

ПРОБЛЕМИ ВИМІРЮВАНЬ В НАРОДНОМУ ГОСПОДАРСТВІ

УДК 533.275: 621.12

МЕТОДИ І ЗАСОБИ ГІГРОМЕТРІЇ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

© Мотало Андрій², Мотало Василь¹, 2006

¹ Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра інформаційно-вимірювальних технологій,
вул. С. Бандери, 12, Львів, 79013, Україна;

² ГПУ “Львівгазвидобування”,
вул. Рубчака, 27, Львів, 79026, Україна

Розглянуто основні проблемні задачі гігromетрії природного газу. Описані і проаналізовані основні методи та засоби вимірювань вологості природного газу. Запропоновано способи підвищення точності вимірювань, що ґрунтуються на методології кваліметрії.

Rассмотрены основные проблемные задачи гигрометрии природного газа. Описаны и проанализированы основные методы и средства измерений влажности природного газа. Предложены пути повышения точности измерений, основанные на методологии кваліметрии.

In the article the most important problems of natural gas hygrometry are considered. The basic methods and means of natural gas moisture measurements are described and analyzed. The ways of increasing of measurements accuracy based on qualimetry methodology are proposed.

Вступ. Природний газ (ПГ), який є високоенергоємною та хімічно цінною сировиною, широко використовується як в побуті, так і в багатьох галузях промисловості. Постійне збільшення споживання ПГ та зростання цін на нього на світовому ринку спричиняє підвищення вимог до його якості. Одним із найважливіших якісних показників ПГ є його вологість [1], яка має важливе значення як для транспортування газу, так і при використанні його як енергоносія. Однак варто зазначити, якщо таких актуальних питань, як вимірювання витрати ПГ та його обліку, стосується багато робіт [2], то питання вимірювання вологості ПГ сьогодні досліджується порівняно мало, хоч воно є надзвичайно актуальним [3;4]. Остання відома монографія з гігromетрії видана в 1973 році [5].

Метою статті є огляд і аналіз основних методів та засобів гігromетрії природного газу і вироблення рекомендацій щодо підвищення точності вимірювань вологості ПГ, основаних на методології кваліметрії.

1. Предмет та основні завдання досліджень.

Інформація про вологість природного газу, зокрема,

дані про термодинамічні умови рівноваги вологи і важких вуглеводнів у природному газі потрібна практично всім його споживачам: в процесах осушування газу та під час його транспортування [4;6]; при обліку кількості газу [7]; для побутових та промислових споживачів газу як енергоносія [1,2] тощо. Отже, задачі вимірювання вологості природного газу можна розділити на ряд груп залежно від зазначених вимог. Однак відзначимо, що чіткого аналізу питань вимірювання вологості природного газу залежно від потреб його споживачів з різних сфер сьогодні нема.

Кожна конкретна гігromетрична задача потребує індивідуального аналізу, врахування специфічних особливостей досліджуваного об'єкта та технічних вимог реалізації вимірювань. Тому актуальним є оптимальний вибір методу і засобів вимірювання вологості в кожному конкретному випадку. Але не можна керуватися лише однією із необхідних вимог, наприклад, точністю вимірювань чи вартістю гігromетра, а потрібно здійснити системний аналіз показників якості вимірювань відповідно до методології кваліметрії [1;8] і, тим самим, отримати оптимальний варіант розв'язання задачі.

У гігromетрії природного газу доцільно використати таку систему аналізу показників якості вимірювань:

– аналіз сучасного стану нормування характеристик вологості природного газу;

– огляд і аналіз відомих методів вимірювання вологості ПГ, зокрема, рівень їхніх теоретичних досліджень та практичного використання, можливий рівень точності вимірювань;

– огляд і аналіз наявних засобів вимірювання вологості ПГ, зокрема, їхні метрологічні, експлуатаційні та економічні характеристики, рівень метрологічного забезпечення;

– вироблення рекомендацій щодо нормування характеристик вологості природного газу та підвищення точності гігromетричних вимірювань;

– встановлення вимог до вибору методу та засобів вимірювання вологості природного газу і формування профілю якості гігromетричних вимірювань.

Такий системний аналіз гігromетрії природного газу і є предметом та основним завданням досліджень в статті.

2. Аналіз сучасного стану нормування характеристик вологості природного газу. За фізико-хімічними показниками природні гази, які є сировиною і паливом для промислового та комунального використання, і які подаються в магістральні газопроводи, повинні відповідати вимогам і нормам ГОСТу 5542-87

[9], ТУ У 320.00158764.033-2000 [10] і ТУ У 320.00158764.007-95 [11]. Із характеристик вологості ПГ у вказаних НТД нормують лише *температуру точки роси (точку роси)* за вологою і за вуглеводнями, допустимі значення яких вказані в табл. 1.

Зазначимо, що такий стан нормування характеристик вологості газу є незадовільним, оскільки точка роси є важливим показником ПГ лише під час експлуатації технологічного обладнання, магістральних газопроводів та компресорних станцій, але не є цінною для споживачів газу як енергоносія. Згідно з чинним ГОСТ 22667-82 [14] питому теплоту згоряння газу, яка визначає його енергетичну цінність, отримують розрахунковим методом за компонентним складом газу без урахування його вологості.

Для кількісного оцінювання вологості ПГ використовують цілу низку характеристик, які можна розділити на чотири групи:

– величини, які характеризують концентрацію водяної пари в газі;

– відносні характеристики концентрації водяної пари в газі;

– температура точки роси;

– відносна вологість газу.

Розглянемо детальніше характеристики вологості ПГ в кожній із означених груп.

Таблиця 1

Показники вологості природних газів

№ з/п	Назва показника, умови визначення та розмірність	Нормовані значення показника	НТД, за яким нормують і визначають значення показника
1	Точка роси за вологою газів, що подаються в магістральні трубопроводи, при тиску 4,0 МПа, °С, не вища ніж – з 1 травня по 30 вересня – з 1 жовтня по 30 квітня	- 3 - 5	ТУ У 320.00158764.007-95[11]; ГОСТ 20060-83 [12]
2	Точка роси за вуглеводнями газів, що подають в магістральні трубопроводи, °С, не вища ніж	0	ТУ У 320.00158764.007-95[11]; ГОСТ 20061-94 [13]
3	Точка роси за вологою газів промислового та комунально-побутового використання в пункті приймання	нижча від температури газу за його фактичного тиску	ГОСТ 5542-87 [9], ТУ У 320.00158764.033-2000 [10]

2.1. Величини, які характеризують концентрацію водяної пари в газі. До цієї групи характеристик вологості ПГ зараховують абсолютну вологість газу та пружність або парціальний тиск водяної пари.

Абсолютну вологість газу визначають як масову або об'ємну кількість водяної пари в 1 м³ газу.

Абсолютна масова вологість W дорівнює масі водяної пари $m_{\text{П}}$, яка міститься в 1 м³ парогазової суміші ($z \text{ H}_2\text{O}/\text{м}^3$ вологого газу) або W_C – в 1 м³ ($z \text{ H}_2\text{O}/\text{м}^3$ сухого газу), $z/\text{м}^3$:

$$W = \frac{m_{\text{П}}}{V} \text{ або } W_C = \frac{m_{\text{П}}}{V_C}. \quad (1)$$

Відношення маси насиченої водяної пари $m_{\text{ПН}}$ до об'єму газу, в якому міститься ця насичена водяна пара, називають *максимальною абсолютною вологістю газу* W_{max} , $z/\text{м}^3$:

$$W_{\text{max}} = \frac{m_{\text{ПН}}}{V}. \quad (2)$$

Абсолютна об'ємна вологість W_V – об'ємна кількість водяної пари в 1 м³ парогазової суміші, яку визначають за малих концентрацій ($с \text{ м}^3 \text{ H}_2\text{O}/\text{м}^3$ вологого газу).

Абсолютну вологість газу, як масову, так і об'ємну, зазвичай визначають в одиницях *ppm*, тобто як одну мільйонну частку водяної пари (масову чи об'ємну) в 1 м³ об'єму газу ($1 \text{ ppm} = 1 \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 10^{-4} \%$).

Також *абсолютну вологість W* визначають як парціальний тиск водяної пари $p_{\text{П}}$, яка міститься в газі.

Парціальний тиск газу $p_{\text{П}}$ – це тиск газу в газовій суміші певного об'єму V , який дорівнює тиску самого цього газу в такому самому об'ємі при температурі T . Відповідно до [5] *парціальний тиск* або *пружність водяної пари $p_{\text{П}}$* визначають за формулою

$$p_{\text{П}} = \frac{N_{\text{П}}kT}{V} = \frac{m_{\text{П}}RT}{M_{\text{П}}V} = \frac{\rho_{\text{П}}RT}{M_{\text{П}}}, \quad (3)$$

де $N_{\text{П}}$ – кількість молів водяної пари в об'ємі V ; k – стала Больцмана ($k = 1,380662 \pm 0,000044 \cdot 10^{-23}$ Дж/К); T – термодинамічна температура, К; R – універсальна газова стала ($R = 8,31441 \pm 0,00026$ Дж/(моль·К)). $M_{\text{П}}$ – молярна маса водяної пари ($M_{\text{П}} = 18 \cdot 10^{-3}$ кг/моль); $\rho_{\text{П}}$ – густина водяної пари, кг/м³.

2.2. Відносні характеристики концентрації водяної пари в газі. До цієї групи характеристик вологості ПГ

зараховують відносний вміст води в газі d , питому вологість d_0 та молярну долю водяної пари в газі s .

Відносний вміст води або *відношення суміші* d [5] – це відношення маси водяної пари $m_{\text{П}}$ до маси сухого газу m_C , виражене у відносних одиницях, кг/кг. Також відносний вміст води d визначають як відношення густини водяної пари $\rho_{\text{П}}$ до густини сухого газу ρ_C за однакових умов:

$$d = \frac{m_{\text{П}}}{m_C} = \frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_C}. \quad (4)$$

Під час осушування газу для оцінювання його вологості використовують поняття *відносного вмісту води d_C для сухого газу*, тобто вміст водяної пари в парогазовій суміші, яка відповідає одиниці маси сухого газу, $z/\text{кг}$:

$$d_C = 1000 \frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_C}, \quad (5)$$

де ρ_C – густина сухого газу.

Рідше для характеристики вологості газу використовують відношення маси водяної пари $m_{\text{П}}$ до маси вологого газу m , яке називають *питомою масовою вологістю d_m* , тобто:

$$d_m = \frac{m_{\text{П}}}{m}. \quad (6)$$

Об'ємний відносний вміст води в газі зазвичай оцінюють як відношення об'єму водяної пари $V_{\text{П}}$ до об'єму сухого V_C або до об'єму вологого газу V . Тому розрізняють два типи питомої об'ємної вологості ПГ *об'ємну питому вологість d_{VC} для сухого газу* та *об'ємну питому вологість d_V для вологого газу*:

$$d_{VC} = \frac{V_{\text{П}}}{V_C} \text{ та } d_V = \frac{V_{\text{П}}}{V} = \frac{V_{\text{П}}}{V_{\text{П}} + V_C}. \quad (7)$$

Молярну частку водяної пари s визначають як відношення кількості молів водяної пари $N_{\text{П}}$ до загальної кількості молів N вологого газу:

$$s = \frac{N_{\text{П}}}{N} = \frac{N_{\text{П}}}{N_{\text{П}} + N_C}, \quad (8)$$

де N_C – кількість молів сухого газу

2.3. Температура точки роси. *Температура точки роси* (“точка роси”) Θ_p – найвища температура, за якої в парогазовій суміші може утворюватися рідинна фаза [15]. Точка роси – це температура,

під час охолодження до якої водяна пара, яка є в газовій суміші, досягає стану насичення за певної вологості газу та сталого тиску, причому на предметах, з якими контактує газ, починається конденсація водяної пари. Точку роси можна знайти за значеннями температури та вологості газу або виміряти конденсаційним гігрометром.

За іншим означенням, *температура точки роси* (“точка роси”) – це температура парогазової суміші, за якої парціальний тиск водяної пари в газі $p_{\text{П}}$ дорівнює тиску насиченої водяної пари $p_{\text{ПН}}$.

2.4. Відносна вологість газу. Відносна вологість газу φ визначають як ступінь насичення парогазової суміші, тобто як відношення кількості водяної пари W , яка міститься в 1 м^3 парогазової суміші, до максимально можливої кількості водяної пари $W_{\text{Н}}$ в 1 м^3 парогазової суміші за тієї самої температури, тобто в насиченому стані.

До температури $100 \text{ }^\circ\text{C}$ за нормального атмосферного тиску справедливе співвідношення:

$$\varphi = \frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_{\text{ПН}}} = \frac{W}{W_{\text{Н}}}, \quad (9)$$

де $\rho_{\text{П}}$ – густина водяної пари у парогазовій суміші; $\rho_{\text{ПН}}$ – густина водяної пари в насиченому стані при парціальному тиску водяної пари; $W_{\text{Н}}$ – абсолютна вологість газу в стані насичення його водяною парою, $\text{г}/\text{м}^3$.

Відносна вологість газу φ визначають як відношення відповідних характеристик досліджуваної парогазової суміші і парогазової суміші, в якій водяна пара перебуває в насиченому стані: абсолютної вологості, пружності, відносних характеристик вологості, питомої вологості тощо, причому отримані числові значення відносної вологості газу дещо відрізняються між собою [5]. На практиці для визначення відносної вологості газу φ використовують рівняння стану ідеального газу, за яким *відносна вологість газу* φ дорівнює відношенню парціального тиску водяної пари в газі $p_{\text{П}}$ до тиску насиченої водяної пари $p_{\text{ПН}}$ для заданої температури:

$$\varphi = \frac{p_{\text{П}}}{p_{\text{ПН}}} 100 \%. \quad (10)$$

Очевидно, що відносна вологість газу змінюється в межах $0 \leq \varphi \leq 100 \%$ або у відносних одиницях – в межах $0 \leq \varphi \leq 1$.

2.5. Оптимізація характеристик вологості природного газу.

Наведені вище характеристики вологості газу не є вичерпними [5]. Однак наявність навіть такої кількості гігрометричних характеристик, які мають різні розмірності, перешкоджає уніфікації гігрометрів, оскільки їхні шкали градуюють в різних одиницях вимірювань. Як показує зарубіжний досвід [5], доцільно нормувати у відповідних НТД максимум три характеристики вологості газу – крім зазначених в табл. 1 точок роси газу за вологою та вуглеводнями, значення яких є важливими в процесах осушування і транспортування газу, для споживачів промислової та комунально-побутової сфер нормувати абсолютну W або відносну φ вологість газу і враховувати їх при визначенні теплотворної здатності ПГ.

Залежності, які пов'язують між собою різні характеристики вологості газу, можна встановити на основі *рівняння стану ідеального газу*. Зокрема, перехід від робочих характеристик газу тиску p , температури T і об'єму V до стандартних – $p_{\text{СТ}}$, $T_{\text{СТ}}$ і $V_{\text{СТ}}$ ($p_{\text{СТ}} = 0,101325 \text{ МПа}$; $T_{\text{СТ}} = 293,15 \text{ К}$) переходять за формулою:

$$V_{\text{СТ}} = V \frac{p}{p_{\text{СТ}}} \frac{T_{\text{СТ}}}{T}. \quad (11)$$

3. Огляд і класифікація методів вимірювання вологості природного газу¹.

В сучасній гігрометрії відомо багато методів вимірювання вологості ПГ [5], однак універсального методу, який би задовольняв всі специфічні вимоги гігрометрії природного газу, нема. Відповідно, відсутнє однозначне трактування результатів гігрометричних вимірювань, які у разі використання різних методів можуть істотно відрізнятися. Наприклад, концентрацію водяної пари в газі або абсолютну вологість W залежно від його відносної вологості φ визначають за формулою [6]:

$$W = 804 \frac{\varphi p_{\text{П}}}{p - \varphi p_{\text{П}}}, \text{ г}/\text{м}^3, \quad (12)$$

де $p_{\text{П}}$ – пружність водяної пари при температурі газу T , Па; p – тиск газу, Па.

Однак результат вимірювання, визначений за формулою (11), істотно відрізняється від значення абсолютної вологості газу W , визначеної за методом точки роси [12].

¹ В статті розглядаються не всі відомі, а лише найпоширеніші сьогодні і найперспективніші методи вимірювання вологості природного газу.

Тому доцільно класифікувати методи вимірювання вологості ПГ за найзагальнішими ознаками з метою раціонального їхнього використання для розв'язання конкретних гігromетричних задач.

В сучасній гігromетрії відомо багато підходів до класифікації методів вимірювання вологості: за видом вимірювання – прямі та опосередковані [5]; за типом функції перетворення чутливого елемента гігromетра – деформаційні, температурні, акустичні [17] тощо. Такі підходи не дають можливості узагальнення функціональних характеристик гігromетрів, що належать до одної класифікаційної групи і, відповідно, унеможливають їх раціональний вибір та взаємозамінність.

Доцільніше класифікувати методи вимірювання вологості за характером енергетичної взаємодії між досліджуванним газом і первинним перетворювачем (чутливим елементом) гігromетра [18]. У цьому разі всі відомі методи вимірювання вологості природних газів можна розділити на дві групи, в основі яких лежать два принципово різні фізичні процеси.

До *першої групи* належать так звані “*рівноважні*” методи гігromетрії, основані на гігromетричній чи термодинамічній рівновазі між чутливим елементом гігromетра і досліджуванним середовищем, тобто рівновазі між утворенням та випаровуванням вологи (роси) на поверхні твердого тіла, яка безпосередньо контактує з досліджуванним газом. Таке двостороннє перенесення енергії і маси води зумовлене такими чинниками. Для перенесення молекул води рушійною силою є різниця тисків водяної пари в досліджуваному газі і на чутливому елементі гігromетра, а для перенесення теплової енергії – різниця їх температур. Зазначимо, що встановлення термодинамічної рівноваги в системі *газ – перетворювач* є досить тривалим, що зумовлює велику інерційність *рівноважних* гігromетрів і їх доцільніше використовувати для лабораторного аналізу газу.

До групи *рівноважних* належать такі методи:

- конденсаційний;
- сорбційний;
- психрометричний.

До *другої групи* належать так звані “*нерівноважні*” методи гігromетрії, в яких відбувається ослаблення вологою досліджуваного газу потоку енергії первинного перетворювача гігromетра. До цієї групи належать такі основні методи:

- частотний;
- акустичний;
- інфрачервоного та ультрафіолетового випромінювання;

В практиці гігromетрії природного газу найбільшого поширення набули *рівноважні* методи, зокрема, в чинному сьогодні ГОСТ 20060- 83 [12], встановлено три основні методи вимірювання концентрації водяної пари і температури точки роси ПГ: *конденсаційний, абсорбційний та електролітичний*. Також доволі широко застосовують у гігromетрії *психрометричний* метод.

Із *нерівноважних* методів вимірювання вологості найперспективнішим стосовно практичної реалізації та ефективності є *частотний* метод, або, як його ще називають, метод *мікроваг*, реалізований на основі п'єзоелектричних сенсорів.

4. Порівняльний аналіз найпоширеніших методів і засобів вимірювання вологості природного газу. Розглянемо детальніше переваги і недоліки найпоширеніших із розглянутих вище методів вимірювання вологості природного газу і засобів вимірювань, в яких вони реалізовані, зокрема, їхні метрологічні характеристики.

4.1. Конденсаційний метод. *Конденсаційний метод* вимірювання вологості природного газу або, як його ще називають, *метод точки роси* полягає у вимірюванні температури рівноваги між утворенням та випаровуванням вологи (роси) на поверхні твердого тіла, яка безпосередньо контактує з досліджуванним газом, тобто вимірюванні так званої температури “*точки роси*” або просто “*точки роси*” Θ_p . Конденсаційну поверхню цього твердого тіла називають *дзеркальцем* [5].

Конденсаційний метод використовують для вимірювання температури точки роси в газах, які не містять крапель вологи і точка роси яких за вуглеводнями не перевищує точки роси вологи більше ніж на 5 °С [12]. Для реалізації цього методу виконують такі операції:

- охолоджують робочу поверхню дзеркальця;
- фіксують момент початку конденсації водяної пари на поверхні дзеркальця у вигляді роси;
- вимірюють температуру робочої поверхні дзеркальця, яка і є температурою точки роси Θ_p .

Концентрацію водяної пари в газі W за стандартних умов, тобто за тиску $p_c = 0,101325$ МПа і температурі $T_c = 293,15$ К в г/м³ згідно з ГОСТом 20060 – 83 [12] залежно від вимірюваної точки роси газу по волозі Θ_p обчислюють за формулою:

$$W = 101,325 \frac{A(\Theta_p)}{p} + B(\Theta_p) \quad (13)$$

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.

Гігрометри, побудовані на основі методу точки роси, – єдині з гігрометрів, в яких безпосередньо вимірюваною величиною є температура точки роси, і є можливість одночасно вимірювати вологість газу і температуру точки роси за вологою та вуглеводнями, що є їхньою істотною перевагою. Вони ідеально працюють, якщо досліджуваний газ однокомпонентний і час вимірювання необмежений. Похибка вимірювання точки роси у такому разі практично визначається похибкою вимірювання температури.

Однак методу точки роси притаманні певні *недоліки і застереження* щодо його використання:

– метод точки роси можна використовувати лише за умови, якщо температура точки роси вуглеводнів нижча від температури точки роси за вологою. Якщо в газовій суміші є компонент, температура конденсації якого вища від температури конденсації водяної пари, то ця температура помилково може бути прийнята за результат вимірювання;

– гігрометрам точки роси притаманна висока інерційність, оскільки, як було зазначено вище, метод точки роси належить до *рівноважних* методів і сам характер процесів перенесення маси і енергії зумовлює інерційність гігрометрів. Це ускладнює вимірювання при малих концентраціях вологи (менше за 20 ppm), оскільки час утворення видимої плівки роси на дзеркальці може становити декілька годин;

– для гігрометрів точки роси характерний взаємний вплив водяної пари, важких вуглеводнів, кристалогідратів та інших складових природного газу при їхній конденсації на охолоджувану конденсаційну поверхню (дзеркальце), тобто конденсація вологи та інших складових газу не є роздільною, а реально є їх взаємне накладання на конденсаційній поверхні. Це призводить до виникнення додаткової похибки вимірювання температури точки роси і, відповідно, вологості газу.

До конденсаційних належать гігрометри типу “Харків-2”, який використовується на газопроводах та підземних сховищах газу НАК “Нафтогаз України” [3], “КОНГ-Прима-2”, АМТЕК-241 тощо, основні метрологічні характеристики яких наведені в табл. 2.

4.2. Сорбційний метод. Сорбційний метод вимірювання вологості природного газу ґрунтується на використанні в гігрометрах для виготовлення чутливих елементів гігроскопічних речовин, властивості яких змінюються залежно від кількості поглинутої вологи. У практичній гігрометрії використовують два різновиди сорбційного методу вимірювання вологості природного газу: *адсорбційний* і *абсорбційний*. В гігрометрах першого типу використовується явище *адсорбції*, тобто поглинання вологи зовнішньою поверхнею чутливого елемента гігрометра, а об’єктом вимірювання є електричні властивості цієї поверхні, наприклад, поверхневий опір. В *абсорбційних* гігрометрах чутливий елемент являє собою тонкий шар вологочутливого пористого матеріалу, а волога з досліджуваного газу поглинається капілярами всього об’єму чутливого елемента, що призводить до зміни його об’ємних електричних властивостей.

Із *сорбційних* методів в газовій гігрометрії практично найбільше використовуються *електролітичний, абсорбційний, сорбційно-ємнісний* та *п’єзосорбційний* методи вимірювання вологості ПГ.

Електролітичний метод вимірювання вологості газу полягає у поглинанні водяної пари із досліджуваного газу спеціальним електролітом – п’ятиокисом фосфору [5;12]. Поглинання триває до моменту настання термодинамічної рівноваги, тобто стану, коли тиск водяної пари над поверхнею електроліту, який тут є чутливим елементом гігрометра, не зрівняється з тиском водяної пари в досліджуваному газі. Подальша зміна вологості газу залежно від знака цієї зміни викличе поглинання вологи чутливим елементом або випаровування її до досягнення нового стану рівноваги. Результатом вимірювання електролітичних гігрометрів є абсолютна вологість газу W , а точку роси Θ_p визначають за таблицями, наведеними в [12].

Істотним недоліком електролітичного методу вимірювання вологості газу є те, що в результат вимірювання крім концентрації водяної пари, входять концентрації метанолу і діетиленгліколю, що зумовлює невизначеність вимірювання. Зокрема, в [12] визначено, що електролітичний метод можна використовувати лише за концентрації метанолу в парі води не вище ніж 10 %, тому цим методом доцільно вимірювати вологість газу лише в лабораторних умовах.

У гігрометрії природного газу використовують електролітичний гігрометр типу АМТЕК-303В, основні метрологічні характеристики якого наведені в табл. 2.

Основні характеристики найпоширеніших гігрометрів

№ з/п	Тип гігрометра	Метод вимірювання	Основні метрологічні характеристики		
			Одиниця вимірювання	Діапазон вимірювання	Граничне значення похибки вимірювання
1	“Харків-2”	Конденсаційний	Точка роси Θ_p , °C	-20 ... +20	$\pm 1,5$ °C, при $\Theta_p = -20 \dots -10$ °C; $\pm 1,0$ °C, при $\Theta_p = -10 \dots +20$ °C;
2	“КОНГ-Прима-2”	Конденсаційний	Точка роси Θ_p , °C	-25 ... +30; -50 ... +10	$\pm 1,0$ °C; $\pm 2,0$ °C
3	АМЕТЕК-241	Конденсаційний	Точка роси Θ_p , °C	-40 ... +10	$\pm 2,0$ °C
4	АМЕТЕК-303В	Електролітичний	Абсолютна вологість W , ppm	20...2000	$\pm 2,0$ ppm
5	Parametrics	Сорбційно - емнісний	Парціальний тиск (точка роси Θ_p , °C)	-40 ... +20	$\pm 1,0$ °C
6	“Волна -2М”	П'єзосорбційний	Відносна вологість φ , %	0...100	$\Delta\varphi_{гр} = \pm 2,0$ %
7	АМЕТЕК-5812	Частотний (мікроваговий)	Абсолютна вологість W , ppm; (точка роси Θ_p , °C)	0...1000	± 1 ppm

Абсорбційний метод вимірювання вологості природного газу полягає у поглинанні водяної пари зневодненим діетиленглюколем (ДЕГ) і подальшим визначенням маси вологи лабораторними аналітичними методами, зокрема, методом титрування розчином Карла Фішера або методом газової хроматографії [12].

Масу вологої пари, тобто абсолютну вологість газу W , в г/м³ обчислюють за формулою:

$$W = \frac{W_{AB}V \frac{P_{AB}}{P_{BX}} + \frac{d_{П,AB}}{100} m_{ДЕГ}}{V_{СТ}}, \quad (14)$$

де W_{AB} – залишкова абсолютна вологість досліджуваного газу після абсорбції, г/м³; V – об'єм досліджуваного вологого газу, виміряний під час експерименту, м³; P_{AB} – тиск газу в абсорбційному апараті, Па; P_{BX} – тиск газу на вході абсорбційного апарата, Па; $d_{П,AB}$ – масова частка водяної пари, абсорбованої із досліджуваного газу, %; $m_{ДЕГ}$ – маса діетиленглюколю, використана в абсорбційному апараті, г; $V_{СТ}$ – об'єм досліджуваного вологого газу, перерахований до стандартних умов, м³. (Значення величин W_{AB} та $d_{П,AB}$ визначають за методикою, викладеною в [12]).

Отже, результатом вимірювання абсорбційних гігрометрів, як і електролітичних, є абсолютна воло-

гість газу W , а точку роси Θ_p визначають за таблицями, наведеними в [12].

Абсорбційному методу притаманна висока чутливість і точність та широкий діапазон вимірювання вологості природного газу, що особливо важливо за низької концентрації водяної пари (1...5 ppm), однак саме вимірювання доволі тривале і трудомістке, тому його використовують як суто лабораторний.

Сорбційно-емнісний метод вимірювання вологості природного газу ґрунтується на зміні ємності конденсатора, діелектриком якого є речовина, здатна адсорбувати вологу. В гігрометрах цього типу використовують емнісні сенсори з алюмінієво-оксидними (Al_2O_3) та кремнієво-оксидними (SiO_2) чутливими елементами. Ємність такого сенсора змінюється залежно від зміни тиску водяної пари в досліджуваному газі, тому вимірюваною величиною фактично є парціальний тиск водяної пари $p_{П}$ або абсолютна вологість газу W , а градування їхніх шкал в одиницях температури точки роси Θ_p здійснюють за таблицями, наведеними в [12].

Перевагами емнісних гігрометрів є нескладна конструкція і низька ціна, що зумовило доволі широке використання їх в гігрометрії природного газу в стаціонарному режимі. Однак при аналізі вологості газу в магістральних газопроводах вони мають істотні недоліки. Зокрема, їм, як і іншим рівноважним гігрометрам,

притаманна велика інерційність, особливо за низької вологості газу (у діапазоні 10...100 ppm час встановлення термодинамічної рівноваги в системі газ – сенсор, тобто фактично час вимірювання, становить 60...30 хв). Наявність в потоці газу компресорного масла, діетиленглюколю та вуглеводнів і гідратів з високою температурою кипіння призводить до утворення на поверхні сенсора багаточислової плівки, і гігрометр починає вимірювати концентрацію вологи в цій плівці, а не в самому газі. Також недоліком емнісних гігрометрів є те, що в них не відділяється водяна пара від метанолу і в результат вимірювання входить їхня сумарна концентрація в газі.

Одним із найпоширеніших емнісних гігрометрів є прилад фірми *Parametrics*, основні метрологічні характеристики якого наведені в табл.2.

П'езосорбційний метод вимірювання вологості природного газу ґрунтується на залежності частоти масочутливих п'езокварцових резонаторів від маси вологи, поглинутої гігроскопічною (сорбційною) плівкою, нанесеною на поверхню п'езоелемента. Під час адсорбції вологи із досліджуваного газу змінюється маса коливальної системи “п'езоелемент – плівка сорбента” і, відповідно, змінюється частота власних коливань резонатора.

Функція перетворення п'езосорбційних резонансних гігрометрів, тобто залежність зміни частоти власних коливань резонатора Δf , Гц від зміни його маси, тобто фактично від маси вологи Δm , г, поглинутої сорбційною плівкою із досліджуваного газу, описується рівнянням [19]:

$$\Delta f = f_{ВИМ} - f = -\frac{f^2}{N_f S \rho_{KB}} \Delta m, \quad (15)$$

де $f_{ВИМ}$ – виміряна частота коливань резонатора, поміщеного в досліджуваний газ, Гц; f – частота власних коливань резонатора, Гц; N_f – частотний коефіцієнт, значення якого залежить від типу зрізу і форми кварцової пластини, Гц/м; S – площа сорбційної поверхні, м²; ρ_{KB} – густина кварцу, г/м³.

Отже, покази п'езосорбційних гігрометрів фактично є функцією масової частки вологи або абсолютної вологості газу, однак їх переважно градуують в одиницях відносної вологості φ .

Перевагами п'езосорбційних резонансних гігрометрів є зручність для реалізації вимірювань безпосередньо вимірювана величина (частота), висока чутливість (соті частки процента відносної вологості), широ-

кий діапазон вимірювань, мала інерційність, а до недоліків зараховують небезпеку попадання в робочу камеру резонатора краплин рідини, що призводить до зриву його коливань та руйнування сорбційного шару, а також нестабільність метрологічних характеристик в часі, яка зумовлена передовсім властивостями кварцового генератора та використаного сорбента.

В гігрометрії природного газу використовують п'езосорбційні резонансні гігрометри типів “Волна–1М” та “Волна–2М”, основні метрологічні характеристики якого наведені в табл. 2.

4.3. Частотний метод. Частотний метод або метод *мікроваг* є одним із перспективних *нерівноважних* методів вимірювання вологості природного газу. Його реалізують на основі п'езоелектричних сенсорів із спеціальним гігроскопічним покриттям і фактично він є модифікацією класичного п'езосорбційного методу.

Чутливий елемент частотного гігрометра, як і п'езосорбційного, являє собою масочутливий п'езокварцовий резонатор з нанесеною на поверхню п'езоелемента гігроскопічною (сорбційною) плівкою, яка вибірково поглинає вологу із досліджуваного газу. Реалізують метод *мікроваг* в частотних гігрометрах так.

Спочатку п'езоелемент обдувають вологим досліджуваним газом. Волога поглинається в порах сорбційної плівки кварцового резонатора, збільшує його масу і, відповідно до (14), зменшує частоту його власних коливань. Потім кристал обдувають так званим порівняльним або нульовим газом, яким фактично є осушений і очищений досліджуваний газ. Внаслідок цього адсорбована волога видаляється з резонатора і частота його коливань повертається до початкового значення. Різниця між значеннями частот коливань резонатора в “сухому” і “мокрому” станах пропорційна до абсолютної вологості газу. Отже, частотні гігрометри фактично вимірюють абсолютну вологість газу W , а градування їхніх шкал в одиницях температури точки роси Θ_p здійснюють за таблицями, наведеними в [12].

Варто зазначити, що вимірювання асиметричне – обдування резонатора вологим досліджуваним газом короткочасне (не більше ніж 30 с), тоді як обдування чистим сухим газом триває 570 с. Отже, чутливий елемент гігрометра зазнає впливу забрудненого компресорними маслами, діетиленглюколем та іншими домішками газу лише 5 % часу вимірювання вологості, а решту часу він очищується сухим газом, який видаляє з його поверхні всі шкідливі домішки.

Перевагами частотних (мікровагових) гігрометрів є широкий діапазон вимірювання (0,1...10 000 ppm), мала інерційність, незалежність результату вимірювання від складу газу, зумовлена використанням як порівняльного осушеного і очищеного досліджуваного газу, а також відсутність небезпеки забруднення поверхні чутливого елемента різними домішками, які є у смісних гігрометрах.

У газовій гігрометрії використовується декілька частотних гігрометрів компанії AMETEK Process Instruments, зокрема, прилади типів AMETEK-3050 та AMETEK-5812, основні метрологічні характеристики якого наведені в табл. 2.

5. Шляхи розв'язання задачі щодо оптимального вибору методу та засобів вимірювання вологості природного газу. Як було зазначено вище, у виборі методу і засобів вимірювання вологості ПГ не варто керуватися однією із необхідних вимог, наприклад, точністю вимірювань чи вартістю гігрометра, а потрібно здійснити системний аналіз показників якості вимірювань відповідно до методології *кваліметрії* [8] і, тим самим, отримати оптимальний варіант розв'язання задачі.

У гігрометрії природного газу можна використати таку систему аналізу показників якості вимірювань:

- виробити рекомендації щодо нормування характеристик вологості природного газу та підвищення точності гігрометричних вимірювань;

- здійснити загальний аналіз відомих методів вимірювання вологості ПГ, зокрема, рівень їхніх теоретичних досліджень та практичного використання;

- здійснити огляд і аналіз наявних засобів вимірювання вологості, зокрема, їхні метрологічні, експлуатаційні та економічні характеристики, рівень метрологічного забезпечення;

- встановити вимоги до вибору методу та засобів вимірювання нормованих показників вологості природного газу і сформувані критерії оцінювання якості гігрометричних вимірювань;

- розробити систему показників якості вимірювання вологості природного газу і сформувані оптимальний профіль якості гігрометричних вимірювань;

- відповідно до нормованих показників вологості та сформованого профілю якості гігрометричних вимірювань вибрати методи та засоби вимірювання вологості природного газу;

- визначити метрику порівняння профілю якості вибраного методу і засобу вимірювання вологості ПГ з оптимальним профілем якості гігрометричних вимірювань;

- визначити оптимальний варіант розв'язання задачі щодо вибору методу та засобу вимірювання вологості природного газу

Висновки

1. У відповідних НТД нормувати три характеристики вологості газу – крім точки роси газу Θ_p за вологою та за вуглеводнями, значення яких є важливими в процесах осушування і транспортування газу, нормувати абсолютну W або відносну φ , значення яких є важливими для споживачів промислової та комунально-побутової сфер, і враховувати їх у визначенні теплотворної здатності ПГ.

2. Із аналізу випливає, що найперспективнішим методом вимірювання вологості природного газу, зокрема, при оцінюванні його якості, є *метод точки роси* [20], який дає змогу одночасно вимірювати вологість газу і температуру точки роси за вологою та вуглеводнями.

3. Для оптимального вибору методу вимірювання вологості природного газу і відповідних засобів вимірювань необхідний системний аналіз показників якості вимірювань відповідно до методології *кваліметрії* і сформувані профіль якості гігрометричних вимірювань.

1. 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.* 2. Гордієнко А. І., Коломеев В. М., Фролов А. Ф. *Стан вимірювання кількості та параметрів якості природного газу у системі ДК "Укртрансгаз" // Нафтова і газова промисловість, 2000. – №5. – С. 44-47.* 3. Гордієнко І. А. *Контроль вологості природного газу на об'єктах газової галузі України // Методи та прилади контролю якості, 2003. – №10. – С. 71-74.* 4. Лозинський С. В., Бакастов В. О., Гордієнко І. А. *Як виміряти вологість газу? // Нафтова і газова промисловість, 1998. – №5. – С. 60-62.* 5. Берлинер М. А. *Измерение влажности. – М.: Энергия, 1973. – 400 с.* 6. Арсеев А. В. *Сжигание природного газа. – М.: Металлургияиздат, 1963. – 408 с.* 7. Матіко Ф. Д., Павлюк І. П. *Розрахунок фактора стискуватості вологого природного газу в задачах його обліку // Методи та прилади контролю якості, 2002. – №9. – С. 79-81.* 8. Фомин В. Н. *Кваліметрія. Управление качеством. Сертификация: Учебное пособие. – М.: Ось-89, 2002. – 384 с.* 9. ГОСТ 5542-87. *Газы горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.* 10. ТУ У 320.00158764.033-2000. *Газы горючі природні родовищ України для промислового та комунально-побутового призначення. Технічні умови.* 11. ТУ У 320.00158764.007-95. *Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови.* 12. ГОСТ 20060-83. *Газы горючие природные. Методы определения содер-*

жання водяних парів і точки роси вологи. 13. ГОСТ 20061-94. Газы горючие природные. Метод определения точки росы углеводородов. 14. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе. 15. Енциклопедія термометрії / Я.Т.Луцик, Л.К. Буняк, Ю.К. Рудавський, Б.І. Стадник. – Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2003. – 428 с. 16. Дроков В., Козій В., Наконечний Я. Нормування вологовмісту природних газів // Стандартизація, сертифікація, якість, 2003. – №4. – С. 29-32. 17. Мандрохлебов В.Ф., Арутюнов Ю.В. Состояние и

перспективы разработки и производства гигрометров и средств их метрологического обеспечения // Измерительная техника, 1982. – №9. – С. 46-50. 18. Хейнце Д. Классификация гигрометров и унифицированные математические модели их статических и динамических характеристик // Измерительная техника, 1982. – №9. – С. 51-54. 19. Савкун Л.З., Рудых И.А., Дрянов А.Н. Пьезосорбционные гигрометры // Измерительная техника, 1982. – №10. – С. 52-53. 20. ДСТУ ISO 6327:2004. Аналіз газів. Визначання точки роси природних газів. Конденсаційні гігрометри з охолоджуваною поверхнею.

УДК 33:656.2

МІЖНАРОДНІ ТА НАЦІОНАЛЬНІ МЕТОДИКИ З ОЦІНКИ ВИКИДІВ В АТМОСФЕРУ ШКІДЛИВИХ ГАЗІВ ВІД ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

© Гордієнко Тетяна, 2006

Державне підприємство “Український науково-дослідний і навчальний центр
проблем стандартизації, сертифікації та якості”, м. Київ

Проаналізовано міжнародні методики IPCC-1996, CORINAIR/SNAP і національна методика. Виявлено, що усі вони враховують значний перелік ЗР від мобільних джерел, мають практично однакові підходи щодо оцінки викидів ЗР в атмосферу від залізничного транспорту. Методика CORINAIR/SNAP містить спрощені і комплексні методи з розрахунку викидів ЗР для низки джерел, а також охоплює найбільшу кількість речовин, що забруднюють атмосферу. Національна методика потребує доопрацювання та наближення до елементів міжнародних методик, здебільшого до CORINAIR/SNAP та IPCC-1996.

Проанализировано международные методики IPCC-1996, CORINAIR/SNAP и национальная методика., Вывявлено, что все они учитывают значительный перечень ЗВ от мобильных источников, имеют практически одинаковые подходы к оценке выбросов ЗВ в атмосферу от железнодорожного транспорта. Методика CORINAIR/SNAP содержит упрощенные и комплексные методы для расчетов выбросов ЗВ для ряда источников, а также охватывает наибольшее количество веществ, которые загрязняют атмосферу. Национальная методика требует доработки и приближения к элементам международных методик, в основном к CORINAIR/SNAP и IPCC-1996.

Analyze of international methodology IPCC-1996, CORINAIR/SNAP and National methodology be revealed that all methodology have possibility for estimating many NG from mobile sources as well as in equal measure tiers for estimating NG emissions from railway. CORINAIR/SNAP contains simpler and detailed methodology for calculate NG emissions for series sources as well as covered largest quantity of Noxious Gases of air pollutions. National methodology need to complete and approximate to the international methodology elements, most of all to CORINAIR/SNAP and IPCC-1996.

Для нормального функціонування сучасного суспільства транспорт життєво необхідний, однак він є одним із найбільших забруднювачів атмосферного повітря в багатьох країнах світу, зокрема в Україні, створюючи вагомі проблеми для довкілля.

Більшість країн Європейського Союзу для підготовки національних інвентаризацій викидів забруднювальних речовин (ЗР) в атмосферу широко використо-

вують методологію CORINAIR (CORe Inventory of AIR emissions) [1]. Для підготовки національних інвентаризацій викидів парникових газів (ПГ) рішенням конференції сторін Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (The United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) встановлено, що сторони UNFCCC повинні використовувати методологію міжурядової групи експертів з питань зміни клімату 1996 р. (The Intergovernmental