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

СЧЁТЧИКИ ГАЗА ТУРБИННЫЕ, РОТАЦИОННЫЕ И ВИХРЕВЫЕ В СОСТАВЕ УЗЛОВ УЧЁТА ГАЗА.

Методика расчёта погрешности измерений объёма газа, приведенного к стандартным условиям

МИ 3350-2011

Москва
АНО «РСК-Консалтинг»
2012

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

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

ИСПОЛНИТЕЛЬ: Б.М. Беляев

РАЗРАБОТАНА: ООО «Газпром межрегионгаз»

ИСПОЛНИТЕЛЬ: В.И. Чесноков

2. УТВЕРЖДЕНА: ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2011 г.

3. ЗАРЕГИСТРИРОВАНА: ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2011 г.

4. ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

© ФГУП «ВНИИМС», разработка, 2011 г.
© АНО «РСК-Консалтинг», издание, 2012 г.

Содержание

	Стр.
1 Назначение и область применения	2
2 Нормативные ссылки	3
3 Термины, определения, обозначения и сокращения ..	3
3.1 Термины и определения	3
3.2 Принятые обозначения и сокращения.....	4
4 Уравнения измерительной задачи определения объёма газа для стандартных условий, применяемые в случае использования турбинных, ротационных и вихревых счётчиков.....	7
5 Оценивание погрешности результата измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, турбинным, ротационным или вихревым счётчиком в составе узла учёта	9
6 Результаты численного расчёта погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях турбинным, ротационным или вихревым счётчиком	22

Государственная система обеспечения единства измерений Рекомендация Счётчики газа турбинные, ротационные и вихревые в составе узлов учёта газа. Методика расчёта погрешности измерений объёма газа, приведенного к стандартным условиям	МИ 3350-2011

1 Назначение и область применения

Настоящая рекомендация устанавливает алгоритм расчёта погрешности результата измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, при использовании турбинного, ротационного или вихревого счётчика в составе реального узла учёта. Отличительной особенностью предложенного численного алгоритма является преимущественное использование определения погрешности в виде разности значений физических величин.

Рекомендация разработана в развитие положений правил по метрологии ПР 50.2.019-2006 и рекомендации МИ 3235-2009.

Расчёт погрешности измерений объёма газа, приведенного к стандартным условиям, выполненный в соответствии с алгоритмом настоящей рекомендации, и полученные результаты расчёта могут использоваться при проектировании узлов учёта газа на стадии проведения метрологической экспертизы проекта, в процессе эксплуатации узла учёта с целью установления его фактических метрологических характеристик, а также при выполнении арбитражных измерений с последующим сличением результатов.

Для удобства проведения расчёта погрешности измерений объёма газа, приведенного к стандартным условиям, при эксплуатации узлов учёта, алгоритм реализован в виде вычислительной программы для персонального компьютера.

2 Нормативные ссылки

1. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

2. ГОСТ Р 8.662-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчётного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8.

3. ГОСТ 2939-63. Газы. Условия для определения объёма.

4. ПР 50.2.019-2006. Правила по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счётчиков.

5. РМГ 29-99. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

6. МИ 3235-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Счётчики газа турбинные, ротационные и вихревые в составе узлов учёта газа. Методика определения погрешности (суммарной неопределённости) измерений объёма газа в реальных условиях эксплуатации узлов учёта.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения.

Термины и определения, принятые в настоящей рекомендации, соответствуют РМГ 29-99. Приведём некоторые из них, имеющие отношение к дальнейшему изложению.

Измерительная задача – задача, заключающаяся в определении значения физической величины путём её измерения с требуемой точностью в данных условиях измерений.

Результат измерения – значение величины, полученное путём её измерения.

Погрешность результата измерения – отклонение результата измерения от истинного (действительного) значения измеряемой величины.

Действительное значение физической величины – значение физической величины, полученное экспериментальным путём и настолько близкое к истинному значению, что в поставленной измерительной задаче может использоваться вместо него.

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.

Предельная погрешность – максимальная погрешность измерения (плюс, минус), допускаемая для данной измерительной задачи.

3.2 Принятые обозначения и сокращения

V_c - объём газа при стандартных условиях;

V - объём газа, соответствующий текущим показаниям счётчика;

p - текущее абсолютное давление газа в рабочих условиях;

T - текущая абсолютная температура газа в рабочих условиях;

p_c - абсолютное давление при стандартных условиях (p_c = 101,325 кПа);

p_{max} - верхний предел измерений датчика абсолютного (избыточного) давления;

p_b - атмосферное давление;

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

T_c - абсолютная температура при стандартных условиях (T_c = 293,15 К);

t_p - температура воздуха в помещении, где размещен датчик давления;

$t_{пот}$ - температура, при которой проведена поверка первичного измерительного преобразователя абсолютного (или избыточного) давления;

x_{CO_2} - молярная доля углекислого газа;

x_{N_2} - молярная доля азота;

ρ_c - плотность газа при стандартных условиях;

x_j - молярные доли компонентов природного газа; согласно ГОСТ Р 8.662-2009: j = 1,…,21;

δ_{V_c} - относительная погрешность измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям;

δ_V - относительная погрешность измерения объёма газа в рабочих условиях;

δ_p - относительная погрешность измерения и регистрации (по каналу вычислителя) абсолютного давления газа;

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;

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 определения объёма газа при стандартных условиях вычислителем в составе узла учёта (методическая погрешность вычислителя);

δ_K - относительная методическая погрешность определения коэффициента сжимаемости;

δ_{CO_2} - относительная погрешность определения молярной доли углекислого газа;

δ_{N_2} - относительная погрешность определения молярной доли азота;

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

δ_{cx} - относительная погрешность результата измерения объёма газа при стандартных условиях, обусловленная погрешностями определения величин, характеризующих состав газа;

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

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

Δ_{V_c,x_j} (δ_{V_c,x_j}) - абсолютная (относительная) составляющая погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, которая имеет место из-за погрешности измерения молярной доли j – го компонента природного газа; j = 1,…,21 ($x_1 = x_{N_2}$, $x_2 = x_{CO_2}$);

δ_{V_c,ρ_c} - относительная составляющая погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, связанная с погрешностью измерения плотности при стандартных условиях (исполь-

зуется при определении коэффициента сжимаемости по методам NX 19 мод. или GERG 91 мод.);

$\delta_{V_c,M}$ - относительная методическая погрешность результата измерения объёма газа при стандартных условиях, обусловленная введением условно-постоянных значений величин; (относительная методическая погрешность, возникающая вследствие приближения условно-постоянных величин).

Принятые сокращения:

СКО – среднеквадратическое отклонение случайной величины (по определению СКО равно корню квадратному из дисперсии случайной величины).

4 Уравнения измерительной задачи определения объёма газа при стандартных условиях, применяемые в случае использования турбинных, ротационных или вихревых счётчиков

Большинство существующих современных узлов учёта газа промышленных потребителей на базе турбинных, ротационных и вихревых счётчиков не имеют в своём составе средств измерений плотности и состава газа, что не позволяет решить задачу определения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, в реальном масштабе времени. Типовой узел учёта газа, использующий турбинный, ротационный или вихревой счётчик, как правило, дополнительно оснащен средствами измерений давления и температуры газа, а также вычислителем объёма (объёмного расхода) или электронным корректором. Кроме того, на счётчике в соответствии с требованиями ПР 50.2.019-2006 устанавливают средство измерений перепада давления, однако это средство измерений не участвует в измерительной процедуре определения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, а используется только для контроля правильности работы счётчика газа. В обычной (указанной выше) комплектации типового узла учёта вычислитель (корректор) определяет (нарас-

тающим итогом) объём газа, соответствующий стандартным условиям, по формуле, приведенной в п. 5 МИ 3235-2009:

$$V_c = \sum_i V_i \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i}, \qquad (1)$$

где V_c - объём газа, полученный за отчётный период и приведенный к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 с помощью вычислителя;

V_i - объём газа, измеренный счётчиком за характерное для него минимальное время измерений, зависящее от заданных рабочих условий;

p_i, T_i - абсолютное давление и абсолютная температура газа в рабочих условиях, соответствующие i–му отрезку времени в пределах отчётного периода (i-ому минимальному времени измерения);

p_c, T_c - абсолютное давление и абсолютная температура, определяющие стандартные условия по ГОСТ 2939-63 (p_c = 101,325 кПа, T_c = 293,15 К);

K_i - коэффициент сжимаемости природного газа.

Равенство (1) является основным уравнением измерительной задачи определения объёма газа при стандартных условиях с помощью турбинных, ротационных и вихревых счётчиков газа. Это уравнение совместно с процедурами получения значений физических величин, в него входящих, в автоматическом режиме реализуется вычислителем (корректором объёма) типового узла учёта газа.

Значения входящих в выражение (1) физических величин определяются следующим образом: объём газа, абсолютные давление и температура - в результате прямых измерений, коэффициент сжимаемости рассчитывается согласно ГОСТ 30319.2-96 (методы NX 19 мод, GERG 91 мод) или ГОСТ Р 8.662-2009 (уравнение состояния AGA8 в редакции ISO 20765-1).

Определение методов и процедур получения значений величин в составе уравнения (1) завершает постановку рассматриваемой измерительной задачи и позволяет провести расчётное

оценивание погрешности определения объёма газа, соответствующего стандартным условиям, в конкретных условиях эксплуатации узла учёта, укомплектованного вышеуказанными типами счётчиков.

5 Оценивание погрешности результата измерения объёма, приведенного к стандартным условиям, турбинным, ротационным или вихревым счётчиком газа в составе узла учёта

В соответствии с уравнением (1) погрешность результата измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, обусловлена следующими составляющими:

- погрешностью измерения объёма газа счётчиком в рабочих условиях;
- погрешностью измерения и регистрации абсолютной температуры газа;
- погрешностью измерения и регистрации абсолютного давления газа;
- методической погрешностью реализации алгоритма измерительной задачи вычислителем (далее методическая погрешность вычислителя);
- методической погрешностью определения коэффициента сжимаемости;
- погрешностью определения объёма газа при стандартных условиях, которая связана с введением условно-постоянных значений величин (МИ 3235-2009).

Рассмотрим каждую из выше перечисленных составляющих погрешности измерения объёма газа.

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

Способы вычислений относительных погрешностей измерений и регистраций по каналам вычислителя (с учётом дополнительных погрешностей) абсолютной температуры δ_T и абсо-

лютного давления δ_p подробно рассмотрены в ПР 50.2.019-2006 и МИ 3235-2009. Кроме того, в рекомендации МИ 3235-2009 анализируется случай измерения абсолютного давления газа посредством датчика избыточного давления и барометра. Кратко приведём основные шаги вычислений относительных погрешностей измерений и регистрации (по каналам вычислителя) абсолютного давления и абсолютной температуры. Для получения числовых данных примем, что узел учёта газа оснащён первичными измерительными преобразователями (датчиками):

температуры с пределами измерений от -50 °С до +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 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_B/P)+0,125)%; нормальные условия поверки преобразователя абсолютного давления t_{nom} = (20±5) °С;

или избыточного давления и барометром; датчик избыточного давления промышленной группы «МИДА» имеет верхний предел измерений 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 (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%.

Примем, что счётчик измеряет объём газа с параметрами состояния: t = 15 °С, Р(абс) = 0,15 МПа. Температура в помещении, где расположен датчик давления, равна 26 °С. Допустим, что атмосферное давление при измерении объёма газа не меня-

ется и составляет 0,0997 МПа (приблизительно 747 мм.рт.ст.). Относительная погрешность широко применяемых барометров, как правило, равна ±1%.

Учитывая представленные первичные данные, рассмотрим примеры вычисления относительных погрешностей измерений и регистраций абсолютной температуры и абсолютного давления, которые далее используются в качестве начальных данных при расчёте погрешности измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям.

Вычисление относительной погрешности измерения и регистрации абсолютной температуры выполняется следующим образом:

находим относительную погрешность измерения абсолютной температуры первичным преобразователем:

$$\delta_{T1} = \frac{0{,}25 + 0{,}0035t}{273{,}15 + t}\Big|_{t=15} \times 100 = 0{,}105\% \qquad (2)$$

t = 15 °C – температура газа;

относительная погрешность регистрации температуры по каналу вычислителя:

$$\delta_{T2} = \frac{0{,}1}{288{,}15} \times 100 = 0{,}035\% \qquad (3)$$

Следовательно, относительная погрешность измерения и регистрации температуры по каналу «первичный измерительный преобразователь – вычислитель» определяется выражением:

$$\delta_T = \sqrt{\delta_{T1}^2 + \delta_{T2}^2} = 0{,}111\% \qquad (4)$$

Проведём расчёт относительной погрешности измерения и регистрации абсолютного давления газа, при этом рассмотрим два случая измерения этой величины: посредством датчика абсолютного или избыточного давления:

относительная погрешность измерения абсолютного давления первичным измерительным преобразователем абсолютного давления газа вычисляется по формуле:

$$\delta_{p1} = \gamma_p \frac{p_{\max}}{p} = 1{,}050\%, \qquad (5)$$

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

$p_{\max} = 0{,}63\ МПа$ - верхний предел измерений датчика абсолютного давления;

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

дополнительная погрешность датчика абсолютного давления, вызванная изменением температуры окружающей среды, описывается выражением:

$$\delta_{p2} = \left(0{,}025\frac{p_{\max}}{p} + 0{,}125\right)\frac{t_p - t_{nom}}{20} = 0{,}069\ \% \qquad (6)$$

$t_p = 26°C$ - температура воздуха в помещении, где размещен датчик давления;

$t_{nom} = 20\ °C$ - температура, при которой проведена поверка первичного измерительного преобразователя абсолютного давления;

относительная погрешность показаний и регистрации абсолютного давления по каналу вычислителя равна:

$$\delta_{p3} = \gamma_{pcl}\frac{p_{\max}}{p} = 0{,}210\ \% \qquad (7)$$

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

Относительная погрешность измерения и регистрации абсолютного давления по каналу «первичный измерительный преобразователь абсолютного давления – вычислитель» рассчитывается по формуле:

$$\delta_p = \sqrt{\delta_{p1}^2 + \delta_{p2}^2 + \delta_{p3}^2} = 1{,}073\% \qquad (8)$$

В случае применения датчика избыточного давления абсолютное давление газа представлено суммой:

$$p = p_b + p_{ex}, \qquad (9)$$

где p_b - атмосферное давление, измеряемое барометром;

p_{ex} - избыточное давление газа.

Относительная погрешность измерения избыточного давления первичным измерительным преобразователем избыточного давления газа вычисляется по формуле, аналогичной формуле (5):

$$\delta_{p1} = \gamma_p \frac{p_{\max}}{p_{ex}} = 1{,}988\%, \qquad (10)$$

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

$p_{\max} = 0{,}4\ МПа$ - верхний предел измерений датчика избыточного давления;

$p_{ex} = 0{,}0503\ МПа$ - избыточное давление газа;

дополнительная погрешность датчика избыточного давления, вызванная изменением температуры окружающей среды, рассчитывается в соответствии с выражением:

$$\delta_{p2} = 0{,}25\frac{t_p - t_{nom}}{10} = 0{,}150\,\% \qquad (11)$$

$t_p = 26°C$ - температура воздуха в помещении, где размещен датчик избыточного давления;

$t_{nom} = 20\ °C$ - температура, при которой проведена поверка первичного измерительного преобразователя избыточного давления;

относительная погрешность показаний и регистрации избыточного давления по каналу вычислителя равна:

$$\delta_{p3} = \gamma_{pcl} \frac{p_{max}}{p_{ex}} = 0{,}398\,\% \qquad (12)$$

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

Принимая во внимание равенство (9), несложно получить выражение для относительной погрешности измерения и регистрации избыточного давления по каналу «первичный измерительный преобразователь избыточного давления – вычислитель»:

$$\delta_p = \sqrt{\left(\frac{p_{ex}}{p}\right)^2 \left(\delta_{p1}^2 + \delta_{p2}^2\right) + \left(\frac{p_b}{p}\right)^2 \delta_{pb}^2 + \delta_{p3}^2} = 1{,}023\%, \qquad (13)$$

где

$\delta_{p1}, \delta_{p2}, \delta_{p3}$ - составляющие относительной погрешности измерения и регистрации избыточного давления по каналу вычислителя рассчитываются по формулам (10-12);

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

Полученный по формуле (13) результат находится на уровне результата формулы (8), хотя «теоретически» измерение абсолютного давления газа посредством датчика абсолютного давления 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.

Примечание. Вычисления в числовых примерах вопреки правилам округления погрешностей выполнены до трёх значащих цифр после запятой с тем, чтобы дать «почувствовать» изменение составляющих погрешностей.

После подробных числовых примеров расчёта относительных погрешностей измерения и регистрации по каналам вычислителя абсолютного давления и абсолютной температуры вернёмся к обсуждению оставшихся составляющих погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, которые перечислены вначале п.5.

Методическая относительная погрешность вычислителя $\delta_{ВЧ}$ устанавливается на стадии проведения испытаний с целью утверждения типа средства измерений и также содержится в его паспортных данных. Наиболее часто встречающиеся методические погрешности вычислителей находятся в диапазоне ±(0,02-0,05) %.

Методическая относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости δ_K приведена в ГОСТ 30319.2-96,

также обобщённые оценки этой погрешности даны в ГОСТ Р 8.662-2009 (ISO 20765-1). В соответствии с рекомендациями ГОСТ 30319.2-96 в наиболее благоприятных областях определения методов NX 19 мод. и GERG 91 мод. примем $|\delta_K| = 0{,}11\%$.

Алгоритм оценивания относительной методической погрешности измерения объёма газа, возникающей вследствие приближения условно-постоянных значений величин, подробно изложен в МИ 3235-2009. В рамках рассматриваемой измерительной задачи за условно-постоянные величины вследствие рассмотренной выше оснащённости типового узла учёта принимают величины, характеризующие состав газа. Выбор условно-постоянных величин зависит от метода определения коэффициента сжимаемости: в случае применения методов NX 19 мод или GERG 91 мод. за условно-постоянные величины принимают молярные доли углекислого газа и азота x_{CO_2}, x_{N_2} и плотность газа ρ_c при стандартных условиях; если используется уравнение состояния AGA8, то условно-постоянными являются молярные доли x_i, i = 1,…,21, всех компонентов природного газа.

Зная погрешности результатов измерений абсолютного давления, абсолютной температуры и молярных долей компонентов природного газа, необходимо оценить их влияние на результат измерения объёма газа при стандартных условиях, т.е. требуется вычислить частные составляющие погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, обусловленные погрешностями измерений величин, входящих в уравнение измерений (1). В настоящей рекомендации частные составляющие погрешности измерений объёма газа при стандартных условиях определяются путём численного расчёта, в основу которого положено классическое практическое определение абсолютной погрешности Δ результата измерения абстрактной физической величины A:

$$\Delta = A - A_д, \qquad (14)$$

где $A_д$ – действительное значение физической величины.

При определении частной составляющей погрешности измерения объёма газа по формуле (14) за действительное значение

объёма принимают результат вычислений по формуле (1) для действительных значений входящих в неё величин. За результат измерения объёма принимают его значение, найденное по той же формуле (1), при изменённом значении (относительно действительного) входящей в неё какой-либо одной физической величины. Для корректного определения частной составляющей погрешности по формулам (1) и (14), изменение значения рассматриваемой физической величины в формуле (1) должно быть обусловлено погрешностью её измерения. Тогда, в соответствии с выражением (14) частная составляющая абсолютной погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, обусловленная погрешностью измерения, например, абсолютного давления, запишется в виде:

$$\Delta_{V_c,p} = V_{c,p+\Delta p} - V_{c,p}, \qquad (15)$$

где

$$V_{c,p+\Delta p} = \sum_i V_i \frac{(p_i + \Delta p_i)T_c}{p_c T_i K_i(p_i + \Delta p_i, T_i, \vec{x})} \qquad (16)$$

$V_{c,p}$ - задаётся выражением (1);

$\Delta p_i = \delta_p \cdot p_i$ - 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 (16) для краткости введён вектор $\vec{x} = \{x_j\}, j = 1,...,n$ молярных долей компонентов газовой смеси.

Выполнив несложные преобразования разности (15) с учётом выражений

(1) и (16), получим формулу для относительной частной составляющей погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях $\delta_{V_c,p}$, обусловленную погрешностью измерения давления:

$$\delta_{V_c,p} = \frac{\delta_p \cdot K(p,T,\vec{x}) - \Delta K_p}{K(p+\delta_p p,T,\vec{x})}, \qquad (17)$$

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

Рассуждая как в предыдущем случае, запишем выражение для абсолютной частной составляющей погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, которая связана с погрешностью измерения абсолютной температуры:

$$\Delta_{V_{c,T}} = V_{c,T+\Delta T} - V_{c,T}, \qquad (18)$$

где

$$V_{c,T+\Delta T} = \sum_i V_i \frac{p_i T_c}{p_c(T_i+\Delta T_i)K(p_i,T_i+\Delta T_i,\vec{x})} \qquad (19)$$

$V_{c,T}$ - как и прежде, определяется выражением (1).

После подстановки в равенство (18) выражений (1) и (19) и последующих несложных преобразований, получим формулу для относительной частной составляющей погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, связанную с погрешностью измерения абсолютной температуры:

$$\delta_{V_c,T} = -\frac{T}{T+\delta_T T}\left(\frac{\Delta K_T}{K(p,T+\delta_T T,\vec{x})} + \delta_T\right) \qquad (20)$$

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

Аналогично оценивается составляющая погрешности измерения объёма, приведенного к стандартным условиям, обусловленная погрешностями определения компонентного состава, т.е. погрешностями измерения молярных долей компонентов при использовании для определения коэффициента сжимаемости уравнения состояния AGA8 или погрешностями определения молярных долей углекислого газа и азота, а также погрешно-

стью измерения плотности газа при стандартных условиях, если коэффициент сжимаемости газа рассчитывают по методу NX 19 мод. или GERG 91 мод.

Для определённости рассмотрим случай измерения молярных долей всех компонентов природного газа (уравнение состояния AGA8).

Примем, что изменению подверглось найденное экспериментально значение одной молярной доли из компонентного состава. Тогда, по определению, легко записывается оценка абсолютной частной составляющей погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, которая обусловлена таким изменением результата измерения молярной доли компонента:

$$\Delta_{V_c,x_j} = V_{\substack{\rightarrow \\ c,x+\Delta x}} - V_{\substack{\rightarrow \\ c,x}}, \quad j = 1,\ldots,21 \tag{21}$$

где

$$V_{\substack{\rightarrow \\ c,x+\Delta x}} = \sum_i V_i \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i(p_i, T_i, \vec{x}+\vec{\Delta x})} \tag{22}$$

$V_{\substack{\rightarrow \\ c,x}}$ - по-прежнему, определяется выражением (1);

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

После простых преобразований равенства (21) с учётом (1) и (22) несложно установить формулу для относительной частной составляющей погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, которая связана с изменением значения одной молярной доли (какого-то компонента) вследствие погрешности её измерения:

$$\delta_{V_c,x_j} = -\frac{\Delta K_{x_j}}{K(p,T,x_1,\ldots,x_j+\Delta x_j,\ldots,x_{21})}, \tag{23}$$

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,…,21.

Относительную методическую составляющую погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, которая имеет место вследствие введения условно-постоянных значений величин, оценим согласно МИ 3235-2009. Для числовой оценки этой составляющей погрешности достаточно применения формулы:

$$\delta_{cx} = \frac{\left|K - K^*\right|}{K} \qquad (24)$$

где $K = K(p,T,\vec{x})$; $K^* = K(p_b, p_{ex}, T, \vec{x_h})$ - коэффициенты сжимаемости природного газа в рабочей и «смещенной» точках. Смещение реальных рабочих условий вызвано введением условно-постоянных величин: p_b – атмосферного давления; $\vec{x_h}$ – компонентного состава газа, который задаётся, либо молярными долями всех компонентов, либо молярными долями углекислого газа и азота в сочетании с плотностью газа для стандартных условий; p_{ex} – избыточное давление газа.

На практике методическую составляющую погрешности измерения объёма газа, заданную формулой (24), достаточно надёжно можно оценить только численно, непосредственно вычисляя коэффициент сжимаемости газа в рабочей и смещённой (из-за сделанного приближения условно-постоянных значений величин) точках. Если узел учёта оснащён датчиком абсолютного давления, то условно-постоянными являются только значения величин, характеризующих состав газа.

После того, как определены все составляющие, можно вывести формулу для относительной погрешности результата измерения объёма газа при стандартных условиях, полученного с помощью турбинных, ротационных и вихревых счётчиков газа. При построении формулы используем следующую модель: считаем, что все составляющие (включая методические) погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях рассматриваются как случайные величины, характеризующиеся равномерной плотностью вероятности. Для справедливости такого

представления необходимо принять, что все выявленные в соответствии с природой причин их порождающих систематические погрешности учтены в виде поправок к результатам измерения физических величин, участвующих в определении объёма, а оставшиеся не исключённые систематические погрешности согласно РМГ 29-99 также рассматриваются как квазислучайные величины.

При сложении случайных величин складываются их дисперсии, являющиеся мерой их среднеквадратичных отклонений (СКО). Распределение плотности вероятности суммы случайных величин с произвольными плотностями вероятностей согласно центральной предельной теореме близко к нормальному распределению, если число слагаемых более трёх. В соответствии с изложенной моделью найдём СКО относительной погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях, используя «геометрический» закон сложения СКО составляющих погрешности. Границы погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях устанавливаются для доверительной вероятности p=0,95 посредством коэффициента t = 1,132. Учитывая изложенные модельные представления, в ранее принятых обозначениях несложно записать формулу для расчёта относительной погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях с помощью турбинного, ротационного или вихревого счётчика:

$$\delta_{V_c} = \pm 1{,}132\left(\delta_V^2 + \delta_{V_c,p}^2 + \delta_{V_c,T}^2 + \delta_K^2 + \delta_{cx}^2 + \delta_{V_c,M}^2 + \delta_{BЧ}^2\right)^{1/2} \qquad (25)$$

В формуле (25):

δ_V - относительная погрешность измерения объёма газа в рабочих условиях – заданная величина на основании описания типа средства измерения – счётчика газа;

$\delta_{V_c,p}$ - относительная погрешность измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, - обусловлена погрешностью измерения и регистрации абсолютного давления, определяется выражением (17);

$\delta_{V_c,T}$ - относительная погрешность измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, - имеет место из-за погрешности измерения и регистрации абсолютной температуры, определяется формулой (20);

δ_K - относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа – заданная величина по ГОСТ 30319.2-96 или ГОСТ Р 8.662-2009 ($\delta_K \approx 0{,}11\%$);

$$\delta_{cx} = \begin{cases} \sqrt{\sum_j \delta^2_{V_c,x_j}} \\ \sqrt{\delta^2_{V_c,CO_2} + \delta^2_{V_c,N_2} + \delta^2_{V_c,\rho_c}} \end{cases} \qquad (26)$$

верхний радикал в выражении (26) используется в сочетании с уравнением состояния AGA8, δ_{V_c,x_j} - определяются формулой (23), j = 1,…,21;

нижний радикал в выражении (26) применяется в случае определения коэффициента сжимаемости по методам NX 19 мод. или GERG 91 мод.; относительные составляющие погрешности измерения объёма при стандартных условиях δ_{V_c,CO_2}, δ_{V_c,N_2}, δ_{V_c,ρ_c} также определяются выражением (23), если считать, что вектор компонентного состава $\vec{x}$ при использовании методов NX 19 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 объёма газа при стандартных условиях, вызванная введением условно-постоянных значений величин, - определяется соотношением (24);

$\delta_{ВЧ}$ - относительная методическая погрешность вычислителя – заданная величина в соответствии с описанием типа средства измерения (примем на основании анализа описаний типа аналогичных средств измерений, что эта погрешность равна ±0,05 %).

Выведенная формула (25) в сочетании с одним из упомянутых уравнений состояния природного газа позволяет выполнить расчёт относительной погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях на узле учёта, оснащённом турбинным, ротационным или вихревым счётчиком газа. Далее будут приведены результаты численных расчётов, демонстрирующие применимость разработанного метода (алгоритма) для решения конкретных задач, связанных с проектированием и эксплуатацией узлов учёта газа.

6. Результаты численного расчёта погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях турбинным, ротационным или вихревым счётчиком

Для получения результатов численных расчётов погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях выбран природный газ следующего состава:

Таблица 1

№ п.п.	Компоненты	Молярные доли
1	N_2	0,0030
2	CO_2	0,0060
3	CH_4	0,9650
4	C_2H_6	0,0180
5	C_3H_8	0,0045
6	C_4H_{10} (норм -бутан)	0,0010
7	C_4H_{10} (изо -бутан)	0,0010
8	C_5H_{12} (норм -пентан)	0,0003
9	C_5H_{12} (изо -пентан)	0,0005
10	C_6H_{14} (норм -гексан)	0,0007
11	C_7H_{16} (норм -гепсан)	0,0000
12	C_8H_{18} (норм.-октан)	0,0000
13	C_9H_{20} (норм.-нонан)	0,0000
14	$C_{10}H_{22}$ (норм.-декан)	0,0000
15	H_2	0,0000
16	O_2	0,0000

Таблица 1 (окончание)

№ п.п.	Компоненты	Молярные доли
17	CO	0,0000
18	H_2O	0,0000
19	H_2S	0,0000
20	He	0,0000
21	Ar	0,0000

В таблице 2 показаны результаты численных расчётов фактора сжимаемости природного газа выбранного состава (Таблица 1) для трёх принятых методов его определения (или уравнений состояния): AGA8, GERG 91 мод., NX 19 мод. в различных точках состояния. Точки состояния характеризуются парой значений: абсолютного давления и абсолютной температуры.

Таблица 2

P, MPa	T, K	z(AGA8)	z(GERG 91мод)	z(NX 19)
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
12,0	301,15	0,824111	0,823774	0,827153
9,15	301,15	0,852999	0,853110	0,855038
6,30	301,15	0,892450	0,892567	0,893432
3,45	301,15	0,938876	0,938899	0,939118
0,6	301,15	0,989149	0,989139	0,989150
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

Примечание. Отсутствие результата в ячейке таблицы 2 при использовании метода GERG 91 мод. означает, что эта точка состояния природного газа находится вне области определения метода.

На данный момент времени в мировой практике измерения объёма газа считается, что результаты расчёта фактора сжимаемости по уравнению состояния AGA8 в редакции ISO 20765-1 (ГОСТ Р 8.662 2009) являются наиболее точными и могут быть приняты за «виртуальный эталон» этой величины. Все ведущие зарубежные приборостроительные фирмы выпускают компьютеры потока с реализацией именно этого алгоритма расчёта фактора сжимаемости (в том числе). Учитывая сказанное, на основании данных таблицы 2 можно утверждать, что по совокупности выбранных точек состояния метод GERG 91 мод. точнее метода NX 19 мод. Однако в области повышенных температур (60-80) °С метод NX 19 мод. является даже более предпочтительным. Оба эти метода приняты действующим ГОСТ 30319.2-96. Точки состояния природного газа, показанные в таблице 2, практически полностью охватывают области определения сравниваемых методов.

Таблица 3 демонстрирует результаты компьютерных вычислений относительной погрешности δ_{V_c}, % измерения объёма газа при стандартных условиях для тех же рабочих условий (точек состояния), что указаны в таблице 2. В таблице 3 также приводятся значения относительной методической составляющей погрешности $\delta_{V_c,M}$,% измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, которая вызвана приближением условно постоянных величин. Для расчёта этой составляющей погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях «искусственно» в рамках численного моделирования для случая применения уравнения состояния AGA8 изменялись все молярные доли компонентов природного газа, содержащиеся в таблице 1. Если для определения коэффициента сжимаемости используется метод GERG 91 мод. или NX 19 мод., то изменениям подвергались только значения молярных долей углекислого газа и азота, а также плотности газа при стандартных условиях. Коэффици-

енты, задающие изменение значений величин, характеризующих состав газа, выбирались, как наиболее оптимальные, на основе анализа большого количества реально выданных паспортов качества газа. Значения коэффициентов подбирались так, чтобы изменение плотности газа при стандартных условиях составляло приблизительно 2 % и являлось одинаковым для всех трёх методов расчёта коэффициента сжимаемости. Далее в рамках модели изменённые значения величин, описывающих состав газа, рассматривались как условно постоянные значения, для которых вычислялся коэффициент сжимаемости с целью определения соответствующей методической составляющей погрешности измерения объёма при стандартных условиях. Отметим, что при всех изменениях молярных долей полного компонентного состава газа строго выполнялось условие нормировки, т.е. сумма молярных долей всех компонентов всегда равнялась единице.

Таблица 3

P, MPa	T, K	AGA8		GERG 91мод		NX 19	
		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
12,0	301,15	2,301	1,252	2,240	1,147	2,099	0,934
9,15	301,15	2,153	1,009	2,109	0,923	2,015	0,757
6,30	301,15	1,960	0,685	1,936	0,623	1,891	0,513
3,45	301,15	1,799	0,350	1,791	0,316	1,779	0,260
0,6	301,15	1,704	0,047	1,704	0,043	1,704	0,035
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

Показанные в таблице 3 результаты позволяют сделать следующие выводы: значения погрешности измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям, на узлах учёта при абсолютном давлении, характерном для сетей газораспределения (3-6) атм, в зависимости от изменения температуры газа могут достигать (2,0 – 2,5) %; 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)%. Разработанное программное обеспечение работает надёжно в широких диапазонах изменений давления и температуры и даёт возможность определять факторы (или коэффициенты) сжимаемости, а также погрешности измерений объёма газа при стандартных условиях с помощью турбинных, ротационных и вихревых счётчиков в составе узла учёта для трёх стандартизованных методов определения фактора сжимаемости природного газа: NX 19 мод., GERG 91 мод., AGA8. В программе для персонального компьютера уравнение состояния природного газа AGA8 реализовано в полном объёме ISO 20765-1 и позволяет определять другие физико-химические параметры природного газа по его компонентному составу, такие как свободная энергия, энтальпия, энтропия, внутренняя энергия, скорость звука, теплоёмкости при постоянном давлении и постоянной температуре, показатель адиабаты, плотность газа в рабочих условиях и фактор сжимаемости.

Разработанная программа может быть полезна проектировщикам узлов учёта газа на базе турбинных, ротационных и вихревых счётчиков газа, а также сотрудникам метрологических служб предприятий, имеющим отношение к эксплуатации упомянутых узлов учёта газа.

Справки по вопросам приобретения программного продукта можно получить на сайте gost.e-ecolog.ru

Сделанные выводы о поведении погрешности измерения объёма газа при стандартных условиях с помощью турбинных, ротационных и вихревых счётчиков подтверждают необходимость

проведения метрологической экспертизы проектов узлов учёта газа или контроля их метрологических характеристик в процессе эксплуатации. При корректном выполнении упомянутых процедур требуется выполнение расчётов погрешности измерения объёма газа, приведенного к стандартным условиям.

Научное издание

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СЧЁТЧИКИ ГАЗА ТУРБИННЫЕ, РОТАЦИОННЫЕ И ВИХРЕВЫЕ В СОСТАВЕ УЗЛОВ УЧЁТА ГАЗА. Методика расчёта погрешности измерений объёма газа, приведенного к стандартным условиям

МИ 3350-2011

gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 30.03.2012 г. Формат 145x205.
Тираж 100 экз. Заказ 3003/2012
Издательство АНО «РСК-Консалтинг»
119361, г. Москва, ул. Озёрная, 46; gost.e-ecolog.ru