

№ 1087971 СССР. Устройство для стабилизации давления газа в газоанализаторе / Криль Б.А. и др. – Б.И., 1984, № 15. 8. А.с. № 1136083 СССР. Термоанемометрическая измерительная система / Криль Б.А., Пистун Е.П. – Б.И., 1985, № 3. 9. Б. Криль, О. Криль, Ю. Ваикурак, В. Іватів, Н. Білецький, О. Гоцуляк Газозмішувальний пристрій великої продуктивності для виробництва джерел світла // Збірн. Матер. IV Міжнар. Наук.-практ. Конф. “Проблеми економії енергії”. – Львів. – 2003. – С. 325–326. 10. Криль Б., Криль О., Ваикурак Ю. Система неперервного приготування азото-аргонової суміші та прилади для вимірювання її складу // Збірн. матер. III Міжнар. наук.-техн. конф. “Світлотехніка й електроніка: історія, проблеми й перспективи”. – Тернопіль. – 2008. – С. 118–119.

УДК 681.121.84

Л.В. Лесовой, Ф.Д. Матіко

Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових і хімічних процесів

ВИЗНАЧЕННЯ ВІДНОСНОЇ ВОЛОГОСТІ ГАЗУ ДЛЯ ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ТОЧКИ РОСИ

© Лесовой Л.В., Матіко Ф.Д., 2009

Виконано аналіз існуючих рівнянь розрахунку відносної вологості газу та отримано нове рівняння для розрахунку відносної вологості газу за значеннями температури точки роси та температури газу.

Analysis of techniques calculation of relative humidity of gas is made and new equation for calculation relative humidity of gas using the dew-point temperature and gas temperature is developed in this paper.

Постановка проблеми. Під час вимірювання витрати та кількості сухої частини вологого газу застосовується повна модель витратоміра змінного перепаду тиску, яка вимагає наявності таких якісних показників вологого газу, як відносна вологість газу або абсолютна вологість газу в робочих умовах. Але у складі багатьох вузлів обліку застосовують прилади для вимірювання температури точки роси. Крім того, у результатах аналізу складу природного газу вміст вологи визначають за температурою точки роси. У чинному в Україні комплексі стандартів ДСТУ ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2007 [1] – [5] відсутня залежність між відносною вологістю газу та температурою точки роси, яка була наведена у РД50-213–80 [6] та у змінах №1 до РД50-213–80 [7], хоча рівняння розрахунку витрати вологого газу, наведені у цих документах, орієнтовані на введення відносної або абсолютної вологості. Тому отримання залежностей між відносною вологістю газу або абсолютною вологістю газу і температурою точки роси є актуальним завданням, яке вимагає негайного виконання.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Перша залежність між відносною вологістю газу і температурою точки роси була отримана на базі рівняння Магнуса і Тетенса [8] і [9], яке описує залежність тиску $p_{\text{нп}}$ насиченої пари від її температури

$$p_{\text{нп}} = 100 \cdot \exp \left[2,3026 \cdot \left(\frac{a \cdot t}{t+b} + c \right) \right], \quad (1)$$

де t – температура газу;

$$a = 7,5;$$

$$b = 237,3;$$

$$c = 0,7858.$$

Ця залежність має вигляд

$$\varphi = \frac{p_{\text{вп}}}{p_{\text{вп max}}} = \frac{610,668}{p_{\text{вп max}}} \cdot 10^{\frac{7,5 \cdot t_p}{237,3+t_p}}, \quad (2)$$

де t_p – температура точки роси; $p_{\text{вп max}}$ – максимальний тиск водяної пари у вологому газі при температурі газу t .

Рівняння (2) було застосоване у РД50-213–80 [6] для розрахунку значення відносної вологості φ газу за робочих умов у такій формі:

$$\varphi = \frac{6,227 \cdot 10^{-3}}{p_{\text{вп max}}} \cdot 10^{\frac{7,5 \cdot t_1}{237,3+t_1}}, \quad (3)$$

де t_1 – температура точки роси; $p_{\text{вп max}}$ – максимальний тиск водяної пари у вологому газі при температурі газу t , $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$.

У тексті РД 50-213-80 рівняння (3) має помилки в позначеннях температури і було скоректоване зміною №1 до РД 50-213-80. У змінах №1 до РД50-213–80 [7] рівняння (3) було перетворено до вигляду

$$\varphi = \frac{6,227 \cdot 10^{-3}}{p_{\text{вп max}}} \cdot 10^{\frac{7,5 \cdot t_p}{273,15+t_p}}, \quad (4)$$

де $p_{\text{вп max}}$ – максимальний тиск водяної пари у вологому газі при температурі газу t , $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$.

Однак в редакції змін №1 були також допущені помилки у коефіцієнтах рівняння (4). Тому для практичного застосування і рівняння (3), і рівняння (4) потребують доопрацювання.

Крім того, були уточнені експериментальні дані властивостей води та водяної пари, на основі яких розроблені нові аналітичні залежності для їх розрахунку, що наведені у [10] та у [11].

Автори виконали аналіз, в результаті якого виявлено, що відносно відхилення значень вологості, отриманих за рівняннями (2), (3) і (4) від значень обчислених на основі рівнянь із [10], [11] досягає 15 %, що не відповідає вимогам до точності рівнянь, які застосовуються в задачах обліку середовищ.

Тому сьогодні виникає необхідність розробити нові залежності для визначення відносної вологості газу на основі нових, точніших даних про властивості водяної пари.

Формулювання цілі статті. Метою роботи є виконати аналіз існуючих рівнянь розрахунку відносної вологості газу та отримати рівняння для розрахунку значення відносної вологості газу за значеннями температури точки роси.

Виклад основного матеріалу. Відносну вологість газу визначають у багатьох джерелах, зокрема й у РД 50-213-80, як відношення парціального тиску водяної пари до її максимального можливого парціального тиску при робочій температурі газу, або як відношення густини водяної пари у вологому газі до найбільшої можливої густини пари за робочих умов. Причому між відношенням значень парціального тиску водяної пари та відношенням значень її густини ставлять знак рівності, хоча така рівність строго виконується за умови нехтування відношенням значень фактора стисливості водяної пари. Тобто, відношення значень парціального тиску водяної пари не враховує її стисливості, отже, точніші залежності для визначення відносної вологості можуть бути отримані за відношенням густини водяної пари у вологому газі.

Враховуючи наведене, відносну вологість газу необхідно визначати за рівнянням

$$\varphi = \frac{\rho_{\text{вп}}(T)}{\rho_{\text{вп max}}(T)}, \quad (5)$$

де $\rho_{\text{вп}}$ – густина водяної пари, яка міститься в газі, при робочій температурі газу; $\rho_{\text{впmax}}$ – максимальна густина водяної пари при робочій температурі газу; T – термодинамічна температура газу, яку визначають за рівнянням

$$T = t + 273,15. \quad (6)$$

Густина водяної пари $\rho_{\text{вп}}(T)$ є функцією температури вологого газу та парціального тиску водяної пари. Якщо температура газу може бути виміряна відомими методами та засобами, то парціальний тиск водяної пари може бути знайдений за допомогою розрахунків тільки за відомим її вмістом. Оскільки сама постановка задачі визначення відносної вологості передбачає, що вміст водяної пари у газі невідомий, то необхідно експериментально отримати параметр, за яким визначити вміст водяної пари. Одним із таких параметрів є термодинамічна температура точки роси T_p вологої газової суміші.

Один із методів вимірювання температури точки роси – конденсаційний, передбачає охолодження вологої газової суміші до стану коли розпочинається конденсація водяної пари на поверхні металічного дзеркала [12]. Тобто, при незмінній кількості (масі) водяної пари у одиниці об'єму вологої суміші внаслідок зміни температури від t до t_p змінюється стан водяної пари: вона із перегрітої пари стає насиченою. Отже, справедливою є рівність

$$\rho_{\text{вп}}(T) = \rho_{\text{нп}}(T_p), \quad (7)$$

де $\rho_{\text{нп}}(T_p)$ – густина насиченої водяної пари за температурою точки роси.

Тоді формулу (5) можна переписати у вигляді

$$\varphi = \frac{\rho_{\text{нп}}(T_p)}{\rho_{\text{впmax}}(T)}. \quad (8)$$

Залежність густини насиченої водяної пари від температури $\rho_{\text{нп}}(T)$ є однозначною. Її аналітичні форми наведені у [10], опублікованих Міжнародною асоціацією дослідження властивостей води та водяної пари (IAPWS). Тому визначення $\rho_{\text{нп}}(T_p)$ зводиться до вимірювання температури точки роси вологої газової суміші та розрахунку густини за відомими аналітичними залежностями. Високоточні аналітичні залежності густини насиченої водяної пари, які наведені в [10] і [11], порівняно складні для практичного застосування, тому для спрощення рівняння (8) їх апроксимують простішими.

Необхідно відзначити, що формули для розрахунку відносної вологості, зокрема (2)–(4), мають ще один принциповий недолік: вони можуть бути застосовані тільки за додатних (за шкалою Цельсія) значень температури точки роси. Хоча у загальному випадку температура точки роси може бути як від'ємною, так і додатною. Тому актуальним є розроблення залежності, яка б дозволяла обчислювати значення відносної вологості для всього діапазону зміни значень T_p . Для цього необхідно розробити залежність $\rho(T)$, яка б описувала і лінію насичення (для $T_p > 0$), і лінію сублимації (для $T_p < 0$).

Розроблено просту аналітичну залежність густини насиченої водяної пари від температури, яка описує лінію насичення у діапазоні температури від 0 °С до +80 °С та лінію сублимації води у діапазоні температури від -50 °С до 0 °С. Залежність розроблена на основі високоточних розрахункових даних [10] і [11] про густину водяної пари на лінії насичення та сублимації. Суміщена крива сублимації та насичення водяної пари наведені на рис. 1. Символом «о» на рис.1 показані вузлові точки за [10] і [11], суцільною лінією – значення, отримані за розробленою залежністю.

Значення густини водяної пари на лінії насичення та на лінії сублимації відрізняються в десятки разів і тому суміщену криву зручно показати у координатах $\lg(\rho) - T$. Як очевидно із рис. 1, для того, щоб описати наведену криву, доцільно застосувати залежність вигляду

$$\lg(\rho) = \frac{a_1 \tau}{\tau - 1} + a_2, \quad (9)$$

де τ – псевдозведена температура водяної пари, яка розраховується за рівнянням

$$\tau = T/T_{\text{баз}}, \quad (10)$$

a_1, a_2 – постійні коефіцієнти; $T_{\text{баз}}$ – базова температура водяної пари.

Тоді залежність густини від псевдозведеної температури τ визначається рівнянням

$$\rho = 10^{\frac{a_1 \tau}{\tau-1} + a_2} \quad (11)$$

Рівнянням (11) можна описати суміщену криву сублімації-насичення водяної пари у всьому діапазоні температури від $-50\text{ }^\circ\text{C}$ до $+80\text{ }^\circ\text{C}$. Однак відносне відхилення значень, отриманих за формулою (11), від розрахункових значень [10] і [11] за такого способу наближення досягає 5,0 %. Таке значне відхилення зумовлене насамперед зміною характеристик залежності $\rho_{\text{нп}}(T)$ в околі точки $T=273,15\text{ K}$ ($0\text{ }^\circ\text{C}$), тобто в околі переходу від кривої сублімації до кривої насичення, де відносне відхилення і досягає максимального значення 5,0 %. Для досягнення кращої якості апроксимації і, відповідно, меншого відносного відхилення автори виконали окреме наближення кривої сублімації водяної пари у діапазоні температури від $-50\text{ }^\circ\text{C}$ до $0\text{ }^\circ\text{C}$ та лінії насичення водяної пари у діапазоні температури від $0\text{ }^\circ\text{C}$ до $+80\text{ }^\circ\text{C}$. У обох діапазонах температури виконане наближення залежністю вигляду (11). У результаті апроксимації отримані значення коефіцієнтів a_1 , a_2 та базової температури $T_{\text{баз}}$ водяної пари для двох вказаних діапазонів зміни температури водяної пари. Значення коефіцієнтів наведені у табл. 1.

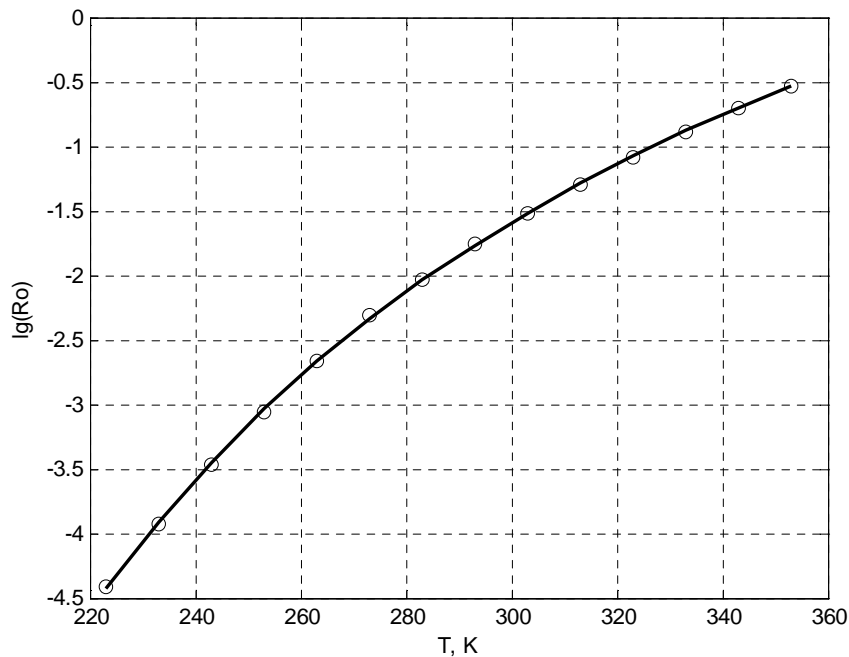


Рис. 1. Суміщена крива сублімації та насичення водяної пари

Значення постійних коефіцієнтів a_1 , a_2 та базової температури $T_{\text{баз}}$ водяної пари

Коефіцієнт або базова температура водяної пари	Термодинамічна температура газу або точки роси	
	$T < 273,15$	$T \geq 273,15$
a_1	-445,65	-35,543
a_2	452,494	40,109
$T_{\text{баз}}$	5,5	44,3

Відносне відхилення значень, отриманих за формулою (11), коефіцієнти якої наведені у таблиці, від розрахункових значень [10] і [11] не перевищує 0,11 %.

Отже, підставивши отримане рівняння (11) у формулу (8) для визначення відносної вологості газу, отримаємо рівняння

$$\varphi = \frac{10^{\frac{a_1 \cdot \tau_p}{\tau_p - 1} + a_2}}{\rho_{\text{вн max}}(T)}, \quad (12)$$

де τ_p – псевдозведена температура точки роси, значення якої обчислюється за (10), де базова температура $T_{\text{баз}}$ вибирається з таблиці залежно від значення температури точки роси.

Вимірювання витрати природного газу в газотранспортних та газорозподільних мережах ведеться в діапазоні зміни його температури від -30 до +50 оС. У такому діапазоні температури максимальне значення густини водяної пари відповідає стану її насичення. Тоді формулу (8) можна записати у вигляді

$$\varphi = \frac{\rho_{\text{нп}}(T_p)}{\rho_{\text{нп}}(T)} \quad (13)$$

Після підстановки у (13) рівняння (11) для визначення значень $\rho_{\text{нп}}(T_p)$ та $\rho_{\text{нп}}(T)$ і виконання деяких математичних перетворень отримаємо рівняння для визначення відносної вологості газу

$$\varphi = 10^{\frac{A_1 \tau_p + A_2 \tau + A_3 \tau_p + A_4}{(\tau - 1)(\tau_p - 1)}}, \quad (14)$$

де

$$A_1 = a_{1p} - a_1;$$

$$A_2 = a_{2p} + a_1;$$

$$A_3 = -a_2 - a_{1p};$$

$$A_4 = a_2 - a_{2p};$$

a_{1p} , a_{2p} – постійні коефіцієнти, які вибираються із таблиці за значенням температури точки роси.

Отже, отримане рівняння (14) дозволяє обчислити значення відносної вологості газів із температурою в межах -50 до +80 оС за відомою температурою точки роси та відомою робочою температурою газу без додаткових довідкових джерел. Рівняння може бути реалізоване у програмах обчислювачів витрати і кількості, що дасть змогу адаптувати їх до роботи в системах обліку, у складі яких застосовуються засоби вимірювання температури точки роси.

Перевірка значень відносної вологості отриманих за формулою (14) виконана щодо значень, отриманих за формулою (13) та значеннями $\rho_{\text{нп}}(T_p)$ та $\rho_{\text{нп}}(T)$ обчисленими за високоточними рівняннями із [10] та [11]. Результати перевірки підтверджують, що максимальне значення відносного відхилення розрахункових значень вологості φ , отриманих за рівнянням (14), від значень на основі залежностей із [10] та [11] не перевищує 0,2 %. Таке відносне відхилення дозволяє зробити висновок, що методична похибка визначення відносної вологості за рівняннями (14) значно зменшена порівняно із відомими методиками.

Висновки. За результатами виконаних досліджень можна зробити такі висновки:

1) відомі залежності для визначення відносної вологості газу за значенням температури точки роси дозволяють виконати розрахунок тільки для додатних значень температури точки роси. Відносне відхилення значень вологості, отриманих за цими рівняннями, досягає 15 %, що не відповідає вимогам до точності рівнянь, які застосовуються в задачах обліку середовищ;

2) автори розробили рівняння, яке дає змогу обчислити значення відносної вологості газів із температурою в межах -50 до +80 оС за відомою температурою точки роси та відомою робочою температурою газу без додаткових довідкових джерел. Максимальне значення відносного відхилення розрахункових значень вологості φ , отриманих за розробленим рівнянням, від значень, отриманих на основі залежностей із [10] та [11], не перевищує 0,2 %. Рівняння може бути реалізоване у програмах обчислювачів витрати і кількості, що дасть змогу адаптувати їх до роботи в системах обліку, у складі яких застосовуються засоби вимірювання температури точки роси.

Крім того, рівняння рекомендується для введення у нормативні документи з вимірювання витрати сухої частини вологого газу.

1. ДСТУ ГОСТ 8.586.1—2008 (ИСО 5167-1:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звужуючих пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні положення. 2. ДСТУ ГОСТ 8.586.2—2008 (ИСО 5167-2:2003).

Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звужуючих пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні вимоги. 3. ДСТУ ГОСТ 8.586.3–2008 (ИСО 5167–3:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звужуючих пристроїв. Частина 3. Сопла і сопла Вентурі. Технічні вимоги. 4. ДСТУ ГОСТ 8.586.4–2008 (ИСО 5167–4:2003). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звужуючих пристроїв. Частина 4. Труби Вентурі. Технічні вимоги. 5. ДСТУ ГОСТ 8.586.5–2008 (ИСО 5167). Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідин і газів за допомогою стандартних звужуючих пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань. 6. РД 50-213–80 Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982. 7. Изменение №1 к РД 50-213–80 Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1985. 8. Wunderlich, W.O. Heat and Mass Transfer Between a Water Surface and the Atmosphere. Water Resources Research. Laboratory Report N14. Report N 0–6803. Tennessee Valley Authority, Norris, 1972. 9. Steve C. Mc Cutcheon. Water Quality Modeling: Transport and surface exchange in rivers. CRC Press. 1989. P. 344. 10. Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, IAPWS Secretariat 1997. 11. Release on the Pressure along the Melting and the Sublimation Curves of Ordinary Water Substance, IAPWS Secretariat 1993. 12. ГОСТ 20060–83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.

УДК 628.1/3.519.2

Є.П. Пістун, Н.М. Якимчук

Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових і хімічних процесів

МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ПРОГНОЗОВАНИХ ЗНАЧЕНЬ ВИТРАТИ ВОДИ НА НАСОСНИХ СТАНЦІЯХ

© Пістун Є.П., Якимчук Н.М., 2009

Запропоновано метод регулювання витрати води на насосних станціях на основі прогнозування параметрів витрати води з використанням принципу експоненційного згладжування в умовах коливань значення подачі води насосних станцій. Запропоновано методику вибору коефіцієнтів, що визначають точність і швидкість прогнозування витрат води в системі.

In the article the method of water expense adjusting on the basis of prognostication of parameters of water expense is offered, with the use of principle of the exponential smoothing in the conditions of change value of serve on the pumps stations. The method of coefficients choice, which determine exactness and speed of prognostication of water charges in the system is offered.

Постановка проблеми. Поширення застосування частотно-регульованого електроприводу насосних станцій сьогодні дозволяє регулювати роботу насосних агрегатів (НА) залежно від витрати води, проте в таких системах регулювання здійснюється практично за контрольованою величиною тиску води в системі. Аналіз типових погодинних графіків витрати води по вибраній одній з насосних станцій для міст з населенням до 200 тис. ос. [1] свідчить, що споживання води характеризується випадковим розподілом витрати води і має післяобідній провал, ранковий та вечірній піки витрати.

Гранично великі значення розсіювання характеризують екстремальні режими роботи насосної станції, що зумовлені переважно аварійними ситуаціями, що супроводжуються великими втратами води або іншими технологічними чи метеорологічними умовами. Очевидно, що такі режими необхідно відслідковувати для здійснення швидкого реагування зі стабілізації роботи насосів. Регулювання витрат