

1999. 4. <http://www.kvirc.ru/wiki> / Спецификация_IRC_протокола_(rfc1459) (на русском языке). 5. <http://irchelp.org/irchelp/rfc/rfc.html>. 6. Погребенник В.Д., Хромчак П.Т. Розробка моделі системи виявлення центрів управління ботнет-мережами // Автоматика, вимірювання та керування. – № 639. – Львів, 2009. – С.117–123.

УДК 536.66

А.В. Мотало¹, В.П. Мотало², О.С. Сендега¹

¹Газопромислове управління “Львівгазвидобування”,

²Національний університет “Львівська політехніка”,

кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВІД ЙОГО ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

© Мотало А.В., Мотало В.П., Сендега О.С., 2010

Описано і проаналізовано вплив фізико-хімічних властивостей та вологості природного газу на його теплотворну здатність

In the article an influence of natural gas physical and chemical properties and gas moisture on it's calorific power is described and analyzed.

Вступ. Природний газ (ПГ), який є високоенергоємною та хімічно цінною сировиною, поза всяким сумнівом, належить до стратегічних видів продукції, що зумовило широке використання його як в побуті, так і в багатьох галузях промисловості. Сьогодні найбільшою сферою використання ПГ є промислове та комунально-побутове господарство, тобто використання газу як джерела енергії. Тому в умовах неперервного підвищення світових цін на ПГ щораз актуальнішими стають вимоги до його якості як енергоносія [1, 2] та необхідність урахування енергетичної цінності газу при встановленні ціни на нього [3].

Отже, актуальність і проблемність такого питання, як розроблення методики визначення енергетичної цінності природного газу з урахуванням його компонентного складу, фізико-хімічних властивостей та вологості, і зумовили тематику цієї статті.

Аналіз сучасного стану оцінювання якості природного газу як джерела енергії. Найперше зазначимо, що саме поняття “якість” стосовно ПГ не є чітко означеним в чинних сьогодні в Україні нормативних документах (НД). В більшості європейських країн основною якісною характеристикою газу є *число Воббе*, яке є функцією калорійності і відносної густини ПГ. Згідно із чинним стандартом ISO 13686:1998 [4] природні гази розділені за числом Воббе на дві групи (два сорти): Н – газ та L – газ. Для Н – газу межі числа Воббе становлять 48,36 ... 57,87 МДж/м³, а для L – газу – 41,28 ... 47,38 МДж/м³. Своєю чергою, вказані групи поділяються на підгрупи, залежно від яких встановлюється ціна на газ для побутових споживачів. Наприклад, в Німеччині природний газ групи Н поділяють на підгрупи E та E_s, а газ групи L – на підгрупи E₁ та LL, у Франції таких підгруп є вісім – E1, ..., E4 та L1, ..., L4.

В Україні практично єдиним критерієм якості газу сьогодні є його *вологість*, яка в чинних НД [5;6] відображена температурою точки роси газу за вологою (або просто “*точкою роси*”) Q_p , °С і характеризує транспортну кондиційність газу та його здатність забезпечувати безаварійне функціонування систем газопостачання. Також у чинних в Україні НД не передбачена диференціація вимог щодо якості газу залежно від вмісту енергії, яка є різною у газів із різних газових родовищ.

Природний газ, який добувають в Україні, за складовими компонентами можна розділити на три групи [7]:

- із переважним вмістом легких вуглеводнів;
- із підвищеним вмістом фракцій важких вуглеводнів;
- із великим вмістом вуглекислого газу CO_2 (родовища Західної України).

Також необхідно враховувати географічне положення і кліматичні особливості кожного газового родовища:

- більшість родовищ України характеризуються підвищеною вологістю – 0,2 ... 0,8 МДж/м³;
- природні гази родовищ України є висококалорійними – 50 ... 54 МДж/м³;
- наявність у складі газової суміші корозійно-активних компонентів, таких як сірководень H_2S та вуглекислий газ CO_2 , які, окрім негативного впливу на технологічне обладнання, ще й впливають на калорійність газу – перший підвищує число Воббе, а другий – знижує.

Отже, оцінювання якості ПГ як джерела енергії повинно бути комплексним і враховувати співвідношення таких його характеристик: *калорійності (теплотворної здатності), вологості, наявності і кількості негорючих та корозійно-активних компонентів*. Також доцільним є *сортування* газу за якістю і встановлення відповідної *ціни* на газ залежно від його енергетичної цінності. Для цього необхідно насамперед розробити методику об’єктивного оцінювання якості ПГ як джерела енергії і внести відповідні зміни до нормативних документів щодо якості газу.

Мета роботи та основні завдання досліджень. Метою цієї статті є розроблення методики визначення енергетичної цінності природного газу з урахуванням його компонентного складу, фізико-хімічних властивостей та вологості.

Основними завданнями досліджень у цій статті є:

- вибір концепції оцінювання якості природного газу як джерела енергії;
- аналіз впливу фізико-хімічних властивостей природного газу на його енергетичну цінність;
- визначення функціональної залежності між фізико-хімічними властивостями природного газу та визначальним (головним) показником якості ПГ як джерела енергії;
- здійснення експериментального дослідження розробленої методики оцінювання якості природного газу як джерела енергії.

Теоретичні засади методики визначення енергетичної цінності природного газу. Основним показником якості газу, який визначає його енергетичну цінність, є *питома об’ємна теплота згоряння* або *теплотворна здатність газу* H [2]. Її визначають як кількість тепла, яке виділяється в процесі повного згоряння газу в повітрі при сталому тиску $p_{зг}$ і сталій температурі $T_{зг}$, віднесеного до об’єму сухого газу, визначеного за стандартних умов, тобто при тиску $p_c = 0,101325$ МПа і температурі $T_c = 293,15$ К. Розрізняють нижчу та вищу питому об’ємну теплоту згоряння. *Нижчу питому об’ємну теплоту згоряння* H_H визначають за наявності водяної пари в продуктах згоряння газу при температурі $T_{зг}$, а *вищу питому об’ємну теплоту згоряння* H_B – після повної конденсації водяної пари, яка міститься в продуктах згоряння газу при температурі $T_{зг}$. Значення вищої питомої теплоти згоряння природного газу H_B залежить від вмісту у газовій суміші *горючих компонентів* – метану та важких вуглеводнів (пропану, бутану, етану тощо).

Сьогодні в Україні питому об'ємну теплоту згорання ПГ H , МДж/м³ (нижчу H_H та вищу H_B) визначають розрахунковим методом за компонентним складом газу відповідно до вимог ГОСТ 22667-83 [8], а компонентний склад газу – хроматографічним методом відповідно до вимог ДСТУ ISO 6974-1:2007 [9], тобто

$$H_B = \sum_{i=1}^n H_{Bi} \cdot C_i, \quad (1)$$

$$H_H = \sum_{i=1}^n H_{Hi} \cdot C_i, \quad (2)$$

де H_{Bi} та H_{Hi} – відповідно вища та нижча питома об'ємна теплота згорання i -го компонента газу, МДж/м³; C_i – концентрація i -го компонента газу в газовій суміші; n – кількість компонентів складу газу.

Важливість теплотворної здатності газу як його визначальної енергетичної характеристики підтверджується тим, що в більшості країн світу для здійснення розрахунків між споживачем та постачальником газу використовують такий його показник, як *вміст енергії* E , який визначають як добуток об'єму спожитого газу V , м³ на його нижчу питому об'ємну теплоту згорання H_H , МДж/м³, тобто $E = V \times H_H$, МДж.

Розрахунковий метод визначення питомої об'ємної теплоти згорання ПГ, попри свою простоту, має істотні недоліки, оскільки не враховується те, що навіть після осушування газ не є повністю вільним від вологи [10]. Також на вміст енергії E впливають негорючі компоненти газу, які входять до об'єму спожитого газу V .

На підставі наведеного вище аналізу для оцінювання енергетичної цінності ПГ як *визначальний (головний) показник якості газу* доцільно прийняти його *теплотворну здатність*, а всі фізико-хімічні властивості ПГ за характером впливу на його енергетичну цінність можна розділити на дві групи:

- властивості, які *позитивно* впливають на теплотворну здатність газу. До них належить концентрація у газовій суміші *горючих компонентів* – метану та важких вуглеводнів;
- властивості, які *негативно* впливають на теплотворну здатність газу. До них належить наявність *вологи* та концентрація у газовій суміші *негорючих компонентів* – азоту, вуглекислого газу та метилмеркаптану.

Розглянемо функціональні зв'язки між теплотворною здатністю газу та вказаними вище його властивостями.

Методика визначення теплотворної здатності природного газу залежно від його властивостей. Визначення питомої об'ємної теплоти згорання природного газу залежно від його вологості. Повне згорання газу спостерігається тоді, коли в продуктах його згорання немає горючих газових компонентів або компонентів неповного окиснення. Зазвичай, у продуктах згорання газу міститься *водяна пара*, маса якої складається з трьох частин:

- пари, утвореної з вологи, яка міститься в складі самого газу;
- пари, яка утворюється в результаті окиснення компонентів газу, зокрема водню;
- пари, яка вноситься з повітрям, використаним для горіння газу.

Все тепло, яке виділилося в процесі горіння газу, сприймається продуктами згорання і може бути відібране від них та повністю використане тільки за умови охолодження їх до температури Q , нижчої від так званої температури точки роси газу за вологою (або просто "*точки роси*") Q_p , °С, за якої відбувається конденсація водяної пари. Однак на практиці таке глибоке охолодження продуктів згорання газу зазвичай не здійснюється і прихована теплота пароутворення водяної пари, яка міститься в продуктах згорання ПГ, не використовується.

Отже, з урахуванням вищесказаного, нижчу питому об'ємну теплоту згоряння H_H ПГ можна визначити за формулою

$$H_H = H_B - q_{H_2O} \cdot (m_H + m_{H_2O}), \quad (3)$$

де m_H – маса водню у складі газу, кг; m_{H_2O} – маса води у складі газу, кг; q_{H_2O} – питома кількість тепла, необхідного для нагрівання 1 кг води до кипіння та випаровування, МДж/кг.

Розглянемо величини, які входять в формулу (3), з метою її практичного використання. Вищу питому об'ємну теплоту згоряння H_B доцільно визначити розрахунково за формулою (1) згідно з методикою, викладеною в [8]. За умови нагрівання 1 кг води від 273 К до 373 К при тиску $p_c = 0,101325$ МПа питома кількість тепла $q_{H_2O} = 2,51$ МДж/кг [11].

Масу води у складі газу m_{H_2O} , кг визначаємо залежно від його вологості. Концентрацію водяної пари W у природному газі за стандартних умов, тобто при тиску $p_c = 0,101325$ МПа і температурі $T_c = 293,15$ К в г/м³ згідно з ГОСТ 20060-83 [12] залежно від вимірної точки роси газу за вологою Q_p обчислюємо за формулою

$$W = 101,325 \frac{A(Q_p)}{p} + B(Q_p), \quad (4)$$

де $A(Q_p)$ – коефіцієнт залежності вмісту вологи від тиску водяної пари за вимірної точки роси газу за вологою Q_p , г/м³; p – абсолютний тиск досліджуваного газу у вимірній камері, кПа; $B(Q_p)$ – коефіцієнт залежності вмісту вологи від точки роси газу за вологою Q_p і компонентного складу газу, г/м³.

Оскільки абсолютна масова вологість W дорівнює масі водяної пари $m_{пар}$, яка міститься в 1 м³ парогазової суміші (г m_{H_2O} / м³ вологого газу) [10], то за умови, що $V = 1$ м³, $m_{H_2O} = W \cdot 10^{-3}$ кг.

Отже, формула (3) є робочою формулою для визначення нижчої питомої об'ємної теплоти згоряння H_H природного газу з урахуванням його вологості.

Врахування впливу на питому об'ємну теплоту згоряння природного газу негорючих компонентів його складу. Встановлюючи ціни на газ для споживачів, які отримують реальний газ, що містить негорючі компоненти, доцільно ввести поправку для врахування частки цих негорючих компонентів у загальному об'ємі спожитого газу та їх вплив на теплотворну здатність газу.

Цю поправку визначимо із таких міркувань. Кількість тепла, яке виділяється при згорянні будь-якого теплоносія, залежить від його маси, а за відомого об'єму – від густини цього теплоносія [11]. Отже, вищу питому об'ємну теплоту згоряння $H_{B,P}$ реального газу, тобто газу, який містить як горючі, так і негорючі компоненти, можна визначити за такою формулою:

$$H_{B,P} = H_B \left(1 - \frac{r_{н2}}{r_c} \right), \quad (5)$$

де H_B – вища питома об'ємна теплота згоряння, визначена за формулою (1), МДж/м³; $r_{н2}$ – густина частини природного газу, яка складається виключно із негорючих компонентів, кг/м³; r_c – сумарна густина природного газу з урахуванням всіх його компонентів, кг/м³.

Отже, на підставі (3) і (5) *теплотворну здатність* реального природного газу $H_{H,P}$ з урахуванням його вологості та вмісту негорючих компонентів можна визначити за формулою:

$$H_{H,P} = H_B \left(1 - \frac{r_{н2}}{r_c} \right) - q_{H_2O} \cdot (m_H + m_{H_2O}) \quad (6)$$

Значення нижчої питомої об'ємної теплоти згорання (*теплотворної здатності*) ПГ $H_{Н,Р}$, МДж/м³, визначене за формулою (6), реально відображає енергетичну цінність 1 м³ спожитого газу і його можна використати для встановлення ціни за спожитий газ як для побутових, так і для промислових споживачів.

Експериментальне визначення теплотворної здатності природного газу за розробленою методикою. Авторами виконано експериментальні дослідження проб ПГ, відібраних із одного газового родовища упродовж року. У процесі дослідження визначали компонентний склад газу та його вологість.

Визначення компонентного складу здійснювалося у лабораторії з використанням хроматографа типу “Кристалл-2000М”. Вимірювання та опрацювання експериментальних даних здійснювалися за методикою згідно з вимогами, регламентованими у ДСТУ ISO 6974-1:2007 [9] та ГОСТ 22667-82 [8]. На основі отриманих даних обчислені значення вищої питомої об'ємної теплоти згорання газу H_B , густини газової суміші r_c , густини негорючих компонентів $r_{не}$ і теоретичне значення нижчої питомої об'ємної теплоти згорання ПГ $H_{Н,Т}$.

Визначення вологості газу здійснювали конденсаційним методом у лабораторії безпосередньо на газовому родовищі з використанням гігрометра “Харків-2”. Отже, безпосередньо вимірюваною величиною у експерименті була температура точки роси за вологою Q_P , а концентрація водяної пари в газі W залежно від вимірної точки роси газу за вологою Q_P визначена за формулою (4).

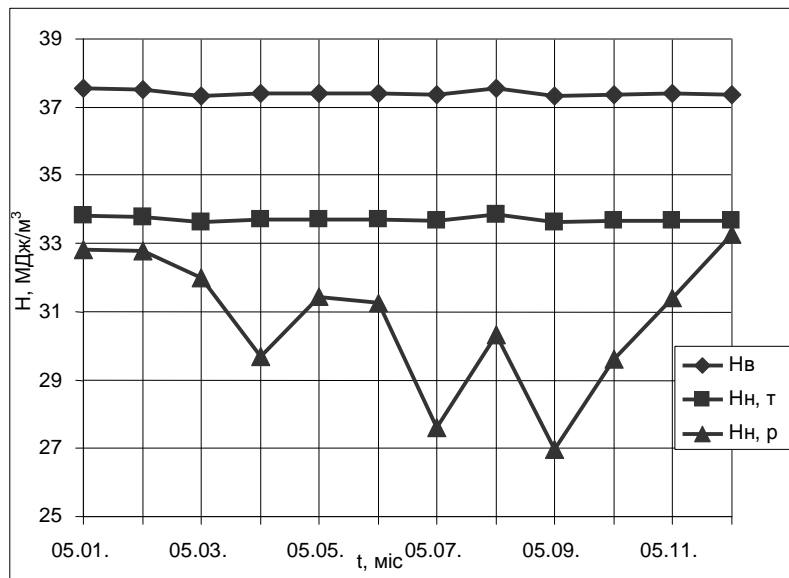
Результати експериментальних досліджень проб ПГ (дані на п'яту добу кожного місяця упродовж року)

t , міс	5.01	5.02	5.03	5.04	5.05	5.06	5.07	5.08	5.09	5.10	5.11	5.12
H_B , МДж/м ³	37,55	37,50	37,34	37,41	37,41	37,41	37,38	37,56	37,33	37,36	37,39	37,37
$H_{Н,Т}$, МДж/м ³	33,84	33,80	33,65	33,71	33,71	33,70	33,68	33,85	33,63	33,67	33,69	33,67
Q_P , °С	-5,7	-5,5	-4,4	-5,2	-4,9	-3,5	-3,8	-2,9	-3,0	-3,8	-3,4	-4,0
W , г/м ³	0,097	0,098	0,105	0,099	0,110	0,119	0,115	0,124	0,123	0,113	0,114	0,112
r_c , кг/м ³	0,685	0,688	0,682	0,688	0,688	0,684	0,684	0,691	0,687	0,685	0,687	0,684
$r_{не} \cdot 10^{-2}$, кг/м ³	0,567	0,627	0,554	0,651	0,627	0,573	0,573	0,551	0,603	0,559	0,581	0,573
$H_{Н,Р}$, МДж/м ³	32,81	32,77	32,01	29,69	31,46	31,27	27,59	30,32	26,97	29,63	31,41	33,28

Значення всіх величин, вказаних у таблиці, зведені до стандартних умов, тобто до тиску $p_C=0,101325$ МПа і температури $T_C = 293,15$ К.

За результатами експериментальних досліджень проб ПГ за формулою (6) визначено значення *реальної теплотворної здатності* газу $H_{Н,Р}$ на п'яту добу кожного місяця упродовж року. Результати експериментальних досліджень газу наведені у таблиці, а зміна вищої питомої об'ємної теплоти згорання газу H_B , *теоретичної* нижчої питомої об'ємної теплоти згорання $H_{Н,Т}$ і *реальної* нижчої питомої об'ємної теплоти згорання (*теплотворної здатності*) газу $H_{Н,Р}$ відображені на рисунку.

Як видно з даних, наведених у таблиці, та з графіків, зображених на рисунку, реальна теплотворна здатність ПГ $H_{Н,Р}$, визначена з урахуванням вологості газу та наявності у його складі негорючих компонентів, істотно відрізняється від теоретичної $H_{Н,Т}$, визначеної за методикою відповідно до ГОСТ 22667-82 [8], навіть за умови, що у досліджуваному газовому родовищі концентрація вуглекислого газу та азоту невелика, а меркаптанова сірка відсутня зовсім.



*Зміна теплотворної здатності природного газу
упродовж року на п'яту добу кожного місяця*

Отже, виконані експериментальні дослідження проб природного газу, взятих із одного газового родовища протягом року, повністю підтвердили теоретичні засади розробленої авторами методики оцінювання якості ПГ як джерела енергії і можливість використання результатів цієї роботи у практичній діяльності газопромислових підприємств при оцінюванні якості природного газу та встановленні відповідної ціни на нього і при розробленні нових НД щодо регламентації вимог до якості ПГ.

Висновки

1. Неухильне зростання світових цін на природний газ ставить підвищені вимоги до його якості як енергоносія та до методики визначення його теплотворної здатності.
2. Розроблена авторами методика визначення теплотворної здатності ПГ як визначального показника його енергетичної цінності з урахуванням вологості газу та наявності у його складі негорючих компонентів дає змогу реально визначити енергетичну цінність спожитого газу.
3. Експериментальні дослідження проб природного газу підтвердили справедливність теоретичних засад розробленої авторами методики оцінювання якості ПГ як джерела енергії і можливість її використання у газовій промисловості України.

1. Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу/ [Стадник Б.І., Мотало А.В., Мотало В.П., Петровська І.С.] // Вимірювальна техніка та метрологія, 2005. – Вип. 65. – С. 81–86. 2. Мотало А.В. Комплексне оцінювання якості природного газу як енергоносія/ Мотало А.В. // Вісник НУ “Львівська політехніка”, 2008. – № 608. – С. 137–142. 3. Лур'є А.І. Перспективи переходу газової галузі України на облік природного газу за його енергетичною цінністю/ Лур'є А.І., Хвостова О.В., Наконечний Я.Б. // Питання розвитку газової промисловості України: Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2008. – Вип. 36. – С. 173–177. 4. International standard Natural gas – Quality designation: ISO 13686:1998. – [Введений 01.01.83]. – Женева: Міжнародна організація зі стандартизації, 1983. – 49 с. 5. Газы горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: ГОСТ 5542-87. – [Дата введения 01.01.88]. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 4 с. – (Государственный стандарт Союза ССР). 6. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови: ТУ У 320.00158764.007-95. – [Чинні від 1996-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1995. – 9 с. (Технічні умови). 7. Козій В.М. Якість газу

родовищ України / Козій В.М., Лур'є А.І., Рубанова І.А. // Питання розвитку газової промисловості України: Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2000. – Вип. 28. – С. 66–68. 8. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе: ГОСТ 22667-82. – [Дата введения 01.07.83]. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 4 с. (Государственный стандарт Союза ССР). 9. Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізування: ДСТУ ISO 6974-1:2007. – [Чинний від 01-10-2008]. – К.: Держстандарт України, 2008. – 24 с. (Національний стандарт України). 10. Мотало А.В. Методи і засоби гігрометрії природного газу/ Мотало А.В., Мотало В.П. // Вимірювальна техніка та метрологія, 2006. – Вип. 66. – С. 210–219. 11. Щетинков Е.С. Физика горения газов / Щетинков Е.С. – М.: Наука, 1965. – 740 с. 12. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги: ГОСТ 20060-83. – [Дата введения 01.07.84]. – М.: Издательство стандартов, 1983. – 16 с. (Государственный стандарт Союза ССР).

УДК 621.32;536.2

Ю.В. Яцук¹, Р.П. Дяк²

¹Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра комп’ютеризованих систем автоматики’;

²Лабораторія вимірювальної техніки ЛКП “Залізничнетеплоенерго”

КОРИГУВАННЯ ТЕМПЕРАТУРНИХ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ МІР ОПОР

© Яцук Ю.В., Дяк Р.П., 2010

Аналіз метрологічних властивостей способів коригування температурних залежностей опору зразкових мір на основі пасивних елементів показав їх велику працездатність. Запропонована структура з використанням операційних підсилювачів спрощує процес коригування та уможливорює підвищення його точності.

The metrological properties analyses of the correction methods of resistance standard measure temperature dependence which based on passive scheme elements were done in this paper. Disadvantages of such correction methods was showed also. The active resistance measure by med modern operational amplifier were designed too. The operational amplifier nonideality additive parameters produce negligible errors of resistance measure was analyzed too.

Похибка вимірювання або ж відтворення електричного опору визначається передусім похибками масштабувальних резисторів [1–6]. Особливо відчутним вплив масштабувальних резисторів є під час вимірювання температури цифровими терморезистивними термометрами (ЦТ), особливо якщо зміна його інформативного вхідного параметра $\Delta R_{\theta} = R_{\theta} - R_0$ є співмірною або й набагато меншою від початкового значення опору R_0 термоперетворювача опору (ТО), де R_{θ} – значення опору ТО за температури θ . Під час метрологічної перевірки теплолічильників виконують випробування теплообчислювача з імітацією опорів R_{θ} ТО двома багатозначними мірами (магазинами) опору [7]. Наприклад, під час метрологічної перевірки межа допустимих значень