

КОМПЛЕКСНЕ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЯК ЕНЕРГОНОСІЯ

© Мотало А.В., 2008

Описана методика оцінювання якості природного газу як енергоносія. Методика ґрунтується на використанні віртуальної міри якості газу та зваженої евклідової моделі багатовимірною шкалювання.

In the article the technique of quality estimation of natural gas as an energy carrier is described. The technique is based on using of natural gas virtual quality measure and weighted Euclidean model of multidimensional scaling.

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

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

2. Аналіз чинних методик визначення показників якості природного газу. 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 чинних в Україні нормативно-технічних документів (НТД) – ГОСТ 5542-87 [3] і ТУ У 320.001.58764.007-95 [4].

Із виконаного автором аналізу публікацій і наукових досліджень випливає висновок, що визначенню якості природного газу надається значна увага [1; 5–7], однак здебільшого йдеться про вдосконалення вимірювань окремих його фізико-хімічних характеристик (властивостей), зокрема, компонентного складу і вологості [8; 9], на основі яких теоретичними розрахунками визначають інші властивості газу – питому теплоту згоряння, відносну густину, число Воббе [10], тобто без комплексного аналізу функціональних чи кореляційних зв'язків між цими характеристиками. Наприклад, теплотворну здатність газу неможливо точно визначити без врахування його вологості [11], тоді як чинна сьогодні методика, відображена в ГОСТ 22667-82 [10], основана на суто теоретичному аналізі компонентного складу газу та характеристиках окремих його компонентів.

Однак перелік десяти чи більше різномірних характеристик газу навіть за умови, що їхні числові значення лежать в межах норми, не дає конкретному споживачеві повної інформації про його якість, зокрема, про енергетичну цінність газу.

3. Формулювання цілі статті. Метою цієї статті є розроблення методики комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія.

Основними завданнями досліджень у статті є:

- формулювання теоретичних засад методології побудови системи комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія;
- обґрунтування вибору найважливіших фізико-хімічних властивостей природного газу, які найбільше впливають на вміст енергії в газі;
- створення віртуальної міри якості природного газу як енергоносія;

- розроблення методики оцінювання якості природного газу як енергоносія з використанням віртуальної міри якості газу та зваженої моделі багатовимірного шкалювання.

4. Методологія побудови системи комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія.

4.1. Теоретичні засади методології побудови системи комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія. Безпосереднє оцінювання рівня якості продукції у кваліметрії зазвичай здійснюють комплексним методом за одним із двох узагальнених показників якості – комплексним показником якості або профілем якості [13; 14].

Оцінювання рівня якості природного газу доцільніше здійснювати за профілем якості як сукупності одиничних показників його якості [14], оскільки він значно повніше відображає якість газу, ніж комплексний показник якості.

Відповідно до [15] *рівень якості продукції* – відносна характеристика якості продукції, яка ґрунтується на порівнянні значень оцінюваних показників якості продукції з базовими значеннями відповідних показників.

Визначення рівня якості природного газу як енергоносія здійснюємо *груповим методом*, аналізуючи його якість у функціональній групі за призначенням [2], використовуючи відповідний базовий профіль якості газу як *віртуальну міру* його якості, тобто порівнюємо оцінюваний профіль якості газу $\Pi_{ГО}$ з базовим профілем якості $\Pi_{ГБ}$ [16].

Груповий базовий профіль якості газу $\Pi_{ГБ}$ формуємо як сукупність *одиничних зважених базових показників якості $P_{зв,б,i}$* ($i = 1, 2, \dots, m$):

$$\Pi_{ГБ} = \{P_{зв,б,1}; P_{зв,б,2}; \dots; P_{зв,б,m}\}, \quad (1)$$

а одиничні зважені базові показники якості газу визначаємо за формулою:

$$P_{зв,б,i} = P_{б,i} \cdot \vartheta_i, \quad (2)$$

де $P_{б,i}$ – одиничні базові абсолютні показники якості; m – кількість одиничних показників в групі;

ϑ_i – коефіцієнт вагомості показника $P_{б,i}$ ($\sum_{i=1}^m \vartheta_i = 1$).

Груповий оцінюваний профіль якості газу $\Pi_{ГО}$ формуємо як сукупність *одиничних зважених оцінюваних показників якості $P_{зв,о,i}$* ($i = 1, 2, \dots, m$):

$$\Pi_{ГО} = \{P_{зв,о,1}; P_{зв,о,2}; \dots; P_{зв,о,m}\}, \quad (3)$$

а одиничні зважені оцінювані показники якості газу визначаємо за формулою:

$$P_{зв,о,i} = P_{о,i} \cdot \vartheta_i, \quad (4)$$

де $P_{о,i}$ – одиничні базові абсолютні показники якості.

Числові значення одиничних *базових абсолютних показників якості газу $P_{б,i}$* , використаних при обчисленні одиничних зважених базових $P_{зв,б,i}$ показників якості і формуванні групового базового профілю якості $\Pi_{ГБ}$ визначаємо теоретичними розрахунками з урахуванням функціонального призначення газу та реальних його фізико-хімічних властивостей, а коефіцієнтів їхньої вагомості ϑ_i – методом граничних і номінальних значень [17], який ґрунтується на нормуванні гранично допустимих значень відповідних показників якості газу. Розмірність коефіцієнтів вагомості ϑ_i є оберненою до розмірності відповідних одиничних показників якості $P_{б,i}$.

Одиничні *оцінювані абсолютні показники якості $P_{о,i}$* , визначаємо експериментально вимірюванням відповідних фізико-хімічних властивостей газу за шкалами інтервалів чи відношень. Числові значення коефіцієнтів вагомості ϑ_i в обох випадках повинні бути однакові.

4.2. Визначення оптимальної структури показників якості природного газу як енергоносія. В [2] здійснена систематизація показників якості газу за різними групами залежно від його

призначення та потреб споживачів. Із виконаного автором аналізу випливає висновок, що найважливішими показниками якості газу як енергоносія є характеристики, які впливають на його теплотворну здатність, вологість газу і наявність в його складі негорючих та корозійно-активних компонентів, а саме:

- питома об'ємна теплота згоряння вища H_B , МДж/м³ (ккал/м³);
- питома об'ємна теплота згоряння нижча H_H , МДж/м³ (ккал/м³);
- число Воббе B , МДж/м³ (ккал/м³);
- густина ρ , кг/м³ (відносна густина d);
- вологість газу (абсолютна W , г/м³, відносна φ , %);
- концентрація вуглекислого газу C_{CO_2} , %;
- концентрація азоту C_{N_2} , %;
- вміст сірководню C_{H_2S} , г/м³;
- вміст меркаптанової сірки C_S , г/м³.

Природні гази з різних родовищ України відрізняються за компонентним складом і, насамперед, вони різняться за теплотою згоряння, числом Воббе та густиною.

Основним показником якості газу, який визначає його енергетичну цінність, є *питома об'ємна теплота згоряння або теплотворна здатність газу H* . Її визначають як кількість тепла, яке виділяється під час повного згоряння газу в повітрі при сталому тиску $p_{зг}$ і сталій температурі $T_{зг}$, віднесеного до об'єму сухого газу, визначеного за стандартних умов, тобто при тиску $p_C = 0,101325$ МПа і температурі $T_C = 293, 15$ К [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 за температури $T_{зг}$, а *вищу об'ємну питому теплоту згоряння H_B* – після повної конденсації водяної пари, яка міститься в продуктах згоряння газу за температури $T_{зг}$.

Значення нижчої питомої теплоти згоряння H_H природного газу, який подається в магістральні газопроводи з родовищ України, коливається від 31,8 до 36,6 МДж/м³ або від 7600 до 8900 ккал/м³, а газу, який подається для промислового та комунально-побутового використання, тобто як енергоносія, відповідно до [1] не повинне бути меншим від 31,8 МДж/м³ (7600 ккал/м³).

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

$$E = VH_H. \quad (5)$$

Однак не враховується те, що навіть після осушування газ не повністю вільний від вологи [18], тобто визначений за (1) вміст енергії газу E не є його реальним показником.

Число Воббе B є основним показником якості природного газу, який характеризує його згоряння у побутових газових приладах. Значення числа Воббе визначає повноту згоряння газу, тобто згоряння без утворення сажі, смол, з мінімальним виділенням оксиду вуглецю, стабільність горіння без зриву і блисків полум'я.

Для комунально-побутової галузі можуть використовуватися природні гази, в яких значення числа Воббе лежить у межах від 41,2 до 54,5 МДж/м³ (9850 – 13000 ккал/м³), однак для забезпечення нормальної роботи побутових газових приладів у кожному конкретному випадку встановлюється номінальне значення числа Воббе, а відхилення від нього не повинне перевищувати $\pm 5\%$.

Густина газу ρ , кг/м³ визначають пікнометричним методом за стандартних умов, тобто за тиску $p_C = 0,101325$ МПа і температури $T_C = 293, 15$ К, а *відносну густина d* обчислюють за формулою [18]:

$$d = r/1,203. \quad (6)$$

На практиці значення відносної густини d використовують для визначення числа Воббе (нижчого B_H та вищого B_B) у МДж/м³ (ккал/м³) за формулами [10]:

$$B_H = H_H / \sqrt{d}, \quad B_B = H_B / \sqrt{d}, \quad (7)$$

тобто число Воббе є функцією теплоти згоряння і густини газу.

Наявність *вологи* в газі не лише викликає утворення кристалогідратів, що спричиняє розвиток корозії газопроводів і газових апаратів та порушує роботу автоматики, але й знижує теплотворну здатність газу і, відповідно, його якість як енергоносія [11]. Однак в чинних сьогодні в Україні НТД [3; 4; 9] регламентуються вимоги лише до одної гігromетричної характеристики природного газу – *температури точки роси* Q_p за вологою та за вуглеводнями, яка є важливішою для осушування і транспортування газу, ніж для промислового та комунально-побутового використання. Тому доцільно нормувати вологість природного газу (абсолютну W , г/м³ або відносну j , %) [19] і враховувати її при визначенні його теплотворної здатності газу H_H [11], тим більше, що газу з більшості родовищ України характеризуються підвищеною вологістю ($W = 0,2...0,8$ г/м³, а на деяких родовищах і більше [5]).

Наявність в складі природного газу таких компонентів, як *сірководень* та *вуглекислий газ*, мало впливає на його енергетичну цінність, оскільки перший підвищує число Воббе, а другий – знижує його. Негативний ефект цих газів більше проявляється в їхній корозійній активності [5]. Зокрема, сірководень в газі за наявності води спричиняє розвиток корозії внутрішньої поверхні газопроводів і газових апаратів та забруднює атмосферу приміщень токсичними продуктами, які утворюються під час його згоряння.

Для газів комунально-побутового та промислового призначення вміст сірководню обмежується значеннями від 0,005 до 0,02 г/м³ [4].

Меркаптанові сірка, яка є корозійно-активною, в природному газі родовищ України міститься в малій кількості або зовсім відсутня. Однак в газах, які надходять з родовищ Росії та Середньої Азії, містяться як сірководень, так і меркаптанові сірка. Тому для газів комунально-побутового та промислового призначення для вмісту меркаптанової сірки встановлена норма – не більше ніж 0,036 г/м³ [4].

Азот, який є негорючим газом, може мати вплив на теплотворну здатність природного газу, оскільки збільшує його об'єм, але, враховуючи невелике значення його концентрації C_{N_2} , цей вплив незначний. Навпаки, в окремих випадках його концентрацію штучно збільшують, щоб знизити калорійність газу, якщо вона істотно перевищує нормативну [5].

4.3. Вибір моделі багатовимірного шкалювання для оцінювання якості природного газу як енергоносія. Як видно із виконаного в п.4.2 аналізу, якість природного газу як енергоносія залежить від багатьох його фізико-хімічних характеристик, однак не всі ці характеристики мають однаковий вплив на його якість. Тому для оцінювання якості природного газу доцільно використати *зважену евклідову модель індивідуальних відмінностей*, яка є розширеним варіантом дистанційної моделі Торгерсона [14;16]. Суть моделі індивідуальних відмінностей полягає у врахуванні різної ваги (важливості) окремих характеристик x_{ik} , що відображається різними масштабами на відповідних осях багатовимірного факторного простору, тобто координата характеристики $x_{ik,s}$ в моделі індивідуальних відмінностей дорівнює

$$x_{ik,s} = x_{ik} \cdot w_k, \quad (8)$$

де w_k – масштаб по осі k або ваговий коефіцієнт k -ї характеристики.

Тоді зважена евклідова модель індивідуальних відмінностей виражається формулою:

$$D_{ij,s} = d_{ij,s} = \sqrt{\sum_{k=1}^m w_k (x_{ik} - x_{jk})^2}, \quad (9)$$

де $D_{ij,s}$ – міра відмінності між двома об'єктами i та j , а x_{ik} та x_{jk} ($i = 1, 2, \dots, I; j = 1, 2, \dots, J$) – координати характеристик (властивостей, ознак) об'єктів i та j по осі k (іншими словами, x_{ik} та

x_{jk} – значення k -ї характеристики ($k = 1, \dots, m$) в об'єктах i та j); $d_{ij,s}$ – віддаль у багатовимірному евклідовому просторі.

Порівнюючи формулу (8) з формулою (4), можна зробити висновок про можливість використання зваженої евклідової моделі індивідуальних відмінностей для оцінювання якості природного газу, оскільки масштаб w_k є еквівалентом коефіцієнта вагомості J_i .

5. Визначення рівня якості природного газу як енергоносія

5.1. Формування оптимального базового профілю якості природного газу як енергоносія.

Як було означено в п. 4.1., базовий профіль якості природного газу використовуємо як *віртуальну міру* його якості. На основі виконаного вище аналізу можна зробити висновок, що на якість природного газу як енергоносія найбільший вплив мають такі показники – *питома об'ємна теплота згоряння газу, число Воббе, густина і вологість газу, а також вміст азоту, сірководню та меркаптанової сірки*.

Отже, груповий базовий профіль якості газу $П_{ГБ}$ як енергоносія відповідно до (1) формуємо як сукупність таких одиничних зважених базових показників якості $P_{зв,б,i}$ ($i = 1, 2, \dots, 7$):

$$П_{ГБ} = \{P_{H_H}; P_B; P_G; P_W; P_{N_2}; P_{H_2S}; P_S\}, \quad (10)$$

де $P_{H_H}; P_B; P_G; P_W; P_{N_2}; P_{H_2S}; P_S$ – одиничні зважені базові показники якості, зумовлені відповідно нижчою теплотою згоряння газу H_H , МДж/м³; числом Воббе B , МДж/м³; густиною газу ρ , кг/м³; вологістю газу W , г/м³; концентрацією азоту C_{N_2} , %; вмістом сірководню C_{H_2S} , г/м³ та меркаптанової сірки C_S , г/м³.

5.2. Визначення рівня якості природного газу як енергоносія. Визначення рівня якості природного газу як енергоносія здійснюємо *груповим методом*, аналізуючи його якість в функціональній групі призначення [2;16], використовуючи *віртуальну міру якості газу*, тобто груповий базовий профіль якості газу $П_{ГБ}$, побудований за методикою, описаною в п. 4.1. та 5.1.

Для визначення рівня якості газу як енергоносія порівнюємо оцінюваний профіль якості газу $П_{ГО}$ у функціональній групі призначення з відповідним груповим базовим профілем якості $П_{ГБ}$.

Абсолютну відмінність DP_G між профілями $П_{ГО}$ та $П_{ГБ}$ з урахуванням (9) для функціональної групи призначення визначаємо за формулою:

$$DP_G = \sqrt{\sum_{i=1}^7 (P_{зв,о,i} - P_{зв,б,i})^2}. \quad (11)$$

За числовими значення абсолютної відмінності ΔP_G робимо висновок про якість оцінюваного газу. Як видно із (11), чим менше значення ΔP_G – тим ближчі якісні показники оцінюваного газу до базових і, відповідно, оцінюваний газ має вищу якість. Для числового відтворення зв'язку між якістю газу і значеннями абсолютної відмінності ΔP_G необхідно створити відповідну кваліметричну шкалу для оцінювання вказаної відмінності, що є предметом подальших досліджень.

6. Висновки та перспективи подальших досліджень

1. Постійне зростання цін на природний газ на світовому ринку вимагає підвищених вимог до його якості і, відповідно, до вдосконалення методик оцінювання якості газу.

2. Однією із основних проблем оцінювання якості природного газу є відсутність зразкової фізичної міри його якості, з якою можна було би порівнювати досліджуваний газ, тому в статті пропонується для оцінювання якості природного газу використати віртуальну міру його якості, яка є теоретичним аналогом фізичної міри якості газу.

3. Як віртуальну міру якості природного газу пропонується використати базовий профіль якості газу, сформований на основі зваженої евклідової моделі багатовимірною шкалювання.

4. Подальший розвиток запропонованої автором методики оцінювання якості природного газу доцільно здійснювати за такими напрямками:

- удосконалення методики формування віртуальної міри якості газу;
- удосконалення методики порівняння оцінюваного і базового профілів якості газу;
- побудова кваліметричної шкали для визначення числового зв'язку між абсолютною відмінністю $\Delta P_{г,}$, визначеною за формулою (11), та рівнем якості 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. ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. 4. ТУ У 320.001.58764.007-95. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови. 5. Козій В.М., Лур'є А.І., Рубанова І.А. Якість газу родовищ України // *Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз*. – Вип. 28. – 2000. – С. 66-68. 6. А.І. Лур'є, Л.П. Кудінов, А.Г. Іванов, В.М. Козій, О.В. Хвостова. Дослідження метрологічних характеристик вологоміврів природного газу різних типів в умовах експлуатації на об'єктах ДК "Укртрансгаз". – *Збірник наукових праць УкрНДІгаз*. – 2006. – Вип. 34. – С.187–195. 7. Кудінов Л.П., Лур'є А.І. До питання вимірювання густини природного газу об'ємно-гравіметричним методом. – *Збірник наукових праць УкрНДІгаз*. – 2004. – Вип. 32. – С. 220–224. 8. ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава. 9. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. 10. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Вообе 11. Мотало А. Оцінювання якості природного газу за його теплотворною здатністю // *Метрологія та вимірювальна техніка*, 2007. – Вип. 67. – С. 92–100. 12. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный горючий. Методы расчета физических свойств. Общие положения. 13. 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. 14. Дэйвисон М. Многомерное шкалирование: Методы наглядного представления данных / Пер. с англ. В.С. Каменского. – М.: Финансы и статистика, 1988. – 254 с. 15. ДСТУ 2925-94. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення. 16. Стадник Б., Мотало В., Мотало А. Методологія побудови системи оцінювання відповідності природного газу // *Стандартизація, сертифікація, якість*. – 2008. – №2. – С. 51–59. 17. Куць В.Р., Столярчук П.Г. Визначення коефіцієнтів важливості при комплексній оцінці якості за номінальними і гранично допустимими значеннями показників // *Вісник НУ "Львівська політехніка"*, 2001. – №420. – С. 72–77. 18. ГОСТ 17310-86. Газы. Пикнометрический метод определения плотности. 19. Мотало А., Мотало В. Методи і засоби гігрометрії природного газу // *Метрологія та вимірювальна техніка*, 2006. – Вип. 66. – С. 310–219.