

ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ

УДК658.56 : 536.662

ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА ЙОГО ТЕПЛОТВОРНОЮ ЗДАТНІСТЮ

© Мотало Андрій, 2007

ГПУ “Львівгазвидобування”, вул. Рубчака, 27, Львів, 79026, Україна

Описана методика оцінювання якості природного газу як джерела енергії. Методика оснований на урахуванні усіх фізико-хімічних властивостей природного газу, які впливають на його теплотворну здатність та вміст енергії. Якість природного газу як енергоносія оцінюють визначаючи відповідний профіль якості на основі концепції “шість сигм”.

Описана методика оцінювання якості природного газу як джерела енергії. Методика оснований на урахуванні усіх фізико-хімічних властивостей природного газу, які впливають на його теплотворну здатність. Якість природного газу як енергоносія оцінюють визначаючи відповідний профіль якості на основі концепції “шість сигм”.

In the article the technique of quality estimation of natural gas as an energy source is described. The technique is based on accounting of all natural gas physical and chemical properties which affect on its calorific power and energy content. Quality of natural gas as an energy carrier may be estimated by determining of the corresponding quality profile based on Six Sigma conception.

1. Постановка проблеми. Найбільшою сферою використання природного газу (ПГ) як енергоносія є промислове та комунально-побутове господарство. В умовах неперервного зростання обсягів споживання ПГ та підвищення світових цін на нього щораз актуальнішими стають вимоги до якості газу [1; 2]. Однак, незважаючи на високу енергетичну та хімічну цінність ПГ, сьогодні в Україні не вироблений систематизований підхід до оцінювання його якості.

Згідно з ДСТУ 2925-94 [3] *якість продукції* – це сукупність характеристик продукції, які стосуються її здатності задовольняти встановлені і передбачені потреби. Стосовно ПГ, зрештою, як і будь-якої іншої продукції, ці потреби загалом мають дуже широкий спектр: стосовно споживання газу як сировини в паливно-енергетичній промисловості – одні, в хімічній промисловості – інші, стосовно транспортування чи обліку газу – ще інші тощо.

Щоб отримати необхідну інформацію про газ, споживач звертається до відповідних стандартів та інших нормативно-технічних документів (НТД), які чинні в Україні і регламентують його характеристики. Сьогодні за фізико-хімічними показниками природні гази, які призначені як сировина і паливо для

промислового та комунального використання, і які подаються в магістральні газопроводи, повинні відповідати вимогам ГОСТ 5542-87 [4] і ТУ У 320.001.58764.007-95 [5].

Однак перелік десяти чи більше різномірних характеристик газу навіть за умови, що їхні числові значення лежать у межах норми, не дає конкретному споживачеві повної інформації про якість ПГ, необхідної саме для нього. Тому в [2] автором зроблена систематизація показників якості газу за різними групами і потребами споживачів. Це дає змогу переходу до комплексної системи оцінювання якості ПГ, тобто визначення узагальненого показника його якості для кожної групи показників, за яким кожний споживач газу легко визначить його якість.

Отже, актуальність і проблемність таких питань, як нормування і вимірювання показників якості ПГ природного газу та розроблення комплексної системи оцінювання якості природного газу як енергоносія, і зумовили тематику цієї статті.

2. Аналіз сучасного стану оцінювання якості природного газу як енергоносія. Зазначені вище причини зумовили підвищення вимог до якості природного газу і, відповідно, збільшення кількості

публікацій [1; 6–8]. Однак проблема оцінювання якості природного газу в Україні сьогодні практично не досліджена. Це зумовлено низкою причин.

Найперше треба зазначити, що саме поняття “якість” стосовно природного газу недостатньо чітко визначене в чинних сьогодні в Україні нормативно-технічних документах (НТД). У більшості європейських країн якісною характеристикою газу є його калорійність (теплотворна здатність), яку визначають за числом Воббе. Згідно із стандартами ISO природні гази розділені за числом Воббе на два сорти (дві групи): Н – газ і 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. В Україні практично єдиним критерієм якості газу сьогодні є його вологість, яка характеризує його транспортну кондиційність та здатність газу забезпечувати безаварійне функціонування систем газопостачання [6; 7].

Також в чинних НТД не передбачена диференціація вимог до якості газу. Природний газ, який добувають в Україні, за складовими компонентами можна розділити на три групи:

- із переважним вмістом легких вуглеводнів;
- із підвищеним вмістом фракцій важких вуглеводнів;
- із великим вмістом CO₂ (родовища Західної України).

Тому для оцінювання якості газу в Україні доцільно використовувати такі характеристики: калорійність (теплотворна здатність), вологість, наявність та кількість корозійно-активних компонентів. Також необхідно враховувати географічне положення і кліматичні особливості кожного газового родовища [7].

Наведені в [6] результати експериментальних досліджень газу з різних родовищ України та експортованого газу з Росії і Туркменистану дають підстави зробити такі висновки:

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

Отже, оцінювання природного газу за його якістю повинне бути комплексним і враховувати співвід-

ношення наведених вище характеристик, зокрема, доцільне введення сортності газу. Для цього насамперед необхідно ввести зміни до нормативної бази, зокрема, визначити нижню межу калорійності газу, який можна використовувати для промислових і комунально-побутових потреб. За основу можна прийняти міжнародну класифікацію газу щодо його якості.

Однак треба зазначити, що саме оцінювання якості будь-якої продукції (зокрема і природного газу) сьогодні вже не є достатнім для забезпечення її конкурентоспроможності. Поряд з оцінюванням якості продукції все актуальнішим стає питання управління її якістю, тобто питання менеджменту якості продукції.

Отже, актуальність і проблемність таких питань, як нормування і вимірювання показників якості природного газу, оцінювання його якості як енергоносія та розв’язання задач менеджменту якості газу, і зумовили тематику статті.

3. Формулювання цілі статті. Метою цієї статті є вироблення методики комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія та методики управління його якістю.

Основними завданнями досліджень у цій статті є:

- вибір концепції оцінювання якості природного газу як енергоносія;
- обґрунтування вибору фізико-хімічних властивостей природного газу, які найбільше впливають на його теплотворну здатність H_H , і, відповідно, на вміст енергії E ;
- визначення функціональних (кореляційних) залежностей між фізико-хімічними властивостями природного газу та його теплотворною здатністю H_H ;
- розроблення методики оцінювання якості природного газу як енергоносія через визначення відповідного профілю якості;
- вироблення рекомендацій щодо побудови системи менеджменту якості природного газу на підставі вимірювання показників якості.

4. Виклад основного матеріалу

4.1. Вибір концепції оцінювання якості природного газу як енергоносія. Система якості – це частина системи менеджменту організації, спрямована на отримання результатів, необхідних для задоволення потреб та вимог зацікавлених сторін згідно із завданнями у сфері якості. Нормативно-технічною базою створення сучасних систем якості є міжнародні

стандарти серії ISO 9000 [9]. В Україні чинними є стандарти серії ДСТУ ISO 9000, зокрема, стандарти ДСТУ ISO 9001-2001 [10].

Одною із найсучасніших систем якості є система менеджменту якості на базі концепції “шість сигм” [11], зокрема модель DMAIC, згідно з якою під час управління якістю передбачається реалізація таких етапів: Define (визначення), Measure (вимірювання), Analyze (аналіз), Improve (поліпшення), Control (управління).

На етапі “визначення” встановлюють контекст проекту створення системи якості, формулюють проблеми і задачі, визначають пріоритетні напрями дій для досягнення успіху.

На етапі “вимірювання” вибирають одну чи декілька властивостей досліджуваного об’єкта, які найповніше визначають його якість, вибирають метод вимірювання та необхідні засоби вимірювальної техніки, здійснюють відповідні вимірювання та опрацювання результатів вимірювань.

На етапі “аналіз” на основі результатів виконаних вимірювань встановлюють залежність *причина – ефект* в процесі чи системі, тобто визначають функціональну залежність між вихідним параметром системи Y , власне вимірюваним показником якості об’єкта, і вхідними параметрами (факторами) $X_i, i = 1, \dots, n$, необхідними для одержання вихідного параметра Y :

$$Y = f(X_i) + \Delta, \quad (1)$$

де Δ – похибка або невизначеність одержаного значення вихідного параметра системи Y .

На етапі “поліпшення” здійснюють поліпшення вхідних параметрів системи X_i для одержання очікуваного (бажаного) значення вихідного параметра Y , тобто покращують конкретні характеристики продукції. Потім ці характеристики діагностують, виявляють основні джерела змін і здійснюють ключові зміни в проекті системи якості.

На етапі “управління” документується остаточно розроблена система якості і здійснюється спостереження за нею за допомогою статистичних методів аналізу. Впроваджуються методи контролю системи якості і моніторинг виконання доказаних результатів. Залежно від отриманих результатів моніторингу системи якості можливе її вдосконалення, тобто повернення до попередніх етапів.

4.2. Основні фізико-хімічні властивості природного газу, які впливають на його якість як енергоносія. Основним показником якості ПГ, який визначає його енергетичну цінність, є *питома об’ємна теплота згоряння або теплотворна здатність газу* H , МДж/м³. Її визначають як кількість тепла, яке виділяється під час повного згоряння газу в повітрі за сталого тиску $p_{зг}$ і сталої температури $T_{зг}$, 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 [4;12]. Розрізняють нижчу та вищу питому об’ємну теплоту згоряння. *Нижчу питому об’ємну теплоту згоряння* H_H визначають за наявності водяної пари у продуктах згоряння газу при температурі $T_{зг}$, а *вищу об’ємну питому теплоту згоряння* H_B – після повної конденсації водяної пари, яка міститься у продуктах згоряння газу при температурі $T_{зг}$.

Важливість теплотворної здатності газу, як його найважливішої характеристики, підтверджується тим, що в більшості країн світу для здійснення розрахунків між споживачем та постачальником ПГ використовують такий його показник, як *вміст енергії* E , МДж, який визначають як добуток об’єму газу V на його нижчу питому теплоту згоряння H_H [1]:

$$E = VH_H. \quad (2)$$

Сьогодні питому об’ємну теплоту згоряння ПГ H (нижчу H_H та вищу H_B) визначають розрахунковим методом за компонентним складом газу відповідно до вимог ГОСТ 22667-83 [13], а компонентний склад газу – хроматографічним методом відповідно до вимог ГОСТ 23781-83 [14], тобто

$$H = \sum_{i=1}^n H_i \cdot C_i, \quad (3)$$

де H_i – питома об’ємна теплота згоряння (вища або нижча) i -го компонента газу, МДж/м³; C_i – концентрація i -го компонента газу у газовій суміші; n – кількість компонентів складу газу.

Такий метод визначення теплотворної здатності газу має істотні недоліки. Зокрема, не враховується те, що навіть після осушування ПГ не є повністю вільний від вологи [15; 16], тобто визначений за (2) вміст енергії газу E не є його реальним показником. Крім цього, на енергетичну цінність газу впливають такі

його властивості, як відносна густина, число Воббе, концентрація вуглекислого газу та азоту, наявність механічних домішок тощо [2].

4.3. Аналіз сучасного стану визначення теплотворної здатності природного газу. Природний газ, який ще називають вуглеводневим, майже на 90% складається з *вуглеводнів*, переважно, *метану* CH_4 . Він містить і важчі вуглеводні – *етан, пропан, бутан та пентан*, а також *меркаптани і сірководень*, які є шкідливими складовими, *азот і вуглекислий газ*, які загалом не є шкідливими, але й не теплотворними, *водяну пару*, домішки *гелію* та інших *інертних газів* і *механічні домішки* [17].

Всі ці компоненти ПГ по-різному впливають на його теплотворну здатність. Розглянемо цей вплив, проаналізувавши горіння газу.

Горінням називають хімічний процес з'єднання двох речовин – *палива та окиснювача*, який проходить з інтенсивним виділенням тепла і супроводжується різким стрибкоподібним підвищенням температури та концентрації продуктів реакції і відповідним падінням концентрації первинних реагуючих речовин [18; 19].

Відповідно до закону збереження енергії реакцію горіння ПГ описують рівнянням:

$$Q_G m_G N_G + Q_O m_O N_O = \sum_N Q_{P3} m_{P3} N_{P3} + Q_{3G}, \quad (4)$$

де Q_G і Q_O – теплоти утворення газу і окиснювача, Дж/кг; m_G і m_O – маси молекул газу і окиснювача, кг; N_G і N_O – кількість молекул газу і окиснювача; $\sum_N Q_{P3} m_{P3} N_{P3}$ – сума добутків теплот утворення, молекулярних мас і чисел молекул утворених продуктів згорання (підсумовування здійснюють за всіма N молекулами, які беруть участь у реакції, $N = N_G + N_O$); Q_{3G} – вільне тепло, що виділилося під час горіння газу, яке називають *теплотою згорання*, Дж.

Для практичного оцінювання енергетичної цінності газу теплоту згорання визначають як кількість тепла, що виділяється при згоранні 1 кг або 1 м³ газу, тобто в МДж/кг або МДж/м³.

Все тепло, яке виділяється під час горіння ПГ, називають *вищою теплотою згорання газу* Q_B . Однак, як вже було зазначено вище, навіть після осушування газ не є повністю вільний від вологи і частина тепла під час горіння газу витрачається на її випаровування. Тому енергетичну цінність ПГ характеризують не всім теплом, яке виділяється під час його горіння, а тільки

частиною – без тепла, яке міститься в утвореній водяній парі у формі *прихованої теплоти пароутворення* Q_W .

Кількість тепла, яке виділяється під час горіння газу за вирахуванням тепла пароутворення, називають *нижчою теплотою згорання газу* Q_H , тобто

$$Q_H = Q_B - Q_W. \quad (5)$$

Загальною характеристикою енергетичної цінності ПГ є його *питома об'ємна* H_V , МДж/м³ або *масова* H_m , МДж/кг *теплота згорання*. У чинних в Україні НТД [4;5] нормується *питома об'ємна теплота згорання або теплотворна здатність газу*, зокрема, як було зазначено вище, відповідно, нижча H_H та вища H_B *питома об'ємна теплота згорання*.

Визначення теплотворної здатності природного газу доцільно здійснювати на підставі аналізу рівняння теплового балансу реакції горіння [18]:

$$\xi H_H + c_G(\Theta_G - \Theta_P) + c_O(\Theta_O - \Theta_P) = c_{P3}(\Theta_{3G} - \Theta_P), \quad (6)$$

де ξ – коефіцієнт повноти горіння ($\xi = 0.90 \dots 0.98$); H_H – теплотворна здатність газу, МДж/м³; c_G, c_O і c_{P3} – теплоємності відповідно газу, окиснювача і продуктів згорання, МДж/м³·°C; Θ_G, Θ_O – температури газу і окиснювача, °C; Θ_P – деяка задана початкова температура вхідних і вихідних продуктів реакції горіння, стосовно якої здійснюються обчислення, °C.

Повне згорання газу спостерігається тоді, коли в продуктах його згорання нема 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;
- пари, яка вноситься з повітрям, використаним для горіння газу.

Все тепло, яке виділилося під час горіння газу, сприймається продуктами згорання і може бути відібране від них та повністю використане тільки за умови охолодження їх до температури Θ , нижчої від так званої температури точки роси газу за вологою (або просто "точки роси") Θ_p , °C, за якої відбувається конденсація водяної пари [16]. Однак на

практиці таке глибоке охолодження продуктів згоряння газу зазвичай не здійснюється і прихована теплота пароутворення водяної пари, яка міститься в продуктах згоряння ПГ, не використовується.

Отже, з урахуванням вищесказаного, нижчу теплоту згоряння Q_H ПГ можна визначити за формулою

$$Q_H = Q_B - q_{H_2O} \cdot (m_H + m_{H_2O}), \quad (7)$$

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

Розглянемо величини, які входять у (7), для її практичного використання. Вищу теплоту згоряння газу Q_B доцільно визначити розрахунково за методикою, викладеною в [17]. За умови нагрівання 1 кг води від 273 К до 373 К за тиску $p_C = 0,101325$ МПа $q_{H_2O} = 2,51$ МДж/кг. 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 [20] залежно від вимірної точки роси газу за вологою Θ_p обчислюють за формулою

$$W = 101,325 \frac{A(\Theta_p)}{p} + B(\Theta_p), \quad (8)$$

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

Оскільки абсолютна масова вологість W дорівнює масі водяної пари m_H , яка міститься в 1 м³ парової суміші (г m_{H_2O} / м³ вологого газу) [16], тобто

$$W = \frac{m_{H_2O}}{V}, \quad (9)$$

то за умови, що $V = 1$ м³, $m_{H_2O} = W \cdot 10^{-3}$ кг.

Отже, (7) є робочою формулою для визначення нижчої теплоти згоряння природного газу Q_H з урахуванням його вологості.

4.4. Методика вимірювання показників якості природного газу. Згідно з ДСТУ 2681-94 [21], вимірювання – це відображення вимірюваних величин їхніми значеннями за допомогою експерименту та обчислень за допомогою спеціальних технічних засобів.

Знайдену за допомогою вимірювання числову оцінку розміру вимірюваної величини X називають результатом вимірювання x , а різницю між ними – абсолютною похибкою Δx , тобто

$$\Delta x = x - X \quad (10)$$

Отже, на практиці між результатом вимірювання x та істинним значенням вимірюваної величини X завжди існує різниця, яку намагаються мінімізувати, тобто добитися виконання умови, що $x = X$.

Цю задачу розв'язують так. Під час вимірювання вимірювану величину X порівнюють із зразковою величиною x_N , яка відтворюється багатозначною мірою або вимірювальним приладом. Змінюючи зразкову величину x_N , досягають того, щоб різниця між x_N та X $\Delta x_N = x_N - X = 0$, тобто виконання умови $X = x_N$. Тоді за результат вимірювання приймають значення x_N , відтворене мірою.

Для аналізу цього процесу вибирають деяку функцію $\rho(X, x_N)$ [22], яка дорівнює нулю за умови $X = x_N$, тобто

$$\rho(X, x_N) = 0 \Rightarrow x_N = X. \quad (11)$$

Функція $\rho(X, x_N)$ є невід'ємною функцією різниці $|\Delta x_N|$, тобто

$$\rho(X, x_N) = \rho(|\Delta x_N|) \geq 0, \quad (12)$$

причому вона є симетричною стосовно аргументів X та x_N .

Функція $\rho(X, x_N)$ є також монотонною функцією аргумента $|\Delta x_N|$, тобто вона має лише один екстремум (мінімум) при $X = x_N$, причому її значення в точці мінімуму дорівнює нулю.

Отже, для діапазону вимірювання D вимірювання можна описати рівнянням

$$x = \arg \min_{x_N \in D} \rho(x_N - X), \quad (13)$$

Рівняння (13) означає, що результат вимірювання x визначають як таке значення аргумента x_N (позна-

чення \arg) функції $\rho((X - x_N))$, яке відповідає мінімуму цієї функції.

У математиці такою функцією є *метрика* [22], яка являє собою невід'ємну, однозначну, дійсну функцію ρ на множині D , визначену для будь-якої пари точок x та y з D ($x, y \in D$), і яка задовольняє певним умовам (аксіомам).

4.5. Методика визначення рівня якості природного газу. Відповідно до ДСТУ 2925-94 [3], *рівень якості продукції* – це відносна характеристика якості продукції, яка ґрунтується на порівнянні значень оцінюваних показників якості продукції з базовими значеннями відповідних показників. Безпосереднє оцінювання рівня якості продукції у кваліметрії зазвичай здійснюють *комплексним методом* за одним із двох узагальнених показників якості – комплексним показником якості або профілем якості [23; 24].

Оцінювання рівня якості природного газу доцільно здійснювати за *профілем якості*. Це зумовлено прийнятим у [2] принципом систематизації показників якості природного газу, за яким всі показники якості поділені за групами призначення і який забезпечує повне урахування потреб споживачів газу різного профілю.

Профіль якості газу Π формуємо як сукупність комплексних показників якості $P_j, j = 1, 2, \dots, n$, визначених для кожної із n груп одиничних показників (у нас $n = 5$ [2]):

$$\Pi = \{P_1, P_2, P_3, P_4, P_5\} \quad (14)$$

Комплексний показник якості P_j у кожній із груп визначаємо як середнє зважене із одиничних показників якості за формулою

$$P_j = \sum_{i=1}^m P_{ji} \vartheta_i, \quad (15)$$

де P_{ji} – значення i -го одиничного абсолютного показника якості j -ї групи показників; m – кількість одиничних показників j -ї групи; ϑ_i – параметр вагомості показника P_{ji} .

Числові значення одиничних показників якості P_{ji} визначаємо експериментально, вимірявши відповідні фізико-хімічні показники газу за шкалами інтервалів чи відношень [25], а параметрів їхньої вагомості ϑ_i – методом граничних і номінальних значень [26], який ґрунтується на нормуванні гранично допустимих

значень відповідних показників якості газу. Розмірність параметрів вагомості ϑ_i є оберненою до розмірності відповідних одиничних показників якості P_{ji} .

Визначення рівня якості ПГ здійснюємо порівнянням профілю якості Π досліджуваного газу, отриманого за описаною вище методикою, з різними базовими профілями якості газу Π_{Bk} . Базові профілі якості Π_{Bk} формуємо теоретичними розрахунками з урахуванням відповідних потреб k -го споживача ПГ.

Вибір методики реалізації процедури порівняння профілів якості Π і Π_{Bk} , тобто порівняння відповідних комплексних показників якості P_j з подальшим аналізом отриманих даних, здійснюємо з таких міркувань. Оскільки метою роботи є не тільки оцінювання якості природного газу, але й розроблення засад побудови системи менеджменту його якості, то визначення рівня якості газу не є кінцевою задачею процесу, а лише проміжною ланкою, на якій отримуємо необхідну інформацію для подальшої реалізації концепції “*шість сигм*”, тобто після процедури “*вимірювання*” необхідно виконати процедуру “*оптимізація*”.

Процедуру “*вимірювання*” реалізуємо за схемою: сталий (фіксований) емпіричний об'єкт – змінна (керована) модель, а процедуру “*оптимізація*” – за схемою: змінний (керований) емпіричний об'єкт – стала (фіксована) модель [22].

З урахуванням цих міркувань для порівняння профілів якості Π і Π_{Bk} використовуємо *метрику порівняння*, яка являє собою функцію $\rho(x, y)$ двох точок (елементів) x, y , які незалежно одна від одної пробігають деяку множину D евклідового простору, і така, що задана відстань між точками x, y [26]. Точками “ x ” у нас є параметри профілю якості Π досліджуваного газу, а точками “ y ” – параметри відповідного базового профілю якості Π_{Bk} .

Метрика $\rho(x, y)$ узагальнює поняття відстані між точками евклідового простору в тому розумінні, що, як і в евклідовому випадку, має (за значенням) такі властивості:

- $\rho(x, y) \geq 0$;
- $\rho(x, y) = 0 \Leftrightarrow x = y$ – аксіома тотожності;
- $\rho(x, y) = \rho(y, x)$ – аксіома симетрії;
- $\rho(x, y) + \rho(y, z) \geq \rho(x, z)$ – аксіома трикутника.

Інформація, отримана за результатами цього порівняння, є вхідною інформацією етапу Analyze (аналіз) концепції “шість сигм”, однак розгляд цього питання виходить за межі цієї статті.

4.6. Основні результати досліджень. У результаті виконаних досліджень встановлено, що чинна система оцінювання якості ПГ не забезпечує повністю потреб споживачів газу різного профілю, наприклад, комунальників чи працівників хімічної промисловості, не дає можливості визначення комплексних показників якості природного газу залежно від сфер його використання і не відповідає сучасним вимогам до контролю якості продукції, зокрема вимогам ДСТУ ISO 9001-2001 [10]. У чинних стандартах та інших НТД, які регламентують вимоги до нормування основних фізико-хімічних показників природного газу, не охоплені всі показники якості ПГ (див. табл. 2, [2]), а також недостатньо регламентовані вимоги до методів визначення цих показників та необхідної точності вимірювань, тобто вимоги до метрологічного забезпечення вимірювання якості ПГ.

Очевидно, що такий стан кваліметрії природного газу не дає можливості повного оцінювання якості газу як енергоносія та створення комплексних систем менеджменту якості газу на сучасному рівні.

Автором запропонована систематизація показників якості ПГ за групами залежно від розв’язуваних задач, виконано аналіз залежності теплотворної здатності газу від вологості та інших його характеристик, запропонована методика вимірювання показників якості газу. Вони дають змогу комплексного оцінювання якості газу як енергоносія, а також відкривають шляхи до розв’язання теоретичних і практичних задач кваліметрії природного газу, сформульованих в [2], зокрема, до встановлення вимог щодо точності визначення показників якості ПГ та вибору методів і необхідних засобів вимірювальної техніки для їхнього вимірювання. Фактично це надає можливість не лише точніше визначати якість природного газу як енергоносія, але й впливати на його якість, тобто дає можливість створення системи менеджменту якості газу на сучасному рівні.

5. Висновки та перспективи подальших досліджень.

1. Оцінювання якості природного газу як енергоносія на основі концепції “шість сигм” за принципом STQ – “critical – to – quality” потребує насамперед визначення основних характеристик метрики STQ,

тобто встановлення найважливіших властивостей природного газу, які є основними щодо впливу на його якість, та вибір методів і засобів їхніх вимірювань, тобто фактично розв’язання задач кваліметрії природного газу

2. Запропонована автором систематизація показників якості природного газу дає змогу визначення комплексних показників якості в окремих групах та розроблення єдиних принципів оцінювання якості газу як енергоносія та менеджменту якості газу і, тим самим, повніше враховувати потреби споживачів газу різного профілю.

3. Виконаний автором аналіз залежності теплотворної здатності природного газу від його фізико-хімічних властивостей, зокрема, від вологості, надає можливість нового підходу до оцінювання його якості стосовно введення сортування газу за його калорійністю, зокрема, встановлення нижньої межі калорійності газу, який можна використовувати для промислових і комунально-побутових потреб. За основу доцільно прийняти міжнародну класифікацію газу щодо його якості.

4. Перехід до комплексної системи оцінювання і менеджменту якості природного газу як енергоносія потребує створення нової законодавчої бази для регламентації вимог до показників якості природного газу, гармонізованої з міжнародними стандартами.

5. Ефективне впровадження комплексної системи оцінювання якості і менеджменту якості природного газу потребує відповідного удосконалення метрологічного забезпечення вимірювань показників якості газу та створення нових нормативно-технічних документів, які регламентують точність вимірювань показників якості природного газу.

1. Гордієнко А.І., Богомолець І.Г., Чуб М.В. До питання переходу на облік природного газу як енергоносія // *Нафтова і газова промисловість*, 2001. – №3. – С. 42–43. 2. Стадник Б., Мотало А., Мотало В., Петровська І. Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу // *Метрологія та вимірювальна техніка*, 2005. – Вип. 65. – С. 81–86. 3. ДСТУ 2925- 94. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення. 4. ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. 5. ТУ У 320.001.58764.007-95. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови. 6. Козій В.М., Лур’є А.І., Рубанова І.А. Якість газу родовищ Украї-

- ни // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – Вип. 28. – 2000. – С. 66–68. 7. Рубанова І.А., Голоколос Л.В. Вплив нормативних документів по якості газу на ефективність виробництва // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – Вип. 29. – 2001. – С. 86–88. 8. Пономарьов Ю.В., Вороний М.П. Використання знання-орієнтованої технології в задачах контролю якості природного газу // Нафтова і газова промисловість, 1999. – №5. – С. 54–56. 9. Свиркин М.З. От семейства стандартов ISO 9000 к всеобщему менеджменту качества // Стандарты и качество, 1997. – №9. – С.43–47. 10. ДСТУ ISO 9001- 2001. Системи управління якістю. Вимоги. 11. Сомов А. Шість сигм – стратегія прориву // Стандартизація, сертифікація, якість, 2001. – №4. – С.36–38. 12. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. 13. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Вообе. 14. ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава. 15. Гордієнко І.А. Контроль вологості природного газу на об'єктах газової галузі України // Методи та прилади контролю якості, 2003. – №10. – С. 71–74. 16. Стадник Б., Мотало А., Мотало В. Методи і засоби гігрометрії природного газу // Метрологія та вимірювальна техніка, 2006. – Вип. 66. – С. 81–86. 17. Арсеев А.В. Сжигание природного газа. – М.: Металлургиздат, 1963. – 408 с. 18. Алексеев Г.Н. Общая теплотехника: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 1980. – 552 с. 19. Щетинков Е.С. Физика горения газов. – М.: Наука, 1965. – 740 с. 20. ГОСТ 20060 -83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. 21. ДСТУ 2681-94. Метрологія. Терміни та визначення. 22. Пфанцagl И. Теория измерений / Пер. с англ. В.Б.Кузьмина. – М.: Мир, 1976. – 166 с. 23. Азгальдов Г.Г., Райхман Э.П. О квалиметрии. – М.: Издательство стандартов, 1973. – 172 с. 24. Ціделко В., Яремчук Н., Шульгіна А. Систематизація критеріїв, метрик і шкал для оцінки якості програмних засобів // Метрологія та вимірювальна техніка, 2003. – Вип. 62. – С. 81–88. 25. Хованов Н.В. Математические основы теории шкал измерения качества. – Л.: Издательство Ленинградского ун-та, 1982. – 186 с. 26. Дэйвисон М. Многомерное шкалирование: Методы наглядного представления данных / Пер. с англ. В.С.Каменского. – М.: Финансы и статистика, 1988. – 254 с.