

Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу

УДК 681.121

МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕНЕРГОВМІСТУ ТА КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

В.М.Романів, Л.А.Витвицька

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42264, 41166
e-mail: public@nuing.edu.ua

Для предложенной измерительной системы контроля качества природного газа проведён её метрологический анализ. Рассмотрены и оценены различные факторы воздействия на точность измерения энергосодержания горючих газов

Metrological analysis for designed natural gas quality flow measurement system was made. It was considerate how gas power intension come fall under influence of different factors

Основною якісною характеристикою природного газу є його теплота згоряння, яка залежить від компонентного вмісту вуглеводневих (горючих) газів, з яких складається природний газ. Нижча теплота згоряння компонентів природного газу за температури 20°C і тиску 101,325 кПа змінюється у діапазоні від 33,41 у метану до 238,76 МДж/м³ у нонану або від 7980 до 57030 ккал/м³ [1].

Згідно з [1] теплоту згоряння газу H визначають із виразу:

$$H = \sum_{i=1}^n H_i \cdot c_i, \quad (1)$$

де: H_i – теплота згоряння газу i -го компонента; c_i – частка i -го компонента у природному газі.

Величина, що характеризує кількість енергії, яка може бути отримана під час згоряння горючих газів, називається енерговмістом і визначається з виразу [2]:

$$E = \sum_{j=1}^n H_{cj} \cdot V_{cj}, \quad (2)$$

де: H_{cj} – об'ємна теплота згоряння горючого газу за стандартних умов, визначена на інтервалі $\Delta\text{Дф}_j$; V_{cj} – об'єм газу, приведений до стандартних умов і визначений на інтервалі $\Delta\text{Дф}_j$.

Таким чином, при визначенні об'ємних часток компонентів природного газу енерговміст природного газу може бути розрахований із виразу

$$E = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^n H_i \cdot r_i \right) \cdot V_{Cj}, \quad (3)$$

де r_i – об'ємна частка i -го компонента природного газу.

Як видно із (3), енерговміст природного газу безпосередньо залежить від теплотворної здатності його компонентів.

Теплотворна здатність газового потоку на магістральних газопроводах визначається поточними хроматографами, а у газопроводах середнього тиску компонентний склад газу контролюється шляхом відбору проб із подальшим визначенням у лабораторіях за допомогою стаціонарних хроматографів. Основним завданням контролю є недопущення постачання споживачам газової суміші, теплотворна здатність якої менша за допустиму (7600 ккал/м³ або 31,8 МДж/м³), а його суттєвим недоліком є відсутність можливості вимірювання у режимі динамічного рухомого потоку. Це особливо важливо для великих споживачів природного газу, в яких зміна компонентного складу впливає на якість продукції (теплоелектростанції, хімічна та металургійна промисловість).

Провідні приладобудівні компанії в галузі газового обладнання мають сучасні розробки технічних засобів для обліку енерговмісту природного газу. Загальною концепцією для всіх виробників є використання сучасних мікрохроматографів, побудованих на базі новітніх технологій, які разом із лічильниками газу або ви-

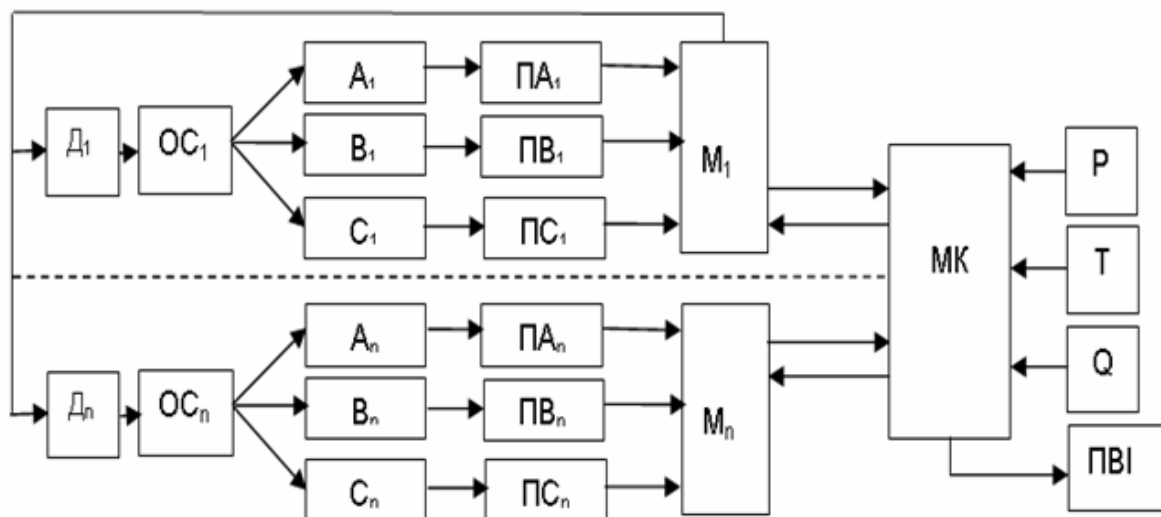


Рисунок 1 — Структурна схема системи обліку енерговмісту природного газу

тратомірами утворюють автоматизовану систему для вимірювання енерговмісту газу з єдиним обчислювачем, розміщеним безпосередньо на замірній ділянці [3].

Однак через високу вартість та складність обслуговування такі системи обліку енерговмісту не знайшли широкого застосування на газопроводах середнього тиску. Тому було запропоновано систему, яка складається із багатоканального інфрачервоного газоаналізатора та замірної ділянки на основі лічильника газу турбінного типу [4]. Структурна схема зображена на рис. 1.

Система складається із багатоканального ІЧ-газоаналізатора, до складу якого входять джерела ІЧ-випромінювання D_1-D_n , оптичні системи OC_1-OC_n , кювети (еталонні A_1, C_1-A_n, C_n та вимірювальні B_1-B_n), приймачі ІЧ-випромінювання PA_1-PC_n , мультиплексори M_1-M_n , мікропроцесорний контроллер МК і пристрій передачі та відображення вимірювальної інформації ПВІ, а також замірної ділянки для вимірювання об'єму газу, яка складається з лічильника газу Q і давачів температури T та абсолютного тиску P.

Було проведено аналіз компонентного складу 44 газових родовищ і восьми газопроводів на період з 2005 по 2006 роки. На основі аналізу встановлено кореляційні зв'язки між CH_4 , C_2H_6 і C_3H_8 та вищими вуглеводнями. За результатами аналізу побудовано математичну модель для визначення об'ємної концентрації вищих вуглеводнів на основі прямих вимірювань метану, етану, пропану [5].

$$r_v = 0,06928 + 0,06944 \times (0,999 r_{мет} + 0,956 r_{ет} + 1,0 r_{пр}), \quad (4)$$

де $r_{мет}$, $r_{ет}$, $r_{пр}$ – об'ємні частки метану, етану, пропану в природному газі.

Таким чином, для визначення об'ємних часток компонент, які входять до складу природного газу достатньо за допомогою газоаналізатора виміряти три найбільші компоненти метан, етан, пропан, а інші складові визначити з виразу (4).

Для розширення діапазону вимірювань і зменшення похибки від дестабілізуючих чинників пропонується для визначення кожного компонента використати трикутну схему, із яких одна – вимірювальна, а дві – еталонні. При цьому одну еталонну кювету заповнюють мінімально, а другу – максимально можливою концентрацією компоненти у вимірювальному газопроводі [6].

Доцільність розробки даної системи обґрунтовано з метрологічної точки зору. Оскільки не можливо здійснити повірку системи експериментально, то проведено метрологічний аналіз системи шляхом розгляду чинників впливу на точність вимірювання та розкладання сумарної похибки на її складові. На рис. 2 зображено схему нагромадження сумарної похибки.

Загалом відповідно до формул (2) і (3) відносну похибку визначення енерговмісту газу можна розрахувати з виразу

$$\delta_e = \sqrt{\delta_v^2 + \delta_n^2}, \quad (5)$$

де: δ_v – відносна похибка визначення об'єму природного газу, приведеного до стандартних умов; δ_n – відносна похибка визначення теплоти згоряння природного газу.

Відносну похибку визначення об'єму газу можна визначити із виразу [7]:

$$\delta_v = \sqrt{\delta_n^2 + \delta_p^2 + \delta_t^2 + \delta_o^2}, \quad (6)$$

де: δ_n – відносна похибка вимірювання об'єму газу лічильника; δ_p – відносна похибка засобу вимірювань тиску газу; δ_t – відносна похибка засобу вимірювань температури; δ_o – відносна похибка обробки результатів вимірювання.

У лічильниках газу турбінного типу допустима відносна похибка складає в робочому діапазоні $\pm 1\%$. Для її зменшення пропонується модернізувати вузол перетворення і передачі вимірюваної інформації (середньо- і високочастотний давач імпульсів). Для цього необхідно застосовувати квазітрійково-маніпульовані кодові послідовності в базисі Галуа. Суть запропонованого пристрою полягає в тому, що в ре-

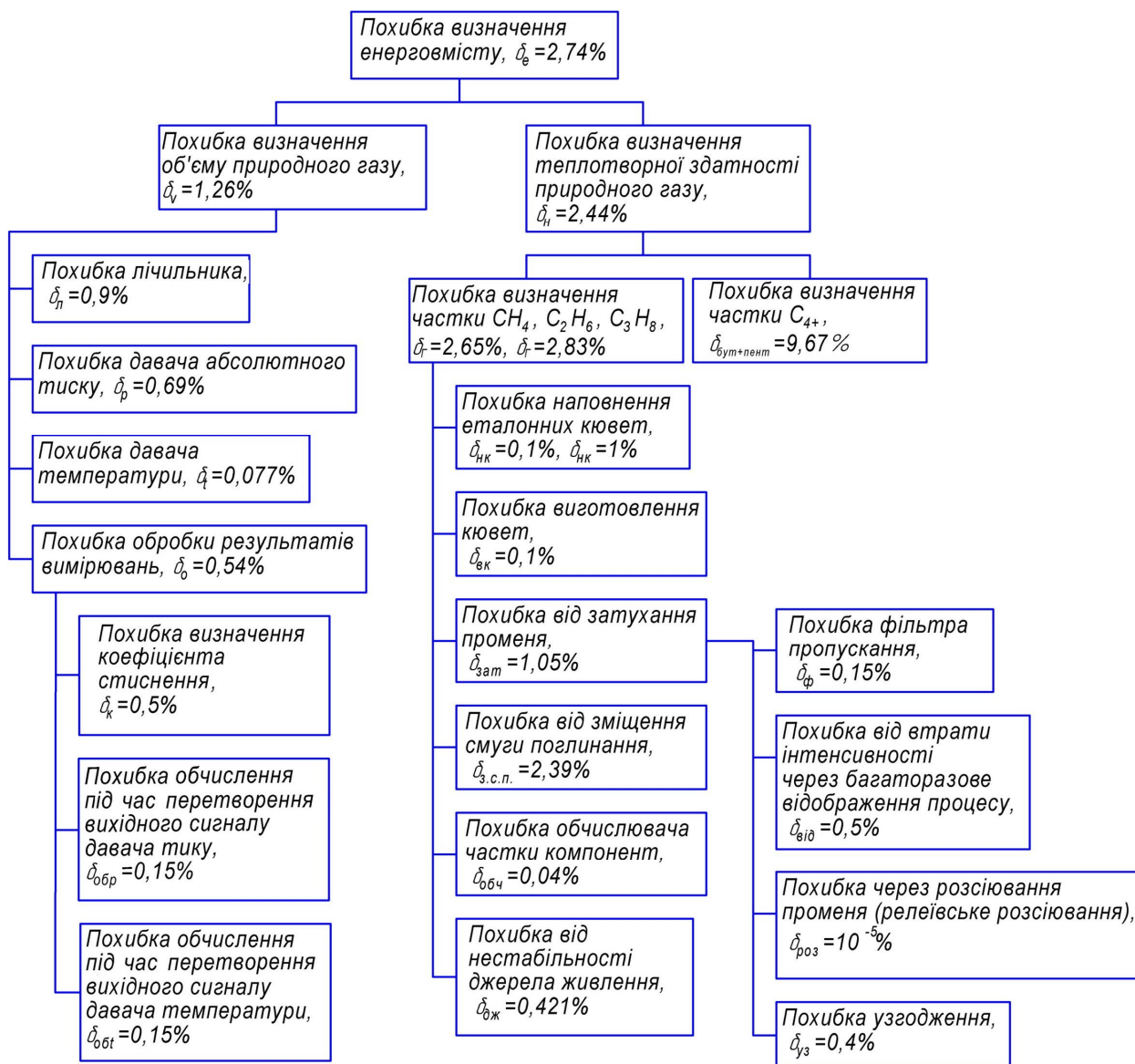


Рисунок 2 — Схема накопичення сумарної похибки визначення енерговмісту природного газу

зультаті заміни представлення вимірюваної інформації у турбінних лічильниках газу з унітарного базису в базис Галуа в процесі формування і передавання повідомлень про перемищення мірного елемента виключається можливість повторення однакових сигналів (імпульсів) в інформаційних блоках, а також їх втрати [8].

Оскільки високочастотні давачі імпульсів можуть мати абсолютну похибку в один імпульс на тисячу поданих імпульсів, а на газопроводах середнього тиску використовують в основному лічильники типорозмірів G100-G250, в яких кількість імпульсів змінюється від 3172 до 7528 імп/м³, тому загальна відносна максимальна похибка лічильника $\delta_{л} = 0,99\%$.

Відносну похибку вимірювання абсолютного тиску, у разі використання засобів вимірювань абсолютного тиску, в яких похибки нормуються класом точності або межами приведених похибок, обчислюють за формулою [7]:

$$\delta_p = \frac{K_p \cdot P_{max}}{P_i}, \quad (7)$$

де: K_p – клас точності засобу вимірювань абсолютного тиску; P_{max} – верхня межа засобу вимірювань абсолютного тиску; P_i – абсолютний тиск газу або його вимірюване значення.

У разі використання давача абсолютного тиску ROSEMOUNT 3051C: допустима приведена похибка – 0,075%, верхня межа – 13,8 МПа, максимальний тиск газу в газопроводі середнього тиску – 1,5 МПа. Отже, максимальна відносна похибка визначення абсолютного тиску буде $\delta_p = 0,69\%$.

Відносну похибку вимірювання абсолютної температури при застосуванні засобів вимірювань температури, в яких похибки нормуються межами абсолютних похибок (в градусах Цельсія), обчислюють за формулою [7]:

$$\delta_t = \frac{100 \cdot \Delta t}{273,5 + t}, \quad (8)$$

де: Δt – абсолютна похибка засобу вимірювань температури; t – температура газу або його виміряне значення.

У випадку використання давача температури SITRANS TK-L Pt-100 максимальна абсолютна похибка $\Delta t=0,25^\circ\text{C}$ у діапазоні від -200 до $+250^\circ\text{C}$. За температури у газопроводі $+50^\circ\text{C}$ відносна похибка вимірювання температури $\delta_t=0,077\%$.

Відносна похибка обробки результатів вимірювань визначається з виразу:

$$\delta_0 = \sqrt{\delta_{обр}^2 + \delta_{обт}^2 + \delta_k^2}, \quad (9)$$

де: $\delta_{обр}$, $\delta_{обт}$ – відносна похибка обчислювача при перетворенні вихідних сигналів відповідно давачів тиску і температури; δ_k – відносна похибка визначення коефіцієнта стиснення.

Середньоквадратична відносна похибка АЦП обчислювача при перетворенні вихідних сигналів від давачів тиску та температури дорівнює $\delta_{обр}=\delta_{обт}=0,15\%$ [7]. Похибка визначення коефіцієнта стиснення залежить від методу обчислень і згідно ГОСТ 30315.2 для рівняння AGA8-92 DC $\delta_k=0,5\%$.

Отже, відносна похибка обробки результатів вимірювання $\delta_0=0,54\%$, а максимальна відносна похибка визначення об'єму газу $\delta_v=1,226\%$.

Відносна похибка визначення теплоти згоряння природного газу обчислюється з виразу [7]:

$$\delta_n = \frac{Z_c}{\sum_i x_i \cdot H_{ci}} \cdot \sqrt{\sum_i (x_i \cdot H_{ci} \cdot \delta_{xi})^2}, \quad (10)$$

де: Z_c – фактор стисливості природного газу за нормальних умов; H_{ci} – теплота згоряння i -го компонента газу в ідеальному стані; δ_{xi} – похибка визначення молярної частки i -ї компоненти природного газу.

У процесі вимірювання молярної частки метану, етану і пропану похибка їх визначення буде залежати від похибки газоаналізатора δ_z . Похибка визначення молярної частки бутану і пентану $\delta_{бут,пент}$ залежить від точності визначення коефіцієнтів математичної залежності (4). Виходячи із наведеної вище структурної схеми системи, відносна максимальна похибка ІЧ-газоаналізатора визначається з виразу:

$$\delta_z = (\delta_{вк}^2 + \delta_{дж}^2 + \delta_{зат}^2 + \delta_{нк}^2 + \delta_{з.с.п}^2 + \delta_{обч}^2) \frac{1}{2}, \quad (11)$$

де: $\delta_{вк}$ – відносна похибка виготовлення кювет; $\delta_{нк}$ – відносна похибка наповнення кювет; $\delta_{дж}$ – відносна похибка від нестабільного джерела ІЧ-випромінювання; $\delta_{зат}$ – відносна похибка затухання ІЧ-випромінювання; $\delta_{з.с.п}$ – відносна похибка від зміщення смуги поглинання; $\delta_{обч}$ – відносна похибка обчислювача частки i -тої компоненти.

Відносна похибка виготовлення кювет залежить від похибки інструментів та технічних засобів, за допомогою яких буде здійснюватись їх виготовлення. Сучасні технології дають змогу здійснювати обробку сталі з максимальною відносною похибкою $\delta_{вк}=0,01\%$. Однак із врахуванням неможливості забезпечення ідентичності розмірів кювет, ця похибка на порядок зростає і становить $\delta_{вк}=0,1\%$. Як джерело ІЧ-випромінювання пропонується використати перенастроювальні ДГС-лазери на основі GaInAsSb/InAsSbP [9]. Управління лазерами здійснюється шляхом зміни температури або зміни струму. При цьому необхідно застabilізувати відповідно струм або температуру. Однак незалежно від системи керування ці два параметри є нестабільні і залежать один від одного. Тому з врахуванням їх кореляції сумарна похибка від нестабільності джерела ІЧ-випромінювання може бути розрахована шляхом алгебраїчного сумування з виразу

$$\delta_{дж} = \delta_m + \delta_i, \quad (12)$$

де: δ_m – відносна похибка від нестабільності температури нагрівання; δ_i – відносна похибка від нестабільності струму управління.

Максимальна відносна похибка для лазера, який працює в діапазоні від 2,7 до 3,6 мкм, одержана за розрахунком і складає $\delta_{дж}=0,421\%$ [9].

Відносна похибка наповнення кювет залежить безпосередньо від концентрації i -тої компоненти в природному газі. Згідно з ГОСТ 3022-80 для наповнення еталонних кювет використовується: газ основний – метан чистотою 99,9%; газ додатковий – водень (нейтральний) чистотою 99,9%; гази етан та пропан чистотою 99%. Тому відносна похибка наповнення кювет для різних газів буде для метану – $\delta_{нк}=0,1\%$, для етану та пропану $\delta_{нк}=1\%$. Максимальна відносна похибка від зміщення смуги поглинання у разі використання лазерів типу ДГС залежить від неідентичності температури, тиску і вологості в еталонних та вимірювальній кюветах та становить $\delta_{з.с.п}=2,39\%$ [9].

Відносна похибка обчислювача частки i -ої компоненти залежить від типу мікропроцесора та його характеристик і типу використаних АЦП. У разі використання 8-розрядного АЦП для трьох компонент похибка складає $\delta_{обч}=0,04\%$.

Відносна похибка від затухання ІЧ-випромінювання залежить від похибки оптичного фільтра $\delta_{ф}=0,15\%$, від втрати інтенсивності через багаторазове відбиття променя $\delta_{від}=0,5\%$ та похибка через розсіювання променя $\delta_{роз}=10^{-3}\%$, а також похибки узгодження $\delta_{уз}=0,4\%$ [10]. Таким чином, відносна похибка від затухання ІЧ-випромінювання, яка була одержана шляхом алгебраїчного сумування складових, складає $\delta_{зат}=1,05\%$.

Отже, відносна похибка газоаналізатора d_r для визначення метану складе $\delta_z = 2,65\%$, а для етану та пропану $\delta_z = 2,83\%$.

Відносну похибку визначення об'ємної частки бутану + пентану знайдемо з виразу

$$\delta'_{\text{бут+пен}} = \frac{\Delta_{\text{бут+пен}}}{r_{\text{бут+пен}}} \cdot 100\%, \quad (13)$$

де: $\Delta_{\text{бут+пен}}$ – абсолютна похибка визначення об'ємної частки бутану+пентану; $r_{\text{бут+пен}}$ – об'ємна частка бутану+пентану або її вимірне значення.

Оскільки частка бутану та пентану визначається через опосередковані вимірювання, то її абсолютну похибку знайдемо з виразу

$$\Delta_{\text{бут+пен}} = \frac{\partial r_v}{\partial r_{\text{мет}}} \cdot \Delta r_{\text{мет}} + \frac{\partial r_v}{\partial r_{\text{ет}}} \cdot \Delta r_{\text{ет}} + \frac{\partial r_v}{\partial r_{\text{пр}}} \cdot \Delta r_{\text{пр}}, \quad (14)$$

де $\Delta r_{\text{мет}}$, $\Delta r_{\text{ет}}$, $\Delta r_{\text{пр}}$ – абсолютні похибки визначення об'ємних часток відповідно метану, етану, пропану.

Середньостатистичні значення об'ємних часток компонентів природного газу по родовищах складає: $\text{CH}_4=0,94$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,025$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,007$. Отже, $\Delta r_{\text{мет}}=0,0087$, $\Delta r_{\text{ет}}=0,00034$, $\Delta r_{\text{пр}}=0,000095$. Візьмемо часткові похідні, використовуючи функцію зв'язку (4):

$$\frac{\partial r_v}{\partial r_{\text{мет}}} = 0,06937, \quad \frac{\partial r_v}{\partial r_{\text{ет}}} = 0,06638, \\ \frac{\partial r_v}{\partial r_{\text{пр}}} = 0,06944.$$

Звідси маємо $\Delta_{\text{бут+пен}}=0,000627$, а відносна похибка визначення об'ємної частки бутану + пентану буде $\delta'_{\text{бут+пен}}=10,45\%$.

Для обчислення відносної похибки визначення мольної частки бутану + пентану переведемо об'ємні частки в мольні з виразу:

$$X_{\text{бут+пен}} = \frac{r_{\text{бут+пен}} / Z_{\text{сбут+пен}}}{\sum_{i=1}^n r_i / Z_{ci}}, \quad (15)$$

де: $Z_{\text{сбут+пен}}$ – фактор стиснення бутану + пентану; Z_{ci} – фактор стиснення i -их компонент природного газу.

Фактор стиснення i -ої компоненти природного газу визначається згідно ГОСТ 30319.1. Отже, відносна похибка визначення мольної частки бутану+пентану складає $\delta_{\text{бут+пен}}=9,67\%$.

Обчислимо похибку визначення теплоти згоряння. Для цього, використовуючи середньостатистичні значення мольних часток компонентів природного газу ($\text{CH}_4=0,9507$;

$\text{C}_2\text{H}_6=0,0256$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,0071$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,0042$; $\text{C}_5\text{H}_{12}=0,0021$; $\text{N}_2=0,008$; $\text{CO}_2=0,0023$), обчислимо фактор стиснення згідно з ГОСТ 30319.1

$$Z_c = 1 - \left[\sum_{i=1}^n x_i \cdot b_i^{0,5} \right]^2, \quad (16)$$

де: x_i – мольна частка i -того компонента природного газу; $b_i^{0,5}$ – коефіцієнт, який визначається із ГОСТ 30319.1-96.

Отже, фактор стиснення для наших умов $Z_c=0,9983$. Тоді підставимо вихідні значення в (10) і обчислимо відносну похибку визначення теплоти згоряння газу $\delta_u=2,44\%$.

Згідно виразу (5) максимальна сумарна відносна похибка вимірювання енерговмісту природного газу $\delta_e=2,74\%$.

Таким чином, максимальна допустима відносна похибка визначення енерговмісту природного газу лежить в допустимих межах, а розроблена система може бути використана для обліку енерговмісту природного газу на підприємствах нафтогазового комплексу та хімічної промисловості.

Література

1 ГОСТ 22667-82 Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе.

2 Пістун Є.П., Лесовой Л.В. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску. – Львів: Видавництво ЗАТ “Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв”, 2006. – 576 с.

3 Романів В.М. Аналіз засобів вимірювальної техніки для визначення енергетичних характеристик природного газу // Методи та прилади контролю якості. – 2007. – №18. – С.68-70.

4 Вашишак С.П., Романів В.М., Чеховський С.А. Сучасні підходи до створення інфрачервоних газоаналізаторів для аналізу природного газу // Збірник тез доповідей 5-ої всеукраїнської НТК “Вимірювання витрати та кількості газу”. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – С.19-20.

5 Романів В.М. Математична модель для визначення енерговмісту природного газу // Вісник НТУУ “КПІ”. Серія приладобудування. – 2007. – Вип.33. – С.76-84.

6 Вашишак С.П., Романів В.М. Методика розрахунку кювет газоаналізаторів для обліку енерговмісту природного газу // Збірник тез доповідей 6-ої НТК “Приладобудування 2007: стан і перспективи”. – Київ: ПБФ НТУУ “КПІ”, 2007. – С.307-308.

7 Андрієшин М.П., Канівський С.О., Карпаш О.М. та ін. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник. – Івано-Франківськ: ПП “Сімик”, 2004. – 160 с.

8 Мельничук С.І., Романів В.М. Перетворювачі швидкісних лічильників газу з використанням псевдовипадкових М-последовательностей в базисі Галуа // Науковий вісник ІФНТУНГ, 2005. – №3(9). – С.91-95.

9 Бинги В.Н., Степанов Е.В., Чучалин А.Г. и др. Высокочувствительный анализ NO, NH₃ и CH₄ в выдыхаемом воздухе с помощью перестраиваемых диодных лазеров // Труды института общей физики им. А.М.Прохорова. – 2005. – Том 61. – С.189-210.

10 Смит А. Прикладная ИК-спектроскопия: Пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 328 с.