ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.1028— 2023

Государственная система обеспечения единства измерений

ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД И ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Методика (метод) измерений с применением микротермальных счетчиков газа

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»), Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз» (ООО «Газпром межрегионгаз») — Управляющей организацией 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 23 октября 2023 г. № 1214-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 3
5 Требования к показателям точности измерений 4
6 Метод измерений 4
7 Требования к квалификации обслуживающего персонала и безопасности 7
8 Требования к условиям выполнения измерений 8
9 Средства измерений, вспомогательные и дополнительные устройства 8
10 Подготовка к измерениям 13
11 Порядок измерений и обработка их результатов 14
12 Подтверждение реализуемости методики измерений 14
13 Оценка погрешности результата измерений 15
Приложение А (рекомендуемое) Форма акта измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода 16
Приложение Б (справочное) Расчет необходимой частоты измерений состава и плотности газа при стандартных условиях 17
Приложение В (рекомендуемое) Форма акта подтверждения реализуемости методики измерений по ГОСТ Р 8.1028 18
Библиография 20

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД И ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Методика (метод) измерений с применением микротермальных счетчиков газа

State system for ensuring the uniformity of measurements. Volume consumption and volume of natural gas. Methodology (method) of measurements using microthermal gas meters

Дата введения — 2023—12—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методику измерений объемного расхода и объема газа природного по ГОСТ 5542 (далее — газа), приведенных к стандартным условиям, с применением микротермальных счетчиков газа в сетях газораспределения низкого давления с давлением газа до 0,105 МПа и в сетях газораспределения среднего давления с давлением газа до 0,4 МПа при расходе газа, приведенного к стандартным условиям, не более 1000 $м^3$/ч.

Примечание — Здесь и далее (если не указано иное) указано абсолютное давление газа, равное сумме избыточного и атмосферного давлений.

1.2 Применение методики измерений, разработанной с учетом требований ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 8.741 и изложенной в настоящем стандарте, обеспечивает измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, с требуемыми значениями показателей точности измерений.

1.3 Положения настоящего стандарта рекомендуется использовать при разработке индивидуальных методик измерений расхода и объема газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.586.1—2005 (ИСО 5167-1:2003) 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 5542 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

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

ГОСТ 31369—2021 (ИСО 6976:2016) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

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

ГОСТ 34715.0 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

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

Издание официальное

ГОСТ Р 8.662 Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8

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 **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 подтверждения реализуемости методики измерений.

3.2 **вычислитель:** Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы средств измерений массового расхода и массы газа, измерительных преобразователей параметров потока и среды и вычисляет объем и объемный расход газа, приведенные к стандартным условиям.

Примечание — Для вычислителя нормируют пределы допускаемой погрешности преобразования входных сигналов и погрешность вычислений.

3.3 **дополнительные средства измерений:** Средства измерений, предназначенные для контроля работоспособности средств измерений массового расхода и массы газа, дополнительных устройств и выполнения требований к условиям измерений.

3.4 **измерительный трубопровод:** Участок трубопровода, границы и геометрические параметры которого, а также размещение на нем средств измерений и местных сопротивлений нормируются настоящим стандартом и/или эксплуатационной документацией на средства измерений массы и массового расхода газа.

3.5 **массовый расход газа:** Масса газа, протекающего через площадь поперечного сечения трубопровода за единицу времени.

3.6 **микротермальный счетчик газа:** Средство измерений объемного (массового) расхода и объема (массы) газа (расходомер-счетчик газа, счетчик газа), принцип действия которого основан на зависимости массового расхода газа от количества тепла, обеспечивающее постоянную разность температур в сечениях потока газа до и после нагревателя или в сечениях потока газа на нагреваемом чувствительном элементе и до него.

3.7 **объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям:** Объемный расход газа, определенный путем пересчета массового расхода газа, протекающего через первичный преобразователь в единицу времени, к стандартным условиям.

3.8 **основные средства измерений:** Средства измерений массового расхода и массы газа, а также средства измерений физико-химических параметров газа, используемых для корректировки показаний средств измерений массового расхода и массы газа и приведения объемного расхода и объема газа к стандартным условиям.

3.9 **параметры состояния газа:** Величины, характеризующие состояние газа.

Примечание — В настоящем стандарте в качестве параметров состояния газа приняты давление и температура газа.

3.10

погрешность измерения: Разность между измеренным значением величины и опорным значением величины.

[[2], подраздел 4.5]

Примечание — Опорным значением величины может быть истинное значение измеряемой величины (в таком случае оно неизвестно) или приписанное (стандартизованное) значение величины (в таком случае оно известно).

3.11 **подтверждение реализуемости методики измерений:** Документированная процедура, включающая в себя оценку по месту и предоставление объективных доказательств того, что условия применения и конкретный узел измерений расхода (объема) газа удовлетворяют требованиям методики измерений, изложенной в настоящем стандарте.

3.12 **рабочие условия:** Давление и температура газа, при которых выполняют измерение его расхода и/или объема.

3.13 **реконструкция узла измерений расхода [объема] газа:** Комплекс работ и организационно-технологических мероприятий, связанных с изменением конструкции узла измерений (состава средств измерений, вычислительных компонентов, их технических и метрологических характеристик, геометрических параметров измерительных трубопроводов и т. д.), оказывающих влияние на результаты и/или показатели точности измерений объемного расхода и объема природного газа, приведенных к стандартным условиям.

Примечание — Изменение значений условно-постоянных величин в установленных при выполнении подтверждения реализуемости методики измерений пределах не является реконструкцией.

3.14

стабильность средства измерений: Свойство средства измерений, отражающее неизменность во времени его метрологических характеристик.

[[1], подраздел 7.50]

3.15 **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).

3.16 **узел измерений расхода [объема] газа:** Совокупность средств измерений и обработки результатов измерений, измерительных трубопроводов, вспомогательных и дополнительных устройств, предназначенных для измерений, вычислений объема газа, приведенного к стандартным условиям, контроля и регистрации его параметров, а также, при необходимости, определения его физико-химических показателей.

3.17 **уровень точности измерений:** Признак, обозначающий уровень качества измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выражаемый значением доверительных границ относительной погрешности результата измерений.

Примечание — Термин введен в целях дифференциации требований данной методики измерений в зависимости от необходимой точности результата измерений.

3.18 **условно-постоянная величина:** Параметр состояния газа или характеристика какой-либо части узла измерений расхода (объема) газа, значение которого(й) 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.).

3.19 **физико-химические параметры газа:** Величины, характеризующие физико-химические свойства газа, применяемые для расчета теплофизических характеристик газа.

Примечание — В настоящем стандарте в качестве физико-химических параметров газа приняты состав газа и плотность газа при стандартных условиях.

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;
n — число интервалов дискретизации за время измерений;
q_c — объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м^3/с;
q_m — массовый расход газа, кг/с;
δ_y — относительная погрешность результата измерений величины y, %;
V_c — объем газа, приведенный к стандартным условиям, м^3;
ρ_c — плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3;
y — любой контролируемый параметр, единица величины;
τ — время, с;
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:

ИТ — измерительный трубопровод;
МС — местное сопротивление;
МТСГ — микротермальный счетчик газа;
СИ — средство измерений;
УИРГ — узел измерений расхода (объема) газа;
УПВ — условно-постоянная величина.

5 Требования к показателям точности измерений

Доверительные границы относительной погрешности при доверительной вероятности 95 % измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Уровень точности измерений	Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м^3/ч	Доверительные границы относительной погрешности δ_{V_c} или δ_{q_c}, %
А	Св. 150 до 103 включ.	±2,5
Б	До 150 включ.	±3,5

6 Метод измерений

6.1 Принцип метода измерения

Измерения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, выполняют методом, основанным на измерении массового расхода газа, массы газа с помощью МТСГ, с последующим вычислением объемного расхода и объема газа при стандартных условиях.

Объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, q_c, м^3/с, вычисляют по формуле

$$q_c = \frac{q_m}{\rho_c}, \quad (6.1)$$

где q_m — массовый расход газа, кг/с;
ρ_c — плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3.

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

6.2 Метод измерения массового расхода газа с помощью МТСГ

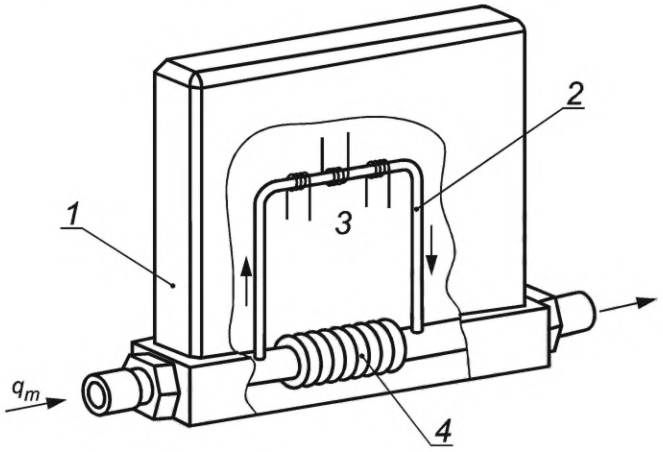
Принцип действия МТСГ основан на измерении разности температур потока газа или нагретого тела, находящегося в потоке, в связи с переносом тепла, вызванного движением измеряемой среды.

МТСГ подразделяются на два типа:

- капиллярный;
- полнопроходной.

6.2.1 МТСГ капиллярного типа

6.2.1.1 Типовая конструкция МТСГ капиллярного типа представлена на рисунке 1. Счетчик состоит из корпуса и датчика потока. Датчик потока встроен в корпус счетчика. Определенная часть потока газа из корпуса счетчика отбирается в измерительную линию (капилляр). Оставшаяся часть газа поступает через ламинарное дросселирующее устройство, установленное на байпасной линии счетчика газа, что обеспечивает известное соотношение расходов через основную и байпасную линии.



1 — корпус МТСГ; *2* — измерительная линия (капилляр); *3* — датчик потока; *4* — ламинарное дросселирующее устройство

Рисунок 1 — Типовая конструкция МТСГ капиллярного типа

6.2.1.2 Датчик потока состоит из тонкой трубки (капилляра), двух преобразователей температуры (Т1 и Т2) и нагревательного элемента, расположенного между ними [см. рисунок 2а)]. В частном случае нагревательный элемент может быть объединен с преобразователями температуры [см. рисунок 2б)]. Преобразователи температуры и нагревательный элемент могут находиться как внутри капилляра на полупроводниковой подложке, так и за пределами капилляра на его внешней стенке. В первом случае измерение температуры потока и его нагрев производится непосредственно, во втором — через стенку капилляра посредством теплопередачи. Зависимость перепада температур описывается законом Кинга (см. [3]).

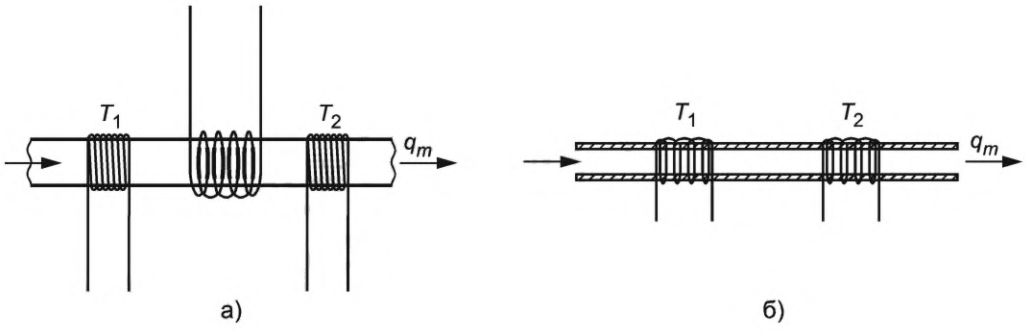


Рисунок 2 — Схема конструкции датчика потока

6.2.1.3 Зависимость массового расхода q_m от перепада температур для МТСГ в общем случае (см. [3]) вычисляют по формуле

$$q_m = \frac{(W - L) \cdot K}{c_p \cdot (T_2 - T_1)}, \quad (6.2)$$

где W — мощность, поданная на нагревательный элемент, Вт;

L — потери вследствие теплопередачи на корпус счетчика, Вт;

K — постоянная счетчика, определяемая его конструкцией, указывается в эксплуатационной документации МТСГ;

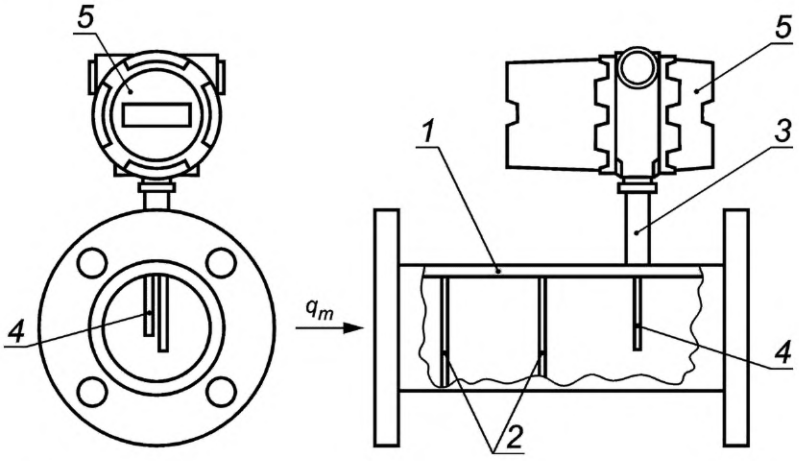
c_p — изобарная теплоемкость измеряемого газа, Дж/(кг · К);

$(T_2 - T_1)$ — перепад температуры газа между двумя преобразователями температуры, К.

Примечание — При избыточном давлении газа, не превышающем 15 кПа, допускается выполнять расчет объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, с помощью специальных корректирующих зависимостей, установленных изготовителями МТСГ капиллярного типа и подтвержденных при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа.

6.2.2 МТСГ полнопроходного типа

6.2.2.1 Типовая конструкция МТСГ полнопроходного типа представлена на рисунке 3 и состоит из корпуса счетчика для фланцевого исполнения, в котором предусмотрены устройства подготовки потока; электронный блок, в котором производятся вычисления; датчик потока, встроенный в зонд, соединенный с электронным блоком.

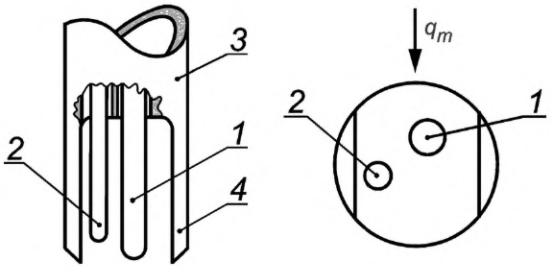


1 — корпус МТСГ; *2* — устройства подготовки потока; *3* — зонд; *4* — датчик потока; *5* — электронный блок

Рисунок 3 — Пример типовых конструкций МТСГ полнопроходного типа

6.2.2.2 Датчик потока МТСГ полнопроходного типа состоит из двух преобразователей температуры. Массовый расход газа при этом определяют по разнице температур между преобразователями температуры ($\Delta T = T_2 - T_1$) и величине мощности W, затраченной на нагрев.

Датчик потока типового МТСГ полнопроходного типа может работать в режиме поддержания постоянной мощности нагрева W, когда выходным сигналом датчика расхода является разность температур ΔT, либо в режиме поддержания постоянной разности температур ΔT, когда выходным сигналом датчика расхода является мощность нагрева W.



1 — самонагреваемый термопреобразователь; *2* — преобразователь температуры измеряемой среды; *3* — зонд; *4* — защита датчика потока

Рисунок 4 — Схема конструкции датчика потока полнопроходного МТСГ

6.2.2.3 Зависимость между массовым расходом, перепадом температур и затраченной на нагрев мощностью для МТСГ полнопроходного типа в общем случае (см. [3]) вычисляют по формуле

$$q_m = \left[\frac{\frac{W}{(T_2 - T_1)} - K_1}{K_2} \right]^{K_3}, \quad (6.3)$$

где q_m — массовый расход газа, кг/с;

W — мощность, затраченная на нагрев, Вт;

$(T_2 - T_1)$ — перепад температуры газа между двумя преобразователями температуры, К;

K_1 — постоянная счетчика, определяемая физико-химическими параметрами измеряемого газа, указывается в эксплуатационной документации МТСГ;

K_2 — постоянная счетчика, определяемая его конструкцией, указывается в эксплуатационной документации МТСГ;

K_3 — постоянная счетчика, определяемая режимом течения измеряемого газа, указывается в эксплуатационной документации МТСГ.

Примечание — МТСГ полнопроходного типа допускается применять только в сетях газораспределения низкого давления с давлением газа до 0,105 МПа.

6.3 Определение физико-химических параметров газа

Плотность газа при стандартных условиях определяют расчетным методом, изложенным в ГОСТ Р 8.662, ГОСТ 31369 или с использованием стандартных справочных данных.

7 Требования к квалификации обслуживающего персонала и безопасности

7.1 Требования к квалификации обслуживающего персонала

К выполнению 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 должны соблюдаться требования, нормы и правила, определяемые [4]—[7].

7.2.2 Перед монтажом СИ, вспомогательных и дополнительных устройств необходимо обратить внимание на их соответствие эксплуатационной документации, наличие и целостность маркировок взрывозащиты, крепежных элементов, оболочек (корпусов).

7.2.3 При подготовке и выполнении работ на измерительном оборудовании соблюдают 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, ремонтные или технические работы выполняют только на разгруженных по давлению ИТ.

7.2.6 Монтаж СИ необходимо выполнять в строгом соответствии со 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 При монтаже оборудования массой более 50 кг необходимо использовать подъемные механизмы.

7.2.8 В процессе эксплуатации квалифицированный персонал не реже одного раза в месяц выполняет внешний осмотр СИ, вспомогательных и дополнительных устройств в целях определения их технического состояния.

8 Требования к условиям выполнения измерений

8.1 Условия применения средств измерений, вычислителя и вспомогательных устройств

8.1.1 Условия выполнения измерений (давление, температура и влажность окружающей среды) для СИ, вычислителя 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, вычислителя 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, вычислителя 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.

8.2 Параметры потока и среды

8.2.1 Среда может быть однокомпонентным или многокомпонентным газом. Среда должна быть однородной по физическим свойствам и находиться в однофазном состоянии.

Примечания

1 Среда считается однородной, если ее свойства (состав, плотность, давление и др.) изменяются в пространстве непрерывно.

2 Среда считается однофазной, если все ее составляющие части принадлежат газообразному состоянию.

8.2.2 МТСГ запрещается использовать в условиях быстро изменяющейся температуры газа. Рекомендуется избегать случаев, когда изменение температуры потока газа превышает частоту опроса МТСГ, установленную изготовителем.

8.2.3 МТСГ капиллярного типа следует использовать при давлении и расходе, обеспечивающих течение газа в капиллярной и байпасной линиях счетчика в соответствии с требованиями 9.3.2.

8.2.4 Скорость потока, температура и давление газа должны находиться в пределах, допускаемых для применения МТСГ и в пределах, обеспечивающих требования к точности выполнения измерений.

9 Средства измерений, вспомогательные и дополнительные устройства

9.1 Требования к составу СИ, вспомогательных и дополнительных устройств

9.1.1 В общем случае при измерениях применяют:

- основные СИ (МТСГ);
- вычислитель.

9.1.2 В состав дополнительных СИ могут входить:

- СИ перепада давления для оценки технического состояния МТСГ, фильтра;
- СИ давления и температуры для контроля режимов технологических процессов и условий выполнения измерений.

9.1.3 Состав применяемых вспомогательных устройств определяется требованиями к сервису, коммуникациям, надежности и безопасности при эксплуатации МТСГ и может включать в себя, например:

- устройства повторной индикации, печати;
- блоки питания и барьеры искробезопасности;
- линии связи, преобразователи интерфейсов и межсетевые адаптеры;
- устройства памяти.

9.1.4 В качестве дополнительных устройств могут быть использованы пылеуловители, фильтры-сепараторы и фильтры.

Для защиты МТСГ от содержащихся в газе смолистых веществ, пыли, песка, металлической окалины, ржавчины и других твердых частиц следует применять газовые фильтры, а при наличии в потоке газа наряду с механическими примесями капельной жидкости — фильтры-сепараторы.

Конструкция устройства очистки газа должна обеспечивать степень очистки газа, установленную изготовителем и необходимую для нормальной работы МТСГ.

Фильтры и фильтры-сепараторы должны иметь фильтрующий материал, химически инертный к газу и не разрушающийся под воздействием потока газа.

Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса частиц и фильтрующего материала выбор типоразмера и вида фильтра осуществляют с учетом необходимой пропускной способности фильтра и допускаемого перепада давления на нем, а также требований, изложенных в эксплуатационной документации на применяемый МТСГ.

9.2 Требования к метрологическим характеристикам

Относительные погрешности измерений массового расхода и массы газа и процедуры определения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, в зависимости от уровня точности измерений не должны превышать значений, приведенных в таблице 2.

Таблица 2

Наименование процедуры	Относительная погрешность, %, для уровня точности измерений	
	А	Б
Измерение массового расхода и массы газа	±1,5	±2,0
Определение плотности газа в стандартных условиях	±2,0	±2,5

Допускается использовать иные значения относительной погрешности измерений массового расхода и массы газа и процедуры определения объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при условии, что оценка относительной погрешности измерений, в соответствии с разделом 13, не превышает значения, установленного для соответствующего уровня точности измерений, по таблице 1.

9.3 Микротермальный счетчик газа

9.3.1 При выборе МТСГ следует учитывать, что характеристики входных/выходных сигналов МТСГ и средства обработки результатов измерений должны обеспечивать возможность их совместного применения. Если не удается установить возможность совместного применения МТСГ и средства обработки результатов измерений, то следует согласовать применение данного МТСГ с изготовителем средства обработки результатов измерений.

9.3.2 Диаметр ИТ и типоразмер МТСГ следует выбирать исходя из следующих требований согласно ГОСТ 34715.0:

- скорость потока газа не должна превышать 7 м/с в сетях газораспределения низкого давления с давлением газа до 0,105 МПа;
- скорость потока газа не должна превышать 15 м/с в сетях газораспределения среднего давления с давлением газа до 0,4 МПа.

9.3.3 Все внутренние части МТСГ, имеющие контакт с газом, необходимо изготавливать из материала, химически нейтрального к газу и его компонентам.

Конструкция МТСГ, а также применяемые при монтаже фланцы, болты, гайки, шпильки, уплотнительные прокладки должны быть рассчитаны на максимальное давление и температуру газа.

Все наружные части МТСГ, применяемого на открытом воздухе, должны быть изготовлены из коррозионностойкого материала или иметь покрытие, стойкое к атмосферным воздействиям.

9.3.4 Монтаж МТСГ

9.3.4.1 Монтаж МТСГ выполняют в соответствии с требованиями его эксплуатационной документации, в том числе требованиями к прямолинейным участкам ИТ до и после МТСГ. В случае если данные требования отсутствуют, следует руководствоваться положениями, изложенными в 9.5.1.

9.3.4.2 Место установки МТСГ на трубопроводе выбирают с учетом необходимости обеспечения его защиты от ударов, механических воздействий, производственной вибрации и внешних магнитных полей.

9.3.4.3 При наличии в газе конденсирующихся примесей воды МТСГ следует располагать на вертикальном участке трубопровода при направлении потока газа сверху вниз. МТСГ не рекомендуется устанавливать в нижней части трубопровода, где возможно скопление конденсата.

9.3.4.4 МТСГ 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.

9.3.4.5 При установке и эксплуатации МТСГ не должен подвергаться механическим воздействиям, которые могут привести к изгибающим и крутящим напряжениям в местах соединения МТСГ с трубопроводом, превышающим допускаемые значения, установленные изготовителем.

9.3.4.6 МТСГ устанавливают на свое место после завершения гидравлических испытаний и опрессовки трубопровода (на время гидравлических испытаний и опрессовки на место МТСГ следует установить временную вставку). Перед установкой МТСГ на место трубопровод необходимо высушить и очистить.

9.4 Средства обработки результатов измерений

9.4.1 При выборе вычислителя руководствуются нижеприведенными требованиями, предъявляемыми к программному обеспечению и его техническим и метрологическим характеристикам.

9.4.2 Программное обеспечение вычислителя должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654.

9.4.3 Вычислитель должен преобразовывать выходные сигналы СИ и автоматически вычислять объемный расход и/или объем газа, приведенные к стандартным условиям.

9.4.4 Интервал дискретизации выходных сигналов СИ во времени вычислителя не должен превышать 1 с.

9.4.5 Вычислитель должен обеспечивать возможность ввода и регистрации значений УПВ.

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

9.4.7 Вычислитель должен иметь дисплей, у которого табло для отображения числовой информации содержит не менее восьми знакомест, и обеспечивать возможность отображения на дисплее результатов измерений:

- массового расхода газа;
- расхода газа, приведенного к стандартным условиям;
- объема газа, приведенного к стандартным условиям.

На дисплей могут выдаваться промежуточные значения вычислений и данные архива, например, УПВ, константы, зарегистрированные нештатные ситуации и т. п.

9.4.8 Вычислитель должен обеспечивать хранение результатов измерений и при необходимости предусматривать возможность ведения архивов: результатов вычислений осредненных параметров газа; регистрации нештатных ситуаций и изменений параметров конфигурирования.

9.4.9 Вычислитель должен быть защищен от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений расхода и объема газа, а также на процесс формирования и сохранения архивов.

9.4.10 Необходимо, чтобы вычислитель обеспечивал возможность распечатки архивной и итоговой информации на принтере непосредственно или через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т. п.).

9.4.11 Память вычислителя, предназначенная для хранения архивов и параметров его конфигурирования, должна быть энергонезависимой.

9.5 Измерительный трубопровод

9.5.1 Для исключения или снижения влияния искажений профиля скорости потока газа в измерительном сечении МТСГ до и после него устанавливают прямолинейные цилиндрические участки ИТ, имеющие круглое внутреннее сечение, длина которых должна соответствовать требованиям, указанным в эксплуатационной документации на МТСГ.

При выборе длин прямолинейных участков ИТ следует руководствоваться нижеприведенными положениями, если это не приводит к нарушению требований, указанных в эксплуатационной документации на МТСГ:

- для МТСГ капиллярного типа требования к длинам прямолинейных участков ИТ до и после МТСГ отсутствуют;
- для МТСГ полнопроходного типа выбор длины прямолинейных участков ИТ до и после МТСГ осуществляют в соответствии с 9.5.7.

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

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

Если значение отклонения среднего внутреннего диаметра сечения ИТ или его фланца, расположенного непосредственно перед корпусом МТСГ, от среднего внутреннего диаметра входного сечения корпуса МТСГ менее 1 %, то считают, что уступ, образованный за счет разности внутренних диаметров ИТ и МТСГ, не оказывает влияние на показания МТСГ.

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

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

9.5.3 На участке ИТ длиной $2D$, расположенном непосредственно перед МТСГ, ни одно значение диаметра в любом поперечном сечении на этом отрезке не должно отличаться более чем на 0,3 % значения D, определенного в соответствии с 9.5.4.

Если на данном участке имеется сварной шов, то внутренний валик шва должен быть путем его механической обработки сточен до состояния, при котором внутренний диаметр ИТ, измеренный в плоскости сварного шва, будет соответствовать данному требованию.

9.5.4 Диаметр D определяют, как среднеарифметическое значение результатов измерений не менее чем в двух поперечных сечениях трубопровода.

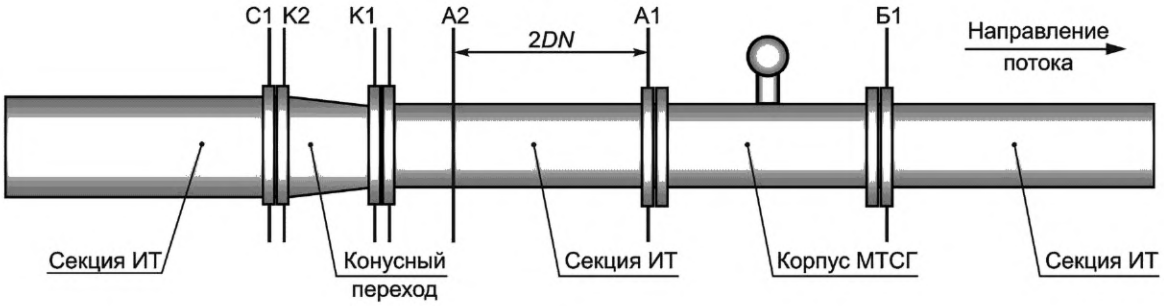
В каждом из сечений проводят измерения не менее чем в четырех диаметральных направлениях, расположенных приблизительно под одинаковым углом друг к другу. При этом относительная погрешность результата измерения, обусловленная измерительным инструментом, не должна превышать ±0,1 %.

9.5.5 За пределами участка ИТ длиной $2D$, расположенного непосредственно перед МТСГ, ИТ может быть изготовлен из одной или нескольких секций труб.

В пределах участка ИТ, расположенного между сечениями ИТ на расстоянии от МТСГ $2D$ и $10D$, разность значений диаметра смежных секций ИТ и высота уступа не должны превышать $0{,}003D$.

9.5.6 За пределами участков ИТ длиной 2*D*, расположенных непосредственно перед и после МТСГ, допускается применение конусных переходов для стыковки секций, разница диаметров которых в месте их соединения превышает 3 %.

В местах соединения конусного перехода с секциями ИТ разница их внутренних диаметров не должна превышать 1 %. Сечения, в которых измеряют внутренне диаметры ИТ в случае применения конусных переходов, приведены на рисунке 5.



А1, А2, А3, Б1, С1 — сечения ИТ; К1, К2 — конусные переходы

Рисунок 5 — Сечения, в которых выполняют измерения внутреннего диаметра ИТ в случае применения конусных переходов

Размеры конусных переходов должны соответствовать следующим условиям:

$$1 \le \frac{D_2}{D_1} \le 1{,}1, \tag{9.1}$$

$$0 \le \frac{D_2 - D_1}{l_к} < 0{,}2, \tag{9.2}$$

где D_2 и D_1 — больший и меньший средние внутренние диаметры конусного перехода соответственно, измеренные согласно 9.5.4, м;

$l_к$ — длина конусного перехода, м.

Конусные переходы, соответствующие вышеуказанным условиям, не считают МС.

Примечание — Применение других конструкций конусных переходов допускается, если это оговорено в эксплуатационной документации на конкретный МТСГ.

9.5.7 Для МТСГ полнопроходного типа рекомендуется при выборе длин прямолинейных участков ИТ руководствоваться положениями таблицы 3, если это не приводит к нарушению требований, указанных в эксплуатационной документации на МТСГ.

Таблица 3

Вид МС	Минимальное рекомендуемое значение длины прямолинейного участка ИТ от МТСГ, выраженное в *DN*
Любое МС после МТСГ	5
Перед МТСГ:	
- колено или заглушенный тройник	25
- два или более колен в одной плоскости	25
- два или более колен в разных плоскостях	50
- конфузор	15
- диффузор	25

Окончание таблицы 3

Вид МС	Минимальное рекомендуемое значение длины прямолинейного участка ИТ от МТСГ, выраженное в *DN*
- полностью открытый клапан	25
- полностью открытая задвижка или шаровый кран	15
- МС неопределенного типа	50

9.5.8 Внутренний диаметр ИТ допускается измерять непосредственно или определять путем его вычисления по результатам измерений наружного диаметра и толщины стенки ИТ.

Результаты измерений внутреннего диаметра ИТ D_{20} приводят к температуре 20 °С по формуле

$$D_{20} = \frac{D}{1+\alpha_t (t-20)}, \quad (9.3)$$

где α_t — температурный коэффициент линейного расширения материала ИТ;

t — температура, при которой проводились измерения внутреннего диаметра ИТ, °С.

Значения температурного коэффициента линейного расширения для различных материалов рассчитывают согласно ГОСТ 8.586.1—2005 (приложение Г).

Погрешность СИ при измерении наружного диаметра ИТ и толщины стенки выбирают, соблюдая условие

$$\sqrt{\left(\frac{D^*}{DN}\right)^2 \delta_{D^*}^2 + 4\left(\frac{h}{DN}\right)^2 \delta_h^2} \le 0{,}3\ \%, \quad (9.4)$$

где D^* — наружный диаметр ИТ, м;

δ_{D^*} — относительная погрешность СИ наружного диаметра ИТ, %;

h — толщина стенки ИТ, м;

δ_h — относительная погрешность СИ толщины стенки ИТ, %.

9.5.9 Акт измерений внутреннего диаметра составляется при монтаже МТСГ перед вводом УИРГ в эксплуатацию и содержит данные о материале ИТ, результаты измерений внутреннего диаметра ИТ, описание и характеристики применяемых СИ. Акт подписывают представители метрологических служб представителей предприятия-владельца (арендатора) узла измерений и организации контрагента УИРГ. Форма акта измерений внутреннего диаметра ИТ приведена в приложении А.

10 Подготовка к измерениям

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

10.2 Основные СИ, вычислитель, дополнительные и вспомогательные устройства приводят в рабочее состояние в соответствии с их эксплуатационной документацией.

10.3 Устанавливают регламент корректировки УПВ.

Периодичность корректировки компонентного состава и/или плотности газа при стандартных условиях должна соответствовать периодичности, рассчитанной согласно приложению Б.

10.4 В память вычислителя вводят необходимую информацию о параметрах и характеристиках СИ, ИТ, а также значения УПВ.

10.5 После заполнения ИТ газом проверяют герметичность всех узлов и элементов оборудования, находящихся под давлением, фланцевых и резьбовых соединений, запорной арматуры, соединительных трубок. Места утечек определяют путем обмыливания поверхностей или с помощью течеискателя.

Обнаруженные утечки должны быть устранены на разгруженном по давлению оборудовании.

10.6 Значение плотности газа при стандартных условиях принимают за УПВ и вносят в вычислитель с периодичностью, установленной при проверке реализации настоящей методики измерений 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.

10.7 Перед применением СИ, вычислителя, вспомогательных и дополнительных устройств необходимо проверять наличие и целостность заводских пломб, содержащих изображение знака поверки.

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

11 Порядок измерений и обработка их результатов

11.1 Расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям, выполняют в следующей последовательности:

- с помощью вычислителя проводят регистрацию и обработку показаний массового расхода газа МТСГ;
- с помощью вычислителя пересчитывают массовый расход газа в объемный расход газа при стандартных условиях по формуле (6.1) и интегрируют по времени.

11.2 Объем газа при стандартных условиях рассчитывают по формуле

$$V_c = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{1}{\rho_{ci}} q_{mi} \Delta\tau_i\right) = \Delta\tau \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{1}{\rho_{ci}} q_{mi}\right) = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{1}{\rho_{ci}} m_i\right), \quad (11.1)$$

где m_i — масса газа, прошедшего через ИТ в течение i-го интервала времени $\Delta\tau$, кг;

q_{mi} — средний массовый расход газа в течение i-го интервала времени, кг/с.

12 Подтверждение реализуемости методики измерений

12.1 Подтверждение реализуемости методики измерений, изложенной в настоящем стандарте, осуществляют юридические лица или индивидуальные предприниматели, аккредитованные на право аттестации методик (методов) измерений, перед вводом в эксплуатацию нового УИРГ или после реконструкции, а также при внедрении методики измерений на УИРГ, введенном в эксплуатацию. Дополнительную проверку реализации выполняют в спорных случаях между собственником УИРГ и/или поставщиком (контрагентом) и/или потребителем.

12.2 В процессе эксплуатации владелец УИРГ обеспечивает контроль соблюдения и выполнения требований настоящего стандарта.

12.3 При проверке реализуемости методики измерений устанавливают:

- наличие акта измерений внутреннего диаметра ИТ;
- наличие технических описаний и/или руководств по эксплуатации СИ;
- соответствие условий выполнения измерений требованиям раздела 8;
- соответствие монтажа СИ, вспомогательных и дополнительных устройств требованиям эксплуатационной документации и раздела 9;
- соблюдение требований к точности измерений.

12.4 Доверительные границы относительной погрешности результата измерений объемного расхода и/или объема газа, приведенных к стандартным условиям, при каждой реализации данной методики измерений устанавливают на основании расчетов в соответствии с разделом 13. Расчет проводит юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, проводящий подтверждение реализуемости методики измерений, по аттестованной программе или ручным способом. Результаты расчета должны являться неотъемлемым приложением акта по приложению В и быть заверены подписью лица, проводившего расчеты.

12.5 Собственник УИРГ совместно с поставщиком и потребителем оформляют акт по форме, представленной в приложении В. Допускается составление акта в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью.

13 Оценка погрешности результата измерений

13.1 Общие положения

13.1.1 Оценку доверительных границ относительной погрешности результатов измерений проводят в целях подтверждения соблюдения требований к точности измерений.

Доверительные границы относительной погрешности результатов измерений объемного расхода и/или объема газа, приведенных к стандартным условиям, при любых сочетаниях измеряемых параметров потока и среды не должны превышать значений, установленных в разделе 5, для соответствующего уровня точности измерений.

13.1.2 В настоящем разделе приведена методика оценки относительной погрешности результатов измерений на основе [8], [9]. Относительная погрешность должна быть представлена двумя значащими цифрами.

13.2 Формулы расчета относительной погрешности результатов измерений расхода газа

13.2.1 Относительную погрешность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$\delta_{q_c} = 1{,}1 \cdot \left[\delta_{q_m}^2 + \delta_в^2 + \delta_{\rho_c}^2\right]^{0{,}5}, \qquad (13.1)$$

где δ_{q_c} — относительная погрешность результатов измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, %;

δq_m — относительная погрешность результатов измерений МТСГ, %;

$\delta_в$ — составляющая относительной погрешности результатов измерений объемного расхода газа при стандартных условиях, обусловленная алгоритмом вычислений и его программной реализацией, %;

δ_{ρ_c} — относительная погрешность результатов измерений плотности газа при стандартных условиях, %.

13.2.2 Относительную погрешность результатов измерений плотности газа при стандартных условиях, принятую как УПВ, вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho_c} = \left(\frac{\rho_{c,\,max} - \rho_{c,\,min}}{\rho_{c,\,max} + \rho_{c,\,min}}\right) 100, \qquad (13.2)$$

где $\rho_{c,\,max}$, $\rho_{c,\,min}$ — максимальное и минимальное значения плотности газа при стандартных условиях, принятые как УПВ, кг/м^3.

13.2.3 При определении ρ_c расчетным методом относительную погрешность δ_{ρ_c} определяют в соответствии с ГОСТ 31369—2021 (приложение В).

13.3 Оценивание погрешности результатов измерений объема газа

Список составляющих погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, включает составляющие погрешности определения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (см. 13.2), и ряд дополнительных составляющих, обусловленных интегрированием функции расхода по времени:

- относительную погрешность определения интервала времени $\delta_т$, в течение которого рассчитывают объем газа;
- относительные погрешности измерений параметров газа $\delta_{Ду}$, обусловленные дискретизацией аналоговых сигналов СИ во времени.

Если относительная погрешность $\delta_т$ не превышает ±0,01 %, то допускается ее не учитывать при расчете относительной погрешности результатов измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

При интервале дискретизации времени вычислителя не более 1 с значение $\delta_{Ду}$ принимают равным нулю.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма акта измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода

_____

наименование юридического лица или индивидуального предпринимателя

АКТ измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода
№ _____ от «___» _____ 20___ г.

_____

(наименование предприятия, место установки)

Материал трубопровода _____
Температура, при которой выполнялись измерения _____
Поправочный множитель на тепловое расширение материала _____

Результаты измерений:

В сечении 1 (непосредственно перед МТСГ)	В сечении 2 (на расстоянии D перед МТСГ)
D^{H}_{1j} =	D^{H}_{2j} =
h^{1}_{1j} =	h^{1}_{2j} =
h^{2}_{1j} =	h^{2}_{2j} =

Результаты расчета:

В сечении 1	В сечении 2
$D_{1j} = D^{H}_{1j} - (h^{1}_{1j} + h^{2}_{1j})$	$D_{2j} = D^{H}_{2j} - (h^{1}_{2j} + h^{2}_{2j})$

Средний диаметр при температуре измерений D_t =

Диаметр при температуре 20 °С $D_{20} = \frac{D_t}{K_t}$ =

Наибольшее отклонение значений D_{ij} от среднего значения D_t не превышает ____ %.
Измерения проводились _____

наименование средств измерений, абсолютная погрешность измерений, срок поверки

_____

_____

Измерения проводил

_____	_____	_____
должность, наименование предприятия	личная подпись	инициалы, фамилия
	« » _____ 20__ г.	
_____	_____	_____
должность представителя предприятия-контрагента	личная подпись	инициалы, фамилия
МП	« » _____ 20__ г.	
_____	_____	_____
должность представителя предприятия — владельца УИРГ	личная подпись	инициалы, фамилия

Приложение Б
(справочное)

Расчет необходимой частоты измерений состава и плотности газа при стандартных условиях

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

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

Частоту измерений состава и плотности газа при стандартных условиях рекомендуется устанавливать исходя из допускаемой погрешности 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

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

где n — необходимое число проб;

A = –8,04445;

B = 2,50960;

C = 2,82837;

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

δ — допускаемая предельная относительная погрешность результата определения плотности газа при стандартных условиях по таблице 2, %;

S — оценка среднеквадратического отклонения результата измерений параметра, рассчитываемая по формуле

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{m} y_i^2 - \frac{1}{m}\left(\sum_{i=1}^{m} y_i\right)^2}{m-1}}, \quad (Б.2)$$

где m — начальное число проб ($m \geq 4$), необходимое для определения среднеквадратического отклонения;

y_i — плотность газа при стандартных условиях i-й пробы, кг/м^3.

Полученное значение округляют до ближайшего целого числа.

Периодичность отбора проб за отчетный период рассчитывают по формуле

$$\Delta\tau_{о.п} = \frac{\tau_{о.п}}{n}, \quad (Б.3)$$

где $\tau_{о.п}$ — длительность отчетного периода, ч.

Приложение В
(рекомендуемое)

Форма акта подтверждения реализуемости методики измерений по ГОСТ Р 8.1028

_____

наименование юридического лица или индивидуального предпринимателя

Акт подтверждения реализуемости методики измерений по ГОСТ Р 8.1028

№ _____ от «___» _____ 20___ г.

На _____

наименование узла учета газа

Адрес _____

Основание _____ ввод в эксплуатацию/реконструкция _____

(ненужное зачеркнуть)

1 Перечень средств измерений

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ	Диапазон измерений	Показатель точности	№ в ФИФОЕИ	МПИ, лет

Примечания

1 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

_____

соответствует/не соответствует требованиям технической (эксплуатационной) документации

Таблица 2

№ п/п	Параметр	Диапазон изменений	

4 Соответствие характеристик СИ установленным техническим требованиям

Таблица 3

№ п/п	Наименование СИ	Заводской номер	Результат поверки	Текущая дата поверки

5 Доверительные границы относительной погрешности 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 выполнения измерений	ГОСТ Р 8.1028, техническая (эксплуатационная) документация		
Соблюдение процедур обработки результатов измерений	ГОСТ Р 8.1028		
Соблюдение процедур определения частоты измерений состава и плотности газа при стандартных условиях	ГОСТ Р 8.1028		
Соблюдение требований к показателям точности измерений	ГОСТ Р 8.1028, нормативный документ		

7 Перечень нарушений

_____

заполняется при наличии нарушений

8 Выводы

_____

Исполнитель _____ _____

личная подпись инициалы, фамилия

Библиография

[1] РМГ 29—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[2] РМГ 91—2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Использование понятий «погрешность измерения» и «неопределенность измерения». Общие принципы

[3] ИСО 14511:2019 Измерение потока текучей среды в закрытых каналах. Тепловые массовые расходомеры (Measurement of fluid flow in closed conduits — Thermal mass flowmeters)

[4] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 12 августа 2022 г. № 811)

[5] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 г. № 903н)

[6] Правила устройства электроустановок. Издание седьмое (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 июля 2004 г. № 204)

[7] Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 536)

[8] Р 50.2.038—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений

[9] РМГ 62—2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации

УДК 681.121.833:006.354 ОКС 17.020

Ключевые слова: расход, объем газа, методика, измерение, счетчики микротермальные

Редактор *М.В. Митрофанова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *И.Ю. Литовкиной*

Сдано в набор 25.10.2023. Подписано в печать 14.11.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч-изд. л. 2,23.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru