ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.882— 2015

Государственная система обеспечения единства измерений

ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Методика расчета погрешности измерений объема природного газа при стандартных условиях. Основные положения

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, Техническим комитетом по стандартизации ТК 445 «Метрология энергоэффективной экономики»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 апреля 2015 г. № 252-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Март 2019 г.

*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

© Стандартинформ, оформление, 2015, 2019

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 Общие положения 5
6 Метод измерения объема газа при стандартных условиях с помощью счетчиков газа (расходомеров) 6
7 Составляющие погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям 7
8 Методическая составляющая погрешности результата измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям 7
9 Оценка методической составляющей погрешности результата измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, при использовании уравнений состояния NX19 мод. или GERG-91 мод 8
10 Оценка погрешности косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, на реально эксплуатируемых узлах учета при использовании уравнений состояния NX19 мод. или GERG-91 мод 9
11 Погрешность измерений объема газа в рабочих условиях, методические погрешности косвенного определения коэффициента (фактора) сжимаемости и вычислителя 10
12 Численное оценивание составляющих погрешности измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленных погрешностями измерений давления, температуры и величин, характеризующих компонентный состав газа 11
13 Выражение погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, при ее численном оценивании 14
Приложение А (справочное) Численное оценивание границ составляющих погрешности косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленных погрешностями измерений абсолютного давления и абсолютной температуры. Числовые примеры 16
Приложение Б (справочное) Результаты численного расчета погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, турбинным, ротационным, вихревым или ультразвуковым счетчиком газа 19
Библиография 23

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

ОБЪЕМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Методика расчета погрешности измерений объема природного газа при стандартных условиях. Основные положения

State system for ensuring the uniformity of measurements. The volume of natural gas.
Method of error calculations in measurements of the volume at reference conditions. Basic principles

Дата введения — 2016—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику расчета (оценивания) границ погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, включая методическую погрешность измерений объема газа, обусловленную введением условно-постоянных величин. Методика включает в качестве основного алгоритм численного оценивания границ погрешности измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям.

Настоящий стандарт рекомендуется к применению при проектировании узлов учета газа, при проведении метрологической экспертизы проектов автоматизированных систем учета газа, а также для определения фактических границ погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, в процессе эксплуатации узлов учета.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.611 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

ГОСТ 2939 Газы. Условия для определения объема

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

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

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

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

ГОСТ Р 8.662 (ИСО 20765-1:2005) 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 8.740 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 8.741—2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

Издание официальное

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 указанием 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]—[3], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **измерение физической величины:** Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу физической величины, обеспечивающих нахождение соотношения (в явном или неявном виде) измеряемой величины с ее единицей и получение значения этой величины.

3.2 **прямое измерение:** Измерение, при котором искомое значение физической величины получают непосредственно.

3.3 **косвенное измерение:** Определение искомого значения физической величины на основании результатов прямых измерений других физических величин, функционально связанных с искомой величиной.

3.4 **результат измерения физической величины:** Значение величины, полученное путем ее измерения.

3.5 **погрешность результата измерения (погрешность измерения):** Разность (отклонение) результата измерения от истинного значения измеряемой физической величины.

3.6 **действительное значение измеряемой величины:** Значение физической величины, полученное экспериментальным путем и настолько близкое к истинному значению, что в поставленной измерительной задаче может быть использовано вместо него.

3.7 **систематическая погрешность измерения (систематическая погрешность):** Составляющая погрешности результата измерения, остающаяся постоянной или закономерно изменяющаяся при повторных измерениях одной и той же физической величины.

3.8 **случайная погрешность измерения:** Составляющая погрешности результата измерения, изменяющаяся случайным образом (по знаку и значению) при повторных измерениях, проведенных с одинаковой тщательностью, одной и той же физической величины.

3.9 **погрешность метода измерений (погрешность метода):** Составляющая систематической погрешности измерений, обусловленная несовершенством принятого метода измерений.

3.10 **доверительные границы погрешности результата измерений:** Наибольшее и наименьшее значения погрешности измерений, ограничивающие интервал, внутри которого с заданной вероятностью находится истинное значение погрешности результата измерений.

3.11 **измерительная задача:** Задача, заключающаяся в определении значения физической величины путем ее измерения с требуемой точностью в данных условиях измерений.

3.12 **узел учета:** Комплект средств измерений и устройств, обеспечивающий измерение объема и параметров состояния газа для организации учета его количества, а также контроль и регистрацию результатов измерений.

3.13 **условно-постоянная величина:** Физическая величина (в общем случае переменная), которой при решении измерительной задачи приписывается постоянное значение в заданном интервале времени.

3.14 **расход газа:** Физическая величина, равная пределу отношения приращения объема или массы газа (жидкости), протекающих в трубопроводе (полностью заполненном) через сечение, перпендикулярное к направлению скорости потока, к интервалу времени, за который это приращение произошло, при неограниченном уменьшении интервала времени.

3.15 **мгновенный расход газа:** Расход газа (жидкости), соответствующий определенному моменту времени.

3.16

фактор сжимаемости газа: $z = V_f / V_i$ — отношение реального объема V_f произвольной массы газа, находящегося при определенных давлении и температуре, к объему V_i этой массы того же самого газа, найденному по уравнению состояния идеального газа при тех же условиях.

[ГОСТ 30319.1—96*, пункт 3.2.2 , ГОСТ 31369, пункт 2.8 и Е2, [4], пункт 2.8]

3.17 **идеальный газ:** Газ, состоящий из невзаимодействующих молекул, рассматриваемых как материальные точки (т. е. молекулы идеального газа не имеют размеров).

3.18

коэффициент сжимаемости газа *K*: отношение фактора сжимаемости газа, находящегося в рабочих условиях (p, T), к фактору сжимаемости этого же газа при стандартных условиях (p_c, T_c); p, T — абсолютное давление и абсолютная температура газа, $K = z/z_c$.

[ГОСТ 30319.1—96*, пункт 3.2.4]

4 Обозначения и сокращения:

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ρ_c — плотность газа при стандартных условиях;

x_{CO_2}, x_{N_2} — молярные доли углекислого газа и азота в природном газе;

x_i, $i = 1,2,\ldots,N$ — молярные доли компонентов природного газа (согласно ГОСТ Р 8.662: $N = 21$);

N — число компонентов природного газа;

m — масса порции газа;

R — универсальная газовая постоянная;

μ — молекулярная масса природного газа;

p_b — атмосферное давление;

p_c — абсолютное давление газа при стандартных условиях;

T_c — термодинамическая (абсолютная) температура газа при стандартных условиях;

$p_{вп}$ — верхний предел измерений датчика абсолютного (избыточного) давления;

p_{ex} — текущее избыточное давление газа в рабочих условиях;

t_p^* — температура воздуха в помещении, где размещен датчик давления;

t_{nom}^* — температура, при которой проведена поверка первичного измерительного преобразователя абсолютного (или избыточного) давления;

V_c — объем газа при стандартных условиях;

V_c^* — объем газа при стандартных условиях, измеренный с использованием условно-постоянных величин;

V — объем газа в рабочих условиях;

q — мгновенное значение объемного расхода газа;

p — абсолютное давление газа в рабочих условиях;

T — термодинамическая температура газа в рабочих условиях, К;

t^* — температура газа в рабочих условиях, °С;

t — время;

$t_н$ — момент времени начала измерения;

$t_к$ — момент времени окончания измерения;

$\tau = t_к - t_н$ — время косвенного измерения объема газа при стандартных условиях (отчетный период $[t_н, t_к]$);

---

* Действует ГОСТ 30319.2—2015.

$h_i = [t_i, t_{i+1}]$ — элементарный отрезок времени между двумя последовательными моментами времени t_i и t_{i+1} считывания результатов измерений вычислителем (корректором) с первичных измерительных преобразователей давления, температуры и объема (в рабочих условиях);

z — фактор сжимаемости природного газа при рабочих условиях;

z_c — фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях;

$K = z/z_c$ — коэффициент сжимаемости природного газа;

K^* — коэффициент сжимаемости природного газа, полученный с использованием условно-постоянных величин ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2} (или молярных долей компонентов x_i);

V_i — значение объема газа в рабочих условиях (текущее показание счетчика, соответствующее моменту времени t_i);

ρ_c^* — условно-постоянная величина — плотность газа при стандартных условиях;

$x_{CO_2}^*$ — условно-постоянная величина — молярная доля углекислого газа;

$x_{N_2}^*$ — условно-постоянная величина — молярная доля азота;

$\Delta_м$ — абсолютная методическая погрешность косвенного измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, обусловленная введением условно-постоянных величин;

δ_V — относительная погрешность измерения объема газа в рабочих условиях (считается постоянной, не зависящей от времени);

δ_p — относительная погрешность измерения и регистрации (по каналу вычислителя) абсолютного давления газа (считается постоянной, не зависящей от времени);

γ_p — приведенная погрешность первичного измерительного преобразователя абсолютного (или избыточного) давления;

δ_{p1} — относительная погрешность измерения абсолютного (избыточного) давления газа первичным измерительным преобразователем;

δ_{p2} — относительная дополнительная погрешность первичного измерительного преобразователя давления, связанная с изменением температуры окружающей среды;

δ_{p3} — относительная погрешность показаний и регистрации абсолютного (избыточного) давления по каналу вычислителя;

δ_{pb} — относительная погрешность измерения атмосферного давления;

γ_{pcl} — приведенная погрешность показаний и регистрации абсолютного (избыточного) давления по каналу вычислителя;

δ_T — относительная погрешность измерения и регистрации (по каналу вычислителя) абсолютной температуры газа (считается постоянной, не зависящей от времени);

δ_{T1} — относительная погрешность измерения абсолютной температуры газа первичным измерительным преобразователем;

δ_{T2} — относительная погрешность показаний и регистрации абсолютной температуры газа по каналу вычислителя;

$\delta_{ВЧ}$ — относительная методическая погрешность реализации алгоритма измерительной задачи косвенного измерения объема газа при стандартных условиях вычислителем в составе узла учета (методическая погрешность вычислителя);

δ_{ρ_c} — относительная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях (считается постоянной, не зависящей от времени);

$\delta_{x_{CO_2}}$ — относительная погрешность измерения молярной доли углекислого газа (считается постоянной, не зависящей от времени);

$\delta_{x_{N_2}}$ — относительная погрешность измерения молярной доли азота (считается постоянной, не зависящей от времени);

$\delta_{K,М}$ — методическая составляющая относительной погрешности косвенного определения коэффициента сжимаемости природного газа;

$\delta_{V,M}$ — методическая составляющая относительной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленная применением условно-постоянных величин;

δ_{V_c} — относительная погрешность косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям;

δ_{cx} — суммарная относительная погрешность результата косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленная погрешностями определения молярных долей компонентов, характеризующих состав газа;

$\Delta_{V_c,p}$ ($\delta_{V_c,p}$) — абсолютная (относительная) составляющая погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, существующая вследствие погрешности измерения абсолютного давления;

$\Delta_{V_c,T}$ ($\delta_{V_c,T}$) — абсолютная (относительная) составляющая погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленная погрешностью измерения абсолютной температуры;

Δ_{V_c,x_j} (δ_{V_c,x_j}) — абсолютная (относительная) составляющая погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, которая имеет место из-за погрешности измерения молярной доли j-го компонента природного газа; j = 1,..., 21 (согласно ГОСТ Р 8.662: $x_1 = x_{N_2}$, $x_2 = x_{CO_2}$);

δ_{V_c,ρ_c} — относительная составляющая погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, связанная с погрешностью измерения плотности при стандартных условиях (используется при определении коэффициента сжимаемости по методам NX19 мод. или GERG-91 мод.).

5 Общие положения

5.1 Количество природного газа определяется значением его объема при стандартных условиях, поставленного потребителям за отчетный период времени.

5.2 Стандартные условия определены в ГОСТ 2939 и составляют p_c = 101,325 кПа; T_c = 293,15 К.

5.3 Для узлов учета газа на базе турбинных, ротационных, вихревых и ультразвуковых преобразователей расхода, оснащенных средствами измерений давления и температуры, а также электронными корректорами (вычислителями расхода, объема) приведение измеренного в рабочих условиях объема газа к стандартным условиям осуществляют с использованием уравнения состояния реальных газов в соответствии с ГОСТ 30319.2, ГОСТ 31369, ГОСТ Р 8.741, ГОСТ 8.611, ГОСТ Р 8.740 и [4], [5]

$$pV = z\frac{m}{\mu}RT. \quad (1)$$

5.4 Объем газа, измеренный в рабочих условиях, приводят к стандартным условиям по формуле

$$V_c = V\frac{pT_c}{p_cTK}, \quad (2)$$

где $K = z/z_c$ — коэффициент сжимаемости газа.

Коэффициент сжимаемости природного газа в общем случае зависит от параметров состояния: абсолютного давления и абсолютной (термодинамической) температуры, а также от компонентного состава природного газа.

5.5 Практически косвенные измерения объема газа при стандартных условиях по формуле (2) на узлах учета газа потребителей в комплектации по 5.3 выполняют с использованием условно-постоянных величин ρ_c, x_{CO_2}, x_{N_2} и p_b, если абсолютное давление измеряют как сумму избыточного и атмосферного давлений. Избыточное давление измеряется первичным преобразователем непрерывно, и соответствующие результаты постоянно (с частотой опроса) поступают в вычислитель объемного расхода. Значение атмосферного давления периодически вводит в вычислитель оператор, как условно-постоянную величину, соответствующую определенному периоду времени. При рассмотрении полного

компонентного состава газа условно-постоянными величинами являются молярные доли x_j, j = 1,..., N, всех компонентов.

5.6 Влияние приближения условно-постоянных величин на результат косвенного измерения объема газа при стандартных условиях зависит от трех факторов:

- частоты ввода периодически измеряемых величин;
- способа обработки периодически измеряемых величин в вычислителе;
- значений коэффициентов влияния погрешностей периодических измерений величин на результат косвенного измерения объема газа.

5.7 При стационарном течении газа в трубопроводе равенства (1) и (2) справедливы для произвольного момента времени в любом поперечном сечении трубопровода.

6 Метод измерения объема газа при стандартных условиях с помощью счетчиков газа (расходомеров)

6.1 Объем газа при стандартных условиях на узлах учета, оснащенных турбинными, ротационными, вихревыми или ультразвуковыми счетчиками газа и имеющих конфигурацию по 5.3, является результатом косвенного измерения, представленного в общем виде формулой (2).

6.2 По определению объем газа в рабочих условиях является интегралом расхода, т. е. справедливо выражение

$$V = \int_{i_н}^{i_к} q dt. \tag{3}$$

Рассматриваемые счетчики газа измеряют не мгновенный расход газа, а усредненный расход, который при стационарном течении равен объему, проходящему через поперечное сечение трубопровода в единицу времени. В этом случае выражение (3) принимает вид

$$V_i = q_i h_i, \tag{4}$$

где h_i — элементарный отрезок времени между двумя последовательными i и i + 1 считываниями вычислителем значений V_i, p_i, T_i.

6.3 Отчетный период $[t_н, t_к]$ моменты считывания вычислителем объема результатов измерений параметров потока разбивают на n элементарных отрезков времени, составляющих в сумме время измерения τ. В этом случае объем, измеренный при рабочих условиях за время τ, будет выражен формулой

$$V = \sum_{i=1}^{n} V_i . \tag{5}$$

6.4 Каждое слагаемое в формуле (5) — элементарный объем V_i, соответствующий моменту времени t_i и элементарному отрезку времени h_i, приводят к стандартным условиям по формуле (2) и в этом случае объем газа в стандартных условиях определяют по формуле

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} V_i \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i}. \tag{6}$$

Коэффициент сжимаемости газа K_i в формуле (6) рассчитывают по ГОСТ 30319.2 (методы NX 19 мод. или GERG-91 мод.), или по ГОСТ Р 8.662, или ГОСТ 30319.3 (уравнение состояния AGA8).

Так как результаты измерений молярных долей компонентов и плотности газа при стандартных условиях, которые необходимы для расчетного определения K_i на рассматриваемых узлах учета (5.3), не могут быть получены в реальном масштабе времени, то формулу (6) для расчета объема газа в стандартных условиях используют в приближении условно-постоянных величин (5.5).

7 Составляющие погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям

7.1 Основными составляющими погрешности результата измерения объема газа при стандартных условиях являются:

- погрешность счетчика измерения объема газа;
- погрешность первичного преобразователя температуры;
- погрешность первичного преобразователя давления;
- методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости природного газа по ГОСТ 30319.2, ГОСТ 30319.3, ГОСТ Р 8.662 и [5], [6];
- методическая погрешность измерения объема газа, обусловленная применением условно-постоянных величин (плотности при стандартных условиях, молярных долей углекислого газа и азота или всех компонентов газа, атмосферного давления);
- погрешность расчета объема газа при стандартных условиях вычислителем;
- погрешность регистрации вычислителем результатов измерения давления;
- погрешность регистрации вычислителем результатов измерения температуры.

Если приведенные составляющие погрешности известны (заданы, найдены путем вычислений, указаны в технической документации и т. д.), то в этом случае можно оценить границы доверительного интервала погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям.

7.2 Числовые значения границ всех вышеуказанных составляющих погрешности результата измерения объема, кроме методической погрешности измерения объема, возникающей вследствие применения условно-постоянных величин, можно установить на основании технической и нормативной документации на средства измерений и табличных значений методической погрешности расчетного определения коэффициента сжимаемости (ГОСТ 30319.2).

7.3 Числовые значения границ методической погрешности косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленной применением условно-постоянных величин (далее — методическая составляющая погрешности), определяют по настоящему стандарту.

8 Методическая составляющая погрешности результата измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям

8.1 Оценивание методической составляющей погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, проводят с использованием формулы (6).

8.2 Принимают:

V_c^* — результаты измерений объема газа при стандартных условиях, полученные по формуле (6) в приближении условно-постоянных величин: плотности газа при стандартных условиях ρ_c, молярных долей углекислого газа и азота (или молярных долей компонентов), соответствующих элементарному отрезку времени h_i, на основании результатов измерений давления p_i и температуры T_i.

V_c — результаты определения объема газа при стандартных условиях, полученные по формуле (6) с применением фактических значений плотности газа при стандартных условиях ρ_c, молярных долей углекислого газа и азота (или молярных долей компонентов), соответствующих элементарному отрезку времени h_i, на основании результатов измерений давления p_i и температуры T_i.

8.3 Значение объема газа V_c считают его действительным значением, т. е. $V_{c,д} = V_c$. В этом случае абсолютную методическую погрешность косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям $\Delta_м$, обусловленную введением условно-постоянных величин, определяют по формуле

$$\Delta_м = V_c^* - V_c. \qquad (7)$$

Оценивают сверху модуль разности $|V_c^* - V_c|$ с использованием формулы (6)

$$|V_c^* - V_c| = \left|\sum_{i=1}^{n} V_i \left(\frac{1}{K_i^*} - \frac{1}{K_i}\right) f(p_i, T_i)\right| \le \max\left\{\left|\frac{K_i^* - K_i}{K_i^*}\right|, 1 \le i \le n\right\} \cdot \left|\sum_{i=1}^{n} \frac{V_i}{K_i} f(p_i, T_i)\right| = \max\left\{\left|\frac{K_i^* - K_i}{K_i^*}\right|, 1 \le i \le n\right\} \cdot V_c, \quad (8)$$

где $f(p_i, T_i) = \frac{p_i}{p_c} \cdot \frac{T_c}{T_i}$.

8.4 Оценку сверху абсолютной методической погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, возникающей из-за приближения условно-постоянных величин, выражают в виде неравенства

$$\Delta_M = |V_c^* - V_c| \le V_c \max\left(\frac{|K - K^*|}{K^*}, t \in [t_н, t_к]\right). \quad (9)$$

8.5 Неравенство (9) означает, что относительное расхождение результатов измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, полученных с применением условно-постоянных значений величин и в реальном масштабе времени, определяется относительной разностью значений коэффициента сжимаемости, найденного с применением фактических и условно-постоянных значений величин, от которых этот коэффициент зависит.

8.6 Коэффициент сжимаемости допускается рассчитывать по методам NX19 мод., или GERG-91 мод. (неполный компонентный состав, ГОСТ 30319.2) или AGA8 (полный компонентный состав, ГОСТ 30319.2, ГОСТ Р 8.662, см. также [5],[6]).

9 Оценка методической составляющей погрешности результата измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, при использовании уравнений состояния NX19 мод. или GERG-91 мод

9.1 Оценку отклонения $|K - K^*|$ в неравенстве (9), полагая его малым, удобно провести через разложение в ряд Тейлора функции, описывающей зависимость коэффициента сжимаемости от параметров природного газа. Использование такого разложения практически эффективно, если для косвенного определения фактора (коэффициента) сжимаемости используются методы NX19 мод. или GERG-91 мод. по ГОСТ 30319.2. В соответствии с этими методами фактор (коэффициент) сжимаемости природного газа зависит лишь от абсолютного давления, абсолютной температуры, плотности при стандартных условиях, а также молярных долей CO_2 и N_2. Плотность газа при стандартных условиях, молярные доли CO_2 и N_2 допускается принимать за условно-постоянные величины. Следовательно, искомое разложение коэффициента сжимаемости в ряд достаточно провести по переменным (параметрам), включающим только плотность газа при стандартных условиях и молярные доли CO_2 и N_2. Выполнив искомое разложение до членов первого порядка малости включительно в окрестности точки, соответствующей моменту времени $t = t_н$ (этот момент времени определяет значения переменных ρ_c^*, x_i^*, $p_н$, $T_н$; $i = CO_2, N_2$), получим следующее неравенство (см. [7]):

$$\frac{|V_c^* - V_c|}{V_c} \le \max\left(\left|\frac{1}{K}\frac{\partial K}{\partial \rho_c}\right|, t \in [t_н, t_к]\right) \cdot \max|\Delta\rho_c| + \max\left(\left|\frac{1}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}}\right|, t \in [t_н, t_к]\right) \cdot \max|\Delta x_{CO_2}| + \max\left(\left|\frac{1}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right|, t \in [t_н, t_к]\right) \cdot \max|\Delta x_{N_2}|. \quad (10)$$

9.2 Неравенство (10) представляет оценку методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленную использованием условно-постоянных величин ρ_c^*, $x_{CO_2}^*$ и $x_{N_2}^*$. При практическом применении оценки (10) максимумы частных производных коэффициента сжимаемости природного газа и разностей величин $\Delta\rho_c = \rho_c - \rho_c^*$; $\Delta x_{CO_2} = x_{CO_2} - x_{CO_2}^*$;

$\Delta x_{N_2} = x_{N_2} - x^*_{N_2}$ выбирают в границах отрезка времени $[t_н, t_к]$ (времени измерения или расчетного периода).

9.3 Для получения числовых результатов (10) рекомендуется частные производные коэффициента сжимаемости по переменным ρ_c, x_{CO_2}, x_{N_2} в каждой конкретной точке рассчитывать численно, используя аналитические зависимости, характерные для методов NX19 мод. и GERG-91 мод. Для численных расчетов значений производных вводят равномерные разбиения осей ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2}. Длины отрезков разбиений (диаметры разбиений) определяют как разности:

$$\begin{aligned} \Delta\rho_c &= \rho_{c,k+1} - \rho_{c,k}, \\ \Delta x_{CO_2} &= x_{CO_2,k+1} - x_{CO_2,k}, \\ \Delta x_{N_2} &= x_{N_2,k+1} - x_{N_2,k}, \end{aligned} \qquad (11)$$

где k — текущий номер точки разбиения (узла одномерной числовой сетки).

Для введенных равномерных числовых сеток (11) вдоль осей ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2} частные производные первого порядка от коэффициента сжимаемости могут быть аппроксимированы приближенными разностными отношениями (по определению производной)

$$\begin{aligned} \frac{\partial K}{\partial \rho_c} &\approx \frac{K(\rho_{c,k+1}, x_{CO_2}, x_{N_2}) - K(\rho_{c,k}, x_{CO_2}, x_{N_2})}{\rho_{c,k+1} - \rho_{c,k}}, \\ \frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} &\approx \frac{K(\rho_c, x_{CO_2,k+1}, x_{N_2}) - K(\rho_c, x_{CO_2,k}, x_{N_2})}{x_{CO_2,k+1} - x_{CO_2,k}}, \\ \frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} &\approx \frac{K(\rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2,k+1}) - K(\rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2,k})}{x_{N_2,k+1} - x_{N_2,k}}. \end{aligned} \qquad (12)$$

9.4 Значения коэффициента сжимаемости природного газа вычисляют с помощью методов NX19 мод. или GERG-91 мод. в зависимости от диапазонов изменений термодинамических параметров состояния газа. Методы NX19 мод. и GERG-91 мод. по ГОСТ 30319.2 имеют минимальную относительную методическую погрешность косвенного определения коэффициента сжимаемости ± (0,11—0,12) % при соблюдении нижеследующих ограничений:

$$\begin{aligned} &\text{NX19 мод.} && 0{,}66 \le \rho_c \le 0{,}70, \text{ кг/м}^3 \\ &\text{GERG-91 мод.} && 0{,}66 \le \rho_c \le 0{,}75, \text{ кг/м}^3 \\ &250 \le T \le 340, \text{ K} && 0{,}1 \le p \le 3{,}0, \text{ МПа} \\ &0{,}0 \le x_{CO_2} \le 0{,}15 && 0{,}0 \le x_{N_2} \le 0{,}15. \end{aligned}$$

Частные производные по формулам (12) рассчитывают для каждой точки разбиений отрезков изменений величин ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2} соответствующих отчетному периоду времени. Затем, в пределах заданных отрезков изменения величин ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2} выбирают максимальные значения частных производных, которые подставляют в неравенство (10) для получения числовой оценки методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, которая обусловлена введением условно-постоянных величин.

10 Оценка погрешности косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, на реально эксплуатируемых узлах учета при использовании уравнений состояния NX19 мод. или GERG-91 мод.

10.1 Оценивание границ погрешности косвенного измерения объема природного газа, соответствующего стандартным условиям, на узлах учета, укомплектованных в соответствии с 5.3, при исполь-

зовании для расчета коэффициента сжимаемости уравнений состояния NX19 мод. или GERG-91 мод. выполняют по формуле (6), записанной в виде

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} V_i \frac{p_i T_c}{p_c T_i K(p_i, T_i, \rho_{c,i}, x_{CO_2,i}, x_{N_2,i})}. \quad (13)$$

В формуле (13) приведена функциональная зависимость коэффициента сжимаемости от физических величин, характерная для уравнений состояния природного газа NX19 мод. и GERG-91 мод.

10.2 Входящие в формулу (13) числовые значения физических величин V_i, T_i, ρ_i, x_{CO_2}, x_{N_2} являются результатами прямых измерений и, как следствие, известны с некоторыми погрешностями. Для оценивания границ погрешности косвенного измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, представленного формулой (13), применим методику [8]. Дифференцируя аналитически формулу (13) по переменным V_i, T_i, p_i, $\rho_{c,i}$, x_{CO_2}, x_{N_2}, находим коэффициенты влияния погрешностей результатов прямых измерений выше перечисленных физических величин на погрешность искомого результата измерения объема при стандартных условиях. Соответственно, для относительной погрешности результата косвенного измерения объема газа при стандартных условиях справедливо выражение (см. [7]):

$$\delta_{V_c} \approx \pm 1{,}132 \times$$
$$\times \left[\left[\delta_V^2 + \left(1 - \frac{p}{K}\frac{\partial K}{\partial p}\right)^2 \delta_p^2 + \left(1 + \frac{T}{K}\frac{\partial K}{\partial T}\right)^2 \delta_T^2 + \delta_{K,M}^2 + \left(\frac{\rho_c}{K}\frac{\partial K}{\partial \rho_c}\right)^2 \delta_{\rho_c}^2 + \left(\frac{x_{CO_2}}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}}\right)^2 \delta_{x_{CO_2}}^2 + \left(\frac{x_{N_2}}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right)^2 \times \right. \quad (14)$$
$$\left. \times \delta_{x_{N_2}}^2 + \delta_{V,M}^2 + 2\delta_{V,M}\delta_{K,M} \right]^{0,5}.$$

10.3 Выражение (14) наряду с относительными погрешностями (δ_V, δ_p, δ_T, δ_{ρ_c}, $\delta_{x_{CO_2}}$, $\delta_{x_{N_2}}$) измерений величин V, p, T, x_{CO_2}, x_{N_2}, ρ_c и относительной методической погрешностью косвенного определения коэффициента сжимаемости $\delta_{K,M}$ содержит в квадратных скобках относительную методическую погрешность $\delta_{V,M}$ измерения объема газа V_c при стандартных условиях, которая обусловлена применением условно-постоянных величин ρ_c^*, $x_{CO_2}^*$, $x_{N_2}^*$.

Присутствующие в формуле (14) относительные погрешности измерений величин должны быть представлены своими пределами при равномерных плотностях вероятностей.

При соблюдении этого условия формула (14) устанавливает границы относительной погрешности косвенного измерения объема при стандартных условиях, соответствующие доверительной вероятности $P = 0{,}95$.

11 Погрешность измерений объема газа в рабочих условиях, методические погрешности косвенного определения коэффициента (фактора) сжимаемости и вычислителя

Составляющие погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, выполняемого в соответствии с формулой (6), перечислены в 7.1. В настоящем разделе приведены некоторые варианты задания погрешности измерения объема газа в рабочих условиях, а также методической погрешности определения коэффициента сжимаемости и методической погрешности вычислителя.

11.1 Погрешность измерения объема газа в рабочих условиях определяется относительной погрешностью δ_V применяемого счетчика (турбинного, ротационного, вихревого, ультразвукового) в соответствии с его паспортными метрологическими характеристиками.

11.2 Методическая относительная погрешность вычислителя $\delta_{вч}$ установлена на стадии проведения испытаний с целью утверждения типа средства измерений и записана в его паспортных данных. Наиболее часто встречающиеся методические относительные погрешности вычислителей находятся в диапазоне ± (0,02—0,05) %.

11.3 Результаты оценивания границ методической относительной погрешности косвенного определения коэффициента сжимаемости $\delta_{K,M}$ приведены в ГОСТ 30319.2. В оптимальных областях применения методов NX19 мод. и GERG-91 мод. примем, что минимальная методическая относительная погрешность косвенного определения коэффициента сжимаемости составляет $\delta_{K,M} = \pm 0{,}11$ %.

11.4 В соответствии с обобщенными оценками методической относительной погрешности косвенного определения фактора сжимаемости природного газа, приведенными в ГОСТ Р 8.662 и [6], границы этой погрешности определения фактора сжимаемости в интервале термодинамических (абсолютных) температур 263 К ≤ T ≤ 338 К для различных (расширенных) областей изменения параметров природного газа имеют следующие значения:

$$
\pm 0{,}1\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0 \le x_{C_2H_6} < 0{,}1171 \\ P \le 12{,}0\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}1\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0{,}1171 \le x_{C_2H_6} \le 0{,}1314 \\ P \le (-319{,}6783 \cdot x_{C_2H_6} + 49{,}4343)\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}1\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0{,}1314 \le x_{C_2H_6} < 0{,}2 \\ P < 7{,}4286\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}2\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0 > x_{C_2H_6} < 0{,}1171 \\ P > 12{,}0\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}2\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0{,}1171 \le x_{C_2H_6} < 0{,}1314 \\ P > (-319{,}6783 \cdot x_{C_2H_6} + 49{,}4343)\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}2\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0{,}1314 \le x_{C_2H_6} < 0{,}2 \\ 7{,}4286\ \text{МПа} \le P < (22{,}0084 \cdot x_{C_2H_6} + 7{,}8840)\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}5\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0{,}1314 \le x_{C_2H_6} < 0{,}2 \\ (32{,}0126 \cdot x_{C_2H_6} + 9{,}1689)\ \text{МПа} \le P < 35{,}0\ \text{МПа} \end{cases}
$$

$$
\pm 0{,}5\ \%\ \text{при}\ \begin{cases} 0{,}1314 \le x_{C_2H_6} < 0{,}2 \\ (22{,}0084 \cdot x_{C_2H_6} + 7{,}8840)\ \text{МПа} \le P < (32{,}0126 \cdot x_{C_2H_6} + 9{,}1689)\text{МПа}, \end{cases}
$$

где P — абсолютное давление газа, МПа.

Приведенные оценки границ относительной погрешности определения фактора сжимаемости природного газа соответствуют доверительной вероятности P = 0,95 и справедливы, если молярные доли компонентов газа горючего природного изменяются в диапазонах, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 — Диапазоны значений молярной доли

Компонент	Диапазон значений молярной доли
Азот	$0 \le x_{N_2} \le 0{,}20$
Пропан	$0 \le x_{CO_2} \le 0{,}20$
Диоксид углерода	$0 \le x_{C_3H_8} \le 0{,}10$
Водород	$0 \le x_{H_2} \le 0{,}10$

12 Численное оценивание составляющих погрешности измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленных погрешностями измерений давления, температуры и величин, характеризующих компонентный состав газа

12.1 Влияние погрешностей результатов измерений абсолютного давления, абсолютной температуры и молярных долей компонентов природного газа (полный компонентный состав) на результат измерения объема газа при стандартных условиях, полученный с использованием формулы (6), в общем случае можно оценить только численно. При этом требуется вычислить составляющие погрешности измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленные погрешностями измерений величин, входящих в формулу (6), примеры вычисления приведены в приложении А.

При применении численного метода составляющие погрешности измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, определяют в соответствии с классическим практическим определением абсолютной погрешности Δ результата измерения А абстрактной физической величины:

$$\Delta = A - A_д, \tag{15}$$

где $A_д$ — действительное значение физической величины.

При определении составляющей погрешности измерения объема газа, связанной с погрешностью измерения какой-либо одной физической величины, из числа входящих в формулу (6), за действительное значение объема принимают результат вычислений по формуле (6), полученный для действительных значений всех входящих в нее величин. За результат измерения объема принимают его значение, рассчитанное по формуле (6), при измененном значении (относительно действительного) входящей в нее какой-либо одной физической величины. Для корректного определения составляющей погрешности по формуле (15), изменение значения рассматриваемой физической величины в формуле (6) должно быть обусловлено погрешностью ее измерения.

12.2 В соответствии с формулой (15) для составляющей абсолютной погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленной погрешностью измерения абсолютного давления, справедливо выражение (см. [9]):

$$\Delta_{V_c,p} = V_{c,\,p+\Delta p} - V_{c,\,p}, \tag{16}$$

где

$$V_{c,\,p+\Delta p} = \sum_i V_i \frac{(p_i + \Delta p_i)T_{c,i}}{p_c T_i K_i(p_i + \Delta p_i, T_i, \vec{x})}; \tag{17}$$

$V_{c.p}$ — определено формулой (6);

$\Delta p_i = \delta_p \cdot p_i$ — изменение значения давления в рабочих условиях, связанное с погрешностью его измерения.

Коэффициент сжимаемости природного газа в общем случае является функцией абсолютного давления, абсолютной температуры и состава газа. В формуле (17) для краткости введен вектор $\vec{x} = \{x_j\}$, $j = 1,\ldots, N$ молярных долей компонентов газовой смеси.

Из формул (16) и (17) следует формула для относительной составляющей погрешности измерения объема газа при стандартных условиях $\delta_{V_c p}$, обусловленной погрешностью измерения давления

$$\delta_{V_c,p} = \frac{\delta_p \cdot K(p,T,\vec{x}) - \Delta K_p}{K(p + \delta_p p, T, \vec{x})}, \tag{18}$$

где $\Delta K_p = K(p + \delta_p p,\, T, \vec{x}) - K(p,\, T, \vec{x})$.

12.3 Представим абсолютную составляющую погрешности измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленную погрешностью измерения абсолютной температуры, в виде (см. [9])

$$\Delta_{V_c,T} = V_{c,T+\Delta T} - V_{c,T}, \tag{19}$$

где

$$V_{c,T+\Delta T} = \sum_i V_i \frac{p_i T_c}{p_c (T_i + \Delta T_i) K(p_i, T_i + \Delta T_i, \vec{x})}; \tag{20}$$

$V_{c,T}$ — определено по формуле (6).

Относительную составляющую погрешности измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленную погрешностью измерения абсолютной температуры, рассчитывают по формуле, которая является следствием формул (6), (19) и (20):

$$\delta_{V_c,T} = -\frac{T}{T+\delta_T T}\left(\frac{\Delta K_T}{K(p,T+\delta_T T,\vec{x})}+\delta_T\right), \quad (21)$$

где $\Delta K_T = K(p,T+\delta_T T,\vec{x}) - K(p,T,\vec{x})$.

12.4 Численный алгоритм оценивания относительной методической погрешности измерения объема газа, возникающей вследствие приближения условно-постоянных величин, существенно зависит от метода косвенного определения коэффициента сжимаемости. Для типового узла учета за условно-постоянные величины часто принимают величины, характеризующие состав газа. В случае применения методов NX19 мод. или GERG-91 мод. за условно-постоянные величины принимают молярные доли углекислого газа, азота x_{CO_2}, x_{N_2} и плотность газа ρ_c при стандартных условиях; если применено уравнение состояния AGA8, то за условно-постоянные величины принимают молярные доли x_i, i = 1,..., 21, всех компонентов природного газа.

Оценивание относительной методической погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях с применением уравнений состояния природного газа NX19 мод. или GERG-91 мод. приведено в разделе 8. Численное оценивание этой составляющей погрешности применяют в том случае, если определение фактора сжимаемости проводят по уравнению состояния AGA8 по ГОСТ Р 8.662 (см. также [6]).

При определении коэффициента сжимаемости по уравнению состояния AGA8 составляющая погрешности измерения объема, приведенного к стандартным условиям, обусловлена погрешностями измерений молярных долей всех компонентов природного газа.

Для получения числовой оценки составляющей погрешности косвенных измерений объема газа при стандартных условиях, обусловленной погрешностями измерений молярных долей всех компонентов природного газа, сначала считаем, что изменению подверглось найденное экспериментально значение одной молярной доли компонентного состава. Тогда, по формуле (15), легко записывается выражение абсолютной составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, которая связана с погрешностью измерения одной молярной доли компонента (см. [9])

$$\Delta_{V_c,x_j} = V_{c,\vec{x}+\Delta\vec{x}} - V_{c,\vec{x}},\ j = 1,\ldots,21, \quad (22)$$

где

$$V_{c,\vec{x}+\Delta\vec{x}} = \sum_i V_i \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i(p_i,T_i,\vec{x}+\Delta\vec{x})}, \quad (23)$$

$V_{c,\vec{x}}$ — определено по формуле (6);

$\Delta\vec{x}$ — изменение вектора молярных долей, которое, по условию, имеет проекции на оси координат $(0,\ldots,\Delta x_j,\ldots,0)$, j = 1,...,21.

Из формул (6), (22) и (23) получим выражение относительной составляющей погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленной изменением значения одной молярной доли (какого-либо компонента) вследствие погрешности ее измерения

$$\delta_{V_c,x_j} = -\frac{\Delta K_{x_j}}{K(p,T,x_1,\ldots,x_j+\Delta x_j,\ldots,x_{21})}, \quad (24)$$

где $\Delta K_{x_j} = K(p,T,x_1,\ldots,x_j+\Delta x_j,\ldots,x_{21}) - K(p,T,x_1,\ldots,x_j,\ldots,x_{21});\ j = 1,\ldots,21$.

Примечание — Оценка составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленная погрешностями измерений всех молярных долей компонентного состава природного газа, получается суммированием под корнем квадратов относительных погрешностей, рассчитанных по формуле (24).

12.5 Относительную методическую составляющую погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, при введении условно-постоянных величин, оценивают неравенством (9), записанным в виде:

$$\delta_{cx} = \frac{|K-K^*|}{K^*}, \quad (25)$$

где $K = K(p, T, \vec{x})$ — коэффициент сжимаемости природного газа в рабочей точке;

$K^* = K(p_b, p_{ex}, T, \vec{x}_h)$ — коэффициент сжимаемости природного газа в смещенной точке;

p_{ex} — избыточное давление газа.

Примечание — Смещение реальных рабочих условий вызвано введением условно-постоянных величин: p_b — атмосферного давления, $\vec{x}_h$ — компонентного состава газа, который задают в зависимости от метода косвенного определения фактора сжимаемости, либо молярными долями всех компонентов, либо молярными долями углекислого газа и азота в сочетании с плотностью газа при стандартных условиях.

13 Выражение погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, при ее численном оценивании

13.1 На основе выражений для численного определения всех составляющих, несложно найти формулу для относительной погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, полученного с помощью турбинных, ротационных, вихревых или ультразвуковых счетчиков газа. При выводе формулы используют следующую вероятностную модель: все составляющие (включая методические) погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях рассматривают как случайные величины, характеризующиеся равномерной плотностью вероятности. Считаем, что все выявленные (в соответствии с природой причин, их порождающих) систематические погрешности учтены в виде поправок к результатам измерений физических величин, необходимых при определении объема. Оставшиеся неисключенные систематические погрешности в соответствии с [1] рассматривают как квазислучайные величины.

Распределение плотности вероятности суммы независимых случайных величин, имеющих абсолютные центральные моменты третьего порядка, в т. ч. характеризующихся равномерными плотностями вероятностей, согласно центральной предельной теореме близко к нормальному распределению, если число слагаемых более пяти. В связи с этим границы нормально распределенной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, при равномерных распределениях плотностей вероятностей составляющих устанавливают для доверительной вероятности $P = 0{,}95$ посредством коэффициента $t = 1{,}132$.

13.2 В рамках принятой (см. 13.1) модели сложения случайных величин относительную погрешность измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, с помощью турбинного, ротационного, вихревого или ультразвукового счетчика при численном оценивании вычисляют по формуле

$$\delta_{V_c} = \pm t\,(\delta_V^2 + \delta_{V_c,p}^2 + \delta_{V_c,T}^2 + \delta_K^2 + \delta_{cx}^2 + \delta_{V_c,M}^2 + \delta_{ВЧ}^2)^{1/2}, \qquad (26)$$

где δ_V — относительная погрешность измерения объема газа в рабочих условиях в соответствии с описанием типа счетчика газа;

$\delta_{V_c,p}$ — относительная погрешность измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, определяемая по формуле (18);

$\delta_{V_c,T}$ — относительная погрешность измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, определяемая по формуле (21);

δ_K — относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа по ГОСТ 30319.2 или 10.4 настоящего стандарта;

$$\delta_{cx} = \begin{cases} \sqrt{\sum_j \delta_{V_c,x_j}^2} \\ \sqrt{\delta_{V_c,CO_2}^2 + \delta_{V_c,N_2}^2 + \delta_{V_c,\rho_c}^2} \end{cases}, \qquad (27)$$

где $\sqrt{\sum_j \delta_{V_c,x_j}^2}$ — применяют в сочетании с уравнением состояния AGA8;

δ_{V_c,x_j} — определяют по формуле (24), $j = 1,\ldots,21$;

$\sqrt{\delta^2_{V_c,CO_2} + \delta^2_{V_c,N_2} + \delta^2_{V_c,\rho_c}}$ — применяют в случае определения коэффициента сжимаемости по методам NX19 мод. или GERG-91 мод.;

$\delta_{V_c,CO_2}, \delta_{V_c,N_2}, \delta_{V_c,\rho_c}$ — относительные погрешности измерения объема при стандартных условиях определяют по формуле (24), если считать, что вектор компонентного состава $\vec{x}$ при использовании методов NX19 мод. или GERG-91 мод. имеет проекции $x_1 = x_{N_2}$, $x_2 = x_{CO_2}$, $x_3 = \rho_c$;

$\delta_{V_c,M}$ — относительная методическая погрешность измерения объема газа при стандартных условиях, вызванная введением условно-постоянных величин, определяемая по формуле (25);

$\delta_{ВЧ}$ — относительная методическая погрешность вычислителя в соответствии с описанием типа средства измерения.

Формула (26) в сочетании с оценками составляющих по формулам (18, 21, 24, 25), выполненных с применением одного из уравнений состояния природного газа: NX19 мод., GERG-91 мод., AGA8, позволяет численно рассчитать относительную погрешность измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям на типовом узле учета, оснащенном турбинным, ротационным, вихревым или ультразвуковым счетчиком газа (см. приложение Б).

Приложение А
(справочное)

Численное оценивание границ составляющих погрешности косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловленных погрешностями измерений абсолютного давления и абсолютной температуры. Числовые примеры

В настоящем приложении представлены конкретные числовые примеры, демонстрирующие способы оценивания границ составляющих погрешности измерения объема, приведенного к стандартным условиям, которые вызваны погрешностями измерений абсолютного давления и абсолютной температуры в реальных условиях эксплуатации узлов учета газа.

Исходные данные. Примем, что узел учета газа оснащен первичными измерительными преобразователями (датчиками):

- температуры с пределами измерений от минус 50 °С до плюс 50 °С и абсолютной погрешностью ± (0,25 + ± 0,0035|t^*|) °С; абсолютная погрешность показаний и регистрации температуры по каналу вычислителя не выходит за пределы допускаемых значений ± 0,1 °С;

- абсолютного давления с верхним пределом измерений $p_{вп}$ = 0,63 МПа и приведенной погрешностью ± 0,25 %; дополнительная погрешность преобразователя давления от изменения температуры окружающей среды на каждые 20 °С составляет [0,025 ($p_{вп}/p$) + 0,125] %; нормальные условия поверки преобразователя абсолютного давления $t^{\bullet}_{ном}$ = (20 ± 5) °С;

- избыточного давления и барометром; датчик избыточного давления имеет верхний предел измерений $p_{вп}$ = 0,4 МПа и пределы основной приведенной погрешности ±0,25 %; дополнительная погрешность этого измерительного преобразователя, связанная с изменением температуры окружающей среды, составляет 0,25 % на каждые 10 °С; условия поверки датчика избыточного давления нормальные $t^{\bullet}_{ном}$ = (20 ± 5) °С.

Приведенная погрешность показаний и регистрации давления по каналу вычислителя (при использовании любого из вышеперечисленных датчиков) не выходит за пределы допускаемых значений ± 0,05 %.

Считаем, что счетчик измеряет объем газа с параметрами состояния: t^* = 15 °С, p = 0,15 МПа. Температура в помещении, где расположен датчик давления, равна 26 °С. Допустим, что атмосферное давление при измерении объема газа не меняется и составляет 0,0997 МПа (приблизительно 747 мм. рт. ст.). Относительную погрешность барометра принимаем ± 1 %.

Учитывая представленные первичные данные, на конкретных примерах рассмотрим последовательность вычислений относительных погрешностей измерений и регистрации вычислителем результатов измерений абсолютной температуры и абсолютного давления.

Пример 1 — Вычисление относительной погрешности измерения и регистрации по каналу вычислителя абсолютной температуры выполняют следующим образом:

определяют относительную погрешность измерения абсолютной температуры первичным преобразователем

$$\delta_{T1} = \frac{0{,}25 + 0{,}0035t^*}{273{,}15 + t^*}\Big|_{t^*=15} \cdot 100 = 0{,}105\%, \qquad (A.1)$$

где t^* = 15С — рабочая температура газа;

определяют относительную погрешность регистрации температуры по каналу вычислителя

$$\delta_{T2} = \frac{0{,}1}{288{,}15} \cdot 100 = 0{,}035\ \%. \qquad (A.2)$$

Следовательно, относительная погрешность измерения и регистрации температуры по каналу «первичный измерительный преобразователь — вычислитель» находится по формуле

$$\delta_T = \pm\sqrt{\delta_{T1}^2 + \delta_{T2}^2} = \pm 0{,}111\ \%. \qquad (A.3)$$

Пример 2 — Расчет относительной погрешности измерения и регистрации по каналу вычислителя абсолютного давления газа при измерении с помощью датчика абсолютного давления:

- относительную погрешность измерения абсолютного давления первичным измерительным преобразователем абсолютного давления газа вычисляют по формуле

$$\delta_{p1} = \gamma_p \frac{p_{вп}}{p} = 1{,}050\ \%, \qquad (А.4)$$

где $\gamma_p = 0{,}25\ \%$ — приведенная погрешность первичного измерительного преобразователя абсолютного давления,

$p_{вп} = 0{,}63$ МПа — верхний предел измерений датчика абсолютного давления;

$p = 0{,}15$ МПа — абсолютное давление газа;

- дополнительную погрешность датчика абсолютного давления, вызванную изменением температуры окружающей среды, вычисляют по формуле

$$\delta_{p2} = (0{,}025 \frac{p_{вп}}{p} + 0{,}125) \frac{t^\circ_p - t^\circ_{ном}}{20} = 0{,}069\ \%, \qquad (А.5)$$

где $t^\circ_p = 26\ ^\circ C$ — температура воздуха в помещении, где размещен датчик давления,

$t^\circ_{ном} = 20\ ^\circ C$ — температура, при которой проведена поверка первичного измерительного преобразователя абсолютного давления;

- относительную погрешность показаний и регистрации абсолютного давления по каналу вычислителя вычисляют по формуле

$$\delta_{p3} = \gamma_{pcl} \frac{p_{вп}}{p} = 0{,}210\ \%, \qquad (А.6)$$

где $\gamma_{pcl} = 0{,}05\ \%$ — приведенная погрешность показаний и регистрации абсолютного давления по каналу вычислителя;

- относительную погрешность измерения и регистрации абсолютного давления по каналу «первичный измерительный преобразователь абсолютного давления — вычислитель» находят по формуле

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta^2_{p1} + \delta^2_{p2} + \delta^2_{p3}} = \pm 1{,}073\ \%. \qquad (А.7)$$

Пример 3 — Расчет относительной погрешности измерения и регистрации по каналу вычислителя абсолютного давления газа при измерении с помощью датчика избыточного давления.

В случае применения датчика избыточного давления абсолютное давление газа выражают суммой

$$p = p_b + p_{ex}, \qquad (А.8)$$

где p_b — атмосферное давление, измеряемое барометром;

p_{ex} — избыточное давление газа.

Относительную погрешность измерения избыточного давления первичным измерительным преобразователем избыточного давления газа вычисляют по формуле, аналогичной формуле (А.4)

$$\delta_{p1} = \gamma_p \frac{p_{вп}}{p_{ex}} = 1{,}988\ \%, \qquad (А.9)$$

где $\gamma_p = 0{,}25\ \%$ — основная приведенная погрешность первичного измерительного преобразователя избыточного давления;

$p_{вп} = 0{,}4$ МПа — верхний предел измерений датчика избыточного давления;

$p_{ex} = 0{,}0503$ МПа — избыточное давление газа.

Дополнительную погрешность датчика избыточного давления, вызванную изменением температуры окружающей среды, рассчитывают по формуле

$$\delta_{p2} = 0{,}25\,\frac{t_p^\circ - t_{nom}^\circ}{10} = 0{,}150\ \%, \qquad (A.10)$$

где $t_p^\circ = 26\ ^\circ C$ — *температура воздуха в помещении, где размещен датчик избыточного давления;*

$t_{nom}^\circ = 20\ ^\circ C$ — *температура, при которой проведена поверка первичного измерительного преобразователя избыточного давления.*

Относительную погрешность показаний и регистрации избыточного давления по каналу вычислителя рассчитывают по формуле

$$\delta_{p3} = \gamma_{pcl}\,\frac{p_{en}}{p_{ex}} = 0{,}398\ \%, \qquad (A.11)$$

где $\gamma_{pcl} = 0{,}05\ \%$ — *приведенная погрешность показаний и регистрации избыточного давления по каналу вычислителя.*

Принимая во внимание равенство (А.8), относительную погрешность измерения и регистрации избыточного давления по каналу «первичный измерительный преобразователь избыточного давления — вычислитель» находят по формуле

$$\delta_p = \pm\sqrt{\left(\frac{p_{ex}}{p}\right)^2(\delta_{p1}^2 + \delta_{p2}^2) + \left(\frac{p_b}{p}\right)^2\delta_{pb}^2 + \delta_{p3}^2} = \pm 1{,}023\ \%, \qquad (A.12)$$

где δ_{p1}, δ_{p2}, δ_{p3} — *составляющие относительной погрешности измерения и регистрации избыточного давления по каналу вычислителя, которые вычисляют по формулам (А.9)—(А.11);*

δ_{pb} — *относительная погрешность измерения атмосферного давления (по условию ± 1 %).*

Примечания

1 Результаты, полученные по формулам (А.12) и (А.7), достаточно близкие по значениям, при этом измерение абсолютного давления газа посредством датчика абсолютного давления должно быть несколько точнее. Близость относительных погрешностей результатов измерений абсолютного давления объясняется удачным выбором датчика избыточного давления, у которого верхний предел измерений расположен достаточно близко от значения измеряемой величины.

2 При вычислениях по формулам (А.3), (А.7) и (А.12) допускаем, что распределение плотностей вероятностей искомых погрешностей косвенных измерений и исходных погрешностей прямых измерений величин не меняется, т. е. если плотности вероятностей исходных погрешностей распределены нормально или равномерно, то искомые погрешности имеют те же распределения плотностей вероятностей. Искажениями равномерных распределений плотностей вероятностей погрешностей при суммировании в рассмотренных примерах расчетов пренебрегают ввиду малого числа слагаемых. Следовательно, границы доверительных интервалов относительных погрешностей, найденные по формулам (А.3), (А.7) и (А.12), соответствуют по вероятности границам интервалов исходных погрешностей.

Вычисления границ погрешностей в числовых примерах вопреки правилам округления, принятым при вычислении погрешностей, выполнены до трех значащих цифр после запятой с тем, чтобы показать незначительные изменения числовых значений составляющих, присутствующих в расчетах.

Приложение Б
(справочное)

Результаты численного расчета погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, турбинным, ротационным, вихревым или ультразвуковым счетчиком газа

В соответствии с алгоритмом раздела 13 численно оценим погрешность косвенного измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, для природного газа, состав которого приведен в таблице Б.1.

Таблица Б.1 — Состав природного газа

Компонент	Молярная доля
N_2	0,0030
CO_2	0,0060
CH_4	0,9650
C_2H_6	0,0180
C_3H_8	0,0045
C_4H_{10} (норм.-бутан)	0,0010
C_4H_{10} (изо -бутан)	0,0010
C_5H_{12} (норм.-пентан)	0,0003
C_5H_{12} (изо -пентан)	0,0005
C_6H_{14} (норм.-гексан)	0,0007
C_7H_{16} (норм.-гептан)	0,0000
C_8H_{18} (норм.-октан)	0,0000
C_9H_{20} (норм.-нонан)	0,0000
$C_{10}H_{22}$ (норм.-декан)	0,0000
H_2	0,0000
O_2	0,0000
CO	0,0000
H_2O	0,0000
H_2S	0,0000
He	0,0000
Ar	0,0000

Значения фактора сжимаемости природного газа выбранного состава (см. таблицу Б.1), рассчитанные тремя методами (или по трем уравнениям состояния): AGA8, GERG-91 мод., NX19 мод. в различных точках диаграммы состояния (P, T) приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 — Значения фактора сжимаемости природного газа

Точка состояния природного газа		Значение фактора сжимаемости, рассчитанного по методу		
P, МПа	*T*, К	*z*(AGA8)	*z*(GERG-91мод)	*z*(NX19 мод)
0,6	248,15	0,978827	0,979146	0,979377
3,45	248,15	0,874015	0,875977	0,877070
6,30	248,15	0,764671	0,768543	0,770161
9,15	248,15	0,665678	0,671897	0,672917
12,0	248,15	0,610844	—*	0,619056
0,6	301,15	0,989149	0,989139	0,989150
3,45	301,15	0,938876	0,938899	0,939118
6,30	301,15	0,892450	0,892567	0,893432
9,15	301,15	0,852999	0,853110	0,855038
12,0	301,15	0,824111	0,823774	0,827153
0,6	353,15	0,994242	0,994071	0,994092
3,45	353,15	0,968668	0,967766	0,968217
6,30	353,15	0,946705	0,945180	0,946715
9,15	353,15	0,929303	0,927170	0,929917
12,0	353,15	0,917337	0,914415	0,918283

* Точка состояния природного газа заданного компонентного состава находится вне области определения метода GERG-91 мод.

Результаты расчета фактора сжимаемости по уравнению состояния AGA8 в редакции ГОСТ Р 8.662 или [5],[6] являются наиболее точными и могут быть приняты за «виртуальный эталон» этой величины. Точки состояния природного газа, приведенные в таблице Б.2, практически полностью охватывают области определения методов GERG- 91 мод. и NX19 мод.

Для численной оценки методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, обусловленной введением условно-постоянных величин, при определении коэффициента сжимаемости методом GERG-91 мод. или NX19 мод., были изменены значения молярных долей углекислого газа и азота и значения плотности газа при стандартных условиях. Коэффициенты, задающие изменение значений величин, характеризующих состав газа, были выбраны, как наиболее оптимальные, на основе анализа большого количества реально выданных паспортов качества газа. Значения коэффициентов были подобраны таким образом, чтобы изменение значения плотности газа при стандартных условиях составляло приблизительно 2 % и было одинаковым для всех трех методов расчета коэффициента сжимаемости. В рамках модели измененные значения величин, характеризующих состав газа, были рассмотрены как условно-постоянные значения, для которых был вычислен коэффициент сжимаемости с целью определения соответствующей методической составляющей погрешности измерения объема при стандартных условиях. При изменениях значений молярных долей полного компонентного состава газа (уравнение состояния AGA8) было соблюдено условие нормировки, т. е. сумма молярных долей всех компонентов всегда равнялась единице.

Результаты компьютерных вычислений относительной погрешности δ_{V_c}, %, косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, включая методическую составляющую погрешности $\delta_{V_c,M}$, % обусловленную введением условно-постоянных величин, для точек состояния таблицы Б.2 (рабочие условия), приведены в таблице Б.3. Для расчета этой составляющей «искусственно» в рамках численного моделирования для случая применения уравнения состояния AGA8 были незначительно изменены все молярные доли компонентов природного газа, приведенные в таблице Б.1, так, чтобы изменения плотности при стандартных условиях не превышали заявленных выше.

Таблица Б.3 — Результаты компьютерных вычислений относительной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям

Точка состояния природного газа		Относительная погрешность					
		AGA8		GERG 91 мод		NX19 мод.	
P, МПа	T, К	δ_{V_c}, %	$\delta_{V_c,M}$, %	δ_{V_c}, %	$\delta_{V_c,M}$, %	δ_{V_c}, %	$\delta_{V_c,M}$,%
0,6	248,15	1,717	0,095	1,716	0,082	1,715	0,062
3,45	248,15	2,037	0,768	1,989	0,665	1,934	0,528
6,30	248,15	2,903	1,843	2,716	1,602	2,513	1,322
9,15	248,15	4,048	3,045	3,686	2,653	3,389	2,322
12,0	248,15	3,950	3,062	—*	—*	3,371	2,445
0,6	301,15	1,704	0,047	1,704	0,043	1,704	0,035
3,45	301,15	1,799	0,350	1,791	0,316	1,779	0,260
6,30	301,15	1,960	0,685	1,936	0,623	1,891	0,513
9,15	301,15	2,153	1,009	2,109	0,923	2,015	0,757
12,0	301,15	2,301	1,252	2,240	1,147	2,099	0,934
0,6	353,15	1,699	0,025	1,699	0,021	1,699	0,019
3,45	353,15	1,736	0,195	1,734	0,170	1,731	0,150
6,30	353,15	1,787	0,364	1,778	0,320	1,768	0,285
9,15	353,15	1,840	0,516	1,823	0,459	1,804	0,408
12,0	353,15	1,880	0,636	1,859	0,574	1,830	0,507

Результаты численного определения относительной погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, приведенные в таблице Б.3, в сочетании с анализом исходных данных, позволяют установить, что:

- при снижении давления газа вклад составляющих в погрешность измерений объема газа при стандартных условиях, которые обусловлены погрешностями измерений физико-химических параметров газа, уменьшается; погрешность измерения объема, отвечающего стандартным условиям, при уменьшении давления газа в основном определяется погрешностями измерений объема газа в рабочих условиях, давления и температуры;
- значения погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, на узлах учета эксплуатируемых в области абсолютных давлений, характерных для сетей газораспределения ≈ 0,6 МПа в зависимости от изменения температуры газа могут достигать ± 1,8 % (в частном случае примера результатов расчетов таблицы Б.3);
- роль методической составляющей погрешности, обусловленной приближением условно-постоянных величин, возрастает с увеличением рабочего давления; так, при давлениях, поддерживаемых в газораспределительных сетях, значения этой составляющей погрешности лежат в пределах 0,05 %—1,0 %.

Примечание — При получении результатов таблицы Б.3 погрешности измерений давления и температуры газа задаются в соответствии с результатами примеров приложения А, относительная погрешность измерения объема газа типовым турбинным счетчиком в рабочих условиях принимается равной ± 1 %; погрешности измерений молярных долей компонентов определяются применяемой методикой измерений при хроматографическом анализе; типовые значения таких погрешностей приведены в ГОСТ Р 8.662, (см. также [4]—[6]).

При реализации алгоритмов настоящего стандарта для расчета погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, на узлах учета газа, оснащенных турбинными, ротационными, вихревыми или ультразвуковыми счетчиками, было разработано сертифицированное программное обеспечение (программный комплекс «Дельта VST»). Программный комплекс «Дельта VST» позволяет определять факторы (или коэффициенты) сжимаемости, а также погрешности измерений объема при стандартных условиях на реально эксплуатируемых узлах учета газа для трех стандартизованных методов определения фактора сжимаемости природного газа: NX19 мод., GERG-91 мод., AGA8.

Примечание — В программном комплексе «Дельта VST» уравнение состояния природного газа AGA8 реализовано в полном объеме и позволяет определять другие физико-химические параметры природного газа по его компонентному составу, такие как свободная энергия, энтальпия, энтропия, внутренняя энергия, скорость звука, теплоемкости при постоянном давлении и постоянной температуре, показатель адиабаты, плотность газа в рабочих условиях и фактор сжимаемости.

Библиография

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

[2] Правила учета газа. Утверждены Минтопэнерго РФ 30.12.2013 г. № 961. Зарегистрированы в Минюсте РФ 30 апреля 2014 г. № 32168

[3] Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. №102-ФЗ

[4] ИСО 6976:1995* (ISO 6976:1995) — Газ природный. Расчет теплотворной способности, плотности, относительной плотности и индекса Вобба для смеси (Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition)

[5] ИСО 12213-1: 2006 (ISO 12213-1:2006) — Газ природный. Расчет коэффициента сжатия. Часть 1. Введение и руководящие указания (Natural gas — Calculation of compression factor — Part 1: Introduction and guidelines)

[6] ИСО 12213-2:2006 (ISO 12213-2:2006) — Газ природный. Расчет коэффициента сжатия. Часть 2. Расчет на основе анализа молярного состава (Natural gas — Calculation of compression factor — Part 2: Calculation using molar-composition analysis)

[7] Рекомендации по метрологии МИ 3235—2009 — Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики газа турбинные, ротационные и вихревые в составе узлов учета газа. Методика определения погрешности (суммарной неопределенности) измерений объема газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета

[8] Рекомендации по метрологии МИ 2083—90 — Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей

[9] Рекомендации по метрологии МИ 3350—2011 — Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики газа турбинные, ротационные и вихревые в составе узлов учета газа. Методика расчета погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям

* Действует ISO 6976:2016.

УДК 662.76.001.4:006.354 ОКС 17.020

Ключевые слова: объем природного газа, погрешность измерений объема природного газа, стандартные условия

Редактор *Е.В. Лукьянова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 13.03.2019. Подписано в печать 26.03.2019. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,35.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
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