

еталонний для динамічного тарування довгобазових тензорезисторів. Пропонується аналітичний підхід для визначення зміни напруги ємнісного перетворювача за ударного навантаження.

1. Field J.E., Walley S.M., Proud W.G., Goldrein H.T., Siviour C.R. Review of experimental techniques for high rate deformation and shock studies. *International journal of impact Engineering*. – № 30. – 2004. – P. 725–775. 2. Матис И.Г. Электроемкостные преобразователи для неразрушающего контроля. – Рига: Знание, 1982. – 302 с. 3. Дейвис Р.М. Волны напряжений в твёрдых телах. – М.: ИЛ, 1955. – 102 с. 4. Белл Дж. Ф. Экспериментальные основы механики деформируемых твердых тел. Ч. 1. – М.: Наука, 1984. – 597 с. 5. Сіверс С. Вимірювання деформацій в імпульсному режимі // Математичні проблеми механіки неоднорідних структур. – Львів, 2000. – Т. 2.– С. 267–269. 6. Форейт Й. Емкостные датчики незлектрических величин. – М.: Энергия, 1966. – 160 с. 7. Степанов Г.В., Ващенко А.П. Методика измерения деформаций в стержнях емкостным тензодатчиком // Проблемы прочности. – № 12. – 1975. – С. 104–105. 8. Commerford G.L. and Whittier J.S.. Uniaxial-strain wave-propagation experiments using short-tube loading // *Experimental Mechanics*. – 1970. – Vol. 10, № 3. – P. 120–126. 9. Логинов В.Н. Электрические измерения механических величин. – М.: Энергия, 1976. – 104 с. 10. Патент України. Пристрій для динамічного градування тензорезисторів / І.Я. Підстригач, С.Р. Сіверс. – 25.12.1997. – № 19120.

УДК 681.121: 543.544-032.31: 665.72.033

І.С. Крук, О.М. Химко*

ДК “Укртрансгаз”, м. Київ

*Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових і хімічних процесів

НОВІ АСПЕКТИ ПІД ЧАС ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОЇ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

© Крук І.С., Химко О.М., 2007

Проаналізовано процес визначення компонентного складу природного газу та його питомої теплоти згоряння. Запропоновано методи врахування дійсної концентрації усіх компонентів природного газу під час визначення питомої теплоти згоряння.

The process of defining natural gas composition and its specific heat of combustion is analyzed. Methods for taking into account the actual concentrations of all natural gas components during defining specific heat of combustion are proposed.

Постановка проблеми. Для вимірювання витрати та кількості природного газу необхідно додатково знати ще й його компонентний склад, який визначають хроматографічним методом [1]. За результатами аналізу розраховують питому теплоту згоряння (ПТЗ), густину газу в стандартних умовах вимірювання (СУВ), відносну густину та число Воббе [2].

Сьогодні достовірність отриманих результатів під час визначення компонентного складу хроматографічним методом є надзвичайно важлива.

При використанні лабораторних і потокових хроматографів визначають концентрацію в молярних (частках) процентах (мол. %) або об’ємних (частках) процентах, приведених до стандартних умов вимірювання (об.%) таких основних компонентів, як метану, інших вуглеводнів від С₂ до С₆, азоту, вуглекислого газу та кисню.

Природний газ можна вважати сухим, якщо молярна частка парів води не перевищує 0,00005 (0,005 мол. %) [3].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Для сухого природного газу молярну концентрацію метану в % визначають як різницю

$$x_{CH_4}^C = 100 - \sum_{i=1}^m x_i, \quad (1)$$

де x_i – молярна концентрація i -компонентів природного газу (крім метану).

Відомо, що із-за обмеженої чутливості детектора з теплопровідності хроматографа, багато компонентів виявити неможливо. Під час розрахунків повинні бути враховані усі компоненти природного газу, молярна частка яких має перевищувати 0,00005 [3].

Цілі статті. Відповідно до поставленої проблеми цілями статті є дослідження врахування дійсного компонентного складу природного газу, в тому числі і сухого з певним вмістом парів води, під час розрахунку питомої теплоти згоряння.

Виклад основного матеріалу дослідження. Враховуючи вищенаведене, можна уточнити, записавши (1) як

$$x_{CH_4}^C = 100 - \sum_{i=1}^m x_i - \sum_{j=1}^n x_j, \quad (2)$$

де x_j – молярна концентрація j -компонентів, значення яких визначити не можна.

Є очевидним той факт, що у природному газі, який відбирають для аналізу, присутні завжди пари води. Перед тим, як проводити аналіз природного газу, його попередньо пропускають через осушувач (наприклад, хлористий кальцій), у якому газ вивільняється від наявних парів води, а вже потім поступає на вхід хроматографа. Та частина парів води, яку поглинає осушувач, є нічим іншим як концентрацією парів води у газі, однак в (1) і (2) її не враховують, вважаючи поданий газ на аналіз сухим.

Виділивши із (2) концентрацію парів води з газу, дістанемо [4]

$$x_{CH_4}^C = 100 - \sum_{i=1}^m x_i - \sum_{j=1}^n x_j - x_{H_2O}, \quad (3)$$

де x_{H_2O} – молярна концентрація парів води.

Під час видобування природного газу газовидобувними підприємствами та подачі його у магістральні газопроводи для забезпечення допустимого вмісту парів води у газі використовують (або не використовують) установки підготовки газу (УПГ) або установки комплексної підготовки газу (УКПГ) як абсорбента, в яких дуже часто застосовують етиленгліколі, а для попередження утворення гідратних пробок – також метиловий спирт (метанол). У такому технологічному циклі є очевидним, що газ додатково насичується парами етиленгліколів і метанолу та під час аналізу таких проб газу є можливими невраховані відповідно концентрації парів як етиленгліколів, так і метанолу. У цьому випадку (3) можна доповнити, виділивши концентрації парів етиленгліколів і метанолу відповідно:

$$x_{CH_4}^C = 100 - \sum_{i=1}^m x_i - \sum_{j=1}^n x_j - x_{H_2O} - x_{EG} - x_{MET}, \quad (4)$$

де x_{EG} і x_{MET} – молярна концентрація парів етиленгліколю і метанолу.

Концентрацію парів води x_{H_2O} після абсорбції в газі визначають, враховуючи відомий середній вмісту води в етиленгліколі та значення температури газу. У табл. 3 [4] наведені числові значення концентрацій парів води, що містить газ на виході УПГ чи УКПГ за відомого середнього вмісту води в діетиленгліколі та температури газу.

Станом на сьогодні сумарна концентрація парів води, етиленгліколю та метанолу у вигляді залишку ($x_{H_2O} + x_{EG} + x_{MET}$), а також сума концентрацій $\sum_{j=1}^n x_j$, яка не може бути визначена із-за

застосування такого методу аналізу під час аналізу природного газу з використанням хроматографічного методу, не враховуються. Окремо і методично непередбачене визначення цих

сум концентрацій [$\sum_{j=1}^n x_j + x_{H_2O} + x_{EG} + x_{MET}$]. Однак усі вони є вже враховані при нормалізації до

100 % сум молярних концентрацій компонентів природного газу.

Відповідно до допустимих технічних вимог та норм [5] у природному газі можуть бути присутні ще й сірководень і меркаптанова сірка, масові концентрації яких відповідно не повинні перевищувати значень 0,02 і 0,036 г/м³.

При визначенні питомої теплоти згоряння (вищої та нижчої) застосовують два основні методи: розрахунковий і прямий.

Розглянемо ці два основні методи визначення (ПТЗ) детальніше.

За розрахунковим методом теплоту згоряння (вищу та нижчу) Q визначають за формулою

$$Q = \sum_{i=1}^m Q_i x_i, \quad (5)$$

де Q_i – питома теплота згоряння (вища та нижча) i -го компонента газу.

У калориметрах прямим методом визначають об'ємну теплоту згоряння (вищу та нижчу). У цьому випадку під час спалювання в калориметрі природного газу можливі такі варіанти визначення та подання об'ємної теплоти згоряння, зокрема:

а) газ у калориметрі попередньо насичують парами води, далі його спалюють, а результат визначення подають таким, що відповідає стану насичення парів води в газі;

б) газ на вході не сушать, у калориметрі він згоряє із дійсним вмістом парів води, а результат визначення подають як такий, що відповідає сухому газу;

в) газ із дійсним вмістом парів води попередньо на вході висушують, у калориметрі газ згоряє вже із нижчим вмістом парів води після його осушення, а результат визначення подають як такий, що відповідає сухому газу.

При використанні лабораторних і потокових хроматографів визначають концентрацію усіх компонентів у молярних процентах (мол. %) або об'ємних процентах, приведених до стандартних умов вимірювання (об. %), причому газ із дійсним вмістом парів води попередньо на вході висушують хлористим кальцієм і газ у хроматографах аналізують із заниженим вмістом парів води після його осушення, а результати визначення компонентного складу наводять як для сухого газу.

Для реального газу можна записати рівняння

$$PV_m = K(T, P) RT, \quad (6)$$

де P і T – абсолютний тиск і температура газу; V_m – об'єм одного моля газу; R – молярна стала газу; $K(P, T)$ – коефіцієнт стискуваності природного газу.

Якщо врахувати стандартні умови згоряння природного газу у калориметрах як такі, що відповідають T_3 і P_3 , то в (6) коефіцієнт стискуваності необхідно розраховувати за вказаних параметрів.

Згідно з теорією статистичної фізики, основне рівняння для визначення $K(T, P)$ із (6) можна подати у вигляді ряду

$$K(T, P) = 1 + \frac{B(T)}{V_m} + \frac{C(T)}{V_m^2} + \dots + \frac{L(T)}{V_m^{(q-1)}}, \quad (7)$$

де $B(T)$, $C(T)$ і $L(T)$ – другий, третій, ..., q -й віріальні коефіцієнти, які є функцією температури T і складу газу, але не є залежні від тиску P і враховують відповідно вплив на коефіцієнт стискуваності молекулярної взаємодії двох, трьох тощо частин.

Рівняння (7) можна обмежити до другого члена без втрат точності, тому

$$K(T, P) = 1 + \frac{B(T)}{V_m}, \quad (8)$$

або з урахуванням (6):

$$K(T, P) = 1 + \frac{B(T)P}{K(T, P)RT}. \quad (9)$$

Рівняння (9) як квадратичне можна розв'язати, знаючи віріальні коефіцієнти $B(T)$ природного газу.

Для розрахунку коефіцієнта стискуваності $K(P_3, T_3)$ доцільно використовувати формулу [3]

$$K(T_3, P_3) = 1 - \left[\sum_{i=1}^N x_i \sqrt{b_i} \right]^2, \quad (10)$$

де \sqrt{b} – коефіцієнти сумування.

Молярні маси M_i , коефіцієнти стискуваності K та коефіцієнти сумування \sqrt{b} для основних компонентів природного газу за стандартних умов вимірювання ($T_c = 293,15$ К (20 °С), $P_c = 101,325$ кПа) наведені у таблиці [3].

Молярні маси, коефіцієнти стискуваності та коефіцієнти сумування для основних компонентів природного газу за стандартних умов вимірювання

Компонент	Значення M_i , кг·кмоль ⁻¹	K	\sqrt{b}
Метан	16,043	0,9981	0,0436
Етан	30,070	0,9920	0,0894
Пропан	44,097	0,9834	0,1288
н-Бутан	58,123	0,9682	0,1783
н-Пентан	72,150	0,9450	0,2345
н-Гексан	86,177	0,9190	0,2846
н-Гептан	100,204	0,8760	0,3521
н-Октан	114,231	0,8170	0,4278
н-Нонан	128,258	0,7350	0,5148
н-Декан	142,285	0,6230	0,6140
Водень	2,015 9	1,0006	– 0,0051
Вода	18,015 3	0,9520	0,2191
Сульфід водню	34,082	0,9900	0,1000
Монооксид вуглецю	28,010	0,9996	0,0200
Гелій	4,002 6	1,0005	0,0000
Неон	20,179 7	1,0005	0,0000
Аргон	39,948	0,9993	0,0265
Азот	28,013 5	0,9997	0,0173
Кисень	31,998 8	0,9993	0,0265
Діоксид вуглецю	44,010	0,9947	0,0728
Діоксид сірки	64,065	0,9800	0,1414

Значення молярної теплоти згоряння основних компонентів природного газу за стандартних умов згоряння для ідеального газу наведено в [3].

Перспективою подальших досліджень є розроблення методики розрахунку питомої теплоти згоряння, створення алгоритмів і програм для обчислювачів витратомірів змінного перепаду тиску.

Висновки: 1. При визначенні компонентного складу газу з використанням лабораторних і потокових хроматографів необхідно враховувати дійсну концентрацію парів води у газі та концентрацію парів води після висушування газу від парів води і подачею його для аналізу у хроматографи.

2. При визначенні ПТЗ у калориметрах необхідно враховувати відповідно концентрацію парів води у стані насичення або дійсну концентрацію парів води у газі, або концентрацію парів води після висушування газу від парів води перед подачею його у калориметр.

3. Якщо усі фактори та концентрація парів води у газі будуть відомі, то можна розрахувати значення ПТЗ і привести їх до стандартних умов вимірювання саме для сухого природного газу,

врахувавши також і методику визначення коефіцієнта стискуваності за стандартної температури згорання газу за формулою (10).

4. Значення концентрації парів води у стані насичення можна визначити, вимірявши температуру газу з подальшим розрахунком густини парів води у стані насичення за відомими аналітичними залежностями або таблицями залежно від температури газу.

5. Значення дійсної концентрації парів води та концентрації парів води після висушування газу від парів води перед подачею його у калориметр або хроматограф можна визначити, вимірявши температуру точки роси по воді.

6. За виміряними значеннями температури точки роси по воді визначають за відомими таблицями вміст парів води у газі.

7. Доцільно при визначенні компонентного складу газу, вимірюванні витрати та об'єму газу прийняти за стандартні умови вимірювання значення абсолютної температури $T_c = 273,15$ К і абсолютного тиску $P_c = 101,325$ кПа.

1. ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 20 с.
2. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 5 с.
3. ISO 6976:1995. Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition.
4. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 16 с.
5. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 4 с.

УДК 621.363.6

І.С. Литвин

Тернопільський національний економічний університет,
кафедра автоматизованих систем і програмування

ВПЛИВ ПЕРВИННИХ ПЕРЕТВОРЮВАЧІВ ОПТИЧНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ ТА ЇХ ХАРАКТЕРИСТИК НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ОБРОБКИ ЗОБРАЖЕНЬ

© Литвин І.С., 2007

Наведено результати аналізу впливу первинних перетворювачів та їх характеристик на ефективність попередньої обробки зображень, визначено принципи побудови оптоелектронних вимірювальних перетворювачів (ОЕВП), які уможливають здійснювати не лише перетворення оптичних сигналів в електричні, але і функції попередньої обробки інформації, та проаналізовано основні особливості їх функціонування в складі первинного перетворювача.

Analysis of primary sensor descriptions influencing on efficiency of the previous image processing are presented. Principles of optoelectronics informative sensors construction, which allow them make not only transformation of visual optical signals into electric but also functions of previous processing of information realize and the basic features of their functioning are determined.

Постановка проблеми. Використання ОЕВП в автоматизованих системах управління (АСУ) є однією із істотних тенденцій розвитку сучасних технічних засобів інформатизації [1]. Промислова реалізація оптоелектронних методів і засобів сприйняття та попередньої обробки інформації є перспективним напрямком комплексної модернізації існуючих і підвищення інформативності