

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:

$$\Omega_{bi}^3 + (2 - 3\xi_{ki})\Omega_{bi}^2 + 3\xi_{ki}^2\Omega_{bi} - \xi_{ki}^3 = 0$$

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

Формулу (33) изложить в виде:

$$\beta = 7,50313 \cdot 10^5 \cdot y_B$$

Формулу (34) изложить в виде:

$$T_{tp}^{(0)} = \frac{67 \cdot p - 5320}{\ln(\beta) - 25,688 + 0,345 \cdot p}$$

Первый абзац п. 6.2.4 изложить в виде:

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

$$y_B^{(0)} = \frac{10^{-6} \beta^{(0)} v_r}{18,0153} \quad (38)».$$

где v_r – 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:

$$\Delta X^{(k)} = -F(X^{(k-1)}) / F'(X^{(k-1)})$$

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

« $\Delta X^{(k)}$ - приращение искомой величины (ТТР_в или y_B) на k -м итерационном шаге;».

Формулу (45) изложить в виде:

$$\left| \frac{f_{\Gamma}^{(k)}}{f_{\text{ж}}^{(k)}} - 1 \right| \leq 10^{-3}$$

Предпоследнее неравенство в формуле (47) изложить в виде:

$$\frac{2v_{\text{ж}} + u \cdot b - \left\{ -b^2 \cdot [4w - u^2] \right\}^{0,5}}{2v_{\text{ж}} + u \cdot b + \left\{ -b^2 \cdot [4w - u^2] \right\}^{0,5}} \leq 0$$

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.

$$g^* = g^{(k-1)} / 2, \tag{48}$$

до тех пор, пока все неравенства (47) не перестанут выполняться. При этом значение искомой величины (ТТР_в или y_B) 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:

p , 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:

p , МПа	Значение массовой концентрации водяных паров, мг/м ³		
	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:

p , МПа	Значение массовой концентрации водяных паров, мг/м ³		
	при температуре –11,0 °С	при температуре –4,2 °С	при температуре 5,7 °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:

p , МПа	Смесь № 1	Смесь № 2	Смесь № 3
Расчетное значение массовой концентрации водяных паров природного газа, мг/м ³			
5,5	27,102	24,291	21,227
Расчетное значение температуры ТТР _в , °С			
3,92	–20,1	–20,3	–20,6

Таблицу Е.3 изложить в виде:

p , МПа	Расчетное значение	
	массовой концентрации водяных паров природного газа, мг/м ³	ТТР _в , °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 $TTR_{\text{в}}$ ($U_{\text{тп}}$), °С, с учетом погрешности измерения давления ПГ в газопроводе и погрешности определения МКВП по ГОСТ 34711 (исходных данных для вычисления $TTR_{\text{в}}$) вычисляют по следующей формуле:

$$U_{\text{тп}} = (U_t^2 + U_{\text{мд}}^2)^{0,5}, \quad (\text{Ж.1})$$

где U_t – абсолютная расширенная неопределенность $TTR_{\text{в}}$, значения которой приведены в таблицах 3 и 5 для детального и упрощенного методов, соответственно, °С;

$U_{\text{мд}}$ – абсолютная расширенная неопределенность $TTR_{\text{в}}$, которая появляется дополнительно в связи с погрешностью измерения давления ПГ в газопроводе и определения МКВП в нем, °С.

Абсолютную расширенную неопределенность ($U_{\text{мд}}$), °С, вычисляют по следующей формуле:

$$U_{\text{мд}} = \left\{ [TTR_{\text{в}}(p_1, \beta_{\text{и}}) - TTR_{\text{в}}(p_2, \beta_{\text{и}})]^2 + [TTR_{\text{в}}(p_{\text{и}}, \beta_1) - TTR_{\text{в}}(p_{\text{и}}, \beta_2)]^2 \right\}^{0,5}, \quad (\text{Ж.2})$$

Входящие в правую часть формулы (Ж.2) $TTR_{\text{в}}$ вычисляют по детальному или упрощенному методу настоящего стандарта при следующих исходных данных:

$TTR_{\text{в}}(p_1, \beta_{\text{и}})$ – при давлении газа p_1 и определенном по ГОСТ 34711 значении МКВП ($\beta_{\text{и}}$), °С;

$TTR_{\text{в}}(p_2, \beta_{\text{и}})$ – при давлении газа p_2 и определенном по ГОСТ 34711 значении МКВП ($\beta_{\text{и}}$), °С;

$TTR_{\text{в}}(p_{\text{и}}, \beta_1)$ – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{\text{и}}$) и значении МКВП равном β_1 , °С;

$TTR_{\text{в}}(p_{\text{и}}, \beta_2)$ – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{\text{и}}$) и значении МКВП равном β_2 , °С.

При этом значения давления (p_1 , p_2), МПа, и МКВП (β_1 , β_2), мг/м³, вычисляют по формулам:

$$p_1 = p_{и}(1 + 0,005 \delta_p), \quad (\text{Ж.3})$$

$$p_2 = p_{и}(1 - 0,005 \delta_p), \quad (\text{Ж.4})$$

$$\beta_1 = \beta_{и}(1 + 0,005 \delta_\beta), \quad (\text{Ж.5})$$

$$\beta_2 = \beta_{и}(1 - 0,005 \delta_\beta), \quad (\text{Ж.6})$$

где δ_p и δ_β – соответственно, относительные погрешности измерения $p_{и}$ и $\beta_{и}$, численные значения которых определяют в соответствии с применяемыми методиками или средствами их измерений, %.

Ж.2 Относительную расширенную неопределенность вычисления МКВП ($U_{\betaп}$), %, с учетом погрешности измерения давления ПГ в газопроводе и погрешности измерения ТТР_в при этом давлении по ГОСТ 20060 (исходных данных для вычисления МКВП) вычисляют по следующей формуле:

$$U_{\betaп} = (U_{об}^2 + U_{вид}^2)^{0,5}, \quad (\text{Ж.7})$$

где $U_{об}$ – относительная расширенная неопределенность МКВП, значения которой приведены в таблицах 4 и 6 для детального и упрощенного методов, соответственно, %;

$U_{вид}$ – относительная расширенная неопределенность МКВП, которая появляется дополнительно в связи с погрешностями измерения давления ПГ в газопроводе и его ТТР_в при этом давлении, %.

Относительную расширенную неопределенность ($U_{вид}$), %, вычисляют по следующей формуле:

$$U_{вид} = \frac{100}{\beta(p_{и}, t_{и})} \left\{ [\beta(p_1, t_{и}) - \beta(p_2, t_{и})]^2 + [\beta(p_{и}, t_1) - \beta(p_{и}, t_2)]^2 \right\}^{0,5}, \quad (\text{Ж.8})$$

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

$\beta(p_{и}, t_{и})$ – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{и}$) и измеренном значении ТТР_в при этом давлении по ГОСТ 20060 ($t_{и}$), мг/м³;

$\beta(p_1, t_{и})$ – при давлении газа p_1 и измеренном по ГОСТ 20060 значении ТТР_в ($t_{и}$), мг/м³;

$\beta(p_2, t_{и})$ – при давлении газа p_2 и измеренном по ГОСТ 20060 значении ТТР_в ($t_{и}$), мг/м³;

$\beta(p_{и}, t_1)$ – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{и}$) и значении $ТТР_{в}$ равном t_1 , мг/м³;

$\beta(p_{и}, t_2)$ – при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{и}$) и значении $ТТР_{в}$ равном t_2 , мг/м³.

При этом значения давления (p_1, p_2), МПа, вычисляют по формулам (Ж.3) и (Ж.4), а значения $ТТР_{в}$ (t_1, t_2), °С, вычисляют по следующим формулам:

$$t_1 = t_{и} + 0,5\Delta_t, \quad (Ж.9)$$

$$t_2 = t_{и} - 0,5\Delta_t, \quad (Ж.10)$$

где Δ_t – абсолютная погрешность измерения $t_{и}$, численное значение которой определяют в соответствии с применяемыми методиками или средствами измерений $ТТР_{в}$, °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 ($U_{п}$), °С, с учетом погрешности измерения давления ПГ в газопроводе

и погрешности измерения $ТТР_{в}$ при этом давлении по ГОСТ 20060 (исходных данных для пересчета $ТТР_{в}$) вычисляют по следующей формуле:

$$U_{п} = (U_t^2 + U_{мд}^2)^{0,5}, \quad (Ж.11)$$

где U_t – абсолютная расширенная неопределенность $ТТР_{в}$, значения которой приведены в таблицах 7 и 8 для детального и упрощенного методов, соответственно, °С;

$U_{мд}$ – абсолютная расширенная неопределенность $ТТР_{в}$, которая появляется дополнительно в связи с погрешностью измерения давления ПГ в газопроводе и $ТТР_{в}$ при этом давлении, °С.

Абсолютную расширенную неопределенность ($U_{мд}$), °С, вычисляют по следующей формуле:

$$U_{мд} = \left\{ \left[ТТР_{в}(p_p, \beta(p_{и}, t_1)) - ТТР_{в}(p_p, \beta(p_{и}, t_2)) \right]^2 + \left[ТТР_{в}(p_p, \beta(p_{и}, t_1)) - ТТР_{в}(p_p, \beta(p_{и}, t_2)) \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (Ж.12)$$

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

$ТТР_{в}(p_{р},\beta(p_1,t_1))$ – при давлении расчета $p_{р}$ и значении МКВП, рассчитанном при давлении газа p_1 , и измеренном по ГОСТ 20060 значении $ТТР_{в}(t_1)$, °С;

$ТТР_{в}(p_{р},\beta(p_2,t_1))$ – при давлении расчета $p_{р}$ и значении МКВП, рассчитанном при давлении газа p_2 , и измеренном по ГОСТ 20060 значении $ТТР_{в}(t_1)$, °С;

$ТТР_{в}(p_{р},\beta(p_{и},t_1))$ – при давлении расчета $p_{р}$ и значении МКВП, рассчитанном при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{и}$), и значении $ТТР_{в}$ равном t_1 , °С;

$ТТР_{в}(p_{р},\beta(p_{и},t_2))$ – при давлении расчета $p_{р}$ и значении МКВП, рассчитанном при измеренном значении давления ПГ в газопроводе ($p_{и}$), и значении $ТТР_{в}$ равном t_2 , °С.

При этом значения давления (p_1, p_2), МПа, вычисляются по формулам (Ж.3) и (Ж.4), а значения $ТТР_{в}(t_1, t_2)$, °С, – по формулам (Ж.9) и (Ж.10).