

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ГАЗПРОМ"

Общество с ограниченной ответственностью
"Отраслевой метрологический центр Газметрология"

Общество с ограниченной ответственностью
"Газпром экспо"

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**РАСХОД И КОЛИЧЕСТВО ПРИРОДНОГО ГАЗА.
МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ КОРИОЛИСОВЫХ
РАСХОДОМЕРОВ**

СТО Газпром 5.35-2010

ОКС 17.060

Дата введения - 2011-06-01

Предисловие

- | | |
|------------------------------------|---|
| 1 РАЗРАБОТАН | Обществом с ограниченной ответственностью "Отраслевой метрологический центр Газметрология" (ООО "ОМЦ Газметрология") |
| 2 ВНЕСЕН | Управлением метрологии и контроля качества газа и жидких углеводородов Департамента автоматизации систем управления технологическими процессами ОАО "Газпром" |
| 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН
В ДЕЙСТВИЕ | распоряжением ОАО "Газпром" от 30 июля 2010 г. № 218 |
| 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ | |

Введение

Стандарт разработан на основании договора № 1072-08-9 между ООО "ОМЦ Газметрология" и ОАО "Газпром".

Целью стандарта является установление требований к порядку и организации выполнения измерений расхода и количества природного газа с помощью кориолисовых расходомеров.

Кориолисовые расходомеры относятся к сравнительно новым средствам измерений: первая публикация, в которой говорилось о возможности использования эффекта Кориолиса для измерения расхода, относится к 1953 г., а первые серийные расходомеры были выпущены в 1977 г.

В России применение данных расходомеров для измерений расхода газа, несмотря на ряд их достоинств (высокая точность, слабая зависимость показаний от давления, температуры, состава газа, искажений кинематической структуры потока), сдерживалось из-за отсутствия стандартизированной методики выполнения измерений.

В настоящем стандарте изложена методика выполнения измерений расхода и количества природного газа с помощью кориолисовых расходомеров, разработанная с учетом требований международного стандарта ИСО 10790 [1], Изменения 1 ИСО 10790 [2], технического доклада АГА 11 [3] и технической документации на конкретные типы кориолисовых расходомеров.

Методика выполнения измерений аттестована Федеральным государственным унитарным предприятием "Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии" (свидетельство об аттестации МВИ № 94013-10).

Стандарт разработан сотрудниками ООО "ОМЦ Газметрология" А.А. Личко и В.Я. Суловым.

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику выполнения измерений расхода и количества газа горючего природного (далее - газа) с помощью кориолисовых преобразователей расхода.

Настоящий стандарт предназначен для применения на коммерческих, хозяйственных и технологических узлах измерений расхода и количества газа ОАО "Газпром".

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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 2939-63 Газы. Условия для определения объема

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 9293-74 (ИСО 2435:1973) Азот газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) 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

СТО Газпром 5.32-2009 Обеспечение единства измерений. Организация измерений природного газа

СТО Газпром 041-2008 Газ горючий природный, конденсат газовый и продукты их переработки. Термины и определения

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с РМГ 29-99 [4], СТО Газпром 041-2008, подразделом 3.5 ГОСТ 8.586.1, а также следующие термины с соответствующими определениями и сокращениями:

3.1.1 **количество газа**: Объем газа, приведенный к стандартным условиям (в соответствии с ГОСТ 2939 - к температуре 20 °С и абсолютному давлению 0,101325 МПа).

3.1.2 **кориолисовый преобразователь расхода; КПР**: Средство измерений, состоящее из первичного и вторичного преобразователей расхода, предназначенное для измерений массового расхода и количества газа.

3.1.3 **первичный преобразователь расхода***: Часть КПР, состоящая из вибрирующей трубки (вибрирующих трубок), приводной системы, датчиков перемещения, устройства для поддержки вибрирующей трубки и оболочки для защиты природного газа, проходящего через КПР, и окружающей среды друг от друга.

* В технической литературе используют также термин "сенсор".

3.1.4 **вторичный преобразователь расхода***: Часть КПР, предназначенная для приема сигналов от первичного преобразователя расхода (и, возможно, от других средств измерений), обработки, сохранения, отображения результатов измерений и формирования выходных сигналов.

*В технической литературе используют также термин "трансмиссивиттер".

3.1.5 **изготовитель:** Организация, проектирующая, изготавливающая, продающая и поставляющая КПП.

3.1.6 **проектировщик:** Организация, проектирующая узел измерений с КПП.

3.1.7 **пользователь:** Организация, эксплуатирующая узел измерений с КПП.

3.1.8 **измерительный трубопровод:** Трубопровод, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и вспомогательного оборудования нормируются национальными стандартами, стандартами организации или другими нормативными документами, устанавливающими требования к процессам выполнения измерений расхода и объема газа.

3.1.9 **устройство подготовки потока; УПП:** Устройство, после прохождения которого поток приобретает кинематическую структуру, близкую к структуре стабилизированного потока*.

* Стабилизированным называют течение, при котором профили продольных скоростей вдоль трубопровода не изменяются, закрутка потока отсутствует. В общем случае профили продольных скоростей при стабилизированном течении зависят от числа Рейнольдса и шероховатости внутренней стенки трубопровода.

3.1.10 **катушка-вставка:** Отрезок трубы с фланцами, имеющий условный проход DN , равный DN измерительного трубопровода, и длину, равную длине преобразователя расхода, вместо которого он, при необходимости, устанавливается на ИТ.

3.1.11 **рабочие условия:** Параметры потока и среды в месте размещения КПП.

3.1.12 **смещение нуля:** Показание КПП, отличное от нуля, при отсутствии расхода.

3.1.13 **стабильность нуля:** Пределы, установленные изготовителем КПП, в которых ноль может смещаться во время измерений.

3.1.14 **отсечка малого расхода:** Значение расхода, задаваемое в КПП, ниже которого расход и приращение массы по показаниям КПП равны нулю.

3.2 Обозначения

3.2.1 Основные условные обозначения, применяемые в настоящем стандарте, приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Условное обозначение	Величина	Единица величины
DN	Условный проход	мм
q_c	Объемный расход, приведенный к стандартным условиям	м ³ /ч
q_m	Массовый расход	кг/ч
m	Масса газа	кг
p	Абсолютное давление газа	Па
t	Температура газа	°C
T	Абсолютная (термодинамическая) температура газа: $T = 273,15 + t$	К
u_y	Стандартная неопределенность результата измерений величины y	Единица величины параметра
u'_y	Относительная стандартная неопределенность результата измерений величины y	%
U'_y	Относительная расширенная неопределенность величины y	%
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
w	Скорость газа	м/с
ZS	Стабильность нуля	кг/ч
δ	Относительная погрешность	%

γ	Приведенная погрешность	%
ρ	Плотность газа	кг/м ³
Δ_y	Абсолютная погрешность величины y	Единица величины параметра
Примечание - Остальные обозначения указаны непосредственно в тексте.		

3.2.2 Индексы в условных обозначениях величин обозначают следующее:

в - верхний предел измерений средства измерений;

н - нижний предел измерений средства измерений;

max - максимальное значение величины;

min - минимальное значение величины;

с - стандартные условия ($t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p = 0,101325\text{ МПа} = 1,03323\text{ кгс/см}^2$ - по ГОСТ 2939).

3.3 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АГРС - автоматизированная газораспределительная станция;

ГИС - газоизмерительная станция;

ГРС - газораспределительная станция;

ИТ - измерительный трубопровод;

МХ - метрологические характеристики;

ПЛК - программируемый логический контроллер;

ПР - преобразователь расхода;

СИ - средство измерений;

УОГ - устройство для очистки газа.

4 Требования к неопределенности измерений

4.1 Неопределенность измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, должна соответствовать требованиям, указанным в СТО Газпром 5.32.

4.2 Методика оценки относительной расширенной неопределенности результатов измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, приведена в разделе 14.

5 Метод измерений

5.1 Измерения расхода и количества газа с помощью КПП основаны на возникновении сдвига фаз колебаний входной и выходной сторон вибрирующей трубки (трубок), пропорционального массовому расходу, при движении газа через трубку. Трубка приводится в колебательное движение с помощью приводной системы. Датчики перемещения преобразуют колебания трубки в электрический сигнал. Указанные элементы входят в состав первичного ПР.

Сигнал из первичного ПР поступает во вторичный ПР, представляющий собой электронную контролируемую систему для создания и преобразования сигналов от первичного ПР, выдачи значений выходных и промежуточных параметров, а также необходимой коррекции (например, на влияние температуры и давления).

Первичный и вторичный ПР устанавливаются либо вместе, образуя единую конструкцию, либо отдельно друг от друга.

Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле

$$q_c = q_m / \rho_c, \quad (5.1)$$

где q_c - объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям;

q_m - массовый расход газа;

ρ_c - плотность газа при стандартных условиях.

Количество газа рассчитывают путем интегрирования объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по времени.

Сведения о КПП и их эксплуатации приведены в приложении А.

5.2 Плотность газа при стандартных условиях определяют путем:

- измерения с помощью потокового плотномера любого принципа действия;

- расчета в соответствии с требованиями ГОСТ 31369 по компонентному составу, определенному с помощью потокового хроматографа либо лабораторного хроматографа в химико-аналитических лабораториях;

- измерения пикнометрическим методом по ГОСТ 17310

6 Требования безопасности

6.1 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, знающие требования нормативных документов и имеющие опыт эксплуатации СИ на объектах газовой промышленности.

6.2 Перед началом работ необходимо проверить соответствие СИ и вспомогательного оборудования эксплуатационной документации, наличие и целостность маркировок взрывозащиты, крепежных элементов, целостность оболочек и корпусов СИ.

6.3 При монтаже и эксплуатации КПП должны соблюдаться требования промышленной безопасности, охраны труда, взрывобезопасности, пожарной безопасности и санитарно-технических правил, определяемых Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ [5], Правилами устройства электроустановок [6], Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда [7], Правилами безопасности ПБ 08-624-03 [8], Правилами безопасности ПБ 03-576-03 [9], Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей [10], Правилами по охране труда ПОТ Р М-016-2001 [11], Правилами безопасности ПБ 12-529-03 [12] и Правилами безопасности ПБ 03-585-03 [13].

6.4 Установка и демонтаж оборудования на ИТ, проведение ремонтных работ должны производиться только на разгруженных по давлению ИТ при условии их предварительной продувки воздухом или инертным газом. При измерении расхода природного газа с повышенным содержанием серы продувка ИТ сжатым воздухом запрещается.

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

7 Условия выполнения измерений

7.1 Измеряемая среда

7.1.1 Измеряемой средой является газ горючий природный (далее - газ), находящийся в условиях измерений в однофазном состоянии.

7.1.2 Требования к физико-химическим показателям газа устанавливают ГОСТ 5542 и ОСТ 51.40-93 [14].

7.1.3 Возможность применения КПП должна быть подтверждена изготовителем в следующих случаях:

- плотность газа при стандартных условиях лежит вне диапазона от 0,667 (чистый метан) до 1,05 кг/м³;
- в газе повышенное содержание серы, приводящее к коррозионной активности среды;
- в газе присутствуют элементы галогенного ряда (хлор, бром и т.д.);
- рабочие условия близки к точке росы газа.

7.2 Условия применения средств измерений

7.2.1 Для исключения появления в ИТ жидкой фазы и гидратов необходимо обеспечить температуру газа выше точек росы по влаге и углеводородам.

Содержание жидких и/или твердых включений в потоке газа не должно превышать пределов, указанных в эксплуатационной документации КПП.

7.2.2 Условия применения СИ должны соответствовать требованиям, установленным их изготовителями к следующим характеристикам:

- давлению, температуре, плотности и скорости потока газа;
- давлению, температуре и влажности окружающей среды;
- характеристикам энергоснабжения, допускаемым уровням напряженности электромагнитных полей, промышленных радиопомех и вибраций;
- параметрам, специфическим для конкретного прибора (например, частоте колебаний вибрирующей трубки КПП).

8 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам

8.1 Общие требования

8.1.1 Перечень СИ и вспомогательных устройств, входящих в состав узлов измерений с КПП, приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Средства измерений и вспомогательные устройства	Примечания
Кориолисовый преобразователь расхода	-
Преобразователь давления	См. 8.1.2
Преобразователь температуры	См. 8.1.3
Потоковый или лабораторный хроматограф	См. 8.1.4, 8.3.1
Потоковый плотномер для измерения плотности при стандартных условиях	
Преобразователь перепада давления на фильтре	См. 9.5.3
Преобразователь перепада давления на УПП	См. 13.7.1
Вычислитель или ПЛК	См. 8.1.7
УОГ	См. 8.7
УПП	См. 8.8
Пробоотборный зонд	См. 8.9

8.1.2 Преобразователь давления применяют, если влиянием давления газа пренебрегать нельзя и требуется корректировка показаний КПП по текущему измеренному значению.

8.1.3 Преобразователь температуры применяют для измерения рабочей температуры газа при отсутствии преобразователя температуры вибрирующей трубки в составе КПП.

8.1.4 Потоковый хроматограф или потоковый плотномер для измерения плотности при стандартных условиях используют при значительной нестабильности компонентного состава газа.

8.1.5 Диапазоны измерений применяемых СИ должны соответствовать диапазонам изменений параметров потока газа: максимальные и минимальные значения измеряемых параметров потока и среды должны перекрываться диапазонами измерений 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 СИ должны отвечать установленным обязательным метрологическим требованиям и быть рекомендованы установленным порядком к применению в дочерних обществах и организациях ОАО "Газпром".

В сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений к применению допускаются СИ утвержденного типа, прошедшие поверку и обеспечивающие соблюдение установленных законодательством Российской Федерации обязательных метрологических и технических требований к измерениям и СИ.

СИ, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны подвергаться поверке или калибровке при вводе в эксплуатацию и периодической калибровке в процессе эксплуатации.

СИ при вводе в эксплуатацию могут не подвергаться поверке (калибровке), если они ранее были поверены (калиброваны) и на момент ввода в эксплуатацию до окончания межповерочного (межкалибровочного) срока остается еще не менее 6 месяцев.

8.1.7 Вычислитель или программируемый контроллер используют при необходимости выполнения функций вычисления (например, вычисления плотности газа при стандартных условиях) и управления технологическим процессом учета газа (например, управления запорной арматурой), которые не могут быть выполнены вторичным ПР.

8.1.8 Конструкции УОГ, УПП и пробоотборных зондов должны обеспечивать возможность извлечения их из трубопровода для периодического контроля состояния и, при необходимости, очистки.

8.2 Преобразователи расхода

8.2.1 Выбор КПП

8.2.1.1 При выборе КПП необходимо обеспечить выполнение условия (8.7).

8.2.1.2 Минимальный допускаемый расход определяют, исходя из требований к точности измерений, используя формулу погрешности, приводимую в технической документации КПП.

Примечание - Например, если погрешность КПП задана формулой, приведенной в примечании к 14.3.1, минимальный подлежащий измерению массовый расход газа должен удовлетворять следующему условию:

$$q_{m \min} \geq \frac{ZS \cdot 100}{\left[U'_{qm} \right] - |U'_B|},$$

где $\left[U'_{qm} \right] = \sqrt{\left[U'_{qc} \right]^2 - U'^2_{\rho c}}$ - допускаемая неопределенность измерений массового расхода;

$\left[U'_{qc} \right]$ - допускаемая неопределенность измерений объемного расхода, приведенного к стандартным условиям;

$U'_{\rho c}$ - неопределенность определения плотности при стандартных условиях;

U'_B - базовая неопределенность, численно равная базовой погрешности, указанной в технической документации КПП.

8.2.1.3 Максимальный допускаемый расход определяют, руководствуясь требованиями к потере давления на КПП и скорости в вибрирующей трубке. Технический доклад АГА 11 [3] рекомендует обеспечивать потери давления не более 125 кПа.

Максимальные расход и скорость должны удовлетворять следующим условиям:

$$q_{m \max} \leq q_{m0} \cdot \left(\frac{\Delta p_{\max}}{\Delta p_0} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \right)^{0,5}, \quad (8.1)$$

$$w_{\max} \leq w_d, \quad (8.2)$$

где $q_{m \max}$ - максимальный подлежащий измерению массовый расход газа;

$\Delta p_{\max}$ и ρ - максимальная допускаемая потеря давления на КПП и плотность газа в рабочих условиях;

q_{m0} , Δp_0 и ρ_0 - базовые (приводимые изготовителем) массовый расход, потеря давления и плотность газа;

$w_{\max}$ и w_d - максимальная скорость газа при рабочих условиях в вибрирующей трубке и допускаемая максимальная скорость в ней.

Значение w_d и сведения, необходимые для определения значения $w_{\max}$, предоставляет изготовитель КПП.

8.2.1.4 Если указанные в 8.2.1.1-8.2.1.3 условия для данного типоразмера не выполняются, то рассматривают возможность применения другого типоразмера. Если задача выбора приемлемого КПП оказывается невыполнимой, следует пересмотреть условия применения КПП (в допустимых пределах). Например:

- увеличить допускаемую потерю давления при максимальном расходе;
- ослабить требования к точности при минимальном расходе;
- разместить КПП в точке трубопровода с большим давлением, т.е. до регулятора давления (что приведет к увеличению плотности газа и уменьшению потери давления при заданном расходе).

Если задача выбора приемлемого КПП оказывается невыполнимой и после пересмотра условий применения КПП, следует отдать предпочтение ПР другого типа.

8.2.1.5 При выборе КПП следует принимать во внимание:

- возможность возникновения необходимости корректировки влияния температуры и давления (см. 11.1.2);
- наличие функции и диапазон возможных установок (или величину) отсечки малого расхода;
- возможность раздельного учета прямого и обратного потоков (при необходимости);
- возможность подключения, при необходимости, периферийных устройств (принтера, вычислителя, устройства передачи данных и т.д.).

8.2.1.6 Все внутренние части КПП, имеющие контакт с газом, должны быть изготовлены из материала, нейтрального к газу, его конденсатам и сопутствующим компонентам (метанолу, гликолю и др.).

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

8.2.1.7 Перечень вопросов со стороны проектировщика и пользователя, на которые должен быть готов ответить изготовитель КПП, приведен в приложении Б.

8.2.2 Определение числа ИТ

8.2.2.1 Если для оснащения узла измерений недостаточно одного КПП, то используют несколько КПП, размещенных на параллельных ИТ.

В случае применения КПП одного типоразмера число ИТ определяют путем округления в

большую сторону величины, вычисленной по формуле

$$N = \frac{q_{m \max \Sigma}}{0,8 q_{m \max}}, \quad (8.3)$$

где $q_{m \max \Sigma}$ - максимальный суммарный расход через узел измерений;

$q_{m \max}$ - максимальный расход через один ИТ.

Допускается использовать КПП разного типоразмера при условии их поочередной работы. Число ИТ определяют по количеству КПП, необходимых для перекрытия диапазона расхода через узел измерений. При этом должно быть выполнено следующее условие:

$$q_{m \max 1} \geq 0,09 q_{m \max 2}, \quad (8.4)$$

где $q_{m \max 1}$ и $q_{m \max 2}$ - максимальные массовые расходы газа, подлежащие измерению с помощью КПП ближайших (меньшего и большего) типоразмеров.

8.2.2.2 В случае, когда для измерений расхода в диапазоне его изменений пригодны различные типоразмеры КПП и при этом достаточно одного КПП, выбирают КПП с наименьшим DN (с учетом того, что выбор меньшего типоразмера КПП приводит к большей потере давления и меньшей неопределенности измерений).

8.3 Средства измерений, используемые для определения плотности газа при стандартных условиях

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

$$S \leq 0,5 \left(\left[U'_{\rho c} \right]^2 - U'^2_{\text{СИ}} \right)^{0,5}, \quad (8.5)$$

где S - среднее квадратическое относительное отклонение результатов определения плотности газа при стандартных условиях за отчетный период;

$\left[U'_{\rho c} \right]$ - предел допускаемой расширенной относительной неопределенности определения плотности при стандартных условиях;

$U'_{\text{СИ}}$ - расширенная относительная неопределенность средства измерения или метода определения плотности при стандартных условиях.

Величину S рассчитывают по формуле

$$S = \frac{100}{\bar{\rho}_c} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m_s} \rho_{ci}^2 - \frac{1}{m_s} \left(\sum_{i=1}^{m_s} \rho_{ci} \right)^2}{m_s - 1}}, \quad (8.6)$$

где m_s - число проб ($m_s \geq 4$), равномерно отобранных за заданный период времени;

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

$\bar{\rho}_c$ - среднее значение плотности газа при стандартных условиях. В случае невыполнения условия (8.5) для определения плотности газа при стандартных условиях рекомендуется использовать потоковый плотномер или потоковый хроматограф.

8.3.2 Частоту определения плотности газа при стандартных условиях пикнометрическим методом или с помощью лабораторных хроматографов рассчитывают исходя из требований к точности измерения количества газа, возможных изменений значений плотности газа при стандартных условиях между интервалами измерений и обусловленной этими изменениями дополнительной составляющей неопределенности.

8.3.3 Определение плотности газа пикнометрическим методом проводят в соответствии с ГОСТ 17310.

8.3.4 Компонентный состав газа хроматографическим методом определяют по ГОСТ 31371.7.

Хроматограф должен обеспечивать определение содержания в газе кислорода, азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана, изобутана, n -бутана, изопентана, n -пентана и гексана (или суммы C_{6+}).

При необходимости хроматограф должен обеспечивать определение содержания в газе таких компонентов как гелий, водород, сероводород, меркаптаны C_1 - C_3 и окись углерода.

Примечание - Допускается использовать хроматографы, у которых содержание азота и кислорода определяется как их сумма, без разделения ее на отдельные компоненты. Значение содержания азота в данном случае допускается определять путем вычитания содержания кислорода из суммы содержаний азота и кислорода. При этом содержание кислорода является условно-постоянной величиной, определяемой лабораторным хроматографом с установленной периодичностью.

Содержание компонентов, молярная доля которых в газе не превышает 0,0001, может не определяться.

Абсолютная расширенная неопределенность определения молярной или объемной доли компонентов не должна превышать значений, указанных в таблице 2 ГОСТ 31371.7.

Потоковый хроматограф должен обеспечивать определение и передачу значений следующих параметров:

- содержания компонентов природного газа;
- плотности газа при стандартных условиях;
- низшей объемной теплоты сгорания газа.

8.3.5 Средства измерений, используемые для определения плотности газа при стандартных условиях, выбирают с учетом необходимости обеспечения условия (8.7).

8.4 Метрологические характеристики средств измерений для определения массы и плотности при стандартных условиях

Метрологические характеристики СИ для определения массы и плотности при стандартных условиях выбирают исходя из необходимости выполнения следующего условия:

$$U'_{V_c} \geq (U'^2_m + U'^2_{\rho_c})^{0,5}, \quad (8.7)$$

где U'_{V_c} - предел допускаемой относительной расширенной неопределенности измерений количества газа на данном узле измерений;

U'_m - относительная расширенная неопределенность измерения массы газа;

U'_{ρ_c} - относительная расширенная неопределенность определения плотности при стандартных условиях.

8.5 Средства измерений давления и температуры

8.5.1 Расширенная относительная неопределенность измерения абсолютного давления должна быть не более $\pm 2\%$.

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

8.5.3 Избыточное и абсолютное давления измеряют с помощью преобразователей давления любого принципа действия.

8.5.4 Абсолютная неопределенность измерения рабочей температуры газа должна быть не больше $\pm 2^\circ\text{C}$.

8.6 Вычислитель и программируемый логический контроллер

8.6.1 На узлах коммерческих измерений газа применяют вычислители (ПЛК), имеющие свидетельство об утверждении типа СИ. На узлах технологических измерений допускается применять вычислители (ПЛК), рекомендованные в установленном порядке к применению в дочерних обществах и организациях ОАО "Газпром".

8.6.2 Вычислитель (ПЛК) должен автоматически определять объемный расход и объем газа, приведенные к стандартным условиям, формировать и сохранять информацию об измеренных объемах газа за час, сутки и месяц.

8.6.3 Вычислитель (ПЛК) 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);
- ввода данных настройки с помощью собственной клавиатуры, или переносного терминала, или линий для обмена информацией с компьютером;
- вывода 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 КПП в

память вычислителя (ПЛК) могут вводиться корректирующий коэффициент, градуировочная кривая КПП или значение поправок к его показаниям в точках расхода, при которых проводилась поверка (градуировка) КПП.

Примечание - Ввод в вычислитель (ПЛК) указанных данных проводится, если изготовителем КПП не предусмотрена возможность ввода корректирующего коэффициента, градуировочной кривой КПП или значений поправок к его показаниям в точках расхода непосредственно во вторичный ПР.

8.6.4 Относительная расширенная неопределенность вычислителя (ПЛК) не должна выходить за пределы допускаемых значений:

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

$\pm 0,05$ % - по показаниям, вычислению объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по массовому расходу и плотности при стандартных условиях, а также регистрации.

8.6.5 Относительная расширенная неопределенность вычислителя (ПЛК) по показаниям массового расхода и плотности при стандартных условиях при работе с токовыми входными сигналами не должна выходить за пределы $\pm 0,1$ %.

Относительная расширенная неопределенность вычислителя (ПЛК) по показаниям массового расхода при работе с частотой импульсов не должна выходить за пределы $\pm 0,05$ %.

Относительная расширенная неопределенность измерений массы газа при работе с числом импульсов не должна превышать 0,02 %.

8.6.6 Абсолютная неопределенность вычислителя (ПЛК) не должна выходить за пределы допускаемого значения $\pm 0,5$ °C по показаниям и регистрации температуры газа.

8.6.7 Относительная расширенная неопределенность вычислителя (ПЛК) по показаниям давления не должна превышать $\pm 0,1$ %.

8.6.8 Вычислитель должен иметь дисплей. На дисплее должны отображаться:

- массовый расход и объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям;
- абсолютное (избыточное) давление газа при использовании преобразователя давления;
- температура стенки вибрирующей трубки или рабочая температура газа;
- объем газа, приведенный к стандартным условиям, накопленный нарастающим итогом.

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

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

8.6.10 В вычислителе (ПЛК) должна быть предусмотрена защита от вмешательства в процесс формирования и сохранения архивов.

8.6.11 Вычислитель (ПЛК) 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.).

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

8.6.13 Вычислитель (ПЛК) должен быть защищен от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений расхода и количества газа.

8.7 Устройство для очистки газа

8.7.1 УОГ устанавливаются в случае, если содержание жидких и твердых примесей в поступающем на узел измерений газе превышает допустимые значения, установленные в технической документации СИ.

8.7.2 УОГ могут быть следующих типов:

- пылеуловители;
- фильтры-сепараторы;
- фильтры.

Допускается совместное использование УОГ разных типов.

8.7.3 Технические характеристики УОГ должны соответствовать условиям эксплуатации в местах их установки.

8.7.4 Допускается устанавливать УОГ в блоке.

Количество УОГ в блоке определяют по их пропускной способности и максимальной производительности узла измерений.

Должно быть обеспечено равномерное распределение расхода газа по УОГ блока.

8.7.5 Блок УОГ рекомендуется оснащать резервным УОГ.

8.8 Устройство подготовки потока

УПП устанавливают при невозможности обеспечения без него необходимой длины прямого участка перед КПП. Тип УПП и место его установки должен указывать изготовитель КПП. При отсутствии таких данных градуировка и поверка (калибровка) КПП должны проводиться совместно с применяемым УПП.

8.9 Пробоотборный зонд

Пробоотборный зонд устанавливают при необходимости отбора проб газа с целью определения плотности при стандартных условиях и, возможно, других показателей качества газа.

9 Монтаж средств измерений и вспомогательных устройств

9.1 Монтаж кориолисового преобразователя расхода

Монтаж КПП производится в соответствии с указаниями его эксплуатационной документации и настоящего стандарта.

9.1.1 Общие требования

9.1.1.1 Все элементы КПП должны иметь свободный доступ для осмотра, технического и метрологического обслуживания, монтажных работ.

9.1.1.2 Перед установкой КПП на ИТ необходимо убедиться, что направление потока, указанное на фирменной табличке КПП, соответствует направлению потока газа в ИТ.

Примечание - Обычно КПП позволяет измерять расход в обоих направлениях. Если газ течет в направлении, противоположном направлению стрелки, то КПП нужно соответствующим образом конфигурировать.

9.1.1.3 Запорную арматуру устанавливают до и после КПП.

9.1.1.4 При отсутствии резервной ИТ рекомендуется для проведения проверки и установки нуля без прерывания подачи газа обеспечивать КПП байпасной линией.

9.1.1.5 На байпасной линии, а также на ИТ до и после КПП рекомендуется использовать запорную арматуру с контролем протечек газа.

9.1.1.6 В комплекте поставки предусматривают катушку-вставку с целью ее установки вместо КПП при проведении монтажных работ, ремонта и поверки (калибровки) КПП, а также, при необходимости, дополнительную катушку-вставку в случае использования контрольного КПП.

9.1.2 Меры по снижению влияния искажений кинематической структуры потока

9.1.2.1 Длины прямолинейных участков ИТ до и после КПП должны удовлетворять требованиям технической документации КПП. В случае если в технической документации КПП нет указаний о возможности отсутствия или необходимости прямолинейных участков до и после КПП, следует проконсультироваться по данному вопросу с изготовителем; в частности, при необходимости сокращения требуемой длины прямолинейного участка перед КПП - о возможности и целесообразности использования УПП.

9.1.2.2 При отсутствии соответствующих указаний изготовителя может быть выбрана одна из следующих возможностей:

а) градуировка КПП на месте его последующей эксплуатации или в другом месте с конфигурацией ИТ, аналогичной планируемой;

б) обеспечение:

- прямолинейных участков длинами 100 DN до КПП и 5 DN после КПП;

- равенства внутренних диаметров ИТ и патрубков КПП, отсутствия уступов, выступания прокладок в месте стыка фланцев ИТ и КПП.

9.1.2.3 В случаях, когда КПП и ИТ имеют разные условные проходы, для их соединения используют конические переходы, размеры которых должны соответствовать следующим условиям:

$$1 \leq \frac{D_2}{D_1} \leq 1,1, \quad (9.1)$$

$$0 \leq \frac{D_2 - D_1}{L_k} < 0,2, \quad (9.2)$$

где D_2 и D_1 - больший и меньший внутренние диаметры конического перехода соответственно;
 L_k - длина конического перехода.

Конусные переходы, соответствующие вышеуказанным условиям, не считают местными сопротивлениями.

Применение других конструкций конических переходов допускается, если это оговорено в технической документации КПП.

9.1.2.4 Если КПП чувствителен к искажению кинематической структуры потока, то высота уступа перед ним не должна превышать 1 %, после него - 2 % от внутреннего диаметра ИТ.

9.1.2.5 В случае использования КПП для измерений расхода в двух направлениях требования к длинам прямолинейных участков в обоих направлениях налагаются как для случая "до КПП".

9.1.3 Меры по снижению влияния электромагнитных полей

9.1.3.1 Первичный ПР не должен устанавливаться поблизости от источников сильных электромагнитных полей, например, рядом с электродвигателями, насосами, трансформаторами.

9.1.3.2 В случае, если два КПП устанавливаются последовательно и в технической документации КПП отсутствуют указания о необходимом расстоянии между ними, расстояние между патрубками этих КПП должно быть не менее 2 м.

9.1.3.3 КПП должен быть защищен от прямого солнечного света.

9.1.4 Меры по снижению влияния механических напряжений в местах соединения КПП и ИТ

Следует минимизировать осевые, изгибающие и крутящие напряжения в местах соединения КПП с ИТ, а также в местах подсоединения кабелей и соединительных трубок. К числу мер, снижающих эти напряжения, относятся, в частности:

- обеспечение соосности участков ИТ, прилегающих к КПП, с осью КПП;

Примечание - С этой целью при проведении монтажа ИТ рекомендуется использовать катушку-вставку.

- рациональное размещение устройств, поддерживающих ИТ;
- обеспечение возможности компенсации длин трубопроводов при проведении демонтажа и установки КПП;
- 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.).

9.1.5 Меры по снижению влияния вибраций измерительного трубопровода

9.1.5.1 Пользователь должен выполнять требования, установленные в технической документации КПП, к допустимым границам и способам предотвращения вибраций.

9.1.5.2 Если в технической документации КПП отсутствуют указания о влиянии вибраций на показания КПП, при наличии вибраций ИТ и (или) расположении первичных ПР вблизи друг друга следует проконсультироваться по данному вопросу с изготовителем.

9.1.5.3 При наличии сильных вибраций рекомендуется использовать виброизоляторы и (или) гибкие соединения трубопроводов.

9.1.6 Меры по предотвращению скопления конденсата и загрязнений в вибрирующей трубке

КПП устанавливают горизонтально, вертикально или наклонно. Пространственное положение КПП выбирают в соответствии с указаниями технической документации КПП, руководствуясь необходимостью минимизировать скопления конденсата и загрязнений в вибрирующей трубке.

9.2 Монтаж плотногомера и хроматографа

Монтаж потокового плотногомера для измерений плотности при стандартных условиях и

поточкового хроматографа производят в соответствии с указаниями их технической документации.

9.3 Монтаж преобразователя давления

9.3.1 При отсутствии отверстия для отбора давления в корпусе ПР и указаний по его размещению в технической документации на ПР отверстие для отбора давления размещают до КПП на участке ИТ на расстоянии (1...3) DN от фланца КПП в случае одинаковых условных проходов ИТ и КПП, (2...5) DN от конического перехода в случае разных условных проходов.

При отношении потери давления на КПП к рабочему давлению не более 0,01 отверстие для отбора давления допускается размещать после КПП.

Расстояние между отверстием для отбора давления и ближайшим местным сопротивлением, расположенным до отверстия, должно быть не менее 5 DN , после отверстия - 1,5 DN .

9.3.2 При монтаже преобразователя давления рекомендуется применять двухвентильный блок, обеспечивающий подключение преобразователя давления к импульсным линиям, блокировку и сброс давления в импульсных линиях, подключение средства контроля МХ преобразователя давления.

9.3.3 В горизонтальных и наклонных трубопроводах отверстия для отбора давления размещают в верхней части трубопровода с отклонением от вертикальной плоскости, проходящей через ось трубы, не более 45° - для влажных газов и не более 90° - для сухих газов. При размещении КПП в вертикальном положении отверстия для отбора давления располагают в любой точке окружности трубопровода.

9.3.4 Отверстие для отбора давления должно отвечать следующим требованиям:

- должно быть круглым и цилиндрическим на длине не менее 2,5 диаметра этого отверстия от внутренней поверхности ИТ;

- его диаметр не должен быть более 0,13 DN КПП;

- его кромка должна быть острой и выполненной заподлицо с внутренней поверхностью ИТ.

9.3.5 Соединительная трубка для передачи давления от места отбора давления к преобразователю 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 9.1.

Таблица 9.1

Тип среды	Значение внутреннего диаметра при длине соединительных 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

* Газ, способный конденсироваться в соединительной трубке, т.е. точки росы на влаге и углеводородам которого могут оказаться выше температуры газа в соединительной трубке.

** Газ, загрязнения которого могут привести к перекрытию сечения соединительной трубки.

9.4 Монтаж преобразователя температуры

9.4.1 Преобразователь температуры устанавливают в защитную гильзу, которую погружают в ИТ на глубину от 0,3 до 0,7 DN ИТ. Гильза должна быть заполнена жидким маслом (например, трансформаторным) для обеспечения теплового контакта.

9.4.2 При отсутствии указаний по размещению преобразователя температуры в технической документации расстояние от преобразователя температуры до или после фланца КПП, в случае одинаковых условных проходов ИТ и КПП, или до конического перехода, в случае разных условных проходов, составляет:

- при наружном диаметре гильзы не более 0,13 DN - (2...5) DN ;

- при наружном диаметре гильзы от 0,13 до 0,26 DN - (5...6) DN .

Если наружный диаметр гильзы больше 0,26 DN , то ее устанавливают в расширитель в соответствии с требованиями 6.3.7 ГОСТ 8.586.5. При этом расстояние от КПП или конического перехода до ближайшей границы расширителя должно быть не менее 4 DN . Расстояние от преобразователя температуры до КПП или конического перехода не должно превышать 15 DN .

9.5 Монтаж вспомогательных устройств

9.5.1 УОГ устанавливают перед входным коллектором узла измерений или на входе ИТ.

9.5.2 При размещении УОГ перед входным коллектором узла измерений до и после УОГ должна быть установлена запорная арматура.

При размещении УОГ на входе ИТ его устанавливают после запорно-регулирующей арматуры.

9.5.3 При использовании фильтров должна быть предусмотрена возможность непрерывного или периодического контроля перепада давления на каждом фильтре.

9.5.4 УПП следует размещать в ИТ в соответствии с указаниями изготовителя КПП.

9.5.5 Монтаж пробоотборного зонда выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 31370.

9.5.6 Пробоотборный зонд располагают во входном или выходном коллекторе узла измерений. Допускается располагать его в ИТ. В таком случае точка отбора пробы должна находиться на расстоянии не менее $2 DN$ перед входным фланцем КПП или $5 DN$ после выходного фланца КПП. Ближайшее местное сопротивление, расположенное после точки отбора пробы, должно быть размещено на расстоянии от нее не менее $1,5 D$.

10 Подготовка к измерениям

10.1 Перед выполнением измерений проверяют соответствие:

- эксплуатационных характеристик применяемых КПП реальным условиям измерения потока газа (температура, давление, скорость газа, компонентный состав);
- монтажа соединительных трубок и кабельных линий требованиям технической документации СИ;
- монтажа СИ требованиям раздела 9 и их технической документации.

10.2 Рассчитывают необходимую частоту определения плотности газа при стандартных условиях (см. приложение В).

10.3 Проводят проверку герметичности ИТ и соединительных линий преобразователя давления. Герметичность ИТ считают удовлетворительной при выполнении требований 8.5 ПБ 03-585-03 [14] для трубопроводов группы "Б", герметичность соединительных трубок - при выполнении требований раздела "Испытания трубных проводок" СНиП 3.05.07-85 [15].

10.4 Создают регламенты диагностики КПП, регламенты занесения значений корректирующих коэффициентов и условно-постоянных величин в память вторичного ПР.

10.5 Вводят необходимую информацию о характеристиках применяемых СИ, ИТ, а также о физических параметрах измеряемой среды в память вторичного ПР.

10.6 В соответствии с установленным регламентом в память вторичного ПР заносятся, при необходимости, значения корректирующих коэффициентов и условно-постоянных величин, например:

- плотности газа при стандартных условиях (при отсутствии потокового плотномера и хроматографа или отсутствии связи между ними и КПП);
- атмосферного давления (при определении абсолютного давления путем суммирования измеренных величин избыточного и атмосферного давлений);
- среднего значения абсолютного рабочего давления;
- абсолютное рабочее давление при последней градуировке КПП.

Регламент занесения значений корректирующих коэффициентов и условно-постоянных величин в память вторичного ПР разрабатывают с учетом необходимости выполнения требований раздела 4.

10.7 Проводят проверку смещения нуля (см. 13.2.1).

10.8 Устанавливают отсечку малого расхода.

Примечание - Отсечку малого расхода рекомендуется устанавливать равной значению, находящемуся в пределах от 2 до 3 ZS.

11 Выполнение измерений

11.1 Измерение массового расхода и массы газа

11.1.1 Измерение массового расхода и массы газа выполняют в соответствии с требованиями технической документации изготовителя КПП и настоящего стандарта.

11.1.2 В случае, если влиянием температуры и (или) давления на показания КПП пренебрегать нельзя и автоматической корректировки этих влияний не предусмотрено (см. А.2, приложение А), учет влияния температуры и давления проводят одним из следующих способов:

- путем учета дополнительной неопределенности измерения расхода на основе сведений о влиянии на расход температуры и давления, приводимых изготовителем КПП;
- путем установки нуля при текущей температуре с целью исключения влияния температуры;
- путем использования КПП, предусматривающего корректировку влияния давления по показаниям СИ давления или введенному в память вторичного ПР среднего значения рабочего давления (см. 12.5).

11.1.3 На узле измерений с несколькими ИТ при расходе более 90 % от верхнего предела измерений КПП одного из работающих ИТ производят подключение еще одного ИТ.

При расходе газа на одном из работающих ИТ менее 9 % от верхнего предела измерений КПП одного из работающих ИТ в случае использования ИТ с одинаковым условным проходом производят отключение любого из работающих ИТ. В случае использования ИТ с разными условными проходами при расходе менее указанного значения производят переключение подачи газа на ИТ с КПП ближайшего меньшего типоразмера.

11.2 Определение плотности при стандартных условиях

11.2.1 Плотность газа при стандартных условиях определяют одним из методов, указанных в 5.2.

11.2.2 При отборе проб газа руководствуются требованиями ГОСТ 31370.

11.2.3 Определение компонентного состава производят в соответствии с ГОСТ 31371.7, настройку хроматографа проводят по технической документации на конкретный тип хроматографа (как в химико-аналитических лабораториях, так и при использовании потоковых хроматографов).

11.2.4 При использовании потоковых хроматографов в память вторичного преобразователя расхода в автоматическом или ручном режиме, с учетом установленного регламента, должны заноситься результаты измерений, усредненные за период, указанный в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Производительность n (число измерений хроматографа за 1 час)	Период усреднения результатов измерений, час
$n \geq 3$	1
$1,5 \leq n < 3$	2
Примечание - Применение потоковых хроматографов с производительностью $n < 1,5$ не рекомендуется	

12 Расчет расхода и количества газа

12.1 Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле (5.1).

12.2 Количество газа, прошедшего по ИТ за период времени ($\tau_k - \tau_n$), с использованием информации о массовом расходе газа, поступающей от КПП, рассчитывают по формуле

$$V_c = \sum_{i=1}^n \frac{q_{mi} \cdot \Delta\tau_i}{\rho_{ci}}, \quad (12.1)$$

где q_{mi} и ρ_{ci} - массовый расход и плотность при стандартных условиях в i -й промежуток времени $\Delta\tau_i$.

12.3 Количество газа, прошедшего по ИТ за период времени ($\tau_k - \tau_n$), с использованием информации о приращении массы газа, поступающей от КПП, рассчитывают по формуле

$$V_c = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta m_i}{\rho_{ci}}, \quad (12.2)$$

где Δm_i - масса газа, прошедшая по ИТ за i -й промежуток времени.

12.4 Плотность газа при стандартных условиях, необходимую для пересчета массы и массового расхода в объем и объемный расход, приведенные к стандартным условиям, определяют одним из методов, указанных в 5.2.

В случае отсутствия поточного плотномера и поточного хроматографа или при отсутствии возможности автоматической передачи сигнала с указанных СИ на КПП значение плотности при стандартных условиях принимают условно-постоянным.

12.5 Корректировку значений расхода и количества газа на влияние давления проводят, если она необходима и не предусмотрена корректировка показаний КПП путем сравнения реакции вибрирующей трубки на заданную нагрузку с известной контрольной реакцией (см. А.2.3,

приложение А). Формула, по которой проводится корректировка, имеет следующий вид:

$$m = m_0 \left[1 - \frac{|K_p|}{100} (p_0 - p_r) \right], \quad (12.3)$$

где m - масса газа, скорректированная на влияние давления;

m_0 - масса газа по показаниям КПР;

K_p - влияние давления на показания КПР (по данным изготовителя, приведенным в технической документации КПР), в процентах массы газа на единицу давления;

p_0 - давление газа в ИТ (измеренное или среднее значение рабочего давления);

p_r - давление газа, при котором проведена последняя градуировка КПР.

Если в КПР не предусмотрена корректировка по формуле (12.3), то корректировка по этой формуле может быть проведена с помощью вычислителя (ПЛК), при его наличии, или вручную.

12.6 Если автоматическая корректировка влияния температуры вибрирующей трубки в КПР не предусмотрена, то оценивают дополнительную неопределенность, обусловленную этим влиянием.

Влияние изменений температуры других элементов первичного ПР устраняют путем переустановки нуля.

12.7 Результаты измерений и расчета расхода и количества газа представляют, соответственно, в виде объемного расхода и объема, приведенных к стандартным условиям.

Единицы физических величин, в которых должны быть представлены результаты измерений и расчета параметров потока и среды, а также минимальное число значащих цифр и цифр после запятой приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1

Параметр	Единица величины	Минимальное число цифр после запятой	Минимальное число значащих цифр
Температура	°С	1	-
Давление	МПа, кгс/см ²	-	3
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	-	4
Компонентный состав	Молярные или объемные доли	См. ГОСТ 31371.7	-
Объем газа при стандартных условиях	м ³	1	-
Объемный расход газа при стандартных условиях	м ³ /ч	-	4

13 Контроль точности результатов измерений

13.1 Общие положения

13.1.1 КПР, преобразователи давления, температуры, плотности и хроматографы подлежат поверке в порядке, установленном ПР 50.2.006-94 [16], или калибровке согласно требованиям ПР 50.2.016-94 [17], в соответствии с методиками поверки (калибровки) на данный тип СИ. Преобразователи перепада давления подлежат калибровке согласно требованиям ПР 50.2.016-94 [17] и методиками калибровки. При отсутствии методики калибровки МХ СИ определяют в соответствии с методикой поверки.

13.1.2 СИ параметров потока и газа должны иметь действующие свидетельства о поверке (сертификаты о калибровке) или поверительные (калибровочные) клейма*.

* Клеймо наносят на СИ или приводят в технической документации на СИ.

13.1.3 Регламент контроля точности результатов измерений излагают в инструкции по эксплуатации узла измерений.

13.1.4 Контролируют следующие показатели и параметры:

- отсутствие сбоев показаний СИ путем их периодического сличения с показаниями аналогичных СИ, установленных на других ИТ, или сравнения показаний с дублирующей* системой (при ее наличии) измерений расхода и количества газа;

* Рекомендуется отдавать предпочтение дублирующей системе, основанной на альтернативном методе измерения расхода.

- МХ КПП, потокового плотномера или потокового хроматографа (см. 13.2.3, 13.3, 13.4);
- показаний преобразователей давления и температуры (см. 13.5, 13.6);
- своевременность и правильность введения значений условно-постоянных величин в память вторичного ПР и (или) вычислителя (ПЛК);
- расход газа через ИТ, рабочие давление и температуру, которые должны находиться в пределах установленных диапазонов;
- выполнение требований раздела 7 к условиям измерений;
- смещение нуля КПП (см. 13.2.1);
- перепады давлений на фильтрах и УПП (см. 13.7);
- параметры КПП, диагностика которых предусмотрена его технической документацией и регламентом ее проведения (см. 13.2.2).

При разработке регламента контроля точности измерений указанный перечень конкретизируют в зависимости от применяемых СИ, вспомогательных устройств и условий эксплуатации СИ.

13.1.5 Интервалы проведения очередного контроля МХ устанавливают с учетом условий эксплуатации СИ и требований к точности измерений по согласованию заинтересованных сторон. Внеочередной контроль проводят по требованию одной из сторон.

13.1.6 Контроль МХ СИ не должен препятствовать проведению измерений расхода и количества газа в установленном порядке.

13.1.7 Средства и точки диапазонов контроля МХ КПП и потоковых плотномеров приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1

Средства и точки диапазона контроля	Контролируемые КПП и потоковые плотномеры	
	КПП	потоковые плотномеры
Средства контроля	Контрольный КПП или контрольные объемный ПР и СИ плотности*	Поверочная смесь или азот повышенной чистоты (см. ГОСТ 9293 и ГСССД 4-78 [18]) или пикнометры
Точки диапазона изменения параметра, в которых проводят сличение показаний рабочего СИ и средства его контроля	Минимальное и максимальное или текущее** значения расхода	Значение из диапазона изменений плотности
* Предел допускаемой погрешности контрольного КПП должен быть не более 0,7 предела допускаемой погрешности контролируемого КПП.		
** Контроль МХ проводят только при текущем значении расхода по согласованию с заинтересованными сторонами.		

13.2 Контроль точности результатов измерений преобразователей расхода

13.2.1 Проверка смещения нуля

13.2.1.1 Проверку смещения нуля проводят:

- в течение первого месяца после установки КПП;
- каждый сезон в течение первого года работы КПП (частота последующих периодических проверок нуля определяется условиями эксплуатации КПП, требованиями к точности измерений, результатами предыдущих проверок);
- при выходе значений температуры газа, температуры окружающего воздуха и давления (плотности) за пределы, при которых смещение превышает стабильность нуля (в случае, если в технической документации КПП они не указаны, их определяют в процессе эксплуатации КПП);

Примечание - В техническом докладе АГА 11 [3] отмечается, что установка нуля по причине изменения температуры газа обычно не требуется, если рабочая температура газа отклоняется менее чем на 20 °С от температуры, при которой производилась последняя установка нуля.

- при проведении монтажных работ на ИТ, в результате которых могут возникнуть механические напряжения на стыке КПП и ИТ;
- периодически, с частотой, определяемой на основании результатов предыдущих проверок с

учетом условий эксплуатации КПР.

13.2.1.2 Проверку смещения нуля проводят в следующем порядке:

- при отсутствии расхода газа обеспечивают в КПР рабочие значения давления и температуры;
- записывают показание КПР, условия измерений, условия окружающей среды;
- устанавливают ноль КПР, если смещение превышает стабильность нуля;

Примечание - Если причиной смещения нуля являются отложения на внутренней поверхности вибрирующей трубки, необходимо перед установкой нуля КПР произвести очистку (см. А.5, приложение А).

- на основании зарегистрированного значения нуля и последующих изменений условий эксплуатации КПР корректируют, при необходимости, срок последующих проверок смещения нуля.

13.2.2 Диагностика параметров кориолисового преобразователя расхода

В процессе эксплуатации без демонтажа КПР и остановки подачи газа периодически контролируют параметры, диагностирование которых предусмотрено изготовителем КПР, например, температуру поверхности и частоту колебаний вибрирующей трубки, температуру в блоках электроники первичного и вторичного ПР.

Диагностику проводят в соответствии с указаниями технической документации КПР и регламентом ее проведения на конкретном узле измерений.

По результатам диагностики, при необходимости, принимают меры по устранению неисправностей.

13.2.3 Контроль метрологических характеристик кориолисового преобразователя расхода

13.2.3.1 Контроль МХ КПР рекомендуется проводить на узлах измерений с пределом допускаемой относительной неопределенности не более 1,0 %.

Применяют следующие варианты его установки:

- а) на рабочем ИТ до или после рабочего КПР на период контроля МХ рабочего КПР. После контроля вместо контрольного ПР устанавливают катушку-вставку;
- б) на контрольном ИТ, последовательное соединение которого с рабочими ИТ обеспечивают с помощью дополнительной трубной обвязки.

Контрольный ПР может устанавливаться как стационарно, так и временно, на период контроля МХ рабочего ПР. В случае временной установки после контроля МХ ПР вместо контрольного ПР устанавливают катушку-вставку.

При наличии контрольного ИТ допускается использовать его в качестве резервного.

13.2.3.2 При проведении контроля проводят не менее трех измерений массы газа при каждом значении расхода, указанном в таблице 13.1. Время измерения массы при каждом значении расхода должно быть не менее 90 с.

13.2.3.3 Результат контроля считают положительным, если для каждого измерения выполняется условие

$$\left| \frac{m_k - m_{ск}}{m_{ск}} \right| \cdot 100 \% \leq \left(U_{m_{ск}}'^2 + U_{m_k}'^2 \right)^{0,5}, \quad (13.1)$$

где m_k и $m_{ск}$ - масса газа по показаниям контролируемого КПР и средства контроля;

$U_{m_{ск}}'$ - предел относительной расширенной неопределенности средства контроля КПР;

U_{m_k}' - предел относительной расширенной неопределенности контролируемого КПР.

13.2.3.4 Если условие (13.1) не выполняется для одного из измерений, его результат исключают и проводят одно дополнительное измерение.

13.2.3.5 При несоблюдении условия (13.1) для двух или более измерений и в случае повторного невыполнения дополнительного измерения выясняют причину, вызвавшую невыполнение условия (13.1), принимают меры по ее устранению и проводят повторный контроль.

13.2.3.6 При отрицательном результате повторного контроля КПР подлежит ремонту и внеочередной проверке или калибровке.

13.3 Контроль метрологических характеристик потокового плотномера

13.3.1 При контроле МХ плотномеров для измерения плотности газа при стандартных условиях проводят не менее трех измерений.

13.3.2 Для каждого измерения должно выполняться условие

$$|\rho_{\text{к}} - \rho_{\text{ск}}| \leq (U_{\text{к}}^2 + U_{\text{ск}}^2)^{0,5}, \quad (13.2)$$

где $\rho_{\text{к}}$ и $\rho_{\text{ск}}$ - плотность при стандартных условиях по показаниям контролируемого плотномера и средства контроля;

$U_{\text{к}}$ и $U_{\text{ск}}$ - пределы допускаемых абсолютных расширенных неопределенностей контролируемого плотномера и средства контроля.

13.3.3 Если условие (13.2) не выполняется для одного из измерений, его результат исключают и проводят одно дополнительное измерение.

13.3.4 При несоблюдении условия (13.2) для двух или более измерений и в случае повторного невыполнения дополнительного измерения выясняют причину, вызвавшую невыполнение условия, принимают меры по ее устранению (без демонтажа плотномера) и проводят повторный контроль МХ.

13.3.5 При отрицательном результате повторного контроля МХ плотномер подлежит ремонту и внеочередной поверке или калибровке.

13.4 Контроль метрологических характеристик потокового хроматографа

Контроль точности потоковых хроматографов выполняют в соответствии с требованиями раздела 12 ГОСТ 31371.7.

13.5 Контроль показаний преобразователя давления

13.5.1 Изменения давления на показания КПП влияют слабо. Однако во многих случаях ими пренебрегать нельзя. Целью контроля является обнаружение грубых ошибок измерения давления. Контроль показаний преобразователя давления можно проводить как с помощью калибратора (при отключении СИ от потока газа), так и с помощью контрольного преобразователя давления, подключенного к ИТ или соединительной трубке контролируемого преобразователя давления без отключения последнего от потока. В качестве средства контроля может быть использован преобразователь давления любого типа, удовлетворяющий требованию 8.1.6.

13.5.2 При использовании калибратора измерения проводят в трех точках диапазона измерений: при значениях, примерно соответствующих верхнему, среднему и нижнему значениям диапазона измерений.

Для каждого измерения должно выполняться условие

$$|p_{\text{к}} - p_{\text{ск}}| \leq (U_{p_{\text{к}}}^2 + U_{p_{\text{ск}}}^2)^{0,5}, \quad (13.3)$$

где $p_{\text{к}}$ и $p_{\text{ск}}$ - давление газа по показаниям контролируемого преобразователя давления и средства контроля;

$U_{p_{\text{к}}}$ и $U_{p_{\text{ск}}}$ - пределы допускаемых абсолютных расширенных неопределенностей контролируемого преобразователя давления и средства контроля.

Если требование не выполняется для одного из измерений, его результат исключают и проводят одно дополнительное измерение.

При несоблюдении требования для двух или более измерений и в случае повторного невыполнения дополнительного измерения выясняют причину, вызвавшую невыполнение требования, принимают меры по ее устранению и проводят повторный контроль показаний.

При отрицательном результате повторного контроля показаний преобразователь подлежит ремонту.

13.5.3 При использовании контрольного преобразователя давления, подключенного к ИТ или соединительной трубке контролируемого преобразователя давления без отключения последнего от потока, измерения проводят при рабочем давлении. При этом должно выполняться условие (13.3), где величины $p_{\text{к}}$ и $p_{\text{ск}}$ означают средние арифметические значения результатов не менее десяти измерений рабочего давления, проведенных последовательно одно за другим.

13.6 Контроль показаний преобразователя температуры

13.6.1 Изменения температуры на показания КПП влияют слабо. Однако во многих случаях ими пренебрегать нельзя. Целью контроля является обнаружение грубых ошибок измерения температуры. Контроль показаний преобразователя температуры вибрирующей трубки или рабочей температуры проводят, если они используются для корректировки показаний КПП.

13.6.2 В качестве средства контроля может быть использован преобразователь температуры любого типа, удовлетворяющий требованию 8.1.6.

При контроле показаний преобразователя температуры вибрирующей трубки должно

выполняться условие*

$$|T_{\text{вт}} - T_{\text{ск}}| \leq (U_{\text{вт}}^2 + U_{\text{тск}}^2)^{0,5} + 3 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (13.4)$$

* Условие учитывает, что температура трубки и рабочая температура газа в ИТ отличаются из-за наличия теплообмена трубки с окружающей средой и разницы скоростей и, следовательно, давлений газа в трубке и ИТ. Оценочные расчеты показывают, что указанные расхождения могут достигать 3 °С.

при контроле показаний преобразователя рабочей температуры - условие

$$|T - T_{\text{ск}}| \leq (U_t^2 + U_{\text{тск}}^2)^{0,5}, \quad (13.5)$$

где $T_{\text{вт}}$, T и $T_{\text{ск}}$ - температуры по показаниям преобразователя температуры вибрирующей трубки, преобразователя рабочей температуры и средства контроля;

$U_{\text{вт}}$, U_t и $U_{\text{тск}}$ - пределы допускаемых абсолютных расширенных неопределенностей преобразователя температуры вибрирующей трубки, преобразователя рабочей температуры и средства контроля.

13.6.3 Измерения проводят два раза через промежуток времени от 3 до 4 часов. Если требование 13.6.2 не выполняется для одного из измерений, его результат исключают и проводят одно дополнительное измерение.

При несоблюдении требования 13.6.2 в случае невыполнения дополнительного измерения выясняют причину, вызвавшую невыполнение условия, принимают меры по ее устранению и проводят повторный контроль показаний.

При отрицательном результате повторного контроля показаний преобразователь подлежит ремонту.

13.7 Контроль изменений перепада давления на фильтрах и устройствах подготовки потока

13.7.1 Периодический или непрерывный контроль изменений перепада давления обязательно проводят на всех фильтрах. На УПП данный контроль проводят при наличии опасности его загрязнений.

Если в технической документации изготовителя отсутствует информация о процедуре контроля технического состояния фильтров и УПП, руководствуются критериями, приведенными ниже.

13.7.2 Перепад давления на фильтре не должен превышать допустимого значения, указанного в его паспорте.

13.7.3 Контрольный перепад давления Δp на УПП для текущих условий в месте размещения УПП или КПП рассчитывают по формуле

$$\Delta p = \Delta p_0 \frac{\rho_{c0} p_0}{\rho_c p} \left(\frac{q_m}{q_{m0}} \right)^2, \quad (13.6)$$

где p , ρ_c и q_m - давление, плотность при стандартных условиях и массовый расход газа в текущих условиях в месте размещения УПП;

Δp_0 - перепад давления, установленный в технической документации на УПП или измеренный в начале его эксплуатации, при давлении p_0 , плотности ρ_{c0} и массовом расходе q_{m0} .

В качестве Δp_0 , p_0 , ρ_{c0} и q_{m0} рекомендуется принимать зарегистрированные в начале эксплуатации УПП значения перепада давления, давления, плотности газа при стандартных условиях и расхода газа при наиболее характерных режимах работы УПП.

Если перепад давления на УПП превышает контрольное значение более чем на 10 %, необходимо провести его очистку.

13.7.4 Если конструкция УПП не предусматривает отверстий для измерений перепада давления и в технической документации на УПП отсутствует информация о месте их расположения, то отборы давления располагают на расстоянии от 1 до 3 DN до и после УПП.

14 Вычисление относительной расширенной неопределенности результатов измерений

14.1 Общие положения

14.1.1 При оценке относительной расширенной неопределенности результатов измерений расхода и количества 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 оценки относительной суммарной стандартной и относительной расширенной неопределенностей результатов измерений расчетным способом в условиях ограниченной исходной информации на основе РМГ 43-2003 [19].

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, зависящий от распределения вероятностей, приписанного рассматриваемой величине, и уровня доверия.

Если известны только границы $y_{\min}$ и $y_{\max}$ 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 $y_{\min}$ и $y_{\max}$ 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

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

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

- при нормировании пределов допускаемых значений коэффициентов чувствительности

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

где $\delta_{пд}$ - предел допускаемых значений дополнительной относительной погрешности при

отклонении влияющей величины на Δx ;

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

$\gamma_{\text{пд}}$ - 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

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

где n - число влияющих величин;

u_{y0}' - основная составляющая относительной стандартной неопределенности результата измерений значения величины y , рассчитанная без учета дополнительных составляющих неопределенности, вызванных внешними влияющими величинами;

u_{ydi}' - 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 , определяемой косвенным методом и связанной 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

$$u'_y = \left[u_F'^2 + \sum_i^n \vartheta_{yi}^2 u_{yi}'^2 \right]^{0,5}, \quad (14.10)$$

где u_F' - неопределенность, приписываемая функциональной зависимости;

u_{yi}' - неопределенность результата измерения значений i -й величины;

ϑ_{yi} - 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_F' рассчитывают по формуле

$$u_F' = \frac{\Delta y}{y\sqrt{3}} \cdot 100 = \frac{\delta_y}{\sqrt{3}}.$$

Относительный коэффициент чувствительности рассчитывают по формуле

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

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, то коэффициент чувствительности рассчитывают по формуле

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

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

Значение Δy_i рекомендуется выбирать не более абсолютной неопределенности измерений.

14.1.7 Если величина является условно-постоянной, то относительную стандартную неопределенность результата ее определения рассчитывают по формуле (14.3).

14.2 Формула для расчета относительной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям

14.2.1 Относительную суммарную стандартную неопределенность измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$u'_{V_c} = \left(u_m'^2 + u_{p_c}'^2 \right)^{0,5}, \quad (14.13)$$

где u_m' - относительная стандартная неопределенность измерений массового расхода с

помощью КПП;

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

14.2.2 Относительную расширенную неопределенность измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$U'_{V_c} = 2u'_{V_c} \quad (14.14)$$

14.3 Составляющие неопределенности измерений расхода газа

14.3.1 Формула для определения относительной погрешности измерений массового расхода приводится в технической документации КПП.

Примечание - Обычно эта формула имеет следующий вид:

$$\delta_{q_m} = \pm \left[\delta_B + \frac{ZS}{q_m} \cdot 100 \% \right],$$

где δ_B - базовая погрешность КПП.

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

$$u'_{\rho_c} = 50 \frac{\Delta \rho_c}{\rho_c}, \quad (14.15)$$

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

При иных вариантах нормирования МХ плотномера неопределенность u'_{ρ_c} рассчитывают согласно формулам (14.1) - (14.6).

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

$$u'_{\rho_c} = \left(\sum_{i=1}^n u'^2_{\rho_{ci}} \right)^{0,5}, \quad (14.16)$$

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

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

При определении ρ_c по компонентному составу относительную стандартную неопределенность u'_{ρ_c} рассчитывают по формуле

$$u'_{\rho_c} = \left(u'^2_{\rho_{c.и}} + u'^2_{Z_c} + 0,000625 \right)^{0,5}, \quad (14.17)$$

$$u'_{\rho_{c.и}} = \frac{0,6}{\rho_c} \left[\sum_{i=1}^n \left(k_i x_i u'_{x_i} \right)^2 + 3,4 \left(x_a u'_{x_a} \right)^2 + 9 \left(x_y u'_{x_y} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (14.18)$$

$$u'_{Z_c} = 0,09 \frac{(1 - Z_c)^{0,5}}{Z_c} \left[\sum_{i=1}^n \left(k_i x_i u'_{x_i} \right)^2 + 0,18 \left(x_a u'_{x_a} \right)^2 + 2,7 \left(x_y u'_{x_y} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (14.19)$$

где u'_{x_i} - относительная стандартная неопределенность определения концентрации i -го компонента;

x_a , u'_{x_a} - молярная доля азота и относительная стандартная неопределенность определения его концентрации в газе;

x_y , u'_{x_y} - молярная доля диоксида углерода и относительная стандартная неопределенность определения его концентрации в газе;

k_i - количество атомов углерода в i -м углеводородном компоненте ($C_k H_{2k+2}$) газа;

n - число компонентов в газовой смеси;

Z_c - фактор сжимаемости при стандартных условиях, определяемый по формуле (3) ГОСТ 31369.

14.3.3 Относительную стандартную неопределенность определения содержания i -го

компонента газа u'_{x_i} устанавливают на основе нормы неопределенности результатов измерений применяемой методики выполнения измерений или МХ СИ компонентного состава газа в соответствии с 14.1.3.

15 Требования к персоналу

15.1 Состав персонала узла измерений устанавливают в зависимости от категории, степени автоматизации, телемеханизации, формы обслуживания узла измерений и местных условий, с учетом необходимости обеспечения его безопасной эксплуатации и охраны.

15.2 К проведению работ по метрологическому и техническому обслуживанию узла измерений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие необходимое профессионально-техническое образование, прошедшие инструктаж на рабочем месте, инструктаж по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности, проверку знаний, медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний для работы на узле измерений газа.

15.3 Квалификационные требования к персоналу узла измерений должны быть определены должностными инструкциями.

15.4 Программы проверки знаний персонала и порядок допуска к самостоятельной работе должны быть установлены документами организации.

Приложение А
(справочное)

Сведения о кориолисовых преобразователях расхода и их эксплуатации

А.1 Общие сведения

Принцип метода измерения изложен в 5.1.

По сравнению с жидкостью газ имеет существенно меньшую плотность. Обеспечение достаточно большого массового расхода газа за счет увеличения скорости потока неприемлемо из-за недопустимого роста потери давления, появления акустических шумов и эрозии вибрирующей трубки. В связи с этим:

- КПП не пригодны для измерения расхода газа при низких давлениях;
- измерения расхода газа проводят в начальной области диапазона измерения КПП и погрешность измерения оказывается больше, чем при измерении расхода жидкости.

Акустические шумы могут повлиять на точность измерений и воспроизводимость. Поэтому изготовители КПП ограничивают скорость потока газа в вибрирующих трубках. Обычно эти шумы не создают проблем при скоростях меньше 60 м/с. Некоторые изготовители достигают значительно более высоких скоростей газа, используя новейшие методы обработки сигнала.

Работа КПП в эрозионных или коррозионных условиях может сократить период жизненного цикла КПП. Кроме того, эрозия, наряду с отложениями и коррозией, влияет на точность измерений.

КПП с прямыми вибрирующими трубками менее подвержены засорению, чем изогнутые, но более чувствительны к искажению кинематической структуры потока.

При использовании двух параллельно расположенных вибрирующих трубок последние при колебаниях движутся в противоположные стороны. Так как датчики перемещения воспринимают относительное движение трубок, при одинаковой амплитуде их колебаний выходной сигнал датчиков увеличивается в два раза по сравнению с КПП, имеющими одну трубку.

Как правило, современные КПП позволяют проводить измерения плотности газа при рабочих условиях. Из-за низкой точности их нельзя использовать для определения расхода и количества, но можно применять в качестве инструмента диагностики.

А.2 Влияние температуры и давления

А.2.1 Влияние рабочих температуры и давления на точность результатов измерений невелико, но во многих случаях им пренебрегать нельзя. Численные значения влияния на расход отличий рабочих давления (на единицу давления) и температуры (на один градус) приводят в технической документации КПП. Это влияние необходимо учитывать при больших отличиях рабочего давления от давления среды, при которой выполнялась градуировка КПП, и рабочей температуры от ее значения при последней установке нуля показания КПП.

А.2.2 Температура вибрирующей трубки влияет на результат измерения массового расхода

вследствие изменений модуля упругости ее материала, давление - вследствие изменения жесткости конструкции, представляющей собой вибрирующую трубку, заполненную газом под давлением.

В современных КПП, как правило, предусмотрены измерение температуры вибрирующей трубки и автоматическая коррекция ее влияния.

Коррекция по давлению проводится либо по известному среднему значению давления, либо по результатам измерения с помощью преобразователя давления через отбор давления, расположенный вблизи КПП.

Изменение температуры элементов первичного ПР приводит к смещению нуля. Это влияние может быть устранено путем переустановки нуля.

А.2.3 Существуют типы КПП, в которых предусмотрены периодическая проверка чувствительности КПП путем приложения заданной нагрузки на вибрирующую трубку в рабочих условиях и сравнение реакции на нагрузку с известной контрольной реакцией. В этих КПП компенсируется влияние как давления, так и температуры.

А.3 Стабильность нуля

Стабильность нуля является постоянной ошибкой на всем рабочем диапазоне данного КПП. Наибольшее влияние она имеет при наименьшем расходе.

Паспортные значения стабильности нуля обычно относятся к КПП при фиксированных температуре и давлении, пределы изменений которых могут быть указаны. В случае выхода за эти пределы может потребоваться установка нуля КПП для достижения паспортной стабильности нуля.

К причинам, влияющим на стабильность нуля, относятся:

- изменения рабочих температуры и давления, температуры окружающей среды;
- осевые, изгибающие и закручивающие напряжения, возникающие от неправильного монтажа КПП, веса участков ИТ, устройств и СИ вблизи КПП и от деформаций ИТ и КПП, обусловленных изменением их температуры;
- наличие жидких и (или) твердых частиц в потоке, отложений на стенке вибрирующей трубки.

А.4 Градуировочные среды

Обычно изготовители проводят градуировку КПП с использованием альтернативных градуировочных сред (воды, воздуха и т.д.). В таких случаях изготовитель должен сообщить, какая среда использовалась при градуировке для определения градуировочного коэффициента и, если применялась соответствующая процедура коррекции на газ, дать значение корректирующего коэффициента.

А.5 Очистка КПП

При необходимости очистки КПП ее выполняют:

- механическими средствами (специальными щетками, спиралями, ультразвуком);
- путем стерилизации (с помощью пара);
- с помощью чистящих жидкостей.

Перед использованием чистящей жидкости следует установить ее химическую совместимость с природным газом и материалами деталей КПП, контактирующих с ней. После использования чистящей жидкости следует принять меры к удалению ее остатков.

Приложение Б
(справочное)

Перечень сведений, которые должен предоставить изготовитель по запросу проектировщика и пользователя

В техническом докладе АГА 11 [3] указывается, что изготовитель должен быть готов ответить на следующие вопросы проектировщика и пользователя КПП (многие из ответов на приведенные вопросы могут быть даны в технической документации КПП).

- | | |
|---------|--|
| Перечни | <ul style="list-style-type: none">- типоразмеров;- материалов для трубопровода и других частей, контактирующих с газом; |
|---------|--|

Ограничения	- материалов других элементов конструкции. - максимального и минимального массовых расходов, соответствующих требуемой неопределенности измерений; - диапазонов температуры и давления; - температуры газа; - давления газа; - температуры окружающей среды; - влажности; - областей безопасности; - параметров вторичной защиты; - коррозионности окружающей среды; - коррозионности газа.
Влияния на точность	- температуры газа; - давления газа на входе; - изменения плотности; - изменения вязкости; - конфигурации ИТ вверх и вниз по потоку; - пульсаций потока; - выхода расхода за диапазон; - изменения температуры окружающей среды; - изменения напряжения и частоты питания; - электромагнитной интерференции; - вибраций; - двухфазности потока; - эрозии из-за примесей; - монтажа; - напряжений, связанных с установкой.
Требования к установке	- источник питания; - рабочие или резонансные частоты; - соединения: фланцы, патрубки, сварные швы и т.д.; - требования монтажа (вес, размеры, допуски для эксплуатации, ориентация); - ограничения на внешние воздействия и вибрацию; - рекомендуемые процедуры очистки; - отслеживание теплового режима; - обеспечение теплоизоляции; - максимальная допустимая потеря давления.
Соотношения	- между потерей давления и расходом; - между типоразмерами и диапазоном расхода.
Показатели вторичного ПР	- стандарты выходных сигналов; - пределы по напряжению и частоте; - пределы температуры окружающей среды; - классификация электрического кода и наличие аттестации; - характеристики экранирования; - требования к кабелям; - локальная диагностика; - удаленная диагностика; - локальный или удаленный монтаж.
Параметры	- дисплеев; - средств оповещения тревоги; - сумматоров; - выходных сигналов.

Определение необходимой частоты измерений состава и плотности газа при стандартных условиях

В.1 При существенной нестабильности компонентного состава и низкой частоте его измерений возникает дополнительная погрешность определения плотности газа при стандартных условиях и коэффициента сжимаемости газа, что приводит к дополнительной погрешности измерения расхода и количества газа.

В.2 Дополнительная погрешность измерения расхода, обусловленная нестабильностью компонентного состава, может быть снижена путем увеличения частоты измерений компонентного состава и (или) плотности.

Рекомендуется частоту измерений состава и плотности газа при стандартных условиях устанавливать исходя из допускаемой погрешности (неопределенности) результатов определений плотности газа при стандартных условиях и возможных изменений ее значения за заданный период времени (например, сутки, месяц).

Число измерений за заданный период времени рассчитывают по формуле

$$n = 1 + \exp \left\{ \frac{CZ}{2B} + \sqrt{\left(\frac{CZ}{2B} \right)^2 + \frac{(Z - A)}{B}} \right\}, \quad (\text{В.1})$$

где n - необходимое число проб;

$$Z = 2 \ln(S/\delta);$$

$$A = -8,04445;$$

$$B = 2,50960;$$

$$C = 2,82837;$$

δ - допускаемая предельная относительная погрешность (относительная расширенная неопределенность) результата измерений плотности газа при стандартных условиях;

S - оценка среднеквадратического отклонения результата измерений параметра, рассчитываемая по формуле (8.6).

Примечание - Формула (В.1) получена на основе положений ГОСТ 31370.

Если необходимая частота измерений параметра не может быть обеспечена путем косвенного отбора проб и анализа в химико-аналитических лабораториях, то узел измерений следует оснастить потоковым СИ.

Библиография

- | | |
|--|---|
| [1] Международный стандарт
ISO 10790:1999
(ISO 10790:1999) | Измерение расхода текучей среды в закрытых каналах. Руководство по выбору, установке и использованию приборов Кориолиса (измерение массового расхода, плотности и объемного расхода) (Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)) |
| [2] Международный стандарт
ISO 10790: 1999/Изменение 1:2003
(ISO 10790: 1999/Amd. 1:2003) | Измерение расхода текучей среды в закрытых каналах. Руководство по выбору, установке и использованию приборов Кориолиса (измерение массового расхода, плотности и объемного расхода). Изменение 1. Руководящие указания по измерению расхода газа (Measurement of fluid flow in closed conduits - Guidance to the selection, installation and use of Coriolis meters (mass flow, density and volume flow measurements)) |
| [3] Технический доклад АГА 11/АПИ
МПМС, глава 14.9 (AGA Report No. 11/API MPMS, Chapter 14.9) | Измерение природного газа с помощью кориолисовых расходомеров (Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter) |

- | | |
|--|--|
| [4] Рекомендации по межгосударственной Метрология. Основные термины и определения стандартизации РМГ 29-99 | |
| [5] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" | |
| [6] Правила устройства электроустановок. ПУЭ, седьмое издание (утверждены приказом Минэнерго России от 08 июля 2002 г. № 204) | |
| [7] Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации (утверждены Росстройгазификацией, приказ от 20 октября 1991 г. № 70-П) | |
| [8] Правила безопасности ПБ 08-624-03 | Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности |
| [9] Правила безопасности ПБ 03-576-03 | Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением |
| [10] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6) | |
| [11] Правила по охране труда ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) | Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок |
| [12] Правила безопасности ПБ 12-529-03 | Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления |
| [13] Правила безопасности ПБ 03-585-03 | Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов |
| [14] Отраслевой стандарт ОСТ 51.40-93 | Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия |
| [15] Строительные нормы и правила Российской Федерации СНиП 3.05.07-85 | Системы автоматизации |
| [16] Правила по метрологии ПР 50.2.006-94 | Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений |
| [17] Правила по метрологии ПР 50.2.016-94 | Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к выполнению калибровочных работ |
| [18] Государственная служба стандартных справочных данных ГСССД 4-78 | Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного азота при температурах 70-1500 К и давлениях 0,1-100 МПа |
| [19] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 43-2003 | Государственная система обеспечения единства измерений. Применение "Руководства по выражению неопределенности измерений" |

Ключевые слова: расход, количество, природный газ, кориолисовый преобразователь расхода, измерения, средства измерений, расчет, неопределенность

Содержание

- 1 Область применения
- 2 Нормативные ссылки
- 3 Термины, определения, обозначения и сокращения
 - 3.1 Термины и определения
 - 3.2 Обозначения
 - 3.3 Сокращения
- 4 Требования к неопределенности измерений
- 5 Метод измерений
- 6 Требования безопасности
- 7 Условия выполнения измерений
 - 7.1 Измеряемая среда
 - 7.2 Условия применения средств измерений

- 8 Требования к средствам измерений и вспомогательным устройствам
 - 8.1 Общие требования
 - 8.2 Преобразователи расхода
 - 8.3 Средства измерений, используемые для определения плотности газа при стандартных условиях
 - 8.4 Метрологические характеристики средств измерений для определения массы и плотности при стандартных условиях
 - 8.5 Средства измерений давления и температуры
 - 8.6 Вычислитель и программируемый логический контроллер
 - 8.7 Устройство для очистки газа
 - 8.8 Устройство подготовки потока
 - 8.9 Пробоотборный зонд
- 9 Монтаж средств измерений и вспомогательных устройств
 - 9.1 Монтаж кориолисового преобразователя расхода
 - 9.2 Монтаж плотномера и хроматографа
 - 9.3 Монтаж преобразователя давления
 - 9.4 Монтаж преобразователя температуры
 - 9.5 Монтаж вспомогательных устройств
- 10 Подготовка к измерениям
- 11 Выполнение измерений
 - 11.1 Измерение массового расхода и массы газа
 - 11.2 Определение плотности при стандартных условиях
- 12 Расчет расхода и количества газа
- 13 Контроль точности результатов измерений
 - 13.1 Общие положения
 - 13.2 Контроль точности результатов измерений преобразователей расхода
 - 13.3 Контроль метрологических характеристик потокового плотномера
 - 13.4 Контроль метрологических характеристик потокового хроматографа
 - 13.5 Контроль показаний преобразователя давления
 - 13.6 Контроль показаний преобразователя температуры
 - 13.7 Контроль изменений перепада давления на фильтрах и устройствах подготовки потока
- 14 Вычисление относительной расширенной неопределенности результатов измерений
 - 14.1 Общие положения
 - 14.2 Формула для расчета относительной неопределенности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям
 - 14.3 Составляющие неопределенности измерений расхода газа
- 15 Требования к персоналу
- Приложение А (справочное) Сведения о кориолисовых преобразователях расхода и их эксплуатации
- Приложение Б (справочное) Перечень сведений, которые должен предоставить изготовитель по запросу проектировщика и пользователя
- Приложение В (рекомендуемое) Определение необходимой частоты измерений состава и плотности газа при стандартных условиях
- Библиография