

УДК 681.121

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ВОЛОГОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

¹⁾Крук І.С., ²⁾Крук О.І., ¹⁾ГПУ “Львівгазвидобування”; ²⁾РВУ “Львівавтогаз”,
м. Львів, Україна

Отримані нові формули для визначення абсолютної вологості природного газу, розроблена методика розрахунку вологомисткості

Вступ. Постановка проблеми

Сьогодні споживача природного газу цікавить і кількість газу, і його якість, тобто енергетична цінність, яка характеризується нижчою теплотою згоряння. На якість і кількість спожитого газу суттєво впливає вміст парів води та парів інших рідин, що містяться у природному газі.

Значення вологовмісту, що залежить від вмісту парів води у природному газі, можна оцінити і визначенням густини $\rho_{\text{ПВ}}$ парів води, і вимірюванням температури точки роси, котру легко перерахувати у відносну вологість [1-4]. Метою роботи є розроблення методики визначення абсолютної вологості парів води у природному газі.

Вологовміст f_v може виражатись мільйонною об'ємною часткою наявних у газі парів води в ppmV, або мільйонною масовою часткою f_m у ppm, тобто

$$f_v = \frac{P_{\text{ПВ}}}{P} 10^6; \quad (1)$$

$$f_m = \rho_{\text{С ПВ}} f_v, \quad (2)$$

де $P_{\text{ПВ}}$ – абсолютний парціальний тиск парів води, наявних у газі при виміряній температурі T газу; P – загальний абсолютний тиск газу; $\rho_{\text{С ПВ}}$ – густина парів води в стандартних умовах вимірювання при температурі $T_{\text{С}}$ і тиску $P_{\text{С}}$.

Для абсолютного тиску $P_{\text{С}} = 101,325$ кПа значення густини $\rho_{\text{С ПВ}}$ парів води буде дорівнювати (за даними додатку 21 РД 50-213-80): при $T_{\text{С}} = 273,15$ К, $\rho_{\text{СПВ}} = 0,8041$ кг/м³; при $T_{\text{С}} = 293,15$ К, $\rho_{\text{С ПВ}} = 0,7496$ кг/м³.

Постановка задачі

При визначенні абсолютної вологості парів води у природному газі використовуємо той факт, що вологий газ розглядається як механічна суміш сухого газу та наявних у газі парів води, для якої загальний абсолютний тиск газу дорівнюватиме

$$P = P_{\text{СГ}} + P_{\text{ПВ}}, \quad (3)$$

де $P_{\text{СГ}}$ – абсолютний тиск сухого природного газу.

Якщо вміст парів води у газі є незначним і відповідає ненасиченому стану парів води у газі, то можемо прийняти, що пари води та сухий газ підпорядковані законам ідеального газу, а відповідно записати такі вирази

$$P_{\text{СГ}} = \rho_{\text{СГ}} R_{\text{СГ}} T; \quad (4)$$

$$P_{\text{ПВ}} = \rho_{\text{ПВ}} R_{\text{ПВ}} T, \quad (5)$$

де крім відомих: $R_{\text{СГ}}$ і $R_{\text{ПВ}}$ – газові сталі відповідно сухого газу та парів води.

Визначення густини парів води у природному газі

Для визначення густини парів води у природному газі використаємо рівняння (4) і (5), а також дані з [1]. Після нескладних перетворень і з урахуванням густини сухого газу ρ_{CG} , яка визначається за виразом [1]

$$\rho_{CG} = \rho_C \frac{T_C}{T} \frac{P_{CG}}{P_C} \frac{1}{K_{CG}}, \quad (6)$$

дістанемо загальну формулу для розрахунку густини наявних у газі парів води

$$\rho_{ПВ} = \rho_C \frac{T_C}{T} \frac{P - P_{CG}}{P_C} \frac{R_{CG}}{R_{ПВ}} \frac{1}{K_{CG}}; \quad (7)$$

або

$$\rho_{ПВ} = \rho_C \frac{T_C}{T} \frac{R_{CG}}{R_{ПВ}} \frac{1}{K_{CG}} \left(\frac{P}{P_C} - \frac{P_{CG}}{P_C} \right), \quad (8)$$

де ρ_C – густина сухого газу в стандартних умовах вимірювання; K_{CG} – коефіцієнт стискуваності сухого газу.

При сумісному розв'язку формул (5) і (6), дістанемо

$$\rho_{ПВ} = \left(\frac{P}{T R_{ПВ}} - \frac{P_C}{R_{ПВ}} \frac{\rho_{CG}}{\rho_C} \frac{K_{CG}}{T_C} \right). \quad (9)$$

На підставі теоретичних досліджень були отримані нові формули (7) – (9) для визначення вологовмісту в газі через розрахунок густини наявних у газі парів води.

Далі розглянемо методику визначення вологості природного газу.

Коефіцієнт стискуваності сухого газу K_{CG} визначають за відомими методиками, які представлені в [1- 4]. Проте треба пам'ятати, що вихідними даними для розрахунку K_{CG} є: повний або спрощений в залежності від прийнятої методики розрахунку K_{CG} компонентний склад сухого природного газу, який визначають хроматографічним способом, виражений мольними або об'ємними долями в стандартних умовах вимірювання, густина ρ_C сухого газу в стандартних умовах вимірювання, значення котрої визначають пікнометричним методом або розрахунковим при відомому компонентному складі сухого природного газу, абсолютна температура газу T , що вимірюється термометром опору і абсолютний тиск сухого газу P_{CG} , який розраховують за виміряним абсолютним тиском газу P і тиском парів води згідно з виразом (3).

Густину сухого газу ρ_{CG} визначають за виразом (6) із врахуванням таких параметрів як: абсолютного тиску сухої частини вологого газу P_{CG} , виміряної температури T газу, розрахованого значення коефіцієнта K_{CG} та стандартних значень величин абсолютного тиску P_C і температури T_C . Газові сталі сухого газу та наявних у газі парів води відповідно R_{CG} і $R_{ПВ}$ визначають за таблицями [1, 2].

Газову сталу R_{CG} сухого природного газу визначають за виразами

$$R_{CG} = \sum_{i=1}^n X_i R_i \quad (10)$$

або

$$R_{CG} = \frac{R_{\mu}}{\sum_{i=1}^n X_i M_i}, \quad (11)$$

де R_i – газові сталі i -того компонента сухого природного газу; R_{μ} – універсальна газова стала, значення якої дорівнює 8314,51 Дж/кмоль·К; M_i – молярні маси i -того компонента сухого природного газу, значення котрих наведені в [2]; X_i – мольні доли i -го компонента сухого природного газу.

Для оцінки точності при визначенні газової сталої R_{CG} сухого природного газу згідно з (10) і (11) використаємо формулу відносної похибки у вигляді

$$\delta_{R_{CG}} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i R_i - \frac{R_{\mu}}{\sum_{i=1}^n X_i M_i}}{\frac{R_{\mu}}{\sum_{i=1}^n X_i M_i}} 100\% . \quad (12)$$

Аналіз виразу (12) показав, що існує різниця між розрахованими значеннями R_{CG} згідно з (10) і (11), яка складає 0,3 %, причому більші значення газової сталої R_{CG} сухого природного газу дістаємо при використанні формули (10).

При визначенні газових сталих i -го компонента сухого природного газу необхідно використовувати таку формулу

$$R_i = \frac{R_{\mu}}{M_i} . \quad (13)$$

Газова стала наявних у газі парів води $R_{ПВ}$, розрахована згідно з (13), дорівнюватиме 461,52 Дж/кмоль·К.

Значення абсолютного парціального тиску $P_{ПВ}$ наявних у газі парів води при виміряній температурі T газу можна визначити, прийнявши у першому наближенні стан парів води у газі як насичений. Тоді наближене значення $P_{ПВ}$ можна розрахувати за аналітичними залежностями [5] при відносній вологості газу, значення якої дорівнює $\varphi = 1$, а $P_{ПВ} = P_{Н\text{ ПВ}}$.

За формулами (7) – (9) розраховуємо значення густини $\rho_{ПВ}$.

Для виміряної температури газу T визначаємо густину насичених парів води в газі $\rho_{Н\text{ ПВ}}$, а відтак розраховуємо відносну вологість φ згідно з виразом

$$\varphi = \frac{\rho_{ПВ}}{\rho_{Н\text{ ПВ}}} \quad (14)$$

Перспективою подальших досліджень є розроблення алгоритмів і програм розрахунку вмісту парів води у газі, які можуть бути впроваджені в нормативний документ із вимірювання витрати та визначення кількості природного газу, що сьогодні розробляється на базі ISO 5167 - 2003 замість діючих Правил РД 50-213-80 [1].

Висновки

1. Отримано нові формули (7) – (9) для визначення вмісту парів води через розрахунок густини наявних у природному газі парів води.
2. Розроблено методику розрахунку абсолютної вологості природного газу, яка є перспективним напрямом досліджень у цій галузі.
3. При визначенні газової сталої доцільно використовувати вираз (11) замість (10), позаяк точнішим є розрахунок молярної маси природного газу за його компонентним складом, ніж визначати окремі газові сталі, а потім їх підсумувати, використовуючи компонентний склад газу.

Література

1. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. - М.: Изд-во стандартов, 1982. – 319 с.
2. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. Издание официальное. Межгосудар. совет по стандартизации, метрологии и сертификации. -Минск, 1996. - 52 с.
3. ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки. Издание официальное. Межгосудар. совет по стандартизации, метрологии и сертификации. -Минск, 1996. - 15 с.
4. ISO 6976. International Standard. Natural gas calculation of calorific value, density and relative density, 1983.
5. Лесовой Л. В., Крук И. С. Аналитические зависимости для определения давления и плотности насыщенного водяного пара. Вестник Львов. политехн. ин-та, № 184. Теплоэнергетические и электромеханические системы. - Львов: Высшая школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1984. - С. 75-76.

Крук И.С., Крук О.С. Методика визначення вологості природного газу Получены новые формулы для определения абсолютной влажности природного газа, разработана методика расчета влагосодержания	Kruk I., Kruk O. Methodic of determination the moisture of natural gas News equations for determination the absolute moisture of natural gas are obtained.
---	--

Надійшла до редакції
28 лютого 2006 року