МКС 75.060

ИЗМЕНЕНИЕ № 1 ГОСТ 34807-2021 «Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров»

Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от \_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_ 202\_ г. N \_\_\_\_\_\_\_\_)

За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AM, BY, KG, MD, RU, UZ.

Во втором предложении первого абзаца раздела «Введение» взамен «..поданным…» изложить «…по данным…».

Формулу (12) изложить в виде:



В примечании к формуле (25) взамен «реального» изложить «вещественного».

Формулу (33) изложить в виде:



Формулу (34) изложить в виде:



Первый абзац п. 6.2.4 изложить в виде:

«В случае расчета МКВП начальное значение молярной доли паров воды в ПГ вычисляют по формуле

|  |  |
| --- | --- |
| . | (38)». |

где *v*г – молярный объем ПГ при стандартных условиях, вычисленный по уравнению (25) без учета молярной доли водяных паров в ПГ, м3/кмоль.

Формулу (41) изложить в виде:



Вторую экспликацию к формулам (40) – (42) изложить в виде:

«Δ*X*(*k)*- приращение искомой величины (ТТРв или *yВ*) на *k*-м итерационном шаге;».

Формулу (45) изложить в виде:



Предпоследнее неравенство в формуле (47) изложить в виде:



Пункт 6.2.6, текст между формулой (47) и примечанием изложить в виде:

«…то обрезающий множитель *g(k-1)* последовательно уменьшают в два раза, т.е.

|  |  |
| --- | --- |
|  | (48) |

до тех пор, пока все неравенства (47) не перестанут выполняться. При этом значение искомой величины (ТТРв или *yВ*) возвращают к ее значению на (*k*–1)-м итерационном шаге, а значение обрезающего множителя *g(k-1)* в формулах (40) и (46) принимают равным *g*\*.».

Таблицу Б.1 изложить в виде:

|  |  |
| --- | --- |
| Компонент | Молярная доля для смесей, % |
| № 1 | № 2 | № 3 |
| Метан | 97,8429 | 94,1347 | 90,2270 |
| Этан | 0,7000 | 2,3400 | 3,9064 |
| Пропан | 0,2600 | 0,4720 | 1,4500 |
| и-Бутан | 0,0490 | 0,0530 | 0,3110 |
| н-Бутан | 0,0580 | 0,0810 | 0,5260 |
| нео-Пентан | 0,0006 | – | – |
| и-Пентан | 0,0126 | 0,0182 | 0,01920 |
| *н*-Пентан | 0,0100 | 0,0162 | 0,01590 |
| *н*-Гексан | 0,0064 | 0,0219 | 0,01450 |
| н-Гептан | 0,0020 | – | – |
| *н*-Октан | 0,0005 | – | – |
| Диоксид углерода | 0,0500 | 0,2230 | 1,4600 |
| Азот | 1,0080 | 2,6400 | 2,0700 |

Таблицу Б.2 изложить в виде:

| *р*, МПа | Смесь |
| --- | --- |
| № 1 | № 2 | № 3 |
| 1,0 | –24,9 | –24,9 | –24,7 |
| 4,0 | –10,4 | –9,8 | –9,2 |
| 10,0 | –3,4 | –2,6 | –1,6 |
| 20,0 | –1,1 | 0,1 | 1,6 |

Раздел В.2 дополнить примечанием следующего содержания:

«Примечание – В таблице В.2 приведены значения результатов расчета
массовой концентрации водяных паров с большим, чем предложено в разделе 10, числом знаков после запятой для возможности проверки программной реализации алгоритма расчета.».

Таблицу В.1 изложить в виде:

|  |  |
| --- | --- |
| Компонент | Молярная доля для смесей, % |
| № 1 | № 2 | № 3 |
| Метан | 97,8429 | 94,1347 | 90,2270 |
| Этан | 0,7000 | 2,3400 | 3,9064 |
| Пропан | 0,2600 | 0,4720 | 1,4500 |
| и-Бутан | 0,0490 | 0,0530 | 0,3110 |
| н-Бутан | 0,0580 | 0,0810 | 0,5260 |
| нео-Пентан | 0,0006 | – | – |
| и-Пентан | 0,0126 | 0,0182 | 0,01920 |
| *н*-Пентан | 0,0100 | 0,0162 | 0,01590 |
| *н*-Гексан | 0,0064 | 0,0219 | 0,01450 |
| н-Гептан | 0,0020 | – | – |
| *н*-Октан | 0,0005 | – | – |
| Диоксид углерода | 0,0500 | 0,2230 | 1,4600 |
| Азот | 1,0080 | 2,6400 | 2,0700 |

Таблицу В.2 изложить в виде:

| *р*, МПа | Значение массовой концентрации водяных паров, мг/м3 |
| --- | --- |
| Смесь № 1 | Смесь № 2 | Смесь №3 |
| 1,0 | 197,5 | 196,9 | 195,6 |
| 4,0 | 57,03 | 54,46 | 51,27 |
| 10,0 | 34,70 | 30,56 | 25,86 |
| 20,0 | 31,44 | 24,89 | 18,54 |

Раздел В.3 дополнить примечанием следующего содержания:

«Примечание – В таблице В.3 приведены значения результатов расчета
массовой концентрации водяных паров с большим, чем предложено в разделе 10, числом знаков после запятой для возможности проверки программной реализации алгоритма расчета.».

Таблицу В.3 изложить в виде:

| *р*, МПа | Значение массовой концентрации водяных паров, мг/м3 |
| --- | --- |
| при температуре–11,0 °С | при температуре–4,2 °С | при температуре5,7 °С |
| 1,0 | 207,4 | 349,4 | 711,1 |
| 4,0 | 60,23 | 99,86 | 199,9 |
| 10,0 | 35,67 | 56,82 | 108,5 |
| 12,5 | 34,86 | 54,43 | 101,4 |

Раздел Е.1 дополнить примечанием следующего содержания:

«Примечание – В таблицах Е.2 и Е.3 приведены значения результатов расчета
массовой концентрации водяных паров с большим, чем предложено в разделе 10, числом знаков после запятой для возможности проверки программной реализации алгоритма расчета.».

Таблицу Е.1 изложить в виде:

|  |  |
| --- | --- |
| Компонент | Молярная доля для смесей, % |
| № 1 | № 2 | № 3 |
| Метан | 97,8429 | 94,1347 | 90,2270 |
| Этан | 0,7000 | 2,3400 | 3,9064 |
| Пропан | 0,2600 | 0,4720 | 1,4500 |
| и-Бутан | 0,0490 | 0,0530 | 0,3110 |
| н-Бутан | 0,0580 | 0,0810 | 0,5260 |
| нео-Пентан | 0,0006 | – | – |
| и-Пентан | 0,0126 | 0,0182 | 0,01920 |
| *н*-Пентан | 0,0100 | 0,0162 | 0,01590 |
| *н*-Гексан | 0,0064 | 0,0219 | 0,01450 |
| н-Гептан | 0,0020 | – | – |
| *н*-Октан | 0,0005 | – | – |
| Диоксид углерода | 0,0500 | 0,2230 | 1,4600 |
| Азот | 1,0080 | 2,6400 | 2,0700 |

Таблицу Е.2 изложить в виде:

| *р*, МПа |  Смесь № 1 | Смесь № 2 | Смесь № 3 |
| --- | --- | --- | --- |
| Расчетное значение массовой концентрации водяных паров природного газа, мг/м3 |
| 5,5 | 27,102 | 24,291 | 21,227 |
| Расчетное значение температуры ТТРв, °С |
| 3,92 | –20,1 | –20,3 | –20,6 |

Таблицу Е.3 изложить в виде:

| *р*, МПа | Расчетное значение |
| --- | --- |
| массовой концентрации водяных паров природного газа, мг/м3 | ТТРв, °С |
| 5,5 | 29,055 | – |
| 3,92 | – | –20,4 |

Дополнить стандарт справочным приложением Ж со следующим содержанием.

**Приложение Ж**

(справочное)

**Учет погрешности измерения давления, температуры точки росы
и массовой концентрации водяных паров в природном газе**

Ж.1 Абсолютную расширенную неопределенность вычисления ТТРв (*Ut*п), °С, с учетом погрешности измерения давления ПГ в газопроводе и погрешности определения МКВП
по ГОСТ 34711 (исходных данных для вычисления ТТРв) вычисляют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (Ж.1) |

где *Ut* – абсолютная расширенная неопределенность ТТРв, значения которой приведены в таблицах 3 и 5 для детального и упрощенного методов, соответственно, °С;

 *Ut*ид – абсолютная расширенная неопределенность ТТРв, которая появляется дополнительно в связи с погрешностью измерения давления ПГ в газопроводе
и определения МКВП в нем, °С.

Абсолютную расширенную неопределенность (*Ut*ид), °С, вычисляют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (Ж.2) |

Входящие в правую часть формулы (Ж.2) ТТРв вычисляют по детальному или упрощенному методу настоящего стандарта при следующих исходных данных:

ТТРв(*р*1,βи) – при давлении газа *р*1 и определенном по ГОСТ 34711 значении МКВП (βи), °С;

ТТРв(*р*2,βи) – при давлении газа *р*2 и определенном по ГОСТ 34711 значении МКВП (βи), °С;

ТТРв(*р*и,β1) – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и) и значении МКВП равном β1,°С;

ТТРв(*р*и,β2) – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и) и значении МКВП равном β2, °С.

При этом значения давления (*р*1, *р*2), МПа, и МКВП (β1, β2), мг/м3, вычисляют
по формулам:

|  |  |
| --- | --- |
|  , | (Ж.3) |
|  , | (Ж.4) |
|  , | (Ж.5) |
|  , | (Ж.6) |

где δ*р* и δβ – соответственно, относительные погрешности измерения *р*и и βи, численные значения которых определяют в соответствии с применяемыми методиками
или средствами их измерений, %.

Ж.2 Относительную расширенную неопределенность вычисления МКВП (*U*βп), %,
с учетом погрешности измерения давления ПГ в газопроводе и погрешности измерения ТТРв при этом давлении по ГОСТ 20060 (исходных данных для вычисления МКВП) вычисляют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (Ж.7) |

где *U*оβ – относительная расширенная неопределенность МКВП, значения которой приведены в таблицах 4 и 6 для детального и упрощенного методов, соответственно, %;

 *U*βид – относительная расширенная неопределенность МКВП, которая появляется дополнительно в связи с погрешностями измерения давления ПГ в газопроводе и его ТТРв при этом давлении, %.

Относительную расширенную неопределенность (*U*βид), %, вычисляют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (Ж.8) |

Входящие в правую часть формулы (Ж.8) МКВП вычисляют по детальному или упрощенному методу настоящего стандарта при следующих исходных данных:

β(*р*и,*t*и) – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и) и измеренном значении ТТРв при этом давлении по ГОСТ 20060 (*t*и), мг/м3;

β(*р*1,*t*и) – при давлении газа *р*1 и измеренном по ГОСТ 20060 значении ТТРв (*t*и), мг/м3;

β(*р*2,*t*и) – при давлении газа *р*2 и измеренном по ГОСТ 20060 значении ТТРв (*t*и), мг/м3;

β(*р*и,*t*1) – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и) и значении ТТРв равном *t*1,мг/м3;

β(*р*и,*t*2) – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и) и значении ТТРв равном *t*2, мг/м3.

При этом значения давления (*р*1, *р*2), МПа, вычисляют по формулам (Ж.3) и (Ж.4),
а значения ТТРв (*t*1, *t*2), °С, вычисляют по следующим формулам:

|  |  |
| --- | --- |
|  , | (Ж.9) |
| , | (Ж.10) |

где Δ*t* – абсолютная погрешность измерения *t*и, численное значение которой определяют в соответствии с применяемыми методиками или средствами измерений ТТРв, °С.

Ж.3 Абсолютную расширенную неопределенность вычисления температуры точки росы по воде при ее пересчете с давления ПГ в газопроводе на другое давление – давление расчета (*Ut*п), °С, с учетом погрешности измерения давления ПГ в газопроводе
и погрешности измерения ТТРв при этом давлении по ГОСТ 20060 (исходных данных
для пересчета ТТРв) вычисляют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (Ж.11) |

где *Ut* – абсолютная расширенная неопределенность ТТРв, значения которой приведены в таблицах 7 и 8 для детального и упрощенного методов, соответственно, °С;

 *Ut*ид – абсолютная расширенная неопределенность ТТРв, которая появляется дополнительно в связи с погрешностью измерения давления ПГ в газопроводе и ТТРв
при этом давлении, °С.

Абсолютную расширенную неопределенность (*Ut*ид), °С, вычисляют по следующей формуле:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (Ж.12) |

Входящие в правую часть формулы (Ж.12) ТТРв и необходимые для их расчета промежуточные значения МКВП вычисляют по одному из методов (детальному или упрощенному) настоящего стандарта при следующих исходных и промежуточных данных:

ТТРв(*p*p,β(*р*1,*t*и)) – при давлении расчета *р*р и значении МКВП, рассчитанном
при давлении газа *р*1, и измеренном по ГОСТ 20060 значении ТТРв (*t*и), °С;

ТТРв(*p*p,β(*р*2,*t*и)) – при давлении расчета *р*р и значении МКВП, рассчитанном
при давлении газа *р*2, и измеренном по ГОСТ 20060 значении ТТРв (*t*и), °С;

ТТРв(*p*p,β(*р*и,*t*1)) – при давлении расчета *р*р и значении МКВП, рассчитанном
при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и), и значении ТТРв равном *t*1,°С;

ТТРв(*p*p,β(*р*и,*t*2)) – при давлении расчета *р*р и значении МКВП, рассчитанном
при измеренном значении давления ПГ в газопроводе (*р*и), и значении ТТРв равном *t*2,°С.

При этом значения давления (*р*1, *р*2), МПа, вычисляют по формулам (Ж.3) и (Ж.4),
а значения ТТРв (*t*1, *t*2), °С, – по формулам (Ж.9) и (Ж.10).