

УДК 620.93

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ У СПОЖИВАЧІВ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО СЕКТОРУ

І. Петришин, доктор технічних наук, професор, головний науковий співробітник,
Т. Присяжнюк, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник,
О. Бас, кандидат технічних наук, науковий співробітник,
 ДП «Івано-Франківськстандартметрологія»

Описано проблему відбору представницької проби природного газу з трубопроводів низького тиску у споживачів комунально-побутового сектору. Представлено розроблені спеціалізований пробовідбірник поршневого типу та методику проведення відбору проби. Проаналізовано процес визначення теплоти згоряння непрямым методом з урахуванням впливу теплоти згоряння сірководню, меркаптани та вологості газу і негорючих компонентів, які містяться в ньому. Досліджено, що зміна потужності газоспоживального обладнання пов'язана зі зміною надлишкового тиску в будинковому трубопроводі.

It is describes the problems of selection of a representative sample of the natural gas pipelines of low pressure at the consumer household sector, presented developed a specialized sampler piston type and the method of sampling. The processes determining the calorific value indirect method with the influence of the heat of combustion of hydrogen sulfide, mercaptan, moisture and non-combustible gas components are contained therein. It is proved that the change of power gas consumption equipment is connected with the change of the overpressure in the pipeline houses.

Ключові слова: представницька проба газу, поршневий пробовідбірник, теплотворна здатність, хроматограф.

Keywords: representative gas sample, piston sampler, calorific value, chromatograph.

У ситуації, що склалася щодо цінової політики за сплату комунальних послуг населенням, у тому числі такого енергоносія як природний газ, першочерговим завданням газопостачальних (газозбутових) організацій є забезпечення його кількісних та якісних показників. Нарікання населення на його теплотворну здатність (калорійність) небезпідставні, у першу чергу в зв'язку з тим, що до газових мереж надходить природний газ із різних джерел: з газотранспортних магістралей, підземних газових сховищ, газовидобувних родовищ тощо, — і його калорійність може змінюватися в широких межах. Відповідно, для опалення однакових приміщень або підігрівання води в них може витрачатися його різний об'єм, адже газу з нижчим значенням теплотворної здатності необхідно спожити більше.

Відзначимо, що в Україні затверджений в установленому порядку і діє від 12 січня 2015 року відповідний «Порядок відшкодування збитків, завданих споживачеві природного газу внаслідок порушення газопостачальним підприємством Правил надання населенню послуг із газопостачання» [1]. Згідно з цим документом споживач має право звернутися з відповідною скаргою відносно неякісного постачання природного газу і отримати певну компенсацію. Газопостачальне підприємство зобов'язано забезпечити проведення перевірки величини надлишкового тиску та/або якісних показників газу відповідно до вимог цього порядку. Величину надлишкового тиску газу перевіряють перед газовими приладами споживача в години максимального



І. Петришин



Т. Присяжнюк



О. Бас

його споживання. Мінімальний надлишковий тиск газу перед газовими приладами, пристроями повинен становити не менше мінімально допустимого значення, що передбачено нормативними документами та нормативно-технічними актами на газоспоживальні прилади (пристрої). Якщо надлишковий тиск газу або його якісні характеристики менші від мінімально допустимих величин, зазначених у нормативних документах та нормативно-технічних актах на газоспоживальні прилади, плата за газопостачання з дня подання заяви до дня відновлення подавання газу зі значеннями надлишкового тиску та якісних характеристик, більшими за мінімально допустимі, не здійснюється.

За технічними угодами між газотранспортними (газовидобувними) та газопостачальними організаціями регулярно здійснюють відбір проб газу для оцінки його якісних показників в акредитованих відомчих лабораторіях ПАТ «Укртрансгаз» або газорозподільних організацій. Як правило, відбір проб здійснюється типовими пробовідбірниками на спеціально обладнаних для такої мети дільницях газорозподільних станцій (ГРС) чи газорозподільних пунктів (ГРП). Разом з тим, під час транспортування газу місцевими мережами безпосередньо до населення, його якісні показники можуть суттєво змінюватися, особливо його теплота згоряння. Адже не секрет, що в «години пік», коли кондиційного газу не вистачає або його потрібно зекономити, газозбутові організації мають змогу закачувати низькокалорійний, технологічно не підготовлений газ з місцевих родовищ з підвищеною вологістю, наявністю в ньому негорючих компонентів, таких як азот N_2 чи вуглекислий газ CO_2 , парів етиленгліколю і метанолу, які застосовують в установках підготовки газу для попередження утворення гідратних пробок, або ж змінювати параметри роботи газопроводів, особливо ця процедура має сенс за зниження надлишкового тиску. Окрім того, відібрана безпосередньо у споживача проба газу буде представницькою, оскільки у подальшому для аналізування вона не повинна проходити відповідну підготовку, в тому числі й осу-

шування, як це передбачено [2]. Отже, реальна теплота згоряння газу, відібраного для аналізування безпосередньо у споживача, не відповідатиме задекларованій газотранспортною чи газопостачальною організацією.

Відповідно постає серйозна об'єктивна потреба кваліфікованого відбору проби газу у споживача. Зокрема, у [3] відзначено проблему відсутності технічної можливості проведення вимірювання фактичного значення теплоти згоряння безпосередньо у кінцевого споживача. Потрібно відзначити, що на ГРС та ГРП є спеціально обладнані місця на трубопроводах з передбаченою можливістю здійснення відбору проби газу за допомогою типового балона-пробовідбірника. У споживача ж здійснити відбір проби аналогічним способом достатньо складно з декількох об'єктивних причин. По-перше, необхідно здійснювати втручання у систему трубопроводів постачання газу, тобто встановлювати пробовідбірник послідовно із газоспоживальним обладнанням. По-друге, в газопроводах для подавання газу в комунально-побутову сферу, тобто населенню, передбачений лише низький надлишковий тиск з максимальним значенням 3 кПа [4], а на вхід хроматографічного обладнання, для адекватного проведення аналізу компонентного складу, газ необхідно подавати за значно більшого надлишкового тиску.

Після проведеного аналізу наявних способів здійснення відбору проби газу у споживача встановлено, що для газопроводів з низьким надлишковим тиском у переважній більшості використовують пробовідбірники двох типів: скляну колбу та балон з рухомих поршнем [5]. Застосування скляної колби як пробовідбірника передбачає обережне поводження з ним та певні обмеження за проведення відбору проби газу у побутового споживача, окрім того, в цілому його застосування не вирішує проблеми низького надлишкового тиску в пробовідбірнику. В ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» на основі типового пробовідбірника — балона з рухомих поршнем розроблено конструкцію універсального пробовідбірника з можливістю його застосування

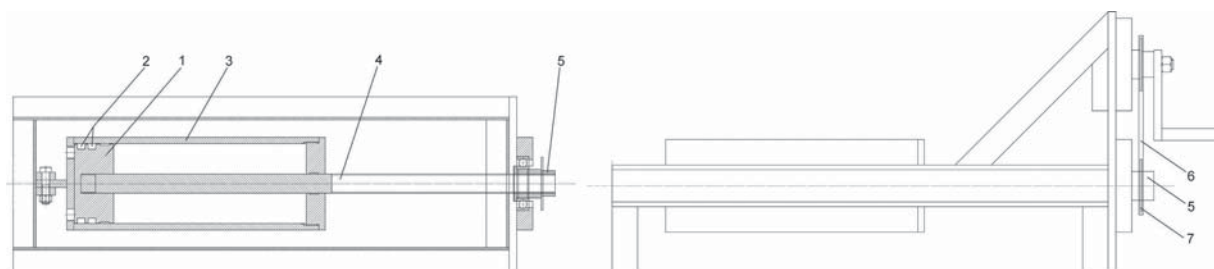


Рис. 1. Схематичне зображення поршневого пробовідбірника.

Fig. 1. Schematic representation piston sampler.

для газопровідних мереж з різними значеннями надлишкового тиску. Розроблення такого універсального пробовідбірника спеціальної конструкції має на меті здійснення відбору представницької проби газу безпосередньо у споживача та забезпечення споживачів від недостовірного обліку та неякісного постачання енергоресурсів. На рис. 1 представлено схематичне зображення поршневого пробовідбірника.

Конструктивно пробовідбірник є гідравлічним циліндром односторонньої дії. Його конструкція передбачає використання поршневого розділювача 1 з ущільненням у виді двох манжет 2 пневматичного принципу дії для забезпечення герметичності та відсутності перетоків газу, який переміщується в циліндрі 3 з внутрішньою хонінговою поверхнею. Шток 4 поршневого розділювача виконано із суцільного вала з полірованою зовнішньою поверхнею тієї частини, яка міститься в циліндрі, й з різьбовою гвинтовою канавкою з протилежної частини. При цьому переміщення штока 4 із поршнем 1 здійснюється з використанням механічної передачі гвинт — гайка кочення 5. Привід гайки кочення 5 виконано у виді ланцюгової передачі 6, ведому зірочку 7 якої закріплено на гайці кочення 5.

Для поршневого пробовідбірника розроблено методику проведення відбору та накопичення кількості проби газу. На рис. 2 представлено схему проведення відбору проби у споживача з газопроводу низького надлишкового тиску.

Для здійснення відбору проби газу у споживача комунально-побутової сфери необхідно від'єднати газоспоживальне обладнання від газової мережі, вентиль 2 при цьому необхідно встановити у закритому положенні і від'єднати від нього гнучкий шланг, закріплений на штуцері 10 газоспоживального об-

ладнання. Наступний етап — послідовне встановлення поршневого пробовідбірника 6 і балона-пробовідбірника 8 в газову мережу. Після монтажу пробовідбірників усі вентилі системи встановлюють у відкрите положення і здійснюють перевірку герметичності системи. Разом з тим слід відзначити перевагу послідовного встановлення пробовідбірників: у систему, за необхідності проведення аналізу в кількох незалежних лабораторіях або здійснення відбору арбітражної представницької проби, можна додатково встановити ще один балон-пробовідбірник, який за присутності операторів газопостачальної організації та споживача газу опломбовують відповідним чином.

Після під'єднання системи відбору проби проводять операцію технологічного продування для видалення залишків повітря і послідовного спалювання газу в пальнику газоспоживального обладнання. Наступним етапом виконують безпосередній відбір проби газу. Протягом проведення процедури відбору проби газу здійснюють безперервний контроль надлишкового тиску газу з використанням манометра 3. Для наповнення поршневого пробовідбірника 6 шток за допомогою приводу відводять у крайнє нижнє положення (рис. 2), яке інформує, що циліндр пробовідбірника повністю заповнений газом. У процесі заповнення циліндра здійснюється самовільне заповнення балона 8 газом з тиском, рівним тиску мережі. Далі вентилі 4 і 9 переводять у закриті положення і приводом штока здійснюють нагнітання об'єму газу з циліндра поршневого пробовідбірника 6 у балон-пробовідбірник 8. Після проведення етапу заповнення балона-пробовідбірника додатковим об'ємом газу з циліндра вентилі 5 і 7 встановлюють у закриті положення, і балон 8 можна: або від'єднати від системи (замінити), або повторити

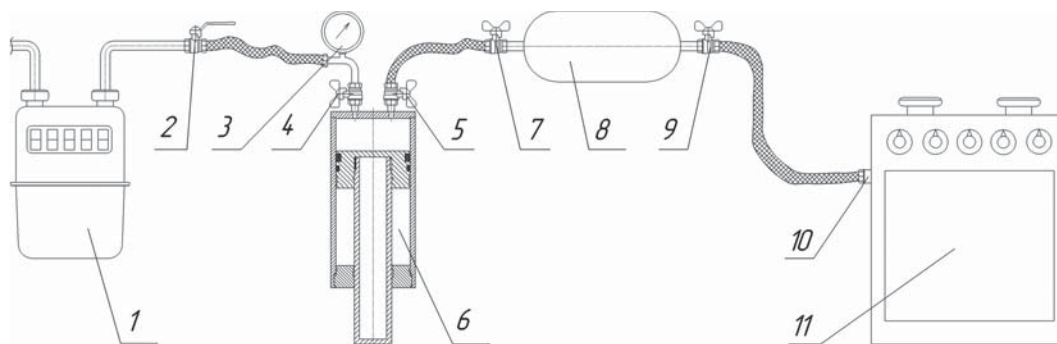


Рис. 2. Схема проведення відбору проби у споживача з газопроводу низького надлишкового тиску
1 — лічильник газу; 2, 4, 5, 7, 9 — вентилі; 3 — манометр; 6 — поршковий пробовідбірник (балон з рухомих поршнем); 8 — балон-пробовідбірник; 10 — штуцер під'єднання газоспоживального обладнання;
11 — газоспоживальне обладнання.

Fig. 2. Scheme of sampling in consumer gas pipeline of low overpressure
1 — gas meter; 2, 4, 5, 7, 9 — valves; 3 — manometer; 6 — piston sampler (with movable piston);
8 — cylinder-sampler; 10 — fitting connecting the gas consuming equipment; 11 — gas consuming equipment.

процедуру нагнітання для збільшення надлишкового тиску. У разі від'єднання балона 8 необхідно гнучкий шланг від вентиля 5 приєднати до газоспоживального обладнання. Після під'єднання вентилю 4 і 5 встановлюють у відкрите положення і здійснюють повторне заповнення поршневого пробовідбірника газом з мережі. Останнім етапом методики проведення відбору проби газу вентиля 2, 4 і 5 переводять у закриті положення і від'єднують пробовідбірник від газової мережі. Гнучкий шланг від вентиля 2 приєднують до газоспоживального обладнання. Поршневий та балон-пробовідбірники транспортують до лабораторії для проведення аналізу складу газу і визначення теплоти згорання та інших параметрів за необхідності. Для проведення аналізу необхідно за допомогою вузла приводу витіснити газ із циліндра поршневого пробовідбірника.

Згідно з [6] теплоту згорання природного газу певного об'єму вимірюють прямими методами (калориметрами згорання), непрямими методами (газовими хроматографами) та опосередкованими методами (на основі кореляційних залежностей результатів вимірювання одного або кількох фізичних параметрів газу, наприклад, його густини та вмісту CO_2 та N_2). Як правило, в Україні газотранспортні та газопостачальні організації для інформованості населення подають дані розрахунку теплоти згорання газу непрямим методом на основі вимірювання компонентного складу хроматографічним методом (згідно з аналізом паспортів вимірювальних лабораторій, акредитованих у відповідній галузі). Проте результати таких вимірювань, як правило, «обтяжені» суттєвою методичною похибкою, оскільки газовим хроматографом проводять вимірювання компонентного складу за винятком води, і тому обчислене значення теплоти згорання стосується сухого газу. Насправді відібрана з газової магістралі представницька проба газу обов'язково містить певну кількість парів води, аналіз та вимірювання якої не передбачений та не є складовою частиною первинної методики визначення теплоти згорання, а регламентований іншими методиками (наприклад, проведення гігрометричного вимірювання або вимірювання точки роси природного газу).

Для виконання вимог безпеки природний газ обов'язково проходить процедуру одоризації, основним компонентом якої є меркаптан. Норма введення меркаптану до природного газу становить 16 г ($19,1 \text{ см}^3$) на 1000 м^3 , приведених до стандартних умов [7]. Окрім того, до компонентного складу природного газу можуть входити меркаптано-ва сірка та сірководень. Максимально допустимий вміст цих речовин нормується в $[\text{г}/\text{м}^3]$ згідно з [8].

Визначення вмісту сірковмісних речовин у природному газі проводять методом їх поглинання за пропускання газу через розчин сполук цинку або кадмію [9]. Окрім того, іноземні стандарти регламентують визначення вмісту цих речовин хроматографічним методом з використанням спеціалізованих хроматографів, вимоги до яких наведено у [10]. Згідно з [11] нижча теплотворна здатність сірководню становить $21,53 \text{ МДж}/\text{м}^3$, що складає 64,5 % відносно метану як основного складника природного газу. Отже, за проведення аналізу компонентного складу природного газу для розрахунку теплоти згорання хроматографічним методом сірковмісні сполуки не будуть визначені та враховані. Окрім того, внаслідок дії високої температури в хроматографічній колонці ці сполуки розпадаються на вуглеводні, водень і сірку, які у сукупності змінюють компонентний склад природного газу. Сірка як окремий хімічний елемент може або забруднювати колонку і чинити вплив на якість хроматографічного аналізу, або за дії певних чинників (наприклад, електричного потенціалу в детекторі) вступати в реакцію з іонами металів. У результаті такої взаємодії виникають сульфідні, які за тривалої дії також можуть пошкодити хроматографічну колонку.

Для визначення теплоти згорання сірководню необхідно оцінити його вміст $X_{\text{H}_2\text{S}}$ у природному газі згідно з [9]:

$$X_{\text{H}_2\text{S}} = V_{\text{H}_2\text{S}} / V_p, \quad (1)$$

де V_p — об'єм газу, приведений до стандартних умов, який міститься у пробовідбірнику;

$V_{\text{H}_2\text{S}}$ — об'ємний вміст сірководню в об'ємі газу, відібраному до пробовідбірника, який визначається як

$$V_{\text{H}_2\text{S}} = m_{\text{H}_2\text{S}} / \rho_{\text{H}_2\text{S}}, \quad (2)$$

де $m_{\text{H}_2\text{S}}$ — маса сірководню, вимірена згідно з [9],

$\rho_{\text{H}_2\text{S}}$ — густина сірководню.

Після відповідних перетворень та підстановки (1) у (2) можна визначити теплоту згорання сірководню:

$$H_{\text{H}_2\text{S}} = (m_{\text{H}_2\text{S}} / \rho_{\text{H}_2\text{S}} \cdot V_p) \cdot H_{i(\text{H}_2\text{S})}, \quad (3)$$

де $H_{i(\text{H}_2\text{S})}$ — теплотворна здатність сірководню згідно з [11].

Відповідно теплота згорання меркаптану H_{RHS} визначається аналогічним способом:

$$H_{\text{RHS}} = (m_{\text{RHS}} / \rho_{\text{RHS}} \cdot V_p) \cdot H_{i(\text{RHS})}, \quad (4)$$

де m_{RHS} — маса меркаптану, вимірена згідно з [9];

ρ_{RHS} — густина меркаптану;

$H_{i(\text{RHS})}$ — теплотворна здатність меркаптану згідно з [11].

Нормативний документ [12] встановлює методи обчислення теплоти згорання (нижчої або вищої)

сухого природного газу на основі молярної частки або масової концентрації компонентів газової суміші. Очікувана систематична похибка результату обчислення теплоти згоряння — в межах 0,1%, якщо в ній вміст компонентів проби обмежуватиметься такими критеріями:

* молярна частка метану в газі складатиме не менше ніж 0,5;

* молярна частка N_2 не повинна перевищувати 0,3;

* молярна частка CO_2 і C_2H_6 (кожного) не повинна перевищувати 0,15;

* молярна частка жодного іншого компонента не повинна перевищувати 0,05.

Необхідно відзначити, що хроматографічний метод не застосовують до проб газу, що містять будь-який вимірюваний вуглеводневий конденсат, воду або технологічну рідину, наприклад, метанол або гліколіз [3]. Разом з тим відібрані для аналізу проби не є пробами «сухого природного газу», в якому молярна частка парів води не перевищує 0,00005 [12]. Тому обчислення згідно з вимогами [13, 14] значення нижчої об'ємної теплоти згоряння H_n є теоретичним значенням, яке потребує для практичного застосування певного коригування. Повне або так зване стехіометричне згоряння газу проходить за умови відсутності в продуктах згоряння газу горючих газових компонентів або компонентів неповного окислення [15]. Разом з тим у продуктах згоряння газу однозначно міститься водяна пара, утворена наявною у газі з проби вологістю, окисленням водню, що є компонентом газу, та вологістю повітря, яке бере участь у горінні газу. Якщо відібрану пробу газу перед аналізуванням піддати охолодженню до температури, нижчої за температуру точки роси газу (згідно з ДСТУ не повинна перевищувати 5 °С), то тоді відбудеться конденсація водяної пари, для пароутворення якої за горіння потрібна додаткова теплота, яка умовно «відбирається від газу». Проте на практиці такого охолодження проби газової суміші не здійснюють, і долю цієї теплоти, відповідної цьому значенню вологи, не враховують за визначення H_n .

Отже, для отримання реального значення теплоти згоряння H_p необхідно вводити поправку на вміст парів води, яку можна виразити як один із компонентів суміші [12] з певною молярною часткою. Відтак, якщо парціальний тиск води p_v у пробі природного газу може досягти насичення p_n за стандартних умов вимірювання складу газу, то оцінювання впливу парів води є виключенням їхньої частки з об'єму дійсно сухого газу і тим самим знижен-

ням певного значення теплоти згоряння на цю частку до значення [12]:

$$H = H_{gr} [(p_c - p_v) / p_c], \quad (5)$$

де H — реальне значення (вище або нижче) об'ємної теплоти згоряння;

H_{gr} — теплота згоряння сухого газу;

p_c — тиск за стандартних умов вимірювання (101325 Па).

Значення теплоти згоряння можна подати у виді значень молярної, масової або об'ємної частки, проте найбільш коректним для обчислень є результат хроматографічного аналізу, визначений в одиницях молярної частки. Для збереження суми молярних часток горючих компонентів такою, щоби дорівнювала одиниці, потрібно молярну частку кожного компонента помножити на коефіцієнт $(p_c - p_v) / p_c$. Оскільки значення теплоти згоряння є сумою пропорційних часток горючих компонентів, обчислене значення реальної теплоти згоряння буде меншим на цю частку.

За оцінювання масової або об'ємної теплоти згоряння приховану питому теплоту пароутворення водяної пари, яка міститься в продуктах згоряння природного газу H_{Δ} , можна визначити за формулою:

$$H_{\Delta} = q_{\Delta} m_{H_2O}, \quad (6)$$

де q_{Δ} — питома кількість тепла, необхідна для нагрівання 1 кг води до температури кипіння та випаровування, МДж/кг;

m_{H_2O} — масова частка води у складі газу, кг.

Значення питомої кількості тепла q_{Δ} за нагрівання 1 кг води від 0 до 100 °С за тиску p_c (101325 Па) складає 2,51 МДж/кг [16].

Концентрацію в г/м³ водяних парів у газі W за температури 20 °С і тиску 101,325 кПа обчислюють за формулою [17]:

$$W = A \cdot 101,325 / p + B, \quad (7)$$

де A — коефіцієнт залежності вмісту води від тиску водяної пари за виміреної точки роси;

p — тиск газу, за якого проводять вимірювання;

B — коефіцієнт залежності вмісту води від температури точки роси і компонентного складу.

Коефіцієнти A і B наводяться в додатку [17], проміжні значення отримують шляхом інтерполяції.

Концентрація водяних парів пов'язана з масовою часткою води m_{H_2O} через одиницю об'єму V_p , в якій перебуває відібрана проба газу:

$$m_{H_2O} = W \cdot V_p, \quad (8)$$

Одним із найбільш присутнім у природному газі негорючим компонентом є азот N_2 , який має суттєвий вплив на теплотворну здатність, оскільки збільшує його об'єм. Є випадки, коли його концентрацію штучно збільшують, щоби знизити калорійність

газу, якщо вона суттєво перевищує номінальну за нормою [18].

Також у природному газі можуть бути інші негорючі компоненти, на які діють обмеження щодо їх вмісту в суміші природного газу [8]. Тому доцільно ввести поправку до отриманого хроматографічним методом значення теплоти згоряння для врахування частки цих негорючих компонентів у газі. Інформативний параметр цієї поправки — густина природного газу. Сумарна густина суміші ρ_c включає всі добутки вмісту компонентів природного газу X_i і X_j на горючі ρ_g і негорючі частки ρ_{ng} (кг/м³).

$$\rho_c = \sum_{i=1}^n X_i \cdot \rho_{ir} + \sum_{j=1}^m X_j \cdot \rho_{jnr} \quad (9)$$

Поправку для визначення нижчої теплотворної здатності H_n реального газу, який містить горючі та негорючі компоненти, можна визначити за формулою:

$$\Delta H_p = H_n (\rho_{ng} / \rho_c) \quad (10)$$

Отже, реальну нижчу теплоту згоряння H_p з урахуванням впливу теплоти згоряння сірководню, меркаптани та вологості газу і негорючих компонентів, які містяться в ньому можна визначити:

$$H_p = H_n + H_{H_2S} + H_{RHS} - H_n (\rho_{ng} / \rho_c) - q_{\Delta} m_{H_2O} \quad (11)$$

Разом з тим, стосовно інших компонентів природного газу, на основі аналізу протоколів досліджень природного газу на газовидобувних підприємствах можна констатувати, що кисень у видобутому з надр природному газі зазвичай відсутній або міститься в незначній кількості. Якщо ж вміст кисню за проведення аналізу компонентного складу виявлено в помітній кількості, то можна з певною достовірністю стверджувати, що газ попередньо змішано з повітрям. Процедура потрапляння повітря в газову суміш має велику ймовірність, оскільки, навіть за наповнення трубопроводів природним газом, він змішується з наявним там повітрям, якщо трубопроводи не пройшли процедури вакуумування.

Проте невідповідність газу його нормованим якісним показникам не єдина причина скарг споживачів. У загальному випадку пересічний споживач може об'єктивно оцінити два ключові параметри газу: колір під час його згоряння та час підігрівання води, які на його думку повинні свідчити щодо низького значення теплоти згоряння. Стосовно кольору, в [19] детально аналізується співвідношення кольору полум'я до процесу горіння. Разом з тим вимірені споживачем різні значення часу, витраченого на підігрівання води, свідчать не лише щодо якості газу, а також і його кількості, що надходить споживачу, пов'язаної з надлишковим тиском газу в трубопроводі. Обґрунтовано це твердження.

Зазвичай теплова потужність газоспоживального обладнання встановлена у нормативних (або експлуатаційних) документах і визначена на основі приймальних випробувань цього обладнання. Вона визначається добутком значень об'ємної витрати газу q на теплоту згоряння цього газу H_p [20]. Отже встановлено два впливних фактори, зміна яких у результаті призведе до незадоволення споживача.

$$N = q \cdot H_p / 3600, \quad (12)$$

де q — годинна витрата газу, яка визначається як

$$q = V/\tau, \quad (13)$$

де V — приведений об'єм сухого газу, м³;

τ — час у год, протягом якого вимірюють об'єм газу, що витрачається, у разі його спалювання через пальники газоспоживального обладнання;

H_p — нижча теплота згоряння природного газу, кДж/м³.

Незалежно від типу газоспоживального обладнання (колонка, котел або ж плита), результатом споживання газу є його перетворення в теплову енергію, тобто спалювання. Здійснюється воно в пальнику, основний елемент якого — сопло або форсунка. Сопло за своїм принципом дії — це звукувальний пристрій; відповідно значення об'ємної витрати газу q , який проходить через сопло, можна визначити як добуток поперечної площі отвору сопла S на швидкість газу в соплі v . У свою чергу, швидкість газу пов'язана з надлишковим тиском газу в трубопроводі p (кПа) згідно з формулою швидкісного напору Бернуллі [21]:

$$p = \rho_c \cdot v^2 / 2. \quad (14)$$

Відповідно значення об'ємної витрати газу через сопло визначається кореневою залежністю від надлишкового тиску газу та його густини, а саме:

$$q = S \cdot \sqrt{2 \cdot p / \rho_c}. \quad (15)$$

Для переважної більшості газоспоживального обладнання в експлуатаційних документах подано значення надлишкового тиску газу, за якого процес горіння проходить оптимально і без додаткових втрат. Таке значення становить від мінімального 1,3 кПа до максимального 2,0 кПа. Також у системі побутового газопостачання встановлюють лічильник газу, зазвичай, мембранного типу. Для таких лічильників характерні нормовані втрати тиску, які складають (0,2—0,3) кПа.

Відповідно за застосування формули (15) можна встановити, що зміна надлишкового тиску газу в допустимих межах від 2,0 до 1,3 кПа спричинить зменшення значення об'ємної витрати газу, а отже і потужності на 19,4%, а за падіння значення надлишкового тиску до 1 кПа об'ємна витрата зміниться на 29,3%. Із цього випливає, що час τ , витрачений,

у загальному випадку, на підігрівання води, стане майже на третину більшим. Разом з тим за здійснення реальних замірів встановлено, що вимірене значення часу більше за попередньо розраховане. Це пов'язано з низькою ефективністю довготривалих процесів, спричиненою появою додаткових неконтрольованих і важковраховуваних втрат, які за своєю суттю зміщують тепловий баланс. Окрім того, процес горіння проходить не за оптимальних умов, оскільки діаметр сопла в пальнику розрахований для роботи в іншому діапазоні надлишкового тиску за іншої потужності, тобто суміш газу з повітрям, яка згорає, містить надлишок повітря. Основну долю додаткових втрат, які виникають, складають теплові втрати. Пов'язані вони зі зміною співвідношення загальних теплових втрат у бік збільшення внеску випромінювання та конвекції відносно теплопровідності, іншими словами — підвищується пароутворення води через більшу тривалість дії її інтенсивності її теплообміну з навколишнім середовищем.

У загальному випадку можна обґрунтовано стверджувати, що зміна режиму роботи газотранспортних мереж побутового призначення, спричинена у переважній більшості зниженням величини надлишкового тиску в трубопроводі, зумовлює зміну режиму роботи газоспоживального обладнання у споживача, для якого цей режим чітко нормується. Разом з тим потрібно відзначити таку особливість: якщо у споживача встановлено редуційний вузол, принцип якого передбачає незалежне регулювання значення надлишкового вихідного тиску від вхідного з прив'язкою до атмосферного тиску, то зміна режиму роботи газопроводу має незначний вплив на роботу газоспоживального обладнання у споживача.

ВИСНОВКИ

Зважаючи на необхідність проведення кваліфікованого відбору проби природного газу у кінцевого споживача, тобто в комунально-побутовій сфері, в трубопроводах з низьким надлишковим тис-


ком, у ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» розроблено спеціалізований пробовідбірник поршневого типу для здійснення відбору представницької проби газу безпосередньо у споживача згідно з розробленою методикою (рис. 2) та проведення подальшого аналізу.

Теплота згоряння природного газу зазвичай визначається непрямим розрахунковим методом за вимірювання компонентного складу за допомогою хроматографа. Установлено, що за проведення аналізу хроматографом не враховують: наявність водяної пари в газі, вміст сірковмісних речовин та зміну густини газу залежно від вмісту негорючих складників. Окрім того, сірка як окремий хімічний елемент може або забруднювати колонку і впливати на якість хроматографічного аналізу, або за дії певних чинників вступати в реакцію з іонами металів; в результаті такої взаємодії виникають сульфідні, які за тривалої дії також можуть пошкодити хроматографічну колонку. В результаті за обчислення реальної теплоти згоряння природного газу необхідно вводити відповідні поправки. Така процедура вимагає додаткових досліджень і достатньо витратна, відповідно рекомендовано проводити визначення теплоти згоряння природного газу іншими методами. Фахівці ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» активно працюють задля вирішення цього науково-прикладного завдання.

Із проведеного детального дослідження маємо як результат, що впливними факторами потужності газоспоживального обладнання є два основних чинника: об'ємна витрата природного газу та його теплотворна здатність. Установлено, що основна причина зміни об'ємної витрати газу пов'язана зі зміною надлишкового тиску в будинковому трубопроводі, зокрема, за зменшення надлишкового тиску від 2 до 1 кПа об'ємна витрата зміниться на 29,3%. Із цього випливає, що час, витрачений, у загальному випадку, на підігрівання води стане майже на третину більшим.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ / REFERENCES

1. Порядок відшкодування збитків, завданих газопостачальному або газорозподільному підприємству внаслідок порушення споживачем природного газу Правил надання населенню послуг з газопостачання, а також споживачеві природного газу внаслідок порушення газопостачальним або газорозподільним підприємством Правил надання населенню послуг з газопостачання: Постанова № 184 — [Чинний від 2015-01-12]. — Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, 2015 (The procedure for damages caused gas supply or gas distribution company due to violations of the Rules consumer of natural gas provision of gas supply services, and consumer of natural gas due to violation of gas supply or gas distribution now the Rules provision of gas supply services: Decree number 184 — [Effective as of 2015-01 — 12]. — National Commission, which performs state regulation in the energy and utilities, 2015.).
2. Природний газ. Розширений аналіз. Метод газової хроматографії (ISO 6975:1997, IDT): ДСТУ ISO 6975:2012. — [Чинний від 2013-07-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2012 (Natural gas. Extended analysis. Gas-chromatographic method (ISO 6975:1997, IDT): DSTU ISO 6975:2012. — [Effective as of 2013-07-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 2012. — 24p.) — 24 c/p.
3. Андріішин М.П. Вплив фізико-хімічних показників газу на ефективність роботи газових приладів / М. Андріішин,

- Р. Домницький, С. Дехтярук, М. Гладисhevський, А. Едель // Нафтогазова галузь України. — 2014 (Andriishyn M.P. Effect of gas physicochemical parameters on gas appliance operating efficiency / M. Andriishyn, R. Domnytskyi, S. Dehtyarchuk, M. Gladyshevskiy, A. Edel // Oil & gas industry of Ukraine. — 2014. — № 6. — Р. 34—39). — № 6. — С/Р. 34—39.
4. Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і споруд, Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання: ДБН В.2.5-20-2001 — [Чинний від 2001-08-01]. — К.: Держбуд України, 2001 (State building codes Ukraine. Engineering equipment of buildings and structures. External networks and facilities. Gas supply: DBN V.2.5-20-2001. — [Effective as of 2001-08-01]. — К.: Derzhbud Ukraine, 2001. — 131p.). — 131 с/р.
 5. Природний газ. Настави щодо відбирання проб (ISO 10715:1997, IDT): ДСТУ ISO 10715:2009. — [Чинний від 2011-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2010 (Natural gas. Sampling guidelines (ISO 10715:1997, IDT): DSTU ISO 10715:2009. — [Effective as of 2011-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 2010. — 36p.). — 36 с/р.
 6. Природний газ. Визначення енергії (ISO 15112:2007, IDT): ДСТУ ISO 15112:2009. — [Чинний від 2011-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2010 (ISO 15112:2007, IDT): DSTU ISO 15112:2009. — [Effective as of 2011-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 2010. — 54p.). — 54 с/р.
 7. Справочник: Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности, М.: Инфра-Инженерия, 2008 (Handbook: Operating equipment and gas industry facilities, M: Infra-Engineering, 2008. — 607p.). — 607 с/р.
 8. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: ГОСТ 5542-87. — [Введен с 1988-01-01]. — М.: Изд-во стандартов, 1987 (Natural gases for commercial and domestic use. Specifications: GOST 5542-87. — [Effective as of 1988-01-01]. — М.: ИПК, Standart Publishing House, 1987 — 6p.). — 6 с/р.
 9. Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы: ГОСТ 22387.2-97. — [Введен с 1999-07-01]. — Минск.: МГС, 1997 (Combustible natural gases. Methods for determination of hydrogen sulphide and sulphur mercaptan: GOST 22387.2-97. [Effective as of 1988-01-01]. — Minsk, MGS, 1997 — 24p.). — 24 с/р.
 10. Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом: ГОСТ Р 53367-2009. — [Введен с 2010-07-01]. — М.: Стандартифо, 2010 (Combustible natural gas. Determination of sulfur-containing components using chromatographic method: GOST R 53367-2009. — [Effective as of 2010-07-01]. — М.: Standartinfo, 2010 — 27 p.). — 27 с/р.
 11. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1-96. — [Введен с 1997-07-01]. — М.: Изд-во стандартов, 1997 (Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of physical properties of natural gas, its components and processing products: GOST 30319.1-96. — [Effective as of 1997-07-01]. — М.: Standart Publishing House, 1997. — 16p.). — 16 с/р.
 12. Природный газ. Обчислення теплоти згорання, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу (ISO 6976:1995/Cor.2:1997, Cor.3:1999, IDT): ДСТУ ISO 6976:2009. — [Чинний від 2011-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2010 (Natural gas. Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition. (ISO 6976:1995/Cor.2:1997, Cor.3:1999, IDT): DSTU ISO 6976:2009. — [Effective as of 2011-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 2010. — 55p.). — 55 с/р.
 13. Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настави щодо спеціалізованого аналізування (ISO 6974-1:2000, IDT): ДСТУ ISO 6974-1:2007. — [Чинний від 2008-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2008 (Natural gas. Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography. Part 1. General guidelines and calculation of composition (ISO 6974-1:2000, IDT): DSTU ISO 6974-1:2007. — [Effective as of 2008-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 2008. — 20p.). — 20 с/р.
 14. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа «Воббе»: ГОСТ 22667-82. — [Чинний від 1983-07-01]. — М.: ИПК, Издательство стандартов, 1983 (Combustible natural gases. Calculation method for determination of calorific value, specific gravity and Wobbe index: GOST 22667-82. — [Effective as of 1983-07-01]. — М.: ИПК, Standart Publishing House, 1983 — 9 p.). — 9 с/р.
 15. Природный газ. Вимірювання властивостей. Теплота згорання та число Воббе (ISO 15971:2008, IDT): ДСТУ ISO 15971:2014. — [Чинний від 2015-05-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2014 (Natural gas. Measurement of properties. Calorific value and Wobbe index (ISO 15971:2008, IDT): DSTU ISO 15971:2014. — [Effective as of 2015-05-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 2014. — 50p.). — 50 с/р.
 16. Щетников Е.С. Физика горения газов. — М.: Наука, 1965 (Shchetnikov E.S. Combustion gases. — М.: Science, 1965. — 740 p.). — 740 с/р.
 17. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги: ГОСТ 20060-83. — [Чинний від 1984-07-01]. — М.: ИПК, Издательство стандартов, 1983 (Natural combustible gases. Methods for determining water vapour content and dew-point of moisture: GOST 20060-83. — [Effective as of 1984-07-01]. — М.: ИПК, Standart Publishing House, 1983 — 11 p.). — 11 с/р.
 18. Halm M. The right partner for improving your process creating stable conditions (Надійний партнер для покращення вашого процесу створення стабільних умов) / M. Halm // Elster-Instromet Profiles. — 2013. — № 3. — Р. 8—9.
 19. Петришин І.С. Аналіз показників якості природного газу, які впливають на процес горіння / І. Петришин, В. Соколовський, Н. Петришин, І. Дарвай // Стандартизація. Сертифікація. Якість. — 2012 (Petryshyn I.S. The analysis of a natural gas that affect the burning process / I. Petryshyn, V. Sokolovskiy, N. Petryshyn, I. Darvay // Standardization. Certification. Quality. — 2012. — № 3. — Р. 51—56). — № 3. — С/Р. 51—56.
 20. Плити газові побутові. Загальні технічні умови: ДСТУ 2204-93. — [Чинний від 1995-05-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 1993 (Domestic gas ranges. General specifications: DSTU 2204-93. — [Effective as of 1995-05-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine, 1993. — 23p.). — 23 с/р.
 21. Френкель Н.З. Гидравлика, Госэнергоиздат, М. — Л.: 1956 (Frankel N.Z. Hydraulics, Gosenergoizdat, Moscow — L.: 1956. — 456p.). — 456 с/р. 

Отримано / received: 06.10.2015.

Стаття рекомендована до публікації д.т.н. Г.Ю. Народницьким (Україна).
D. Sc. (Techn.) G.Yu. Narodnytskyi, Ukraine, recommended this article to be published.