

Запропонований новий підхід щодо кількісної оцінки середньозважених похибок ПЛГ, які базуються на статистичних даних результатів повірки ПЛГ, відкриває практичні напрями для реалізації нового об'єктивного підходу щодо оцінювання технічного стану ПЛГ в умовах експлуатації. Числове значення середньозваженої комплексної статистичної похибки також може бути критерієм для об'єктивного оцінювання передремонтного технічного стану ПЛГ.

Література

1. Середюк О.Є. Експериментальні дослідження і моделювання метрологічних характеристик побутових лічильників газу / О.Є. Середюк, Б.І. Прудніков, В.С. Вошинський, Т.В.Лютенко //Всеукраїнська семінар-нарада «Облік природного газу та метрологія» , 21-25 вересня 2015р., Одеса: збірка доповідей. – Київ: НАК «Нафтогаз України». – 2015. – С.24 – 27.
2. Лічильники газу мембранні. Загальні технічні умови. ДСТУ EN 1359:2006 (EN 1359:1998, IDT). – [Чинний від 2007-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2007. – IV, 45 с.

УДК 681.121.83

НОРМАТИВНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

О.Є. Середюк, Н.М. Малісевич

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, feivi@nung.edu.ua*

Враховуючи сучасні тенденції зростання цін на енергоносії, в тому числі і на природний газ актуальнішими стають вимоги до його якості. Вимоги до якісних характеристик природного газу, а також підходи до їх визначення в Україні відрізняються від закордонних, насамперед країн ЄС.

Згідно з чинним нормативним документом України [1] якість продукції характеризується сукупністю характеристик продукції, які стосуються її здатності задовольняти встановлені і передбачені потреби. Стосовно природного газу, то його якість визначається компонентним складом, який формує основні споживчі характеристики газу. З 1987 року, в т.ч. в Україні, на сьогодні чинним є міждержавний стандарт [2], який визначає фізико-хімічні характеристики природного газу, найважливішими серед яких є теплота згорання та число Воббе, що характеризує можливість взаємозаміни природного газу. На відміну від іноземного стандарту [3] і гармонізованого з європейським стандартом [4] у [2] не регламентовані значення відносної густини природного газу, метанового числа, а також вмісту у ньому метану, азоту та водяної пари. Водночас в [3] вже нормуються значення відносної густини в діапазоні (0,555 – 0,680), об'ємний вміст метану не менше ніж 80 %, азоту і вуглекислого газу разом – не більше 10 %.

Визначення компонентного складу природного газу в Україні та за кордоном відбувається шляхом хроматографічного аналізу. Нормативний документ [5] конкретизує вимоги, яким має відповідати аналітичний метод для повного та розширеного аналізу природного газу. Останній дає змогу кількісно виміряти вміст не тільки окремих компонентів, але і гексанової вуглеводневої фракції та обчислити на цій базі фізичні властивості газу. Незважаючи на те, що вищі вуглеводні впливають на зміну теплоти згорання та густини, менше ніж на 0,3 % та 0,004 % відповідно, їх потрібно виявляти для оцінювання долі гексанової фракції.

Нормативний документ [6], що складається з шести частин, описує методи аналізування природного газу із заданими рівнями невизначеності. Цей підхід зручний для обчислення теплотворної здатності та інших адитивних фізичних властивостей газу із певною невизначеністю. Перша частина надає настанови щодо аналізування природного газу для визначення молярних часток його головних компонентів. У другій частині задані характеристики вимірювальних систем і статистичний підхід до оброблення даних, а також обчислення помилок для визначення невизначеностей у молярних часток компонентів газу. Третя і подальші частини документа містять

опис різних методик проведення спеціалізованих аналізів, які можуть бути застосовані тільки з урахуванням вимог першої та другої частин міждержавного стандарту.

За кордоном застосовують нормативний документ [7], який в Україні є гармонізованим з [5] і стосується методу оцінки ефективності аналітичних систем, призначених для аналізу природного газу. Оцінка ефективності конкретизує методики досліджень, які можуть повинні бути застосовані до вибраної аналітичної системи, включаючи метод, обладнання і відбір проби.

Теплота згорання природного газу в Україні згідно з [2] не повинна бути меншою, ніж 31,8 МДж/м³ (за температури 20 °С та абсолютного тиску 101325 Па). В Європі згідно з стандартом [8] природний газ поділяють на три групи L, E і H за числом Воббе відповідно від 39,1 до 54,7 МДж/м³, але за температури 15 °С та абсолютного тиску 101325 Па. При цьому газові прилади також поділяються на категорії, що визначаються відповідно до типу газу і тиску, для яких вони призначені. В кожній країні, відповідно до місцевих умов газопостачання (компонентний склад газу і його тиск), повинні використовуватися тільки рекомендовані категорії приладів, які функціонують на газі певних груп. Це в свою чергу забезпечує правильне їх функціонування і запобігає виникненню позаштатних ситуацій при роботі газового обладнання.

В Україні нормативними документами регламентовано визначення теплоти згорання двома способами: розрахунковим [9, 10] і за результатами спалювання газу [11, 12]. Найбільш поширеним є метод [9, 10], що базується на використанні даних про компонентний склад природного газу, отриманих за допомогою хроматографічного аналізу.

Згідно з [11] теплоту згорання визначають шляхом спалювання в калориметрі вимірюного об'єму газу і вимірюванні тепла, яке виділяється при цьому. На основі отриманих даних розраховують вищу теплоту згорання природного газу.

Прямий метод визначення питомої теплоти згорання природного газу за [12] полягає у спалюванні в калориметричній бомбі (при постійному об'ємі) в середовищі стиснутого кисню певного об'єму газу і визначенні кількості тепла, яке виділяється при його згоранні.

Не менш важливим якісним показником природного газу є метанове число [16], яке характеризує здатність газу до згорання без детонації. Велике метанове число означає високу стійкість до детонації, яка, в свою чергу, означає високу ефективність, і більш низькі викиди CO₂ при згоранні. Газ із надто низьким метановим числом може привести до пошкодження двигуна внутрішнього згорання або привести до втрат в ефективності його застосування.

Важливим якісним параметром природного газу є його вологість. При високій вологості газу може утворюватися конденсат на внутрішніх поверхнях газового обладнання, що є джерелом таких проблем, як зниження пропускної здатності, корозії металу, утворення кристалогідратів та інших, а також зменшення нижчої теплоти згорання, що як наслідок, приводить до збільшення його споживання нагрівальними приладами для досягнення однакової ефективності обладнання.

В Україні є чинним стандарт [13], який визначає три методи для визначення кількості водяної пари та точки роси вологи: конденсаційний, електролітичний та абсорбційний. В той же час в Європі застосовують стандарт [14], який описує метод визначення кількості води в природному газі під тиском більшим, ніж 1 МПа. Також метод підходить для аналізу газу, що містить гідроген сульфід з вмістом води 10 мг/м³ або більше. Серія європейських стандартів [15] описує процес визначення кількості води в природному газі кулонометричним методом, який полягає у титруванні дослідного зразка розчином Карла Фішера, відповідно до абсорбційного методу [13].

Найбільш актуальним, на наш погляд на сьогоднішній день, критерієм якості природного газу є оцінювання його енергетичної цінності [17], про що свідчать останні результати профільних нарад у сфері метрології та обліку природного газу за сприяння і організації НАК «Нафтогаз України».

З проведеного аналізу слід відмітити необхідність впровадження і дотримання сучасної української нормативної бази в сфері якості природного газу, яка повинна бути гармонізованою з європейськими нормами, з метою досягнення сучасних вимог щодо забезпечення якісних характеристик природного газу, а також збільшення при цьому точності їх визначення для покращення обліку природного газу.

Літературні джерела

1. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення: ДСТУ 2925-94. – [Чинний від 1996-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1995. – 32 с.
2. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения: ГОСТ 5542-87. – [Введен с 1988-01-01]. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 3 с. – (Межгосударственный стандарт).

3. Specification for general purpose natural gas: AS 4564-2005. Published by Standards Australia, GPO Box 476, Sydney, NSW 2001, Australia, ISBN 0 7337 6880 64.
4. Natural gas. Quality designation: ISO 13686:2013. [Чинний від 2013-06]. – 48 p.
5. Природний газ. Розширений аналіз. Метод газової хроматографії: ДСТУ ISO 6975:2012. [Чинний від 2013-07-01]. – К.: Мінекономрозвитку України, 2013 – 24 p.
6. Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії: ДСТУ ISO 6974-1...5:2007. – [Чинний від 2008-10-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2008.
7. Natural gas. Performance evaluation for analytical systems: ISO10723:2012. [Чинний від 2012-12]. – 32 p.
8. Test gases. Test pressures. Appliance categories: EN 437:2003. [Чинний від 2003-05]. – 39 p.
9. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе: ГОСТ 22667-82. – [Введен с 1983-07-01]. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 3 с. – (Межгосударственный стандарт).
10. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1-96. – [Введен с 2000-01-01]. – К.: Госстандарт Украины, 1999. – 16 с. – (Межгосударственный стандарт).
11. Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром: ГОСТ 27193-86. – [Введен с 1988-01-01]. – М.: Стандартиформ, 2006. – 9 с. – (Межгосударственный стандарт).
12. Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания: ГОСТ 10062-75. [Введен с 1976-07-01]. – М.: Стандартиформ, 2006. – 19 с. – (Межгосударственный стандарт).
13. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги: ГОСТ 20060-83. – [Чинний від 1984-07-01]. – М.: ИПК издательство стандартов, 2004. – 12 с.
14. Natural gas. Determination of water content at high pressure: ISO 11541:1997. – [Чинний від 1997-02]. – 8 p.
15. Natural gas. Determination of water by the Karl Fischer method: ISO 10101-1...3:1993. – [Чинний від 1993-09].
16. Natural gas. Calculation of methane number: ISO/TR 22302:2014. – [Чинний від 2014-07]. – 11 p.
17. Природний газ. Визначення енергії: ДСТУ ISO 15112:2009. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 48 с. – (Національний стандарт).

UDK 621.6.05

USE OF HOT WATER FOR HEATING HIGH VISCOSITY OIL AND PETROLEUM PRODUCTS IN TANKS

A. Anderson

Odesa National Academy of Food Technologies, Kanatna str. 112, Odesa, Ukraine

e-mail: ayanderson1992@gmail.com

There is a problem of heating fuel oil and high viscosity oil in tanks. Dark oil products (fuel oil, VGO) entering the tanks at a temperature of 60-70°C, which must be maintained constant for shipment of petroleum products. This high temperature due to the high pour point, which can reach 40°C. In order to prevent freezing of petroleum products at its pumping, it should be heated

Today, most of oil terminals in Ukraine are used to heat the oil in tank by steam. The main problem for these companies is outdated transportation systems of steam, which is not using high temperature condensate formed after condensation of steam in the heat exchanger. To collect and transport the condensate it is necessary to design system of returning and using of condensate, which is quite expensive at the present time.