**Федеральное агентство по
техническому регулированию и метрологии**

**Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт
метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)**

РЕКОМЕНДАЦИЯ

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

МИ 3235 - 2009

Москва, 2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ФГУП "ВНИИМС"

ИСПОЛНИТЕЛЬ Б.М. Беляев

РАЗРАБОТАНА ООО "Межрегионгаз"

ИСПОЛНИТЕЛЬ В.И. Чесноков

РАЗРАБОТАНА ООО "Газизмерения"

ИСПОЛНИТЕЛЬ А.А. Коваленко

2 УТВЕРЖДЕНА ФГУП "ВНИИМС" 23.10.2009 г.

3 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП "ВНИИМС" 30.10.2009 г.

4 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ФГУП "ВНИИМС", ООО "Межрегионгаз" и ООО "Газизмерения".

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения 1

2. Нормативные ссылки 1

3. Термины, определения, обозначения и сокращения 2

4. Общие положения 5

5. Метод измерения объема газа при стандартных условиях с помощью турбинных, ротационных и вихревых счетчиков газа ... 7

6. Составляющие погрешности (суммарной неопределенности) результатов измерения объема газа 9

7. Нормирование предельной погрешности измерения объема газа..... 10

8. Методическая составляющая погрешности (неопределенности по типу В) результата измерений объема газа при стандартных условиях..... 10

9. Предельная погрешность косвенного измерения объема газа при стандартных условиях в реальных условиях эксплуатации узлов учета..... 13

10. Предельная погрешность косвенного измерения плотности газа по его компонентному составу, гармонизированная к требованиям ISO 6976 и ГОСТ 30319.1 17

Приложение А (рекомендуемое).
Числовые оценки методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа
при стандартных условиях 22

Приложение Б (справочное).
Расчет погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям 25

Приложение В (справочное).
Пример косвенного измерения плотности при стандартных условиях по компонентному составу газа и оценивания предельной погрешности ее измерения 31

Группа Т 86.3

РЕКОМЕНДАЦИЯ

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**	**МИ 3235-2009**

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая рекомендация распространяется на характеристики погрешности результата измерений объема газа, полученного при соблюдении требований методики (метода) выполнения измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых счетчиков, входящих в состав измерительных систем узлов учета газа (далее – узлов учета) по ПР 50.2.019 и устанавливает:

основные требования к оцениванию предельной погрешности (расширенной неопределенности) измерений объема газа при стандартных условиях, включая методическую погрешность измерений объема газа, обусловленную применением условно-постоянных величин;

основные правила оценки коэффициентов влияния погрешностей (неопределенностей) измерений величин, определяющих результат измерений объема газа;

рекомендации по расчету значений погрешности измерений объема газа в стандартных условиях в зависимости от процедуры выполнения измерений;

рекомендации по оцениванию предельной погрешности.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей рекомендации использованы ссылки на следующие нормативные документы:

1. ПР 50.2.019-2006 ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.
2. РМГ 29-99 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения.
3. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.
4. ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости.
5. ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.
6. ISO 6976 Natural gas – Calculation of calorific values, dencity, relative dencity and Wobbe index from composition (Second edition 1995-12-01/ Corrected and reprinted 1996-02-01).
7. ГОСТ 23781-87 Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

3 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей рекомендации применены термины по РМГ 29, а также следующие термины с соответствующими определениями:

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.

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

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

результат измерения физической величины: значение величины, полученное путем ее измерения.

погрешность результата измерения (погрешность измерения): отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

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

погрешность метода измерений (погрешность метода): составляющая систематической погрешности измерений, обусловленная несовершенством принятого метода измерений.

предельная погрешность измерения в ряду измерений (предельная погрешность): максимальная погрешность измерения (плюс, минус), допускаемая для данной измерительной задачи.

неопределенность измерений (неопределенность): параметр, связанный с результатом измерений и характеризующий рассеяние значений, которые можно приписать измеряемой величине.

3.2. Принятые 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;

$p_в$ - атмосферное давление;

p_c - абсолютное давление газа при стандартных условиях;

T_c - термодинамическая температура газа при стандартных условиях;

V_c - объем газа при стандартных условиях;

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

q - мгновенное значение объемного расхода газа;

ρ - плотность газа в рабочих условиях;

ρ_c - плотность газа при стандартных условиях;

p - абсолютное давление газа в рабочих условиях;

T - термодинамическая температура газа в рабочих условиях;

t - время;

$t_н$ - момент времени начала измерения;

t_k - момент времени окончания измерения;

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

K - коэффициент сжимаемости газа;

K^* - коэффициент сжимаемости природного газа, полученный с использованием условно-постоянных величин: ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2}.

z - фактор сжимаемости природного газа при рабочих условиях;

z_c - фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях;

z_{cj} - фактор сжимаемости j-го чистого газа - компонента природного газа, при стандартных условиях;

x_j - молярные доли компонентов природного газа (j = 1,2, ...N);

r_j - объемные доли компонентов природного газа (j = 1,2, ...N);

μ_j - молекулярные веса чистых газов - компонентов природного газа (j = 1,2, ...N);

b_j - факторы суммирования (для компонентов природного газа по ISO 6976, j = 1,2, ...N);

N - число компонентов природного газа;

$\mu_{см}$ - молекулярный вес природного газа;

R - универсальная газовая постоянная;

$\rho_{c,ид}$ - плотность природного газа, рассматриваемого как идеальный газ;

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;

Δ_{V_i} - абсолютная погрешность измерения объема газа счетчиком в момент времени t_i;

Δ_{P_i} - абсолютная погрешность измерения давления газа в момент времени t_i;

Δ_{T_i} - абсолютная погрешность измерения температуры газа в момент времени t_i;

Δ_{ρ_i} - абсолютная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях в момент времени t_i;

Δ_{K_i} - абсолютная погрешность определения коэффициента сжимаемости в момент времени t_i;

$\Delta_{x_{CO_2,i}}$ - абсолютная погрешность измерения молярной доли углекислого газа в момент времени t_i;

$\Delta_{N_2,i}$ - абсолютная погрешность измерения молярной доли азота в момент времени t_i;

δ_{V_i} - относительная погрешность измерения объема газа счетчиком в момент времени t_i;

δ_{P_i} - относительная погрешность измерения давления газа в момент времени t_i;

δ_{T_i} - относительная погрешность измерения температуры газа в момент времени t_i;

$\delta_{\rho_{ci}}$ - относительная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях в момент времени t_i;

δ_{K_i} - относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости в момент времени t_i;

$\delta_{x_{CO_2,i}}$ - относительная погрешность измерения молярной доли углекислого газа в момент времени t_i;

$\delta_{x_{N_2,i}}$ - относительная погрешность измерения молярной доли азота в момент времени t_i;

δ_{x_j} - предельные относительные погрешности измерения молярных долей компонентов природного газа (j = 1, 2, ..., N);

δ_{r_j} - предельные относительные погрешности измерения объемных долей компонентов природного газа (j = 1, 2, ..., N);

δ_{z_j} - предельные относительные погрешности определения факторов сжимаемости компонентов природного газа (чистых газов) при стандартных условиях (j = 1, 2, ..., N);

δ_V - предельная относительная погрешность измерения объема газа в рабочих условиях;

δ_p - предельная относительная погрешность измерения давления газа;

δ_T - предельная относительная погрешность измерения температуры газа;

δ_{ρ_c} - предельная относительная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях;

$\delta_{x_{CO_2}}$ - предельная относительная погрешность измерения молярной доли углекислого газа;

$\delta_{x_{N_2}}$ - предельная относительная погрешность измерения молярной доли азота;

$\delta_{K,M}$ - методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости природного газа;

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

δ_R - предельная относительная погрешность измерения универсальной газовой постоянной;

$\delta_{V_{c,P}}$ - предельная погрешность измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям;

$\Delta_{\mu_{C_mH_{2m+2}}}$ - предельные абсолютные погрешности измерения молекулярных весов предельных углеводородов - компонентов природного газа (m = 1, 2, ...);

$\Delta_{\mu_{CO_2}}$ - предельная абсолютная погрешность измерения молекулярного веса углекислого газа;

$\Delta_{\mu_{N_2}}$ - предельная абсолютная погрешность измерения молекулярного веса азота;

$\Delta_{\mu_{O_2}}$ - предельная абсолютная погрешность измерения молекулярного веса кислорода;

Δ_c - абсолютная погрешность измерения атомного веса углерода;

Δ_H - абсолютная погрешность измерения атомного веса водорода;

Δ_N - абсолютная погрешность измерения атомного веса азота;

Δ_o - абсолютная погрешность измерения атомного веса кислорода;

δ_{μ_k} - предельные относительные погрешности измерения молекулярных весов компонентов природного газа (k =1, 2, ... , N).

МВИ – методика (метод) выполнения измерений.

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Большинство действующих в настоящее время узлов учета газа на базе турбинных, ротационных и вихревых счетчиков по технико-экономическим соображениям оснащены дополнительно средствами измерения только давления и температуры. По этой причине измерения объема газа и его приведение к стандартным условиям выполняются с использованием условно-постоянных величин: плотности при стандартных условиях ρ_c, молярных долей углекислого газа и азота x_{CO_2} и x_{N_2} в составе природного газа, а также атмосферного давления $p_в$, если абсолютное давление измеряется как сумма избыточного и атмосферного давлений. Избыточное давление измеряется первичным преобразователем непрерывно, и соответствующие результаты постоянно поступают в вычислитель среднего объемного расхода, в то время как атмосферное давление периодически вводится оператором в вычислитель, как условно-постоянная величина.

Применение условно-постоянных значений величин существенно упрощает постановку измерительной задачи определения объема газа и его приведения к стандартным условиям. т.к. позволяет избежать измерений компонентного состава и плотности газа при стандартных условиях в реальном масштабе времени. Однако такое упрощение вносит в результат измерения объема газа при стандартных условиях дополнительную методическую составляющую погрешности (неопределенности по типу В).

Влияние периодически измеряемых величин и их условно-постоянных значений 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;
- коэффициентов влияния погрешностей (неопределенностей) результатов периодических измерений величин на результат косвенного измерения объема газа.

В ПР 50.2.019 определен порядок проведения проверок реализации МВИ при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков, а также дана методика расчета погрешности измерений объема газа при стандартных условиях в реальных условиях эксплуатации узлов учета газа, в которой учет составляющей погрешности, обусловленной оценкой влияющих величин, не получил практического применения.

В соответствии с ГОСТ 2939 расчеты за поставленный природный газ с потребителями производятся на основании приведенного к стандартным условиям объема газа, поданного за расчетный период времени. Цена на газ, как правило, устанавливается Федеральной службой по тарифам на 1000 $м^3$ при стандартных условиях в зависимости от его теплосодержания. Теплосодержание природного газа характеризуется удельной теплотой сгорания, отнесенной к объему газа в стандартных условиях, значение которого и является целью измерений объема природного газа. Стандартные условия (абсолютное давление p_c и термодинамическая температура T_c) определены в ГОСТ 2939 и составляют p_c=101,325 кПа; T_c=293,15К.

В соответствии с ПР 50.2.019 объем газа V_c в стандартных условиях при использовании турбинных, ротационных и вихревых счетчиков находится как результат прямого или косвенного измерения, которые, соответственно, заключаются либо в непосредственном измерении усредненного объемного расхода (объема) газа счетчиком в рабочих условиях и последующего его приведения к стандартным условиям в соответствии с (1), либо путем реализации уравнения (2), определяющего связь непосредственно измеряемых величин с искомой, согласно ПР 50.2.019 и имеют вид:

$$V_c = \int_{t_н}^{t_к} q \frac{\rho}{\rho_c} dt \,, \qquad (1)$$

$$V_c = \int_{t_н}^{t_к} q \frac{pT_c}{p_c TK} dt \quad . \qquad (2)$$

Стандартные условия (p_c=101,325 кПа, T_c=293,15 К);
$K=z/z_c$ – коэффициент сжимаемости газа.

Как указывалось выше, уравнение (1) применяется при прямых (непосредственных) измерениях плотности газа при рабочих и стандартных условиях. Уравнение (2) используется при косвенном измерении плотности газа на основании прямых измерений давления и температуры газа при рабочих условиях и расчетного определения факторов сжимаемости, соответствующих рабочим и стандартным условиям. Содержащееся в уравнении (2) приведение измеренного при рабочих условиях счетчиком объема газа к стандартным условиям продиктовано необходимостью проведения корректных расчетов с поставщиком за потребленный газ согласно требованию ГОСТ 2939.

5 МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМА ГАЗА ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ С ПОМОЩЬЮ ТУРБИННЫХ, РОТАЦИОННЫХ И ВИХРЕВЫХ СЧЕТЧИКОВ ГАЗА

Правила ПР 50.2.019 регламентируют в зависимости от оснащенности узла учета газа несколько вариантов реализации процедуры измерений объема газа, соответствующего стандартным условиям, с помощью турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.

Как показывает анализ состояния узлов учета газа промышленных потребителей, оснащенных турбинными, ротационными и вихревыми счетчиками газа, подавляющее большинство таких узлов в настоящее время не содержит средств измерений плотности и состава газа в непрерывном, либо дискретном режимах, позволяющих решать измерительную задачу определения объема газа, соответствующего стандартным условиям, в реальном масштабе времени. Следовательно, большинство узлов учета, эксплуатируемых на объектах потребления газа в настоящее время, имеют в своем составе турбинный, ротационный или вихревой счетчик газа, средства измерений давления и температуры при рабочих условиях, вычислитель (электронный корректор). При такой конфигурации узла

учета объем газа при стандартных условиях является результатом косвенного измерения, представленного в общем виде формулой (2). Присутствующий в этом выражении коэффициент сжимаемости газа в соответствии с ГОСТ 30319.2 рассчитывается с использованием методов NX 19 мод. или GERG-91 мод. При такой постановке измерительной задачи объем газа, приведенный к стандартным условиям, находится по формуле (3), которая является следствием выражения (2):

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} V_i \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i} \quad , \qquad (3)$$

где $V_i = q_i h_i$; h_i – элементарный отрезок времени между двумя последовательными i и i+1 считываниями вычислителем значений объема V_i, абсолютного давления p_i, температуры T_i и коэффициента сжимаемости K_i газа; n - число элементарных отрезков времени, составляющих время измерения τ; как правило, на практике все элементарные отрезки времени выбирают одинаковыми; длина элементарного отрезка согласуется с минимальными временами формирования применяемыми средствами измерения осредненных значений абсолютного давления, температуры и объема газа, соответствующих отрезку времени $[t_i, t_{i+1}]$. Выражение (3) является формулой численного интегрирования уравнения (2) при непрерывном измерении объема, абсолютного давления и температуры газа; это же выражение (3) оказывается точным при дискретных измерениях объема и термодинамических параметров газа; дискретность определяется, главным образом, техническими возможностями и практической целесообразностью выполнения большого числа измерений.

Значительная часть рассматриваемых узлов учета оснащена средствами измерения избыточного давления газа ввиду того, что их стоимость ниже стоимости измерительных преобразователей абсолютного давления. Абсолютное давление газа при этом является суммой атмосферного и избыточного давлений.

Данные для расчета в реальном масштабе времени коэффициента сжимаемости при вышеуказанной комплектации узла учета газа не могут быть получены в непрерывном режиме. Следовательно, плотность газа при стандартных условиях, объемные (молярные)

доли углекислого газа (CO_2) и азота (N_2) в составе природного газа и, в общем случае, атмосферное давление принимаются в рамках данной измерительной процедуры за условно-постоянные величины; их условно-постоянные значения выбираются на основании анализа результатов предшествующих измерений этих параметров (величин). Практически измерения плотности газа при стандартных условиях, объемных (молярных) долей CO_2 и N_2 выполняются в аналитических специализированных лабораториях вне узлов учета газа с периодичностью один-два раза в неделю для проб газа, взятых из установленного места отбора; в отдельных случаях плотность газа при стандартных условиях измеряют в лабораторных условиях ежедневно для ежедневно отбираемых проб газа. Атмосферное давление измеряется непрерывно. Периодически измеряемые величины, принимаемые за условно-постоянные, вводятся в вычислитель объема оператором. Частота ввода определяется обычно интуитивно в зависимости от расхода газа. На самых энергоемких объектах, например электростанциях, ввод выполняется ежедневно, на менее энергоемких производствах - один раз в неделю. Мелкие потребители вводят плотность природного газа в стандартных условиях обычно один раз в месяц, атмосферное давление, - как единственное значение, на целый месяц, а иногда вообще устанавливают постоянным, равным среднему значению атмосферного давления для местности, где расположен узел учета.

Представленная в этом разделе рекомендаций, как наиболее часто используемая на практике, процедура измерения объема газа соответствует п.1.3 правил по метрологии ПР 50.2.019.

6 СОСТАВЛЯЮЩИЕ ПОГРЕШНОСТИ (СУММАРНОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ) РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМА ГАЗА

В соответствии с формулой косвенного измерения (3) объема газа при стандартных условиях основными составляющими погрешности (неопределенности по типу В) результата измерения являются:

- погрешность счетчика по измерению объема газа;
- погрешность первичного преобразователя температуры;
- погрешность первичного преобразователя давления;
- методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости природного газа по ГОСТ 30319.2;

- методическая погрешность измерения объема газа, обусловленная применением условно-постоянных величин (плотности при стандартных условиях, молярных долей углекислого газа и азота, атмосферного давления);
- погрешность вычислений объема газа вычислителем;
- погрешность вычислителя по измерению давления;
- погрешность вычислителя по измерению температуры.

Если приведенные составляющие погрешности (неопределенности) известны (заданы, найдены путем вычислений, указаны в технической документации и т.д.), можно оценить предельную погрешность измерения объема газа и его приведения к стандартным условиям или суммарную стандартную (расширенную) неопределенность результата измерения объема.

Числовые значения всех вышеуказанных составляющих погрешности результата измерения объема, кроме методической погрешности измерения объема, возникающей вследствие применения условно-постоянных величин, возможно установить на основании технической и нормативной документации на средства измерений и табличных значений погрешности расчета коэффициента сжимаемости ГОСТ 30319.2.

Числовое значение методической погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, связанной с использованием условно-постоянных значений (далее – методической составляющей погрешности), определяется в результате процедуры оценивания, представленной в настоящей рекомендации.

7 НОРМИРОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМА ГАЗА

Значение относительной погрешности измерения объема газа в стандартных условиях согласно ГОСТ 30319.2 во многом зависит от выбора средств измерений и условий выполнения измерений. В рамках настоящей рекомендации принимается, что потоки газа удовлетворяют критериям формирования стационарных, однородных, турбулентных потоков газа в измерительных трубопроводах, которые установлены ПР 50.2.019. В связи с этим составляющая погрешности результата измерения объема газа, возникающая из-за неоднородности течения, не учитывается.

Конкретные числовые значения погрешности (суммарной расширенной неопределенности) косвенного измерения объема газа при стандартных условиях рассчитываются по формулам, приведенным в разделах 8 и 9 настоящей рекомендации применительно к реальным условиям эксплуатации узлов учета газа.

В качестве рекомендательного критерия можно принять, что относительная предельная погрешность измерения объема газа в стандартных условиях не должна превышать ±3 % для узлов учета, оснащенных современными турбинными, ротационными, вихревыми счетчиками, вычислителями расхода и измерительными преобразователями абсолютного (избыточного) давления и температуры газа.

8 МЕТОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ПОГРЕШНОСТИ (НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПО ТИПУ В) РЕЗУЛЬТАТА ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМА ГАЗА ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ

Оценивание методической составляющей погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, проводят с использованием уравнения измерений (2), которое, как следует из раздела 5 настоящей рекомендации, наиболее часто применяется на практике.

Если V_c^* и V_c – результаты измерений объема газа при стандартных условиях, полученные по уравнению (2) на основании результатов измерений давления, температуры, мгновенного расхода газа и расчетов коэффициента сжимаемости с использованием, в первом случае условно-постоянных, а во втором - действительных значений плотности газа при стандартных условиях ρ_c , молярных (объемных) долей углекислого газа и азота в данный момент времени, соответственно.

При этом значение приведенного к стандартным условиям объема газа V_c принимают за его действительное значение, т.е. $V_{cд}=V_c$. Тогда, методическая погрешность измерения объема газа и приведения к стандартным условиям, (абсолютная методическая составляющая погрешности измерения объема $\Delta_м$) определяется равенством:

$$\Delta_м = V_c^* - V_c \quad . \qquad (4)$$

На основании уравнения (2) с использованием известных свойств определенного интеграла оценка сверху модуля разности, заданного формулой (4), определяется как :

$$\left|V_c^* - V_c\right| = \left|\int_{t_н}^{t_k}\left(\frac{1}{K^*} - \frac{1}{K}\right) f(p,T)qdt\right| \le \int_{t_н}^{t_k}\left|\frac{1}{K^*} - \frac{1}{K}\right| f(p,T)qdt \le \tag{5}$$

$$\le \max\left(\frac{\left|K - K^*\right|}{K}, t \in [t_н, t_k]\right)\int_{t_н}^{t_k}\frac{f(p,T)}{K^*}qdt \ ,$$

где $f(p,T) = \frac{p}{p_c}\cdot\frac{T_c}{T}$;

K^* - коэффициент сжимаемости природного газа, полученный с использованием условно-постоянных величин: плотности при стандартных условиях ρ_c^* и молярных долей углекислого газа и азота $x_{CO_2}^*$ и $x_{N_2}^*$.

С учетом введенных обозначений и выражения (2) неравенство (5) преобразуется в виде:

$$\left|V_c^* - V_c\right| \le V_c^* \max\left(\frac{\left|K - K^*\right|}{K}, t \in [t_н, t_k]\right). \tag{6}$$

Неравенство (6) показывает, что расхождение результатов измерений объема газа, соответствующих стандартным условиям, турбинными, ротационными и вихревыми счетчиками газа с применением условно-постоянных значений величин: плотности ρ_c^* при стандартных условиях и молярных долей CO_2 и N_2 ($x_{CO_2}^*$ и $x_{N_2}^*$) определяется разностью значений коэффициента сжимаемости, которые найдены с использованием действительных и условно-постоянных значений этих величин. Согласно требованиям ПР 50.2.019 расчеты коэффициента сжимаемости выполняются по методам NX 19 мод. или GERG-91 мод. Оценку отклонения $\left|K - K^*\right|$, полагая его малым, удобно провести через разложение в ряд Тейлора функции, описывающей зависимость коэффициента сжимаемости от:

плотности при стандартных условиях, молярных долей CO_2 и N_2, абсолютного давления и термодинамической температуры газа. Указанное разложение, выполненное до членов второго порядка малости в окрестности точки, соответствующей моменту времени $t = t_н$ (этот момент времени определяет значения переменных $\rho_c^*, x_i^*, p_н, T_н$; $i = CO_2, N_2$), позволяет получить следующее неравенство:

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

$$+ \max\left(\left|\frac{1}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right|, t \in [t_н, t_k]\right) \cdot \max\left|\Delta x_{N_2}\right| \qquad (7)$$

Неравенство (7) является аналитическим решением поставленной задачи оценивания методической составляющей погрешности, обусловленной использованием условно-постоянных величин ρ_c^*, $x_{CO_2}^*$ и $x_{N_2}^*$ при измерении объема газа, соответствующего стандартным условиям, с помощью турбинных, ротационных и вихревых счетчиков. При практическом применении оценки (7) максимумы частных производных коэффициента сжимаемости природного газа и разностей величин $\Delta\rho_c = \rho_c - \rho_c^*$; $\Delta x_{CO_2} = x_{CO_2} - x_{CO_2}^*$; $\Delta x_{N_2} = x_{N_2} - x_{N_2}^*$ выбираются в границах отрезка времени $[t_н, t_k]$ (времени измерения или расчетного периода).

При проведении оценок по формуле (7) частные производные коэффициента сжимаемости по переменным $\rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2}$ находят в каждом конкретном случае, например, численно, используя аппроксимации экспериментальных данных, представленных методами NX 19 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) определяются разностями:

$$\Delta\rho_c = \rho_{c,k+1} - \rho_{c,k},$$
$$\Delta x_{CO_2} = x_{CO_2,k+1} - x_{CO_2,k}, \quad (8)$$
$$\Delta x_{N_2} = x_{N_2,k+1} - x_{N_2,k},$$

где k – номер точки разбиения (узла числовой сетки).

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

$$\frac{\partial K}{\partial \rho_c} \approx \frac{K(\rho_{c,k+1}, x_{CO_2}, x_{N_2}) - K(\rho_{c,k}, x_{CO_2}, x_{N_2})}{\rho_{c,k+1} - \rho_{c,k}},$$
$$\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} \approx \frac{K(\rho_c, x_{CO_2,k+1}, x_{N_2}) - K(\rho_c, x_{CO_2,k}, x_{N_2})}{x_{CO_2,k+1} - x_{CO_2,k}}, \quad (9)$$
$$\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} \approx \frac{K(\rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2,k+1}) - K(\rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2,k})}{x_{N_2,k+1} - x_{N_2,k}},$$

В соответствии с ГОСТ 30319.2 для вычисления значений коэффициента сжимаемости природного газа используют методы, или NX 19 мод, или GERG-91 мод. в зависимости от диапазонов изменений термодинамических параметров газа. Области использования методов NX 19 мод. и GERG-91 мод. выбираются из условий их оптимального применения. Так, согласно ГОСТ 30319.2 NX 19 мод. и GERG-91 мод. погрешность (расширенная неопределенность) расчета коэффициента сжимаемости по двум указанным методам не превышает 0,11 % при соблюдении нижеследующих ограничений:

NX 19 мод. $0{,}668 \le \rho_c \le 0{,}700$, кг/м^3

$250 \le T \le 290$, К

$0{,}1 \le p \le 3{,}0$, МПа

GERG-91 мод. $0{,}668 \le \rho_c \le 0{,}700$, кг/м^3

$250 \le T \le 330$, К

$0{,}1 \le p \le 12{,}0$, МПа.

Примечание: вышеприведенную погрешность расчета коэффициента сжимаемости следует рассматривать как методическую составляющую погрешности результата определения коэффициента сжимаемости.

Частные производные по формулам (9) рассчитывают для каждой точки интервалов изменений величин ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2}, соответствующих расчетному периоду времени. Затем в пределах каждого интервала выбираются максимальные значения частных производных, которые для получения оценки методической составляющей погрешности косвенного измерения объема в пределах отрезка времени $[t_н, t_к]$ подставляют в (7).

Приведенную расчетную процедуру оценивания методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях можно существенно упростить.

Если анализ зависимостей коэффициента сжимаемости от ρ_c, x_{CO_2} и x_{N_2} покажет, что они близки к линейным, то для небольших интервалов изменения величин максимальные значения частных производных (без ощутимой потери точности) можно заменить их усредненными значениями $\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle, \left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} \right\rangle, \left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} \right\rangle$ в границах выбранных диапазонов.

Приближенные числовые оценки методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях для различных случаев задания условно-постоянных значений величин рассмотрены в приложении А.

9 ПРЕДЕЛЬНАЯ ПОГРЕШНОСТЬ КОСВЕННОГО ИЗМЕРЕНИЯ ОБЪЕМА ГАЗА ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ В РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЗЛОВ УЧЕТА

Для узлов учета на базе ротационных, вихревых и турбинных счетчиков, которые оснащены комплектами средств измерения давления и температуры проходящего газа, а также электронными корректорами (или вычислителями) выражение (3) является формулой косвенного измерения объема газа при стандартных условиях и отражает конкретную реализацию принципа измерений в рамках принятого метода.

При определении объема газа при стандартных условиях за расчетный период по формуле (3) необходимые числовые значения объема V_i, давления p_i и температуры T_i являются результатами прямых измерений и, как следствие, известны с некоторыми погрешностями. Для расчета погрешности измерения объема газа V_c формулу (3) преобразуют в виде:

$$V_c = \sum_{i=1}^{n} V_i \frac{P_i T_c}{p_c T_i K\left(p_i, T_i, \rho_{c,i}, x_{CO_2,i}, x_{N_2,i}\right)} . \qquad (10)$$

Определяют коэффициенты влияния на результат измерения V_c погрешностей входящих в выражение (10) исходных величин:

$$\frac{\partial V_c}{\partial V_j} = \frac{V_{c,j}}{V_j} , \qquad (11)$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial p_j} = V_{c,j}\left(\frac{1}{p_j} - \frac{1}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial p}\right)_j\right) , \qquad (12)$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial T_j} = -V_{c,j}\left(\frac{1}{T_j} + \frac{1}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial T}\right)_j\right) , \qquad (13)$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial K_j} = -\frac{V_{c,j}}{K_j}\ , \tag{14}$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial \rho_{c,j}} = -\frac{V_{c,j}}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial \rho_c}\right)_j , \tag{15}$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial x_{CO_2,j}} = -\frac{V_{c,j}}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}}\right)_j , \tag{16}$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial x_{N_2,j}} = -\frac{V_{c,j}}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right)_j . \tag{17}$$

В формулах (11-17) введено обозначение:

$$V_{c,j} = V_j \frac{p_j T_c}{p_c T_j K_j} . \tag{18}$$

Выражение для абсолютной предельной погрешности Δ_{V_c} измерения объема V_c имеет вид:

$$\Delta^2_{V_c} = \sum_{j=1}^{n}\left[\left(\frac{\partial V_c}{\partial V_j}\right)^2 \Delta^2_{V_j} + \left(\frac{\partial V_c}{\partial p_j}\right)^2 \Delta^2_{p_j} + \left(\frac{\partial V_c}{\partial T_j}\right)^2 \Delta^2_{T_j} + \left(\frac{\partial V_c}{\partial K_j}\right)^2 \Delta^2_{K_j} + \right.$$

$$\left. + \left(\frac{\partial V_c}{\partial \rho_{c,j}}\right)^2 \Delta^2_{\rho_{c,j}} + \left(\frac{\partial V_c}{\partial x_{CO_2,j}}\right)^2 \Delta_{x_{CO_2,j}} + \left(\frac{\partial V_c}{\partial x_{N_2,j}}\right)^2 \Delta^2_{x_{N_2,j}}\right] \tag{19}$$

В выражении (19) суммирование учитывает вклады погрешностей результатов измерения объема, полученных за элементарные отрезки времени $[t_j, t_{j+1}]$, в предельную погрешность результата косвенного измерения объема V_c газа при стандартных условиях, полученного за время измерения $\tau = t_k - t_n$. В формуле (19):

$\Delta_{V_j}, \Delta_{p_j}, \Delta_{T_j}, \Delta_{\rho_{c,j}}, \Delta_{x_{CO_2,j}}, \Delta_{x_{N_2,j}}$ - абсолютные погрешности результатов измерений $V_j, p_j, T_j, \rho_{c,j}, x_{CO_2,j}, x_{N_2,j}$.

Подставив в равенство (19) выражения (11-18), получают формулу для расчета предельной относительной погрешности δ_{V_c} результата измерения объема газа V_c, соответствующего стандартным условиям:

$$\delta_{V_c}^2 = \sum_{j=1}^{n} g_j^2 \left[\delta_{V_j}^2 + \left(1 - \frac{p_j}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial p}\right)_j\right)^2 \delta_{p_j}^2 + \left(1 + \frac{T_j}{K_j}\left(\frac{\partial K}{\partial T}\right)_j\right)^2 \delta_{T_j}^2 + \delta_{K_j}^2 + \right.$$

$$\left. + \left(\frac{\rho_{c,j}}{K_j}\right)^2 \left(\frac{\partial K}{\partial \rho_c}\right)_j^2 \delta_{\rho_{c,j}}^2 + \left(\frac{x_{CO_2,j}}{K_j}\right)^2 \left(\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}}\right)_j^2 \delta_{x_{CO_2,j}}^2 + \left(\frac{x_{N_2,j}}{K_j}\right)^2 \left(\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right)_j^2 \delta_{x_{N_2,j}}^2 \right] \quad (20)$$

где $g_i = \frac{V_{c,j}}{V_c}$ - весовой коэффициент, соответствующий элементарному отрезку времени $[t_j, t_{j+1}]$;

$$\delta_{V_j} = \frac{\Delta_{V_j}}{V_j};\ \delta_{p_j} = \frac{\Delta_{p_j}}{p_j};\ \delta_{T_j} = \frac{\Delta_{T_j}}{T_j};\ \delta_{K_j} = \frac{\Delta_{K_j}}{K_j};\ \delta_{\rho_{cj}} = \Delta_{\rho_{cj}/\rho_{cj}}$$

$$\delta_{x_{CO_2,j}} = \frac{\Delta_{x_{CO_2,j}}}{x_{CO_2,j}};\ \delta_{x_{N_2,j}} = \frac{\Delta_{x_{N_2,j}}}{x_{N_2,j}} \quad (21)$$

относительные погрешности измерений $V_j, p_j, T_j, \rho_{c,j}, x_{CO_2,j}, x_{N_2,j}$.

Случайные величины: $p, T, \rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2}$ оказываются зависимыми, хотя бы в силу существования функциональной связи $K(p, T, \rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2})$, а также уравнения (3). По этой причине коэффициент влияния, представленный формулой (14), учитывает в формуле (20) лишь методическую погрешность вычисления коэффициента сжимаемости, т.к. составляющие погрешности косвенного измерения коэффициента сжимаемости, обусловленные погрешностями измерений: $p, T, \rho_c, x_{CO_2}, x_{N_2}$ уже учтены в формуле

(20) через соответствующие коэффициенты влияния указанных величин. Как упоминалось в предыдущем разделе, согласно ГОСТ 30319.1 можно принять, что методическая погрешность результата измерения коэффициента сжимаемости при соблюдении рекомендованных условий применения методов NX 19 мод. и GERG-91 мод. составляет $\delta_{K,M} = \pm 0{,}11$ %.

Дальнейшее упрощение формулы (20) связано с допущением: в качестве границ интервалов относительных погрешностей $\delta_{V_j}, \delta_{p_j}, \delta_{T_j}, \delta_{\rho_{c,j}}, \delta_{x_{CO_2,j}}, \delta_{x_{N_2,j}}$ примем предельные погрешности средств и методов измерения этих величин, которые регламентированы методикой выполнения измерений $(\delta_{x_{CO_2,j}}, \delta_{x_{N_2,j}})$; в качестве границ интервала относительной погрешности δ_{Kj} коэффициента сжимаемости примем предельную методическую погрешность $\delta_{K,M}$, предельная относительная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях находится по формуле, приведенной в разделе (10) настоящей рекомендации. При таком предположении справедливы равенства:

$$\delta_{V_j} = \delta_V; \quad \delta_{p_j} = \delta_p; \quad \delta_{T_j} = \delta_T; \quad \delta_{x_{CO_2,j}} = \delta_{x_{CO_2}};$$
$$\delta_{x_{N_2,j}} = \delta_{x_{N_2}}; \quad \delta_{K_j} = \delta_{K,M}; \quad \delta_{\rho_{c,j}} = \delta_{\rho_c}; \quad j = 1,2,...,n \tag{22}$$

С учетом равенств (22) на основании формулы (20) получают оценку предельной погрешности измерения объема газа V_c, соответствующего стандартным условиям:

$$\delta_{V_c}^2 \approx \left[\delta_V^2 + \left(1 - \frac{p}{K}\frac{\partial K}{\partial p}\right)^2 \delta_p^2 + \left(1 + \frac{T}{K}\frac{\partial K}{\partial T}\right)^2 \delta_T^2 + \delta_{K,M}^2 + \left(\frac{\rho_c}{K}\frac{\partial K}{\partial \rho_c}\right)^2 \delta_{\rho_c}^2 + \right.$$
$$\left. + \left(\frac{x_{CO_2}}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}}\right)^2 \delta_{x_{CO_2}}^2 + \left(\frac{x_{N_2}}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right)^2 \delta_{x_{N_2}}^2 + \delta_{V,M}^2 \right] \sum_{i=1}^{n} g_i^2 \tag{23}$$

Выражение (23) наряду с предельными относительными погрешностями $(\delta_V, \delta_p, \delta_T, \delta_{\rho_c}, \delta_{x_{CO_2}}, \delta_{x_{N_2}})$ измерений величин

$V, p, T, x_{CO_2}, x_{N_2}, \rho_c$ и предельной методической погрешностью расчета коэффициента сжимаемости $\delta_{K,M}$ содержит в квадратных скобках предельную относительную методическую погрешность $\delta_{V,M}$ измерения соответствующего стандартным условиям объема газа V_c, которая обусловлена применением в измерительной процедуре условно-постоянных величин $\rho_c^*, x_{CO_2}^*, x_{N_2}^*$. Эта составляющая предельной погрешности измерения не может быть учтена с помощью коэффициентов влияния на основании только выражения (10). Теоретическая оценка предельной относительной методической погрешности $\delta_{V,M}$ проведена в разделе 8 настоящей рекомендации.

Выражение (23) определяет предельную относительную погрешность результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, который получен за время измерения τ (расчетный период времени $[t_н, t_k]$). Сомножитель в квадратных скобках равенства (23) представляет квадрат предельной относительной погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, который получен в течение элементарного отрезка времени $[t_i, t_{i+1}]$ и ввиду малости этого отрезка практически привязан к текущему моменту времени $t \in [t_i, t_{i+1}]$. Таким образом, выражение в квадратных скобках формулы (23) можно интерпретировать как оценку предельной $\pm\delta_{V_c,p}$ погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, в текущие моменты времени в реальных условиях эксплуатации узла учета. Эта погрешность выражается в виде (24):

$$\delta_{V_{c,p}} = \Bigg[\delta_V^2 + \left(1 - \frac{p}{K}\frac{\partial K}{\partial p}\right)^2 \delta_p^2 + \left(1 + \frac{T}{K}\frac{\partial K}{\partial T}\right)^2 \delta_T^2 + \delta_{K,M}^2 + \left(\frac{\rho_c}{K}\frac{\partial K}{\partial \rho_c}\right)^2 \delta_{\rho_c}^2 + $$

$$+ \left(\frac{x_{CO_2}}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}}\right)^2 \delta_{x_{CO_2}}^2 + \left(\frac{x_{N_2}}{K}\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}}\right)^2 \delta_{x_{N_2}}^2 + \delta_{V,M}^2 \Bigg]^{0,5} \qquad (24)$$

Формула (24) решает в общем случае поставленную задачу оценивания предельной погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях в реальных условиях эксплуатации узлов учета газа на базе турбинных, ротационных и вихревых счетчиков (для текущего момента времени).

Так как по определению весовые коэффициенты $g_i \angle 1$ $i = 1,2,...,n$, то $\sum_{i=1}^{n} g_i^2 \angle 1$. В связи с этим предельная $\pm\delta_{V_r}$ относительная погрешность измерения объема газа V_c за расчетный период времени $[t_н, t_k]$ удовлетворяет неравенству:

$$\left|\delta_{V_c}\right| \quad \angle \quad \left|\delta_{V_{c.p}}\right| \tag{25}$$

Для более точной оценки пределов погрешности δ_{V_c} необходимо знать весовые коэффициенты g_i, чтобы найти числовое значение суммы $\sum_i g_i^2$.

Выражение (24) включает все составляющие предельной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям. Измерение выполнено по методу, описанному в разделе 5 данной рекомендации. Однако при практическом применении этого выражения не все его члены оказываются одного порядка величины и для определенных условий проведения измерений и типовых составов газа можно некоторыми слагаемыми пренебречь без существенной потери точности оценивания погрешности измерения объема, Последнее обстоятельство значительно облегчает выполнение практических расчетов при проверках состояния узлов учета газа согласно требованиям ПР 50.2.019. Примеры конкретных расчетов предельной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, выполненные по формулам настоящей рекомендации, рассмотрены в приложении Б.

10 ПРЕДЕЛЬНАЯ ПОГРЕШНОСТЬ КОСВЕННОГО ИЗМЕРЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ГАЗА ПО ЕГО КОМПОНЕНТНОМУ СОСТАВУ, ГАРМОНИЗИРОВАННАЯ С ТРЕБОВАНИЯМИ ISO 6976 И ГОСТ 30319.1

Плотность газа при стандартных условиях является важным параметром процедуры измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, с помощью турбинных, ротационных и вихревых счетчиков. Указанная плотность принимается за условно-постоянную величину, и отклонения ее действительных значений присутствуют в оценке методической погрешности результата измерения объема V_c.

В связи с этим в данном разделе приведен порядок оценивания предельной погрешности измерения плотности при стандартных условиях по компонентному составу газа (суммарной неопределенности результата измерения).

Согласно ГОСТ 30319.1 и ISO 6976 плотность газа при стандартных условиях по его компонентному составу определяется следующим образом:

в первом приближении природный газ рассматривается как идеальная газовая смесь, плотность которой при стандартных условиях выражается формулой:

$$\rho_{c,id} = \frac{p_c}{RT_c} \sum_{i=1}^{N} x_i \mu_i \,, \qquad (26)$$

где p_c=101,325 кПа; T_c=293,15 К;

N– число компонентов природного газа (газовой смеси);

R=8,31451 Дж/моль·К – универсальная газовая постоянная; ее значение приведено в соответствии с ISO 6976 (в российской системе государственных стандартных данных используется значение (8,31441±0,00026) Дж/моль·К;

x_i, μ_i, i=1,2,...,N – молярные доли и молекулярные веса компонентов природного газа;

на основании уравнений состояния реального и идеального газа получают выражение для плотности природного газа при стандартных условиях

$$\rho_c = \rho_{c,id} / z_c \,, \qquad (27)$$

где $\rho_{c,id}$ - определяется формулой (26);

z_c - фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях;

фактор сжимаемости природного газа, рассматриваемого как смесь газов при стандартных условиях, определяют по формуле, приведенной в ISO 6976:

$$z_c = 1 - \left[\sum_{i=1}^{N} x_i \sqrt{b_i} \right]^2 , \qquad (28)$$

где суммирование осуществляется по всем компонентам природного газа;

b_i - факторы суммирования (для каждого компонента), i=1,2,...,N;

значения факторов суммирования, $\sqrt{b_i}$, соответствующих стандартным условиям, содержатся в таблицах ISO 6976 и ГОСТ 30319.1;

плотность газа при рабочих условиях (p,T) находится по его известной плотности при стандартных условиях на основании соотношения, которое также как и (27) является следствием уравнения состояния реального газа:

$$\rho = \rho_c \frac{pT_c}{p_c TK}, \qquad (29)$$

где $K = z / z_c$ - коэффициент сжимаемости.

Приведенные формулы описывают алгоритм расчета плотности газа при стандартных и рабочих условиях по его полному компонентному составу, который определяется в результате хроматографического анализа проб газа. В отечественной практике состав газа принято выражать в объемных долях r_i компонентов, i=1,2,...,N. Однако, для применения алгоритма расчета плотности газа его состав необходимо выразить в молярных долях. В соответствии с положениями ISO 6976 и ГОСТ 30319.1 молярные доли компонентов связаны с объемными соотношением:

$$x_i = \frac{r_i / z_{c,i}}{\sum_j r_j / z_{c,j}} , \qquad (30)$$

где $z_{c,i}$ - факторы сжимаемости компонентов природного газа при стандартных условиях, i=1,2,...,N. j=1,2,...,N.

Факторы сжимаемости $z_{c,j}$ чистых газов – компонентов природного газа при стандартных условиях приводятся в таблице ГОСТ 30319.1 вместе с относительными погрешностями их определения. Значения факторов сжимаемости получены на основании формулы (28), записанной для чистого газа в виде $z_{c,j} = 1 - b_j$.

Для газов с температурой кипения больше 293,15 К в ГОСТ 30319.1 и ISO 6976 приведены условные значения факторов сжимаемости при стандартных условиях $z_{c,j}$, которые применимы только при определении фактора сжимаемости природного газа z_c.

Как отмечалось выше, в отечественной практике в соответствии с положениями ГОСТ 23781 результат определения состава газа выражают в объемных долях компонентов с указанием доверительных интервалов погрешностей измерения объемных долей. Обычно в количественном химическом анализе при нормировании характеристик погрешности результатов измерений границы доверительных интервалов устанавливают при уровне доверительной вероятности p=0,95.

Косвенное измерение плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу, представленное формулами (26-29), основано на измерении молярных долей компонентов. Таким образом, для оценивания предельной погрешности (суммарной расширенной неопределенности) измерения плотности газа при стандартных условиях необходимо оценить предельные погрешности измерения молярных долей компонентов при условии, что погрешности измерения объемных долей известны.

Если согласно методике хроматографического определения состава проб газа, объемная доля метана r_1 находится через условие нормировки

$$r_i = 1 - \sum_{i=2}^{N} r_i \ , \qquad (31)$$

то совместно с формулой (30) это соотношение позволяет записать следующие функциональные зависимости молярных долей x_k, $k = 1,2,...,N$, от объемных долей r_j, $j = 2,...,N$, и факторов

сжимаемости $z_{c,k}$, $k = 1,2,...,N$, компонентов (чистых газов) при стандартных условиях:

$$x_1 = x_1(r_2,...,r_N; z_1,...,z_N)$$
$$x_i = x_i(r_2,...,r_N; z_1,...,z_N),\ i = 2,3,...,N \qquad (32)$$

В последних равенствах нижний индекс "с" в обозначении факторов сжимаемости компонентов опущен для краткости.

Функции (32) при их явном задании позволяют путем определения коэффициентов влияния получить выражения для предельных погрешностей косвенного измерения молярных долей в рассматриваемом случае. Формулы для расчета предельных погрешностей измерения молярных долей компонентов имеют вид:

$$\delta_{x_1}^2 = (1-x_1)^2\delta_{z_1}^2 + \sum_{l=2}^{N}\left[x_l^2\left(1+\frac{z_l}{z_1}\frac{1-x_1}{x_1}\right)^2\delta_{r_l}^2 + x_l^2\delta_{z_l}^2\right]$$
$$\delta_{x_i}^2 = x_1^2\delta_{z_1}^2 + \sum_{l=2}^{N}\left[\left(\delta_{il} - x_l\left(1-\frac{z_l}{z_1}\right)\right)^2\delta_{r_l}^2 + (\delta_{il}-x_l)^2\delta_{z_l}^2\right],\ i = 2,...,N \qquad (33)$$

где δ_{x_i}, δ_{r_i}, δ_{z_i}, $i = 1,...,N$, - предельные относительные погрешности измерений молярных и объемных долей, а также факторов сжимаемости (i-х газов) компонентов природного газа при стандартных условиях;

$$\delta_{il} = \begin{cases} 0, & при \quad i \neq l \\ 1, & при \quad i = l \end{cases}$$ - символ Кронекера-Капелли.

Присутствующие в формулах (33) предельные относительные погрешности результатов измерений объемных долей регламентированы методикой выполнения измерений, относительные погрешности результатов измерений факторов сжимаемости при стандартных условиях компонентов природного газа табулированы в ГОСТ 30319.1.

Знание погрешностей измерений молярных долей позволяет корректно выполнить оценивание погрешности (расширенной неопределенности) косвенного измерения плотности газа при стандартных условиях. Для целей оценивания предельной

погрешности измерения плотности формулу ее косвенного измерения удобно записать в виде функции:

$$\rho_c = \frac{p_c}{RT_c} \frac{\sum_j x_j \mu_j}{z_c(x_1,...,x_N)} \qquad (34)$$

В формуле (34) отражено, что фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях является функцией только молярных долей компонентов.

Дифференцированием функции (34) несложно получить выражения для коэффициентов влияния и затем формулу для вычисления предельной относительной погрешности δ_{ρ_c} измерения плотности газа по полному компонентному составу при стандартных условиях:

$$\delta^2_{\rho_c} = \sum_{k=1}^{N} x_k^2 \left[\left(\frac{\mu_k}{\mu_{cм}} + 2\frac{\sqrt{b_k}}{z_c}\sqrt{1-z_c} \right)^2 \delta^2_{x_k} + \frac{\mu_k^2}{\mu_{cм}^2}\delta^2_{\mu_k} \right] + \delta^2_R , \qquad (35)$$

где $\mu_{cм} = \sum_i x_i \mu_i$ - молекулярный вес природного газа;

δ_{μ_k} - предельные относительные погрешности измерений молекулярных весов компонентов (чистых газов);

$\delta_R = \pm 0{,}0031$ % - предельная относительная погрешность измерения универсальной газовой постоянной (см. комментарии к формуле (26)).

Необходимые для проведения конкретных расчетов по формуле (35) абсолютные и относительные предельные погрешности измерения молекулярных весов сложных веществ, таких как предельные углеводороды, CO_2, O_2, N_2 и т.д., рассчитывались по известным погрешностям измерения атомных весов химических элементов.

Погрешности результатов измерений атомных весов элементов являются справочными данными и, кроме того, приводятся в ISO 6976. Запишем (для справки) формулы для расчета предельных абсолютных погрешностей измерения молекулярных весов

предельных углеводородов C_mH_{2m+2}, углекислого газа CO_2, азота N_2, кислорода O_2:

$$\Delta_{\mu_{C_mH_{2m+2}}} = \left[m\Delta_c^2 + (2m+2)\Delta_n^2\right]^{1/2};\ m = 1,...,7$$

$$\Delta_{\mu_{CO_2}} = \left[\Delta_c^2 + 2\Delta_o^2\right]^{1/2};\ \Delta_{\mu_{N_2}} = \sqrt{2}\Delta_N;\ \Delta_{\mu_{o_2}} = \sqrt{2}\Delta_o,$$

где $\Delta_c, \Delta_н, \Delta_N, \Delta_o$ - абсолютные погрешности измерения атомных весов элементов C, H, N, O (углерод, водород, азот, кислород);

$$\Delta_c = \pm 10^{-3};\ \Delta_H = \pm 7 \cdot 10^{-5};\ \Delta_N = \pm 10^{-4};\ \Delta_o = \pm 3 \cdot 10^{-4}$$

Представленные значения абсолютных погрешностей даны в а.е.м. по ISO 6976. Предельные относительные погрешности δ_{μ_k} измерения молекулярных весов соединений получаются делением предельных абсолютных погрешностей, найденных по вышеприведенным формулам, на соответствующие молекулярные веса.

Пример косвенного измерения плотности газа по компонентному составу и оценивания предельной относительной погрешности ее измерения по формулам настоящего раздела рассмотрен в приложении В. На основе анализа числового материала в этом же приложении даны рекомендации по практическому применению рассматриваемой процедуры косвенного измерения плотности газа при стандартных условиях.

Приложение А
(рекомендуемое)

Числовые оценки методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях

Для оценки пределов изменений методической составляющей погрешности косвенного измерения объема газа при стандартных условиях проводятся выборочные числовые оценки усредненных значений частных производных коэффициента сжимаемости $\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle, \left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} \right\rangle, \left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} \right\rangle$ при различных сочетаниях параметров состояния природного газа, поставляемого потребителям. Для вычислений используются формулы (9) раздела 8 настоящей рекомендации и методы определения коэффициента сжимаемости NX 19 мод. и GERG-91 мод. в соответствии с ГОСТ 30319.2. Наглядный пример расчетов оценочного характера выполним при заданных давлении p=1,284 МПа и температуре T=275,15 K. Давление газа выбрано, исходя из реально наблюдаемого максимального уровня на входе в газораспределительные системы ГРО; фактически в расчетах использовалось значение 1,283972 МПа, что связано с уточненным преобразованием единиц измерения давления. Температура газа соответствует зимнему периоду года. В результате расчетов при этих термодинамических параметрах состояния получены следующие средние значения частных производных коэффициента сжимаемости:

$$\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle = \begin{cases} -0{,}0800(NX19) \\ -0{,}101(GERG-91) \end{cases}, \text{ (кг/м}^3\text{)}^{-1}, \text{ усреднение проведено по}$$

отрезку $(0{,}668 \le \rho_c \le 0{,}700)$ кг/м^3 при x_{CO_2}=0,000562; x_{N_2}=0,00767;

$$\left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} \right\rangle = \begin{cases} 5{,}8191 \cdot 10^{-2}(NX19) \\ 8{,}3705 \cdot 10^{-2}(GERG-91) \end{cases}, \text{ усреднение проведено по}$$

отрезку $(0{,}0 \le x_{CO_2} \le 0{,}12)$ при ρ_c=0,700 кг/м^3; x_{N_2}=0,00767;

для этого же отрезка и той же плотности при стандартных условиях:

$$\left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} \right\rangle = \begin{cases} 5{,}8768 \cdot 10^{-2} (NX19) \\ 8{,}4460 \cdot 10^{-2} (GERG-91) \end{cases}, \quad x_{N_2} = 0{,}00051;$$

$$\left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} \right\rangle = \begin{cases} 5{,}2619 \cdot 10^{-2} (NX19) \\ 6{,}1793 \cdot 10^{-2} (GERG-91) \end{cases},$$ усреднение проведено по отрезку $(0{,}0 \le x_{N_2} \le 0{,}16)$ при ρ_c=0,684 кг/м^3; x_{CO_2}=0,12;

для этого же отрезка и той же плотности при стандартных условиях:

$$\left\langle \frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} \right\rangle = \begin{cases} 6{,}2562 \cdot 10^{-2} (NX19) \\ 7{,}5061 \cdot 10^{-2} (GERG-91) \end{cases}, \quad x_{CO_2} = 0{,}003.$$

Приведенные ниже таблицы иллюстрируют зависимости средних значений $\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle$, соответствующих отрезку $(0{,}668 \le \rho_c \le 0{,}700)$ кг/м^3 от давления и температуры газа. Зависимости получены расчетным путем при x_{CO_2}=0,000562; x_{N_2}=0,00767.

Таблица 1

№ п/п	P, МПа	$\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle$, NX 19, (кг/м^3)$^{-1}$	$\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle$, GERG-91, (кг/м^3)$^{-1}$
1.	2,568	- 0,1713	- 0,2142
2.	1,284	- 0,0802	- 0,1006
3.	0,692	- 0,0401	- 0,0503
4.	0,396	- 0,0204	- 0,0256

Таблица 2

№ п/п	T, K	$\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle$, NX 19, $(кг/м^3)^{-1}$	$\left\langle \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \right\rangle$, GERG-91, $(кг/м^3)^{-1}$
1.	255,2	- 0,0997	- 0,1264
2.	275,2	- 0,0802	- 0,1006
3.	290,2	- 0,0681	- 0,0849
4.	310,2	- 0,0551	- 0,0675

Из этих таблиц следует, что усредненная производная коэффициента сжимаемости по плотности газа при стандартных условиях обладает сильной зависимостью от давления газа: так, при изменении давления газа, например, от 4 до 26 атм усредненная производная возрастает, приблизительно, на порядок. Зависимость этой же усредненной производной от температуры менее сильная, а именно, при изменении температуры газа в рекомендованном диапазоне наиболее благоприятного применения методов NX 19 мод. и GERG-91 мод. производная изменяется всего лишь, приблизительно, в два раза.

Представленные результаты числовых оценок усредненных производных коэффициента сжимаемости по плотности ρ_c, молярным долям x_{CO_2} и x_{N_2} позволяют оценить границы интервала методической погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям.

Для оценки границ методической погрешности по формуле (7) раздела 8 настоящей рекомендации в реальных условиях эксплуатации узла учета примем в рамках рассматриваемого числового примера, что максимальные отклонения условно-постоянных значений величин, характеризующих поток газа, от их действительных значений в течение расчетного периода времени удовлетворяют нижеследующим соотношениям:

$$\left|\rho_c - \rho_c^*\right| \approx 0{,}02\rho_c$$

$$\left|x_{CO_2} - x_{CO_2}^*\right| \approx 0{,}1x_{CO_2}$$

$$\left|x_{N_2} - x_{N_2}^*\right| \approx 0{,}1x_{N_2}$$

В этом случае верхний предел значений методической составляющей погрешности косвенного измерения объема при стандартных условиях изменяется в диапазоне (0,04-0,4) % в зависимости от условий работы счетчика газа и параметров среды. При этом максимальные границы методической погрешности $\delta_{V,M} \approx \pm 0{,}4\%$, по оценкам, соответствуют давлению газа (0,3-0,4) МПа и принятым отклонениям условно-постоянных значений плотности ρ_c от действительных на уровне ≈2 %. При возрастании давления газа, увеличении молярных долей CO_2 и N_2, а также диапазонов отклонений условно-постоянных значений величин от их действительных значений методическая погрешность увеличивается и может достигать уровня ±(0,8-1,0) %. При этом, как установлено данными оценками, главная часть методической погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловлена отклонениями условно-постоянных значений плотности газа при стандартных условиях от ее действительных значений.

В заключение отметим, что проведенные оценки в общем случае дают представление о границах методической погрешности косвенного измерения объема газа. Однако для уточненных практических оценок этой составляющей погрешности по формуле (7) настоящей рекомендации в реальных условиях эксплуатации узлов учета газа необходимо выполнение расчетов, связанных с определением значений частных производных коэффициента сжимаемости природного газа, соответствующих именно этим условиям. Последнее требование приводит к необходимости разработки компьютерных программ для корректных расчетов погрешности (расширенной неопределенности) косвенного измерения объема газа при стандартных условиях с применением турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.

Приложение Б
(справочное)

Расчет погрешности результата измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям

Расчет предельной относительной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, выполняют по формуле (24) при исходных данных, идентичных условиям примера расчета погрешности из приложения Г правил ПР 50.2.019. В приложении Г указанных правил принято, что косвенные измерения объема природного газа при стандартных условиях выполняют на узле учета, состоящем из:

- счетчика газа с верхним пределом измерений 400 $м^3/ч$, с относительной погрешностью ±1 % в диапазоне от 80 до 400 $м^3/ч$ и ±2 % в диапазоне от 40 до 80 $м^3/ч$;
- преобразователя абсолютного давления с верхним пределом измерений 0,63 МПа и приведенной погрешностью ±0,25 %; дополнительная погрешность преобразователя давления от изменения температуры окружающей среды на каждые 20°С составляет (0,025 ($P_в$/P)+0,125) %; нормальные условия поверки преобразователя абсолютного давления $t_{нор}$=(20±5) °С;
- преобразователя температуры с пределами измерений от -50 °С до +50 °С и абсолютной погрешностью ±(0,25+0,0035 |t|) °С;
- вычислителя расхода, относительная погрешность вычислений которого не выходит за пределы допускаемых значений ±0,02 %; приведенная погрешность по показаниям и регистрации объемного расхода и давления не выходит за пределы допустимых значений ±0,05 %, абсолютная погрешность по показаниям и регистрации температуры не выходит за пределы допускаемых значений ± 0,1 °С.

Измеряемой средой является природный газ, для которого известно, что за время измерения:

- плотность газа при стандартных условиях не изменяется и составляет 0,687 $кг/м^3$; относительная погрешность средства

измерения (СИ), по показаниям которого установлено значение плотности при стандартных условиях, составляет ±0,25 %;

- содержание азота не изменяется и составляет 0,6 %, относительная погрешность СИ, по показаниям которого установлено значение содержания азота в газе, составляет ±3,5 %;
- содержание диоксида углерода не изменяется и составляет 1,2 %, относительная погрешность СИ по показаниям которого установлено значение содержания диоксида углерода в газе, составляет ± 4,0 %.

Рабочие параметры газа:

- расход от 70 $м^3$/ч до 350 $м^3$/ч;
- температура от -10°С до +10°С;
- давление от 0,1 МПа до 0,3 МПа.

Условия размещения СИ:

Датчик давления расположен в неотапливаемом помещении, где температура окружающей среды может изменяться в пределах от t_{min}= -20 °С до t_{max}= + 28 °С.

Примем, что измерение объема, приведенного к стандартным условиям, проводилось при температуре t=15 °С и давлении Р=0,15 МПа, расходе Q=300 $м^3$/ч, а температура окружающей среды в помещении, где размещен датчик давления, равна 26 °С; метод определения коэффициента сжимаемости GERG-91 мод.

Результаты расчетов погрешности представляют в виде чисел, округленных до двух значащих цифр. При этом третий разряд (не указываемый младший) округляют в большую сторону".

Цитируемые из приложения Г правил ПР 50.2.019 данные для проведения расчета предельной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, требуют пояснений, т.к. непонятно в каких долях выражено "содержание" CO_2 и N_2 в природном газе. В рамках настоящего расчета положим, что указаны молярные доли углекислого газа и азота. Кроме того, в дополнение к исходным данным приложения Г правил ПР 50.2.019 примем, что узел учета может быть оснащен измерительным преобразователем избыточного давления. В таком случае абсолютное давление газа является суммой избыточного и атмосферного давлений.

Допустим, что атмосферное давление при измерении объема газа не изменяется и составляет 0,0997 МПа (приблизительно 747 мм.рт.ст). Относительная погрешность широко применяемых барометров, как правило, равна ± 1 %.

На основании вышеуказанных данных выполним необходимые расчеты по оцениванию предельной погрешности измерения объема газа V_c, соответствующего стандартным условиям.

Б.1. Относительная погрешность измерения давления первичным измерительным преобразователем равна:

$$\delta_{p1} = \gamma_p \frac{p_{впр}}{p} \qquad (Б.1.)$$

$\gamma_p = \pm 0{,}25\,\%$ - приведенная погрешность преобразователя избыточного давления;

$p_{впр} = 0{,}63 МПа$ - верхний предел измерения преобразователя абсолютного давления;

$p = 0{,}15 МПа$ - давление газа.

Дополнительная составляющая погрешности преобразователя давления, вызванная изменением температуры окружающей среды, находится по формуле:

$$\delta_{p2} = (0{,}025\frac{p_{впр}}{p} + 0{,}125)\frac{t_n - t_{норм}}{20},\% \qquad (Б.2)$$

$t_n = 26\ ^\circ C$ - температура воздуха в помещении, где размещен датчик давления;

$t_{норм} = 20\ ^\circ C$ - температура, при которой проведена поверка измерительного преобразователя абсолютного давления.

Относительная погрешность вычислителя по каналу регистрации давления составляет:

$$\delta_{p3} = \gamma_в \frac{p_{впр}}{p} \qquad (Б.3)$$

$\gamma_в = 0{,}05\,\%$ - приведенная погрешность вычислителя по каналу регистрации давления.

Относительная погрешность измерения и регистрации давления по каналу: "первичный измерительный преобразователь абсолютного давления – вычислитель" вычисляется по формуле:

$$\delta_p = \left[\delta_{p1}^2 + \delta_{p2}^2 + \delta_{p3}^2\right]^{0,5} \qquad (Б.4)$$

После подстановки числовых значений в формулы (Б.1-Б.4) получим: $\delta_p = \pm 1{,}073$ % (пока сохраним четыре значащих цифры).

Если абсолютное давление газа измеряется как сумма избыточного и атмосферного давлений, то относительная погрешность измерения и регистрации давления по каналу: "первичный измерительный преобразователь избыточного давления – вычислитель" находится по формуле:

$$\delta_p = \left[\left(\frac{p_и}{p}\right)^2 \delta_{p_и}^2 + \left(\frac{p_в}{p}\right)^2 \delta_{p_в}^2 + \delta_{p3}^2\right]^{0,5}, \qquad (Б.5)$$

где $p_и$ - избыточное давление газа; $p_в$ - атмосферное давление;

$\delta_{p_и}$ - относительная погрешность измерения избыточного давления;

$\delta_{p_в}$ - относительная погрешность измерения атмосферного давления.

Относительная погрешность измерения избыточного давления, включая дополнительную погрешность измерительного преобразователя, находится по формуле:

$$\delta_{p_и} = \left[\left(\gamma_p \frac{P_{впр}}{P}\right)^2 + \left(0{,}25\frac{t_п - t_{норм}}{10}\right)^2\right]^{0,5}, \qquad (Б.6)$$

$\gamma_p = \pm 0{,}25$ % - приведенная погрешность преобразователя избыточного давления;

$p_{впр} = 0{,}4$ МПа - верхний предел измерения преобразователя избыточного давления;

$p = 0{,}05$ МПа - избыточное давление газа.

$t_п = 26\ ^\circ C$ - температура воздуха в помещении, где размещен датчик избыточного давления;

$t_{норм} = 20\ ^\circ C$ - температура, при которой проведена поверка измерительного преобразователя избыточного давления.

Вычисления по формуле (Б.5) с учетом выражений (Б.3) и (Б.6) показывают, что при измерении избыточного и атмосферного

давлений относительная погрешность измерения и регистрации абсолютного давления (по каналу "первичный измерительный преобразователь – вычислитель") составляет $\delta_p = \pm 0{,}966$ %. Последний результат определения погрешности измерения абсолютного давления меньше предыдущего. Это связано с небольшим влиянием в рассматриваемом примере погрешности измерения избыточного давления из-за его относительно небольшого значения.

Б.2. Относительная погрешность измерения температуры первичным преобразователем

$$\delta_{T1} = \frac{0{,}25 + 0{,}0035t}{273{,}15 + t}\Big|_{t=15} \times 100 = 0{,}105\ \%$$

t=15 °С – температура газа;

Относительная погрешность регистрации температуры вычислителем:

$$\delta_{T2} = \frac{0{,}1}{288{,}15} \cdot 100 = 0{,}035\ \%$$

Относительная погрешность измерения и регистрации температуры по каналу "первичный измерительный преобразователь – вычислитель" определяется выражением:

$$\delta_T = \left[\delta_{T1}^2 + \delta_{T2}^2\right]^{0{,}5} = 0{,}111\ \%$$

Б.3. Числовые значения коэффициентов влияния и коэффициента сжимаемости природного газа получим в результате численных расчетов по методу GERG-91 мод. при

$\rho_c = 0{,}687$ кг/м^3; $p = 0{,}15$ МПа; Т=288,15 К; $x_{CO_2} = 0{,}012$; $x_{N_2} = 0{,}006$.

В соответствии с положениями ПР 50.2.019 числовые значения коэффициентов влияния находились по приближенным формулам:

$$\frac{\partial K}{\partial p} \approx \frac{\Delta K_p}{\Delta p};\ \frac{\partial K}{\partial T} \approx \frac{\Delta K_T}{\Delta T};\ \frac{\partial K}{\partial \rho_c} \approx \frac{\Delta K_{\rho_c}}{\Delta \rho_c};\ \frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} \approx \frac{\Delta K_{N_2}}{\Delta x_{N_2}};$$

при $\Delta p = 0{,}001$ МПа; $\Delta T = 0{,}01$ К; $\Delta \rho_c = 0{,}0001$ кг/м^3.

Приращения молярных долей Δx_{CO_2} и Δx_{N_2} при вычислении коэффициентов влияния правилами ПР 50.2.019 не регламентированы,

поэтому для настоящих расчетов принималось, что Δx_{CO_2} = 0,0004; Δx_{N_2} =0,0002; $\Delta K_p, \Delta K_T, \Delta K_{\rho_c}, \Delta K_{CO_2}, \Delta K_{N_2}$ - приращения коэффициента сжимаемости, каждое из которых соответствует приращению указанного параметра.

Значения коэффициентов влияния, соответствующие выбранным условиям, составляют:

$$\frac{\partial K}{\partial p} = -0{,}020;\ \Delta p = (0{,}001\text{-}0{,}01)\ \text{МПа}$$

$$\frac{\partial K}{\partial T} = 0{,}00004;\ \Delta T = (0{,}01\text{-}1{,}0)\ \text{К}$$

$$\frac{\partial K}{\partial \rho_c} = -0{,}004;\ \Delta \rho_c = (0{,}0001\text{-}0{,}001)\ \text{кг/м}^3 \qquad \text{(Б.7)}$$

$$\frac{\partial K}{\partial x_{CO_2}} = 0{,}0034;\ \Delta x_{CO_2} = 0{,}0004 - 0{,}004$$

$$\frac{\partial K}{\partial x_{N_2}} = 0{,}0031;\ \Delta x_{N_2} = 0{,}0002 - 0{,}004$$

Совместно со значениями коэффициентов влияния указаны диапазоны изменения приращений влияющих величин, в пределах которых, как установлено численными расчетами, производные коэффициента сжимаемости остаются практически постоянными.

Значение коэффициента сжимаемости природного газа для данных условий равно: 0,99890. Это значение получено по методу GERG-91 мод.

Б.4. Относительная погрешность измерения, вычислений и регистрации объема газа в рабочих условиях по каналу "счетчик газа – вычислитель" рассчитывается по формуле:

$$\delta_V = \left[\delta_{V,сч}^2 + \gamma_V^2 \left(\frac{Q_{max}}{Q} \right)^2 + \delta_{вч}^2 \right]^{0,5}, \qquad \text{(Б.8)}$$

$\delta_{V,сч}$ = ± 1% - относительная погрешность счетчика в диапазоне (80,0-400,0) м^3/ч;

γ_V = ± 0,05 % - приведенная погрешность вычислителя по показаниям и регистрации объема газа;

$\delta_{вч}$ = ± 0,02 % - относительная погрешность вычислений вычислителя.

При Q = 300 м^3/ч относительная погрешность измерения и регистрации объема газа в рабочих условиях по каналу "счетчик-вычислитель" - $\delta_V \approx \pm 1{,}0024$ %.

Б.5. Методическая погрешность $\delta_{K,M}$ расчета коэффициента сжимаемости для заданных условий согласно ГОСТ 30319.1 составляет ± 0,11 %.

Б.6. Исходные данные для проведения этих расчетов принимают неизменность значений: плотности газа при стандартных условиях, молярных долей CO_2 и N_2 за время измерений, что приводит к отсутствию методической составляющей погрешности измерения объема, приведенного к стандартным условиям, т.е. $\delta_{V,M} = 0$.

Б.7. Теперь несложно выполнить по формуле (24) расчет предельной относительной погрешности измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, в реальных условиях эксплуатации узла учета (условия примера расчета погрешности из приложения Г правил ПР 50.2.019). В результате (после подстановки составляющих погрешности по п.п.1-6 настоящего приложения) получим $\delta_{V_c,p} \approx \pm 1{,}48$ % (при прямом измерении абсолютного давления газа) и $\delta_{V_c,p} \approx \pm 1{,}47$ % (при измерении избыточного давления газа).

Полученные значения предельной погрешности измерения объема газа не противоречат аналогичному результату, который получен в приложении Г правил ПР 50.2.019. Такое совпадение обусловлено тем, что основное различие выражений для расчета предельной погрешности косвенного измерения объема при стандартных условиях, связанное с наличием методической составляющей погрешности $\delta_{V,M}$ в настоящем примере несущественно.

Анализ вычислений по п.7 настоящего приложения позволяет сделать следующее замечание практического характера: основные

вклады в предельную погрешность измерения объема газа, соответствующего стандартным условиям, обусловлены погрешностями измерения абсолютного давления и объема газа в рабочих условиях (нулевой порядок малости); следующими по порядку величины являются вклады от погрешности измерения температуры и методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости (первый порядок малости). В рамках рассматриваемого примера погрешности измерения плотности газа при стандартных условиях, а также молярных долей CO_2 и N_2 практически не оказывают никакого влияния на погрешность косвенного измерения объема газа при стандартных условиях, несмотря на большие значения относительных погрешностей измерения молярных долей (четвертый порядок малости и ниже). Практически отсутствующее влияние величин связано с малыми значениями соответствующих коэффициентов влияния при выбранных условиях расчета. Таким образом, практически предельную погрешность косвенного измерения объема газа при стандартных условиях можно установить по четырем слагаемым в формуле (24). Это замечание распространяется на значительную часть узлов учета потребителей газа, работающих при давлениях менее 0,6 МПа.

Приложение В
(справочное)

Пример косвенного измерения плотности при стандартных условиях по компонентному составу газа и оценивания предельной погрешности ее измерения

В качестве контрольного примера косвенное измерение плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу (практические расчеты ее значений) выполним для государственного стандартного образца (ГСО) природного газа на основании его паспортных данных. В настоящем примере рассматривался ГСО на природный газ следующего состава

Таблица 1

№ п/п	Определяемый компонент	Объемная доля компонента, %	Расширенная неопределенность, % (абс.)
1.	Метан (CH_4)	Остальное (98,1305)	$2{,}877 \cdot 10^{-2}$
2.	Этан (C_2H_6)	0,712	0,018
3.	Пропан (C_3H_8)	0,220	0,009
4.	Изобутан (изо-C_4H_{10})	0,0365	0,0021
5.	Норм.бутан (н- C_4H_{10})	0,0337	0,0020
6.	Неопентан (нео-C_5H_{12})	0,0011	0,0002
7.	Изопентан (изо- C_5H_{12})	0,0070	0,0004
8.	Норм.пентан (н- C_5H_{12})	0,0051	0,0003
9.	Гексаны (C_{6+})	0,0031	0,0002
10.	Гептаны (C_{7+})	0,0018	0,0002
11.	Углекислый газ (CO_2)	0,056	0,003
12.	Азот (N_2)	0,768	0,020
13.	Кислород (O_2)	0,0076	0,0017
14.	Гелий (He)	0,0126	0,0009
15.	Водород (H_2)	0,005	0,001

Примечание – В паспорте состав ГСО выражен в объемных долях; каждая доля приводится со значением суммарной расширенной неопределенности при коэффициенте охвата k=2, что соответствует границам интервала абсолютной погрешности при доверительной вероятности p=0,95.

Относительная плотность при стандартных условиях (по воздуху) выбранного образца природного газа указана в паспорте ГСО и составляет – 0,5655. Плотность воздуха при стандартных условиях согласно ISO 6976 и ГОСТ 30319.1 - $\rho_{c,в}$=1,20445 кг/м^3, что приводит к абсолютной плотности образца ρ_c=0,68112 кг/м^3 (паспортное значение).

На первом этапе процедуры определения плотности газа при стандартных условиях по его составу, прежде всего, необходимо перейти от объемных долей к молярным долям компонентов. Молярные доли компонентов находятся по формуле косвенных измерений (30) с использованием результатов измерений объемных долей. Предельные относительные погрешности измерений молярных долей рассчитываются по соотношениям (33) и известным погрешностям (неопределенностям) измерений объемных долей компонентов (таблица 1). Результаты и погрешности косвенных измерений молярных долей компонентов образца природного газа, полученные путем расчетов по вышеуказанным формулам, представлены в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Определяемый компонент	Молярная доля компонента	Границы относительной погрешности, %	
			объемные доли	молярные доли
1.	Метан (CH_4)	0,98121	$\pm 2{,}932 \cdot 10^{-2}$	$\pm 2{,}944 \cdot 10^{-2}$
2.	Этан (C_2H_6)	0,00716	±2,528	±2,529
3.	Пропан (C_3H_8)	0,00223	±4,091	±4,096
4.	Изобутан (изо-C_4H_{10})	0,000375	±5,753	±5,761
5.	Норм.бутан (н-C_4H_{10})	0,000347	±5,935	±5,943
6.	Неопентан (нео-C_5H_{12})	$1{,}148 \cdot 10^{-5}$	±18,182	±18,182
7.	Изопентан (изо- C_5H_{12})	$7{,}34 \cdot 10^{-5}$	±5,714	±5,714
8.	Норм.пентан (н- C_5H_{12})	$5{,}39 \cdot 10^{-5}$	±5,882	±5,882
9.	Гексаны (C_{6+})	$3{,}36 \cdot 10^{-5}$	±6,452	±6,452
10.	Гептаны (C_{7+})	$2{,}046 \cdot 10^{-5}$	±11,111	±11,111
11.	Углекислый газ (CO_2)	$5{,}62 \cdot 10^{-4}$	±5,357	±5,357
12.	Азот (N_2)	0,00767	±2,604	±2,605
13.	Кислород (O_2)	$7{,}59 \cdot 10^{-5}$	±22,368	±22,368
14.	Гелий (He)	$1{,}256 \cdot 10^{-4}$	±7,143	±7,143
15.	Водород (H_2)	$4{,}987 \cdot 10^{-5}$	±20,000	±20,000

Примечание – Проверка правильности определения молярных долей показывает, что $\sum_{к} x_к = 0{,}999998$, т, е, условие нормировки выполняется с хорошей точностью (небольшое отличие от 1,000000 связано с погрешностями округлений при проведении вычислений).

После вычисления молярных долей компонентов можно приступить ко второму этапу процедуры определения плотности при стандартных условиях. На этом этапе выполняется собственно косвенное измерение плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу. Результат измерения рассчитывается по формулам (26-28). Предельная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу рассчитывается по формуле (35). В результате выполнения необходимых расчетов по этим формулам установлено, что плотность выбранного образца газа при стандартных условиях составляет 0,68121 кг/м^3; предельная относительная погрешность измерения плотности - $\delta_{\rho_c} = \pm 6{,}32 \cdot 10^{-2}$ %; следовательно, результат измерения плотности газа по компонентному составу при стандартных условиях можно записать в виде $\rho_c = (0{,}68121 \pm 0{,}00043)$ кг/м^3.

Анализ полученных результатов косвенных измерений молярных долей компонентов и предельных относительных погрешностей этих результатов измерений показывает, что значения молярных долей близки к значениям объемных долей компонентов; числовые значения предельных погрешностей измерения этих величин также отличаются незначительно. В связи с этим в случаях, когда к результатам измерений не предъявляются требования повышенной точности, косвенное измерение плотности при стандартных условиях практически можно реализовать с использованием объемных долей компонентов вместо молярных долей. Предельная относительная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях при такой реализации измерительной процедуры также рассчитывается по формуле (35), однако в данном случае с использованием относительных погрешностей измерения объемных долей. Указанные допущения существенно упрощают процедуру косвенного измерения плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу при её практической реализации. Применение упрощенной процедуры приводит к следующему результату измерений: плотность газа при

стандартных условиях равна - $\rho_c = 0{,}68108 \ \ кг/м^3$, предельная относительная погрешность измерения - $\delta_c = \pm 6{,}26 \cdot 10^{-2}$ %.

Полученные результаты косвенного измерения плотности газа при стандартных условиях показывают, что паспортное значение плотности найдено с использованием объемных долей компонентов, т.е. измерение выполнено с применением упрощенной процедуры. Предельная относительная погрешность измерения плотности из-за принятого допущения изменяется незначительно.

Сопоставление результатов измерения плотности между собой – одного, полученного по упрощенной процедуре с применением объемных долей и приведенного в паспорте на ГСО, другого – найденного при соблюдении всех требований измерительной процедуры, изложенной в разделе 10 настоящей рекомендации, демонстрирует их хорошее совпадение, поскольку соответствующие значения плотности лежат в пределах интервала погрешности. Последнее заключение иллюстрирует возможность применения упрощенного измерения плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу на практике. Однако использование упрощений для целей измерения плотности газа при стандартных условиях на уровне паспорта ГСО не вполне оправдано, т.к. приводит к возникновению систематической погрешности результата измерения.

При повседневном практическом использовании процедур косвенного измерения плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу не обязательно всякий раз рассчитывать предельную погрешность измерения.

В настоящем приложении расчетным путем показано, что предельная относительная погрешность измерения плотности газа при стандартных условиях по компонентному составу находится на уровне ± (0,06-0,07) %. Этот результат можно использовать в качестве опорного всякий раз, когда не проводится арбитражное (прецизионное) измерение плотности и её значение заключено в пределах (0,67 – 0,70) кг/м^3.

gost.e-ecolog.ru