;

min - наименьшее значение величины;

п - условно-постоянная величина;

i - i-е значение величины.

4.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ИВК - измерительно-вычислительный комплекс;

ИТ - измерительный трубопровод;

МИ - методика измерений;

МХ - метрологические характеристики;

СИ - средство(а) измерений;

СМ - счетчик мембранный;

СОРИ - средство(а) обработки результатов измерений;

СР - струйный расходомер (счетчик);

УИРГ - узел измерений расхода (объема) газа;

УОГ - устройство для очистки газа;

УПВ - условно-постоянная величина;

ЧЭ - чувствительный элемент.

5 Требования к показателям точности измерений

Относительная расширенная неопределенность (при коэффициенте охвата 2) измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, в зависимости от уровня точности и значений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, приведена в таблице 1.

Таблица 1

Уровень точности измерений	Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $м^3/ч$	Относительная расширенная неопределенность U_{q_c} или U_{q_c} %
А	Св. 10^3 до $2 \cdot 10^4$ включ.	2,5
Б	Св. 150 до 10^3 включ.	3,0
В	До 150 включ.	4,0
Примечание - Численное значение относительной расширенной неопределенности (при коэффициенте охвата 2) соответствует границам относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95.		

6 Метод измерений

6.1 Принцип метода измерений

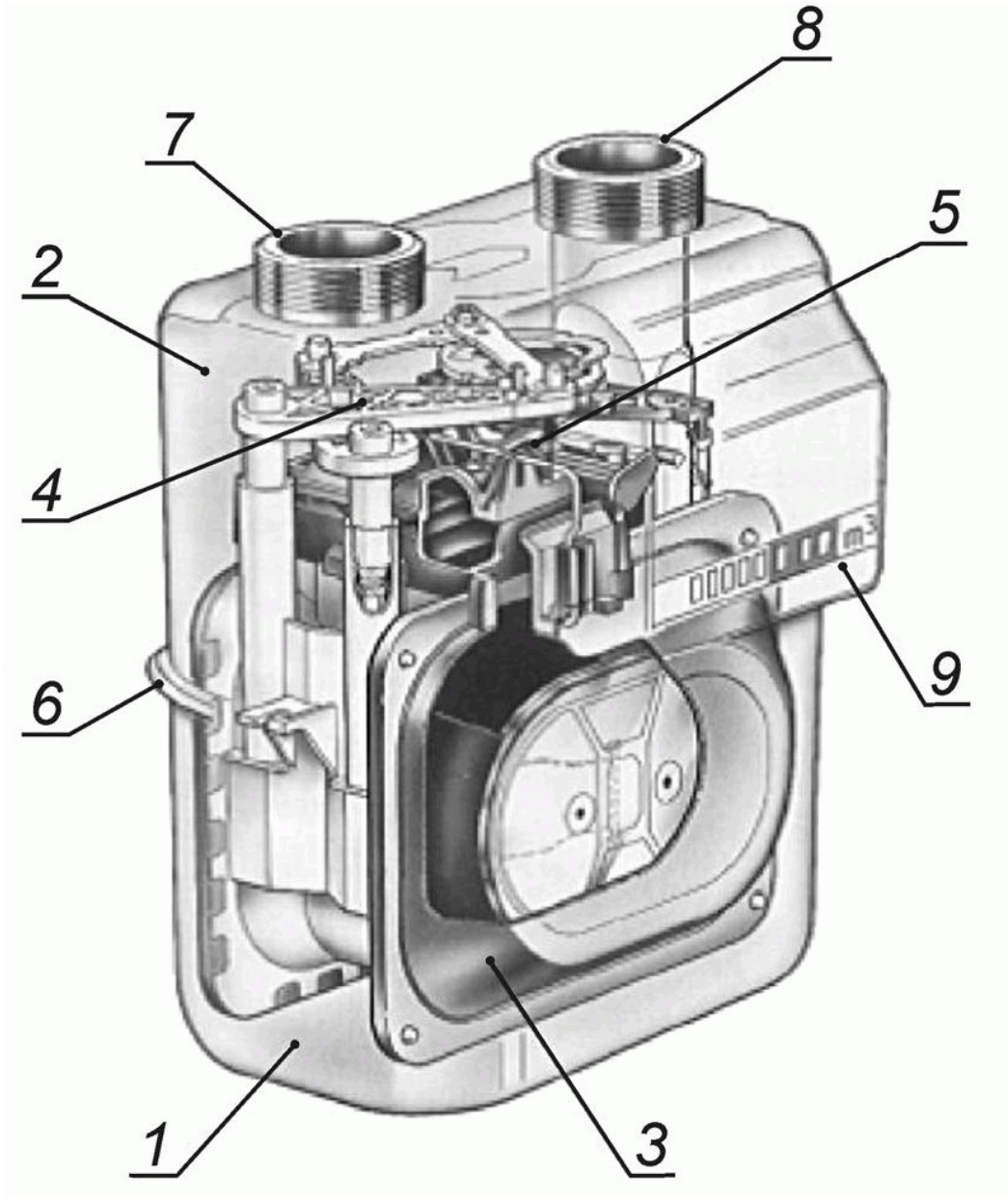
Измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполняют косвенным методом динамических измерений, основанным на измерении объемного расхода и объема газа при рабочих условиях и их приведении к стандартным условиям.

Для приведения измеренного объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям используют значения температуры газа, абсолютного давления и физико-химические параметры газа (коэффициенты сжимаемости при рабочих и стандартных условиях).

6.2 Метод измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях

6.2.1 Измерения объемного расхода и объема газа при рабочих условиях выполняют с помощью СМ или СР.

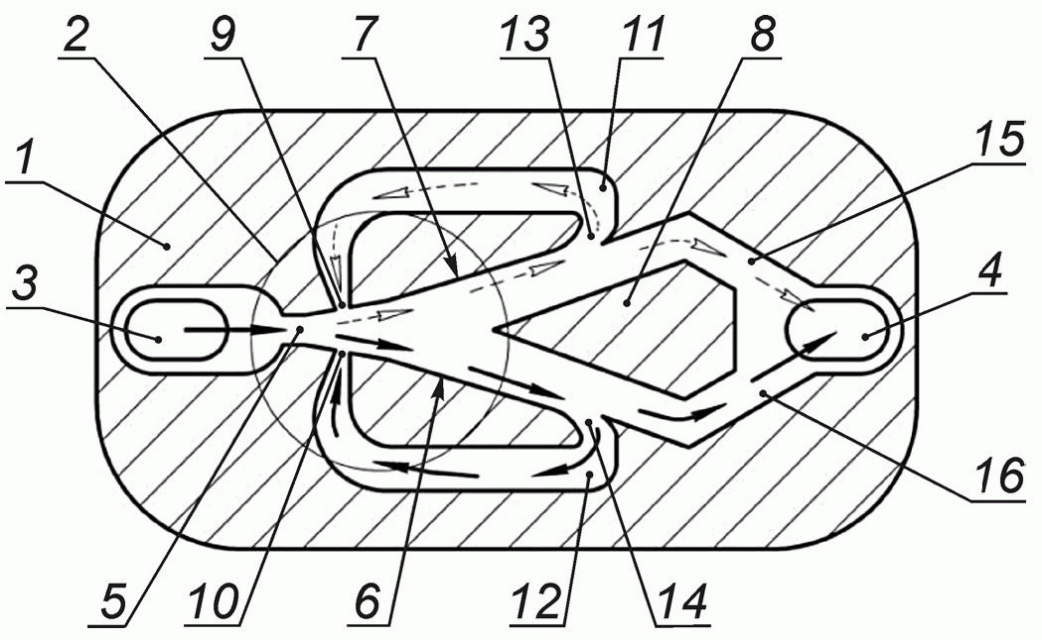
6.2.2 Измерение объема газа при рабочих условиях выполняют с помощью СМ, принцип действия которых основан на преобразовании разности давлений газа на входе и выходе СМ в возвратно-поступательное движение мембран, находящихся внутри и образующих измерительные камеры. Движение мембран преобразуется во вращательное движение, которое через вспомогательные элементы передается на отсчетное устройство (см. рисунок 1).



1 - корпус; 2 - крышка; 3 - мембрана; 4 - кривошипно-рычажный механизм; 5 - клапаны газораспределительного устройства; 6 - стяжная полоса; 7, 8 - входной и выходной штуцера; 9 - отсчетное устройство

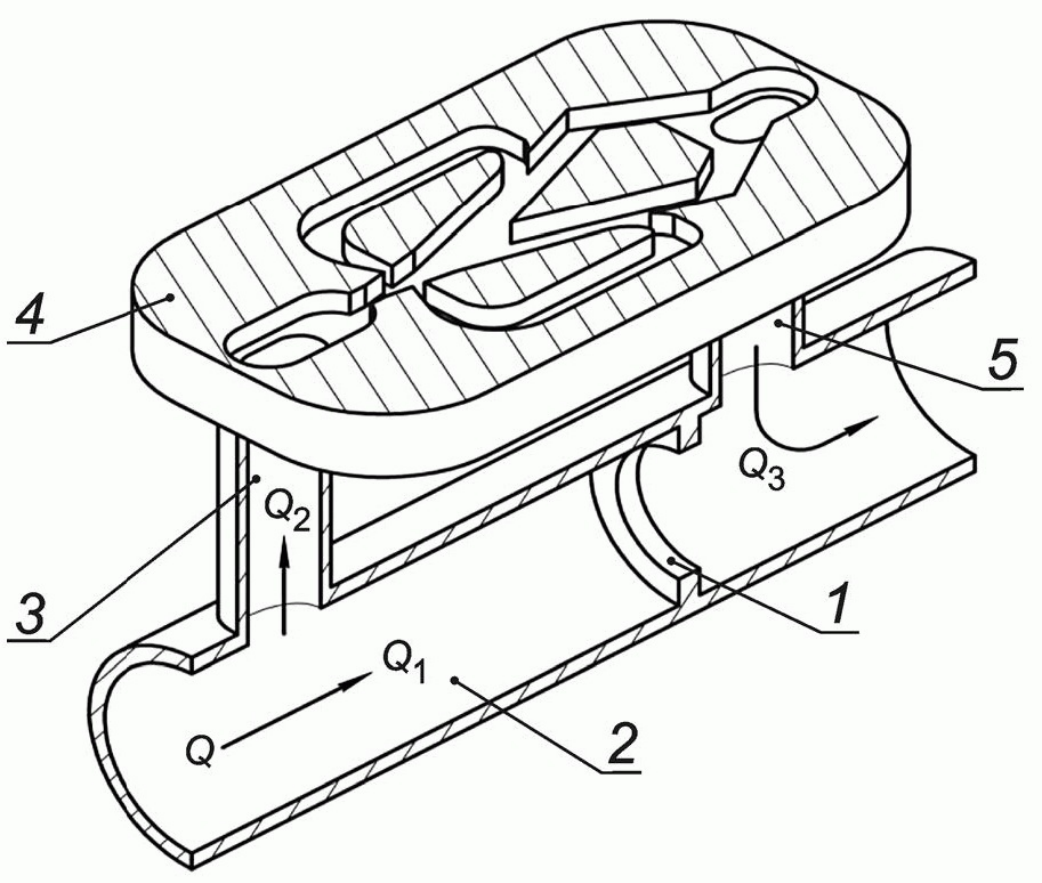
Рисунок 1 - Устройство счетчика мембранного

6.2.3 Измерение объемного расхода газа при рабочих условиях выполняют с помощью СР, принцип действия которых основан на использовании эффекта колебаний струи измеряемого газа, возникающих при протекании части газа через струйный автогенератор, представляющий собой бистабильный струйный элемент, охваченный каналами обратной связи, обеспечивающими режим автоколебаний. Частота колебаний струи (частота импульсов) в струйном автогенераторе пропорциональна объемному расходу газа, а число импульсов - объему газа, прошедшему через СР. Протекание газа через струйный автогенератор (см. рисунок 2) обеспечивается путем создания разности давлений на устройстве формирования перепада давления, размещенном во внутренней полости основной проточной части расходомера (см. рисунок 3).



1 - корпус; 2 - струйный элемент; 3 - входное отверстие; 4 - выходное отверстие; 5 - сопло питания; 6, 7 - наклонные стенки диффузора; 8 - разделитель; 9, 10 - сопла управления; 11, 12 - соединительные каналы обратной связи; 13, 14 - приемные каналы; 15, 16 - выходные каналы

Рисунок 2 - Пример принципиальной схемы струйного автогенератора



1 - устройство формирования перепада давления; 2 - труба (проточная часть); 3, 5 - соединительные трубы; 4 - струйный автогенератор

Рисунок 3 - Пример схемы СР

6.3 Методы приведения объемного расхода и объема газа к стандартным условиям

6.3.1 Приведение объемного расхода и/или объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, в зависимости от применяемых СИ параметров потока и среды, выполняют с применением методов, указанных в таблице 2.

Таблица 2

Наименование метода	Условия применения метода		
	Уровень точности измерений	Максимально допустимый расход при рабочих условиях, $м^3$, ч	Максимально допустимое избыточное давление газа, МПа
Т-пересчет	Б, В	250	0,005
pTZ-пересчет	А, Б, В	1000	0,6

6.3.2 В случае применения метода "Т-пересчет" объем газа V_c, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формулам:

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} K_{(а)} \cdot \Delta V_i \cdot \frac{1}{T_i},$$

(1)

где

$$K_{(а)} = \frac{p_п}{p_c} \cdot T_c \cdot \frac{Z_{сп}}{Z_п}.$$

(2)

6.3.3 В случае применения метода "pTZ-пересчет" объемный расход q_c и объем газа V_c, приведенные к стандартным условиям, вычисляют по формулам:

$$q_c = K_{(б)} \cdot q_V \cdot \frac{Z_c}{Z} \cdot \frac{p}{T},$$

(3)

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} K_{(б)} \cdot q_{V_i} \cdot \frac{Z_{c_i}}{Z_i} \cdot \frac{p_i}{T_i} \Delta T_i,$$

(4)

$$V_c = \Delta T \cdot \sum_{i=1}^{n} K_{(б)} \cdot q_{V_i} \cdot \frac{Z_{c_i}}{Z_i} \cdot \frac{p_i}{T_i},$$

(5)

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} K_{(б)} \cdot \Delta V_i \cdot \frac{Z_{c_i}}{Z_i} \cdot \frac{p_i}{T_i},$$

(6)

где

$$K_{(б)} = \frac{T_с}{p_с}.$$

(7)

Значение ΔV_i вычисляют по формуле

$$\Delta V_i = \frac{N_i}{K_{пр}},$$

(8)

где N_i - общее число импульсов, формируемых СМ или СР, за i-й интервал времени измерений.

Если задана цена импульса выходного сигнала СМ или СР, то коэффициент преобразования $K_{пр}$ рассчитывают по формуле

$$K_{пр} = \frac{1}{Ц_{имп}},$$

(9)

где $Ц_{имп}$ - цена импульса выходного сигнала СР, $м^3$/имп.

6.4 Определение физико-химических параметров газа

Физико-химические параметры газа определяют в испытательной лаборатории.

6.4.1 В случае применения метода "Т-пересчет" коэффициент сжимаемости при рабочих и стандартных условиях определяют по номинальным (средним) значениям физико-химических параметров газа.

6.4.2 В случае применения метода "pTZ-пересчет" определяют коэффициенты сжимаемости газа при рабочих и стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.2.

7 Требования к квалификации обслуживающего персонала и безопасности

7.1 Требования к квалификации обслуживающего персонала

К проведению измерений и монтажу СИ и оборудования допускаются лица, изучившие требования настоящего стандарта, эксплуатационной документации на СИ и вспомогательные и дополнительные устройства, прошедшие инструктаж по охране труда, получившие допуск к самостоятельной работе и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III.

7.2 Требования безопасности

7.2.1 При монтаже и эксплуатации СИ, вспомогательных и дополнительных устройств необходимо соблюдать требования, нормы и правила, определяемые [2]-[7].

7.2.2 Перед монтажом СИ, вспомогательных и дополнительных устройств необходимо обратить внимание на их соответствие эксплуатационной документации, наличие и целостность маркировок

взрывозащиты и пломб, наличие и целостность крепежных элементов, оболочек (корпусов).

7.2.3 При подготовке и проведении работ на измерительном оборудовании необходимо соблюдать установленные правила и действующие технические инструкции, распространяющиеся на данный вид оборудования.

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

7.2.4 Уровень и вид взрывозащиты СИ, вспомогательных и дополнительных устройств должны соответствовать классу взрывоопасных зон, категории и группе взрывоопасных смесей.

7.2.5 Установку и демонтаж оборудования на ИТ, проведение ремонтных или технических работ необходимо проводить только на разгруженных по давлению ИТ. При измерении горючих газов необходима предварительная продувка ИТ воздухом или инертным газом. Если газ с повышенным содержанием серы, то продувка ИТ сжатым воздухом запрещается.

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

7.2.7 В процессе эксплуатации СИ вспомогательные и дополнительные устройства, входящие в состав УИРГ, необходимо подвергать внешнему осмотру обслуживающим персоналом УИРГ с целью определения их технического состояния. Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы должны устанавливаться графиком, разработанным службой, ответственной за техническое состояние УИРГ. При определении сроков осмотра следует учитывать условия эксплуатации УИРГ.

8 Требования к условиям проведения измерений

8.1 Условия применения средств измерений, средств обработки результатов измерений и вспомогательных устройств

8.1.1 Условия проведения измерений (давление, температура и влажность окружающей среды) для СИ, СОРИ и вспомогательных устройств должны соответствовать требованиям изготовителя.

8.1.2 Напряженность постоянных и переменных электромагнитных полей, а также уровень индустриальных радиопомех не должны превышать пределов, установленных изготовителем применяемых СИ, СОРИ и вспомогательных устройств. Если в эксплуатационной документации изготовителя данные пределы не указаны, то напряженность электромагнитных полей не должна превышать предельно допускаемых уровней, установленных к условиям труда обслуживающего персонала УИРГ.

8.1.3 Характеристики электроснабжения СИ, СОРИ и вспомогательных устройств должны соответствовать требованиям их эксплуатационной документации.

8.1.4 СИ следует размещать вдали от технологических источников вибрации и/или применять меры по ее минимизации. При наличии соответствующих требований изготовителя СИ уровни вибрации в местах размещения СИ не должны превышать установленных изготовителем пределов.

8.1.5 В целях сохранения МХ в процессе эксплуатации, достижения достоверности результата измерений расхода и объема газа и процесса формирования и сохранения архивов, конструкция СИ должна обеспечивать предотвращение несанкционированных настроек и вмешательств.

8.2 Параметры потока и среды

8.2.1 Измеряемой средой является газ, находящийся в однофазном состоянии и соответствующий по качеству ГОСТ 5542.

8.2.2 Скорость потока, объемный расход, температура и давление газа должны находиться в пределах, допускаемых для применения СМ или СР, и в пределах, обеспечивающих требования к точности выполнения измерений.

9 Средства измерений, средства обработки результатов измерений, вспомогательные и дополнительные устройства

9.1 Требования к составу средств измерений, средств обработки результатов измерений, вспомогательных и дополнительных устройств

9.1.1 В общем случае при измерениях применяют:

- основные СИ;

- СОРИ;

- дополнительные СИ;

- вспомогательные устройства;

- дополнительные устройства.

Состав СИ, СОРИ, вспомогательных и дополнительных устройств выбирают в зависимости от метода пересчета объемного расхода и объема газа при рабочих условиях к стандартным условиям, требуемого уровня точности измерений и необходимой степени автоматизации.

При необходимости передачи информации с УИРГ должны быть дополнительно предусмотрены средства и каналы передачи данных.

Рекомендуемые области применения СМ и СР приведены в приложении А.

9.1.2 Состав основных СИ приведен в таблице 3.

Таблица 3

Тип СИ	Необходимость применения СИ	
	метод "Т-пересчет"	метод "pTZ-пересчет"
СИ давления	-	+
СИ температуры	+	+
СМ	+	+
СР	+	+
СОРИ	+	+
Примечание - "+" - наличие СИ обязательно, "-" - СИ не требуется.		

9.2 Счетчик мембранный

Монтаж и эксплуатация СМ должны удовлетворять требованиям изготовителя.

9.2.1 Перед монтажом СМ должна быть проведена очистка (зачистка, продувка) внутренней полости ИТ от загрязнений (ржавчина, окалина, пыль и т.д.)

9.2.2 Для предотвращения, в процессе эксплуатации, попадания во внутреннюю полость СМ загрязнений на подводящем ИТ рекомендуется устанавливать фильтрующие элементы (плоские сетчатые фильтры, газовые фильтры).

9.2.3 При проведении сварочно-монтажных работ использование СМ как шаблона запрещено.

9.2.4 При монтаже СМ вблизи источников тепла требуется контролировать отсутствие нагрева корпуса свыше температуры, установленной изготовителем для конкретного СМ. Рекомендуемое расстояние от СМ до источника тепла - не менее 1 м.

9.2.5 При монтаже на открытом воздухе СМ должен быть защищен от попадания пыли, песка и осадков. СМ на открытом воздухе устанавливают в шкафное устройство (защитный чехол).

9.2.6 Затяжка болтов и накидных гаек должна обеспечивать герметичность соединяемых узлов без деформации ответных элементов. Герметичность узлов проверяют после заполнения ИТ газом с помощью приборов (газоиндикаторов, газоанализаторов, течеискателей) или пенообразующим раствором. Обнаруженные утечки должны быть устранены.

9.3 Струйный расходомер

Монтаж и эксплуатация СР должны удовлетворять требованиям изготовителя.

9.3.1 Для исключения влияния искажений профиля скорости потока газа в сечении СР до и после устанавливают прямолинейные цилиндрические участки ИТ, имеющие круглое внутреннее сечение. Длины прямых участков до и после СР определяют в соответствии с ГОСТ 8.586.2 или [8] в зависимости от типа устройства формирования перепада давления СР, если это не приводит к нарушению требований, указанных в эксплуатационной документации на СР.

9.3.2 Средние внутренние диаметры сечений ИТ до и после СР, непосредственно примыкающих к нему, должны находиться в допускаемых пределах, установленных изготовителем СР.

9.3.3 Прямолинейные цилиндрические участки ИТ могут быть предусмотрены изготовителем СР, в таком случае их либо выполняют в корпусе СР в виде входного и выходного патрубков, поставляют в комплекте с СР в виде отдельных секций ИТ.

9.3.4 СМ и СР монтируют на ИТ с учетом требований изготовителя к его положению относительно горизонта (вертикально, горизонтально или наклонно) с соблюдением допусков к угловым отклонениям оси его корпуса от горизонтали и вертикали.

9.3.5 СМ и СР устанавливают на свое место после завершения гидравлических испытаний и опрессовки трубопровода (на время проведения гидравлических испытаний и опрессовки на место СМ и СР следует установить временную вставку). Перед установкой СМ и СР на место трубопровод должен быть высушен и очищен.

9.3.6 При установке и эксплуатации СМ и СР не должны подвергаться механическим воздействиям, которые могут привести к изгибающими и крутящим напряжениям в местах их соединения с трубопроводом, превышающим допускаемые значения, установленные изготовителем.

К числу мер, снижающих эти напряжения, относятся, в частности:

- обеспечение соосности участков ИТ, прилегающих к СМ и СР, с их осью;

- исключение прогиба трубопровода путем соответствующего размещения устройств, поддерживающих трубопровод и СМ;

- обеспечение возможности компенсации длин трубопроводов при проведении демонтажа и установки СМ и СР;

- обеспечение компенсации тепловых деформаций, вызывающих изменение длин трубопроводов и появление механических напряжений в них.

Примечание - При обеспечении компенсации изменений длин трубопроводов стремятся полностью использовать компенсирующую способность самих трубопроводов. Когда указанной способности недостаточно, устанавливают дополнительные компенсирующие элементы (П-образные участки трубопроводов, гибкие шланги, сальники, сильфоны и др.);

- обеспечение в местах соединения СМ, СР и трубопровода параллельности фланцев и соосности их крепежных отверстий.

Не допускается проведение сварочных работ на трубопроводе вблизи фланцев и штуцеров СМ и СР после их установки на ИТ.

При монтаже СМ и СР на ИТ контролируют правильность его ориентации на соответствие направлению потока газа в ИТ.

Для уплотнения фланцевых соединений следует применять уплотнительные прокладки с ровными без "бахромы" краями по внутреннему и наружному контурам. Установку уплотнительных прокладок следует производить таким образом, чтобы они не выступали во внутреннюю полость трубопровода.

9.4 Средства измерений температуры и их монтаж

Монтаж и эксплуатация СИ температуры должны удовлетворять требованиям изготовителя.

9.4.1 Температуру газа измеряют ТС с возможностью передачи выходного сигнала в СОРИ.

9.4.2 Термодинамическую температуру газа Т вычисляют по формуле

$$T = 273{,}15 + t \quad (10)$$

9.4.3 При выборе ТС необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- диапазон измерений ТС должен быть минимально достаточным;

- конструктивное исполнение ТС (защищенность от внешних воздействий, наружный диаметр и длина его монтажной части) должно соответствовать требованиям, установленным ГОСТ 6651 и

настоящим стандартом к измерению температуры газа.

Примечание - Допускается применение ТС, отличных от ГОСТ 6651, в случаях применения в составе ИВК;

- схема подключения (трех- или четырехпроводная) для подключения ТС должна быть выбрана с учетом условий эксплуатации и места размещения СОРИ;

- номинальное сопротивление ТС - не менее 100 Ом.

При выборе СОРИ следует учитывать номинальную статическую характеристику применяемого ТС.

9.4.4 При применении СМ температуру газа измеряют с помощью ТС, размещенного во внутренней полости корпуса СМ. При отсутствии предусмотренного изготовителем места для размещения ТС во внутренней полости СМ, ТС размещают на прилегающем прямолинейном участке ИТ до СМ на расстоянии не более 3D от входного присоединительного штуцера или фланца СМ, при этом осевая линия ТС должна пересекать осевую линию ИТ.

Расположение ТС возможно как радиальное относительно оси трубопровода, так и наклонное под углом от 45° до 90°.

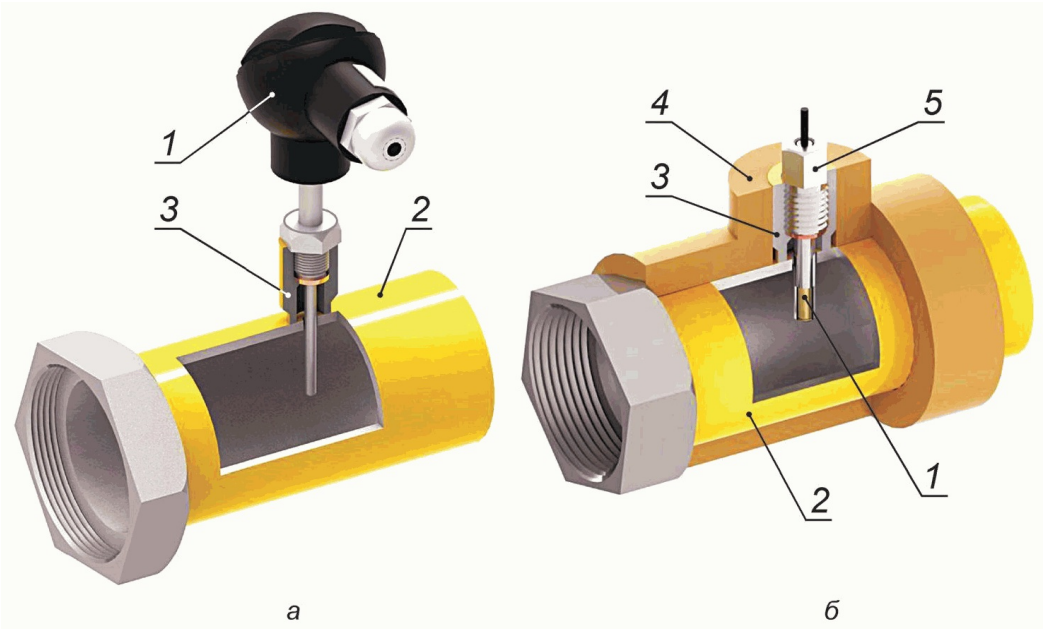
При применении СР температуру газа измеряют с помощью ТС, размещенного в месте, предусмотренном изготовителем СР.

9.4.5 В случае размещения ТС на прилегающем прямолинейном участке ИТ, ЧЭ ТС должен быть погружен на глубину от 0,3D до 0,8D.

ТС может быть погружен непосредственно в ИТ или в защитную гильзу (карман).

При установке ТС в гильзу должен быть обеспечен надежный тепловой контакт. Для обеспечения теплового контакта полость между внутренней стенкой гильзы и внешней ТС заполняют, например, жидким маслом (масло приборное МВП по ГОСТ 1805 и др.) или теплопроводной пастой (кремнийорганическая теплопроводная паста КПТ-8 по ГОСТ 19783 и др.). ТС погружают в гильзу на ее полную глубину (с монтажным зазором). Рекомендуется, чтобы зазор между боковыми стенками гильзы и ТС не превышал 0,5 мм.

9.4.6 Наружный диаметр корпуса ТС и гильзы (при ее наличии) должен быть не более 0,13D. Допускается увеличение наружного диаметра корпуса ТС или гильзы (при ее наличии) до 0,2D, если они установлены на прямолинейном участке ИТ до СМ или СР и теплоизолированы, как показано на рисунке 4б. Теплоизолируют участок ИТ на длине от 1DN до места установки ТС и до входного патрубка/фланца СМ или СР. Дополнительно теплоизолируют монтажные детали (бобышку крепления и т.п.). Толщина теплоизолирующего слоя должна быть не менее 5 мм с коэффициентом теплопроводности не более 0,1 Вт/(м·К).



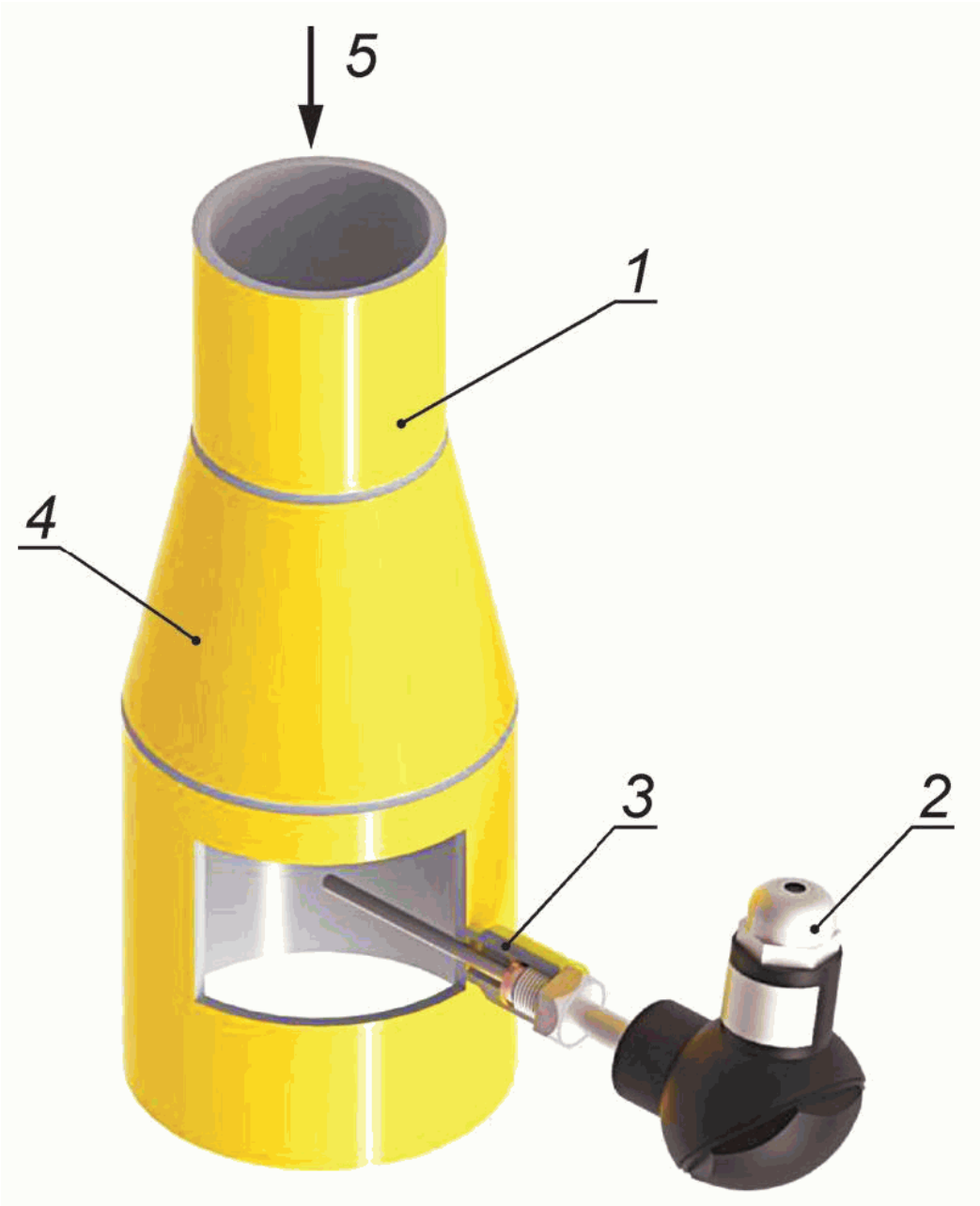
1 - ТС; 2 - ИТ; 3 - бобышка; 4 - теплоизоляция; 5 - гильза

Рисунок 4 - Пример радиальной установки ТС с местным разрезом: а - без теплоизоляции; б - с теплоизоляцией

9.4.7 Глубина погружения ТС, с учетом длины монтажных деталей, должна быть равна длине монтажной части ТС, установленной изготовителем конкретного типа ТС.

Примечание - Длина монтажных деталей (бобышки и т.п.) должна быть минимально необходимой с учетом конструктивных особенностей ТС.

9.4.8 На трубопроводах DN от 25 до 50 мм допускается установка ТС в расширителе до СМ, как показано на рисунке 5. Расстояние от входного присоединительного штуцера или фланца СМ до места пересечения оси ТС со стенкой ИТ должно быть в пределах от 3DN до 7DN. ЧЭ ТС должен быть размещен на глубине от $0,3D_p$ до $0,7D_p$. Конусность перехода расширителя должна соответствовать требованиям ГОСТ 17378.



1 - ТС; 2 - ИТ; 3 - бобышка; 4 - переход; 5 - направление потока

Рисунок 5 - Пример радиальной установки ТС в расширителе с местным разрезом

Примечание - D_p - внутренний диаметр расширителя.

9.5 Средства измерений давления и их монтаж

Монтаж и эксплуатация СИ давления должны удовлетворять требованиям изготовителя.

9.5.1 Абсолютное давление газа либо измеряют непосредственно с помощью СИ абсолютного давления, либо определяют путем суммирования измеренных соответствующими СИ значений избыточного и атмосферного давлений.

Абсолютное или избыточное давление газа измеряют с помощью СИ любого принципа действия, имеющих возможность передачи информации в СОРИ.

9.5.2 В качестве запорной арматуры на соединительных трубках применяют шаровые краны. В местах непосредственного монтажа СИ давления с соединительными трубками допускается применять игольчатые клапаны (вентили).

При монтаже СИ давления рекомендуется применение двухвентильных блоков, которые обеспечивают подключение СИ давления к соединительным трубкам, блокировку и сброс давления в соединительных трубках, подсоединение эталонных СИ для контроля МХ СИ давления.

9.5.3 Отбор давления газа выполняют через отверстие, соответствующее подпункту 9.2.3.4 ГОСТ Р 8.740-2011 и размещенное в корпусе СР или на прямолинейном участке ИТ.

Если место отбора давления расположено на прямолинейном участке ИТ, необходимо соблюдение следующих требований:

- между точкой отбора давления и корпусом СР должны отсутствовать местные сопротивления;

- расстояние от точки отбора давления до ближайшего местного сопротивления должно быть не менее 1,5DN.

9.5.4 В горизонтальных и наклонных ИТ отверстия для отбора давления размещают в верхней части ИТ или корпуса СР с отклонением от вертикальной плоскости, проходящей через ось ИТ, не более 90°.

9.5.5 Соединительная трубка для передачи давления от точки отбора к СИ давления должна иметь уклон к горизонтали не менее 1:12 в сторону трубопровода.

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

Материал соединительных трубок должен быть коррозионно-стойким по отношению к измеряемому газу, его конденсату и сопутствующим компонентам (метанол, гликоль и др.).

9.5.6 В случае применения СИ давления, погрешность которых нормирована как приведенная, максимальное значение измеряемого параметра должно быть как можно ближе к 90 % верхнего предела измерений СИ.

Диапазон измерений применяемых СИ должен перекрывать диапазон изменения значений измеряемого параметра и быть минимально достаточным.

В зависимости от установленного газоиспользующего оборудования в составе основных СИ предусматривают один или несколько СМ или СР, подбор которых требуется проводить согласно приложению А.

9.6 Средства обработки результатов измерений

К СОРИ относят корректор, вычислитель и ИВК.

Примечание - В зависимости от исполнения, в состав СОРИ могут входить СИ давления (канал измерений давления) и/или СИ температуры (канал измерений температуры), при этом МХ СОРИ нормируются в совокупности с данными СИ (каналами).

9.6.1 При выборе СОРИ руководствуются нижеприведенными требованиями, предъявляемыми к программному обеспечению и их техническим и МХ.

9.6.2 Программное обеспечение СОРИ должно соответствовать требованиям.

9.6.3 СОРИ должны в зависимости от применяемого метода пересчета преобразовывать выходные сигналы СИ и автоматически вычислять объемный расход и/или объем газа, приведенные к стандартным условиям.

СОРИ должны обеспечивать возможность введения и регистрации значений УПВ.

Память СОРИ, предназначенная для хранения архивов и параметров его настройки, должна быть энергонезависимой.

9.7 Вспомогательные и дополнительные устройства

9.7.1 Для защиты в процессе эксплуатации СР от возможного содержания в газе смолистых веществ, пыли, песка, металлической окалины, ржавчины и других твердых включений (далее - механическая

примесь) на расстоянии не более 100DN до СР следует устанавливать УОГ.

Конструкция УОГ должна обеспечивать степень очистки газа, установленную изготовителем и необходимую для удовлетворительной (штатной) работы СР. Рекомендуется установка УОГ, обеспечивающего очистку газа от частиц, имеющих линейные размеры, превышающие 0,05 мм, если это не приводит к нарушению требований, указанных в эксплуатационной документации.

УОГ должен иметь фильтрующий элемент с материалом, химически инертным к газу и неразрушающимся под воздействием потока газа.

Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса частиц механических примесей и фильтрующего материала выбор типоразмера и вида УОГ осуществляют с учетом необходимой пропускной способности УОГ и допускаемого перепада давления на нем.

9.7.2 Датчик импульсов, позволяющий проводить дистанционную передачу информации об объеме газа, прошедшем через СМ, в СОРИ.

9.7.3 Комплект монтажных частей (бобышки для установки гильзы, присоединительные штуцера и т.д.).

9.7.3.1 Бобышка под приварку предназначена для установки ТС в трубопровод. Высота бобышки h должна быть минимально необходимой для выполнения условия по погружению ЧЭ на глубину от 0,3D до 0,7D. На рисунке 6 представлены примеры исполнения бобышек.

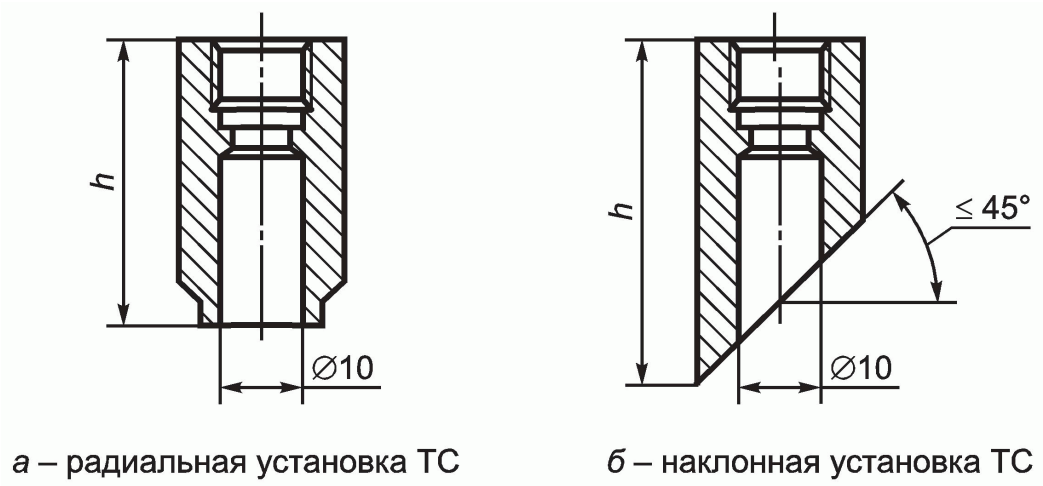


Рисунок 6 - Бобышка для установки ТС

10 Подготовка к измерениям

10.1 Перед началом измерений проверяют соответствие условий выполнения измерений требованиям раздела 8.

10.2 Подготовку к выполнению измерений проводят в соответствии с руководством по эксплуатации СИ.

10.3 Не реже одного раза в год и/или по окончании технического обслуживания или ремонта с помощью приборов (газоиндикаторов, газоанализаторов) или пенообразующим раствором при избыточном (рабочем) давлении газа проверяют герметичность разъемных соединений. Наличие утечек не допускается.

10.4 При использовании метода "Т-пересчет" в СОРИ вносят установленные заинтересованными сторонами значения УПВ абсолютного давления газа и коэффициентов сжимаемости при рабочих и стандартных условиях.

10.5 Значение абсолютного давления газа, принятого УП, $p_П$, МПа, вычисляют по формуле

$$p_{п} = \frac{p_{max} + p_{min}}{2},$$

(11)

где p_{max} - максимальное значение абсолютного давления газа в условиях эксплуатации УИРГ, МПа;

p_{min} - минимальное значение абсолютного давления газа в условиях эксплуатации УИРГ, МПа.

10.6 Максимальное и минимальное абсолютное давление газа p_{max} и p_{min}, МПа, определяют непосредственно с помощью СИ абсолютного давления или путем суммирования избыточного давления газа и атмосферного давления по формулам

$$p_{max} = p_{атм}^{max} + p_{изб}^{max},$$

(12)

где $p_{атм}^{max}$ - максимальное атмосферное давление, МПа

$p_{изб}^{max}$ - максимальное избыточное давление газа, МПа;

$$p_{min} = p_{атм}^{min} + p_{изб}^{min},$$

(13)

где $p_{атм}^{min}$ - минимальное атмосферное давление, МПа;

$p_{изб}^{min}$ - минимальное избыточное давление газа, МПа.

10.7 Если отклонение абсолютного давления газа от значения, принятого за УПВ, выходит за пределы, установленные при проведении проверки реализации МИ, то в СОРИ вносят новое (актуальное) значение абсолютного давления.

10.8 Диапазон изменений избыточного давления принимается по данным газораспределительной организации или по результатам измерений. Диапазон изменений атмосферного давления принимается по данным регионального центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, территориально охватывающего УИРГ, или по результатам измерений.

10.9 Значение величины $y_{п}$ вычисляют по формуле

$$y_{п} = \frac{y_{max} + y_{min}}{2},$$

где y_{max} - максимальное значение величины y;

y_{min} - минимальное значение величины y.

10.10 Значение компонентного состава газа (азот и диоксид углерода), выраженного в молярных долях компонентов, а также плотности газа при стандартных условиях, принимают за УПВ и вносят в СОРИ с периодичностью, установленной при проведении проверки реализации настоящей МИ на основе данных испытательной лаборатории.

Периодичность корректировки компонентного состава и плотности газа при стандартных условиях должна соответствовать периодичности отбора проб, установленной в соответствии с ГОСТ 31370.

10.11 Перед применением СИ, СОРИ, вспомогательных и дополнительных устройств необходимо проверять наличие и целостность заводских и поверительных пломб и клейм, наличие действующей поверки.

10.12 Все СИ приводят в рабочее состояние и проводят необходимые измерения.

11 Порядок измерений и обработка их результатов

11.1 Расчет расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполняют в автоматическом режиме с помощью СОРИ.

Процедура расчета расхода и объема газа при стандартных условиях зависит от метода приведения и состава применяемых СИ.

11.1.1 В случае применения метода "T-пересчет" выполняют регистрацию и обработку показаний СМ и ТС. Пересчитывают объем газа при рабочих условиях к стандартным условиям с применением формулы (1) и (2).

11.1.2 В случае применения метода "pTZ-пересчет" выполняют регистрацию и обработку показаний СМ или СР, СИ давления газа и ТС. Вычисляют коэффициенты сжимаемости при рабочих и стандартных условиях. Пересчитывают объемный расход и/или объем газа при рабочих условиях к стандартным условиям с применением формул (3)-(9).

12 Проверка реализации методики измерений

12.1 Проверку реализации МИ, изложенной в настоящем стандарте, проводят при внедрении МИ в практику своей деятельности юридические лица и индивидуальные предприниматели, при вводе УИРГ в эксплуатацию или после реконструкции. Дополнительную проверку реализации проводят по решению арбитражного суда в спорных случаях между собственником УИРГ и/или поставщиком (контрагентом) и/или потребителем. Проверку реализации МИ проводят с привлечением юридических лиц или индивидуальных предпринимателей, аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение аттестации МИ.

12.2 В процессе эксплуатации владелец УИРГ несет ответственность за соблюдение требований МИ, изложенной в настоящем стандарте.

12.3 При проведении проверки реализации МИ устанавливают:

- наличие технических описаний и/или руководств по эксплуатации СИ;

- наличие паспортов или формуляров СИ;

- наличие акта измерения внутреннего диаметра ИТ при применении СР;

- соответствие условий проведения измерений требованиям раздела 8;

- соответствие монтажа СИ, вспомогательных устройств требованиям технической (эксплуатационной) документации и раздела 9;

- соблюдение требований раздела 5.

12.4 Относительную расширенную неопределенность результата измерения объемного расхода и/или объема газа, приведенных к стандартным условиям, по каждой реализации данной МИ

устанавливают на основании расчетов в соответствии с разделом 13. Расчет проводит юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, проводящие проверку реализации, с применением программного обеспечения или ручным способом. Результаты расчета должны являться неотъемлемым приложением акта по приложению Б и быть заверены подписью лица, проводившего расчеты.

12.5 По результатам проверки реализации составляют акт. Рекомендуемая форма акта приведена в приложении Б. Допускается составление акта в форме электронного документа, подписанного усиленной квалификационной электронной подписью.

13 Оценка неопределенности результата измерений

13.1 Общие положения

13.1.1 Расчет относительной расширенной неопределенности результатов измерений проводят в целях подтверждения соблюдения требований к точности измерений.

Относительная расширенная неопределенность результатов измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при любых сочетаниях измеряемых параметров потока и среды не должна превышать значений, установленных в разделе 5, для соответствующего уровня точности измерений.

13.1.2 В настоящем разделе приведена методика оценки относительной суммарной стандартной и относительной расширенной неопределенностей результатов измерений на основе ГОСТ 34100.3 и [9].

13.1.3 Относительную расширенную неопределенность U'_y (при коэффициенте охвата 2) результатов измерений величины y вычисляют по формуле

$$U'_y = 2 \cdot u'_y$$

.

(15)

Относительная расширенная неопределенность должна быть представлена двумя значащими цифрами.

13.1.4 Если задана погрешность СИ, то относительную стандартную неопределенность результатов измерений величины y без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами, u'_{oy} допускается рассчитывать по формулам:

- при известной основной абсолютной погрешности Δ y или основной относительной погрешности δ_o :

$$u'_{oy} = 50\frac{\Delta y}{y} = 0{,}5\delta_o$$

;

(16)

- при известной основной приведенной погрешности γ_o :

если нормирующим параметром является диапазон измерений ($y_в$ - $y_н$)

$$u'_{oy} = 0{,}5\gamma_o\frac{y_в - y_н}{y}$$

,

(17)

если нормирующим параметром является верхний предел измерений

$$u'_{oy} = 0{,}5\gamma_o \frac{y_в}{y}$$

.

(18)

13.1.5 Дополнительную составляющую относительной стандартной неопределенности результатов измерений величины y, вызванную внешней влияющей величиной $u'_{доп_y}$, допускается рассчитывать по формуле

$$u'_{доп_y} = 0{,}5\delta_{доп} = 50\frac{\Delta_{доп}}{y} = 0{,}5\gamma_{доп}\frac{y_в - y_н}{y}$$

,

(19)

где $\delta_{доп}$, $\Delta_{доп}$, $\gamma_{доп}$ - относительная, абсолютная и приведенная дополнительные погрешности соответственно.

13.1.6 Относительную стандартную неопределенность u'_y результатов измерений величины y вычисляют по формуле

$$u'_y = \left\{\sum_{i=1}^{l}\left[u'^2_{oy_i} + \sum_{j=1}^{m_i} u'^2_{доп_{y_{ij}}}\right]\right\}^{0,5}$$

,

(20)

где l - число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения величины y;

u'_{oy_i} - основная составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений величины y_i, рассчитанная без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

m_i - число влияющих величин на составляющую относительной стандартной неопределенности результатов измерений величины y, вносимую i-м компонентом измерительной цепи;

$u'_{доп_{y_{ij}}}$ - дополнительная составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений величины y_i от j-й влияющей величины.

13.1.7 Относительную стандартную неопределенность u'_y результатов измерений величины y, которая связана функциональной зависимостью с измеряемыми величинами y_i (например, температурой, давлением, компонентным составом) $y = f(y_1, y_2, ..., y_m)$, вычисляют по формуле

$$u'_y = \left\{ u'^2_{y_f} + \sum_{i=1}^{m} \vartheta^2_{y_i} u'^2_{y_i} \right\}^{0,5}$$

,

(21)

где u'_{yf} - относительная стандартная неопределенность, приписываемая функциональной зависимости;

ϑ_{yi} - относительный коэффициент чувствительности величины y к изменению значения i-й измеряемой величины;

u'_{yi} - относительная стандартная неопределенность результатов измерений величины y_i.

При известной абсолютной погрешности Δ y или относительной погрешности δ_y , приписываемой функциональной зависимости, неопределенность u'_{yf} вычисляют по формуле

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

.

(22)

Относительный коэффициент чувствительности ϑ_{yi} вычисляют по формуле

$$\vartheta_{y_i} = f'_{y_i} \frac{y_i}{y}$$

,

(23)

где f'_{yi} - частная производная функции f по y_i.

Если неизвестна математическая взаимосвязь величины y с величиной y_i или дифференцирование функции f затруднено, значение частной производной f'_{yi} вычисляют по формуле

$$f'_{y_i} = \frac{f\left(y_i + \Delta y_i\right) - f\left(y_i\right)}{\Delta y_i}$$

,

(24)

где Δy_i - приращение i-й измеряемой величины.

Значение приращения аргумента Δy_i рекомендуется выбирать не более абсолютной неопределенности величины y_i.

13.1.8 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений величины y, которая

принята условно-постоянной, рассчитывают по формуле:

$$u'_y = \frac{100}{\sqrt{6}}\left(\frac{y_{max} - y_{min}}{y_{max} + y_{min}}\right),$$

(25)

где y_{max} , y_{min} - границы величины у за период времени, в котором величина у принята в качестве постоянной.

13.2 Расчет относительной суммарной стандартной неопределенности результатов измерений расхода газа

13.2.1 Относительную суммарную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям u'_{q_c} рассчитывают по формуле

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{q_V} + u'^2_B + \left(1 - \vartheta_{Z_p}\right)^2 u'^2_p + \left(1 + \vartheta_{Z_T}\right)^2 u'^2_T + u'^2_{Z/Z_c}\right]^{0,5},$$

(26)

где u'_{qV} - относительная стандартная неопределенность результатов измерений объемного расхода или объема газа при рабочих условиях;

u'_B - составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений объемного расхода и объема газа при стандартных условиях, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией;

ϑ_{Z_p} - относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости к изменению давления, определяемый по формуле (23);

u'_p - относительная стандартная неопределенность результатов измерений абсолютного давления газа;

ϑ_{Z_T} - относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости к изменению температуры, определяемый по формуле (23);

u'_T - относительная стандартная неопределенность результатов измерений температуры газа;

u'_{Z/Z_c} - относительная стандартная неопределенность отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости при стандартных условиях.

13.2.2 В случае применения ИВК, у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ расхода/объема газа в рабочих условиях, давления и температуры, относительную суммарную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, u'_{q_c} вычисляют по формуле

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{ИВК} + \vartheta^2_{Z_p}\, u'^2_p + \vartheta^2_{Z_T}\, u'^2_T + u'^2_{Z/Z_c}\right]^{0,5},$$

(27)

где $u'_{ИВК}$ - относительная стандартная неопределенность ИВК.

13.2.3 В случае применения ИКВ, у которого МХ нормированы с учетом МХ СИ расхода/объема газа в рабочих условиях и температуры, относительную суммарную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, u'_{q_c} вычисляют по формуле

$$u'_{q_c} = \left[u'^2_{ИВК} + \left(1 - \vartheta_{Z_p}\right)^2 u'^2_p + \vartheta^2_{Z_T} u'^2_T + u'^2_{Z/Z_c} \right]^{0,5}$$

.

(28)

13.3 Составляющие неопределенности результатов измерений расхода газа

13.3.1 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений объемного расхода газа или объема газа при рабочих условиях $u'^2_{q_V}$ вычисляют по формуле

$$u'^2_{q_V} = \left[u'^2_{СР\ СМ} + u'^2_{СОРИ} \right]^{0,5}$$

,

(29)

где $u'_{СР\ СМ}$ - относительная стандартная неопределенность результатов измерений объемного расхода или объема газа при рабочих условиях, измеренных с помощью СР или СМ;

$u'_{СОРИ}$ - относительная стандартная неопределенность СОРИ по преобразованию выходного сигнала СР или СМ.

13.3.2 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений абсолютного давления газа u'_p вычисляют по формулам:

- при применении преобразователей абсолютного давления:

$$u'_p = \left\{ \sum_{i=1}^{l} \left[u'_{p_i} \right]^2 \right\}^{0,5}$$

;

(30)

- при применении преобразователей избыточного давления:

$$u'_p = \left\{ \left(\frac{p_и}{p} \right)^2 \sum_{i=1}^{l} \left[u'_{p_{и i}} \right]^2 + \left(\frac{p_а}{p} \right)^2 u'^2_{p_а} \right\}^{0,5}$$

,

(31)

u'_{p_i} - составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений

абсолютного давления газа, вносимая i-м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

u'_{p_a} - относительная стандартная неопределенность результатов измерений атмосферного давления с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

u'_{n_i} - составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений избыточного давления газа, вносимая i-м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

I - число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения давления.

Если атмосферное давление или абсолютное давление газа принято УПВ, то соответствующие значения u'_{p_a} , u'_p вычисляют по формуле (25).

13.3.3 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений температуры газа u'_T вычисляют по формуле

$$u'_T = \left\{ \sum_{i=1}^{I} \left[u'_{T_i} \right]^2 \right\}^{0,5},$$

(32)

где I - число последовательно соединенных компонентов измерительной цепи, используемых для измерения температуры;

u'_{T_i} - составляющая относительной стандартной неопределенности результатов измерений температуры газа, вносимая i-м компонентом, входящим в состав измерительной цепи с учетом дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами.

13.3.4 Относительную стандартную неопределенность отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях u'_{Z/Z_c} вычисляют по формуле

$$u'_{Z/Z_c} = \left(u'^2_{Zf} + u'^2_{Z_c f} + \vartheta^2_{Z/Z_c \rho_c} u'^2_{\rho_c} + \vartheta^2_{Z/Z_c x_a} u'^2_{x_a} + \vartheta^2_{Z/Z_c x_y} u'^2_{x_y} \right)^{0,5},$$

(33)

u'_{Zf} - относительная стандартная неопределенность, приписанная уравнению, применяемому для расчета коэффициента сжимаемости при рабочих условиях;

$u'_{Z_c f}$ - относительная стандартная неопределенность, приписанная уравнению, применяемому для расчета коэффициента сжимаемости при стандартных условиях;

$\vartheta_{Z/Z_{c\rho_c}}$, $\vartheta_{Z/Z_{cx_a}}$, $\vartheta_{Z/Z_{cx_y}}$ - относительные коэффициенты чувствительности отношения коэффициента сжимаемости газа при рабочих условиях к коэффициенту сжимаемости газа при стандартных условиях к изменению плотности газа при стандартных условиях, азота и диоксида углерода соответственно, определяемые по формуле (23);

u'_{ρ_c} - относительная стандартная неопределенность результатов определения плотности газа при стандартных условиях;

$u'_{x_{\text{а}}}$, $u'_{x_{\text{у}}}$ - относительная стандартная неопределенность результатов измерений молярной доли азота и диоксида углерода соответственно.

13.3.5 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений молярной доли компонентов газа $u'_{x_{\text{а}}}$, $u'_{x_{\text{у}}}$ рассчитывают по формуле (25).

13.3.6 Относительную стандартную неопределенность результатов измерений плотности газа при стандартных условиях $u'_{\rho_{\text{с}}}$ рассчитывают по формуле (25).

13.4 Расчет относительной суммарной стандартной неопределенности результатов измерений объема газа

Перечень составляющих суммарной неопределенности результатов измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, включает в себя составляющие неопределенности объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, и ряд дополнительных составляющих, обусловленных интегрированием функции расхода по времени:

- относительную стандартную неопределенность интервала времени u'_{τ} , в течение которого рассчитывают объем газа;

- относительные стандартные неопределенности результатов измерений параметров газа $u'_{\text{Д}_{\text{у}}}$, обусловленные дискретизацией аналоговых сигналов СИ во времени.

Если относительная стандартная неопределенность u'_{τ} не превышает 0,01 %, то допускается ее не учитывать при расчете суммарной неопределенности объема газа, приведенного к стандартным условиям.

Относительную стандартную неопределенность $u'_{\text{Д}_{\text{у}}}$ для каждой измеряемой величины рассчитывают по формуле

$$u'_{\text{Д}_{\text{у}}} = \frac{100}{\overline{y}}\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_{\text{к}}-\tau_{\text{н}}}\right)^{0,5}\left[\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_{\text{к}}-\tau_{\text{н}}}\right)\sum_{i=1}^{n}(y_i-\overline{y})^2-\left(\frac{\Delta\tau}{\tau_{\text{к}}-\tau_{\text{н}}-\Delta\tau}\right)\sum_{i=1}^{n-1}(y_i-\overline{y})(y_{i+1}-\overline{y})\right]^{0,5}, \quad (34)$$

где $\overline{y}$ - среднее значение величины у в интервале ($\tau_{\text{к}}$ - $\tau_{\text{н}}$);

y_i - значение величины у в i-й точке в интервале ($\tau_{\text{к}}$ - $\tau_{\text{н}}$) с шагом дискретизации $\Delta\tau$;

$\tau_{\text{н}}$, $\tau_{\text{к}}$ - время соответственно начала и конца периода времени интегрирования, с.

Неопределенность $u'_{\text{Д}_{\text{у}}}$ геометрически суммируют с относительной стандартной неопределенностью параметра, рассчитанной в соответствии с 13.3.1-13.3.3.

Если интервал дискретизации $\Delta\tau$ не более 1 с, то значение $u'_{\text{Д}_{\text{у}}}$ допускается принимать равным нулю.

Приложение А
(справочное)

Рекомендуемые области применения средств измерений объемного расхода и объема газа и процедура выбора их типоразмера

А.1 Рекомендуемые области применения счетчиков мембранных и струйных расходомеров (счетчиков)

Рекомендуемые области применения СМ и СР приведены в таблице А.1.

Таблица А.1

Тип	Максимально допустимое избыточное давление газа, МПа	Диапазон расходов	Динамические изменения расхода	Уровень точности измерений
СМ	0,005	1:160	Переменный, пульсирующий, прерывистый	Б, В
СР	0,6	1:40	Переменный	А, Б, В
		1:250		
Примечание - Возможность применения СМ или СР вне областей, указанных в настоящей таблице, рекомендуется определять на основе данных описания типа СИ и информации о надежности работы конкретного СМ или СР, основанной на опыте их эксплуатации.				

А.2 Процедура выбора типоразмера счетчиков мембранных и струйных расходомеров (счетчиков)

СР не допускается применять при пульсирующем и прерывистом потоке. Применение СМ допустимо для всех типов потока.

Выбор типоразмера СМ и СР проводят в следующей последовательности:

а) рассчитывают максимальный и минимальный объемные расходы газа при рабочих условиях $q_{V\,max}$, $q_{V\,min}$ по формулам:

$$q_{V\max} = q_{c\ \max} \cdot \frac{T'_{\max} \cdot p_c}{T_c \cdot p'_{\min}},$$

(А.1)

$$q_{V\min} = q_{c\ \min} \cdot \frac{T''_{\min} \cdot p_c}{T_c \cdot p''_{\max}},$$

(А.2)

где $q_{c\ max}$, $q_{c\ min}$ - максимальный и минимальный объемные расходы газа, приведенные к стандартным условиям;

p'_{min}, T'_{max} - минимальное давление и максимальная температура газа, соответствующие максимальному потреблению газа;

p''_{max}, T''_{min} - максимальное давление и минимальная температура газа, соответствующие минимальному потреблению газа;

p_c, T_c - стандартные давление и температура газа;

б) если имеются типоразмеры СМ или СР с верхним пределом измерений, превышающим максимальный расход газа, то выбирают СМ или СР, у которого верхний предел измерений является ближайшим большим к значению q_{Vmax}.

Определяют минимальный объемный расход газа при рабочих условиях q^*_{Vmin}, который может быть измерен с помощью выбранного СМ или СР с относительной расширенной неопределенностью не превышающей значения, приведенного в разделе 5 для соответствующего уровня точности измерений.

Проверяют выполнение условия

$$q^*_{V\min} \le q_{V\min}$$

.

(А.3)

Если условие (А.3) выполняется, то достаточно выбранного СМ или СР, в противном случае УИРГ требуется оснастить несколькими параллельно установленными СМ или СР или выбрать другой метод измерения с более широким динамическим диапазоном.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Форма акта

проверки реализации методики измерений по ГОСТ Р 8.995

_____

наименование аккредитованного в области обеспечения единства измерений

юридического лица или индивидуального предпринимателя

Акт

проверки реализации методики измерений по ГОСТ Р 8.995

N _____ от "__" _____ 20__ г.

по результатам проверки реализации методики измерений по ГОСТ Р 8.995

На _____

наименование УИРГ

Адрес _____

Основание _____

1 Перечень средств измерений

Таблица 1

N п/п	Наименование СИ	Диапазон измерений	Погрешность	N в ФИФОЕИ	МПИ, лет
Примечания1 ФИФОЕИ - Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.2 МПИ - межповерочный интервал.					

2 Наличие и комплектность технической документации на СИ

_____

при отсутствии указать СИ и устройства, на которые отсутствует

документация

3 Состояние и условия эксплуатации СИ

_____

соответствие, несоответствие требованиям технической

(эксплуатационной) документации

Таблица 2

N п/п	Параметр	Диапазон изменения

4 Соответствие характеристик СИ установленным техническим

требованиям

Таблица 3

N п/п	Наименование СИ	Заводской номер	Результат поверки	Текущая дата поверки

5 Относительная расширенная неопределенность измерений объемного

расхода и/или объема природного газа

_____

6 Результаты проверки реализации методики измерений

Таблица 4

Наименование операции проверки	Наименование документа	Соответствие	
		Да	Нет
Правильность монтажа СИ, соответствие условий проведения измерений	ГОСТ Р 8.995, техническая (эксплуатационная) документация		
Соблюдение процедур обработки результатов измерений	ГОСТ Р 8.995		
Соблюдение требований к показателям точности измерений	ГОСТ Р 8.995		

7 Перечень нарушений

_____

заполняется при наличии нарушений

8 Выводы

_____

Руководитель

аккредитованного лица _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Исполнитель: _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия

Библиография

[1]	Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения
[2]	"Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации газового хозяйства организаций", утвержденные Постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. N 27
[3]	"Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок", утвержденные Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. N 328н
[4]	"Правила устройства электроустановок", утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 июля 2002 г. N 204
[5]	"Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей", утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. N 6
[6]	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", утвержденные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 ноября 2013 г. N 542
[7]	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. N 101
[8]	Руководящий документ РД 50-411-83 Методические указания. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств
[9]	Правила по межгосударственной стандартизации ПМГ 96-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики качества измерений. Формы представления