



Рис. 3. Функціональна схема гідродинамічного пристрою для вимірювання реологічних параметрів:

1 — задавач витрати; 2, 3, 4 — гідродинамічні мостові перетворювачі;

5, 6, 7 — дифманометричні перетворювачі;

8 — обчислювач; 9 — пристрій відображення інформації

зможу мінімізувати енергозатрати на їх проведення, скоротити тривалість одержання харчових продуктів з потрібною структурою і властивостями.

1. Маслов А.М. Аппараты для термообработки высоковязких жидкостей. — Л., 1980. 2. Мачихин Ю.А., Мачихин С.А. Инженерная реология пищевых материалов. — М., 1981. 3. Пістун С.П., Крих Г.Б. Принципи побудови гідродинамічних вимірювальних перетворювачів на базі дросельних матриць // Методи та прилади контролю якості, № 5, 2000. — С. 56—59. 4. Крих Г.Б. Визначення реологічних параметрів томатних концентратів за допомогою гідродинамічного вимірювального пристрою // Методи та прилади контролю якості. — Науково-технічний журнал, вип. № 9, Ів.-Франківськ, 2002. — С. 75—78.

УДК 681.121

О. Крук

РВУ "Львівавтогаз"

ОСОБЛИВОСТІ ВИМІРЮВАННЯ КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА СТИСКУВАНОСТІ

© Крук О., 2004

The values of temperatures of separation of natural gas on matching components are adduced. The reliability of outcomes of a stratographic analysis of gas is esteemed at application of a chromatograph such as " Krystall—2000M ". For a flow measurement of natural gas at calculation of thermal properties it is necessary to enter a full component structure.

Постановка задачі. Для вимірювання витрати та визначення кількості природного газу при використанні обчислювачів витрати та кількості необхідно знати його повний компонентний склад. Згідно з чинними сьогодні Правилами РД 50-213-80 для обліку природного газу використовують лише об'ємні частки азоту та діоксиду вуглецю. Оскільки природний газ, крім згаданих вище речовин, містить і вищі вуглеводні (C₂...C₆), а також сірководень (для сірковмісних свердловин), гелій, водень, кисень (незначні концентрації) тощо, то при визначенні витрати необхідно

враховувати всі компоненти газу. Як відомо, алгоритми та програми розрахунку витрати та кількості природного газу розроблені відповідно до РД 50-213-80, реалізовані в мікропроцесорних обчислювачах, але не передбачають визначення теплофізичних параметрів, зокрема, коефіцієнта стискуваності та динамічної в'язкості з урахуванням повного компонентного складу газу. Тому в роботі розглядають задачу вимірювання компонентного складу газу для визначення коефіцієнта стискуваності.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Повний компонентний склад природного газу визначають хроматографом. Використовуючи, наприклад, хроматограф типу "Кристал-2000М", перед початком аналізу стабілізують температуру колонки на рівні 75°C з похибкою стабілізації в $\pm 0,1$ °C. Упродовж 1,5 хв із природного газу випадають водень і кисень. Подальше нагрівання колонки проходить із швидкістю 20 °C на хвилину і за 15...16 хв природний газ розділяється на всі решта компонентів. Значення температур, за яких відбувається розділення природного газу у хроматографічній колонці, наведені у табл. 1.

Таблиця 1

Значення температур колонки, за яких відбувається розділення природного газу на відповідні компоненти

Назва компонента природного газу	Температура випадання, °C		
	Початку піка	Верха піка	Кінця піка
Водень, H ₂	—	75	—
Кисень, O ₂	—	75	—
Діоксид вуглецю, CO ₂	—	76	—
Азот, N ₂	78	81,7	86,3
Етан, C ₂ H ₆	83	85	89
Пропан, C ₃ H ₈	133	135,7	139
Ізо-бутан, C ₄ H ₁₀	—	150	—
Н-бутан, C ₄ H ₁₀	—	150	—
Нео-пентан, C ₅ H ₁₂	—	150	—
Ізо-пентан, C ₅ H ₁₂	—	150	—
Н-пентан, C ₅ H ₁₂	—	150	—
Гексан, C ₆ H ₁₄	—	150	—

Розділення природного газу з використанням детектора ДТП за теплопровідністю компонентів, як видно з табл. 1, при кількісних розрахунках складу газу через визначення площ піків, особливо для азоту, етану та пропану, для яких існує асиметрія піків початку і кінця щодо верху піка, є певні труднощі, пов'язані з розподілом температур випадання та врахування у методиці визначення компонентного складу через об'ємні частки та приведення значень об'ємних часток до стандартних умов вимірювання, зокрема за температурою. Можна стверджувати, що компонентний склад природного газу визначається при температурах, що визначають умови вимірювання на час експлуатації колонки хроматографа. Тому, перш ніж використовувати результати хроматографічного аналізу, необхідно правильно розрахувати об'ємні частки компонентів для стандартних умов вимірювання із урахуванням температурних режимів колонки хроматографа. Цю задачу має виконувати для такого типу хроматографа, як "Кристал-2000М" програма "Хроматек Аналітик". Для перевірки та підтвердження достовірності результатів аналізу природного газу доцільно використати додатково, наприклад, хроматограф фірми Daniel Electronics типу Danalajser 2350. Порівнюючи результати вимірювання компонентного складу газу за хроматографами типів "Кристал—2000М" та Danalajser 2350, можна переконатись у відновлюваності одержаних результатів і їх достовірності.

Метою роботи є визначення особливостей та умов вимірювання компонентного складу природного газу для розрахунку коефіцієнта стискуваності, а далі — витрати та кількості газу.

Виклад основного матеріалу дослідження. Для відомих об'ємних часток компонентів r_i у природному газі як газової суміші у стандартних умовах значення молярних часток x_i компонентів визначають за виразом

$$x_i = \frac{r_i}{Z_{Ci} \sum_{i=1}^N (r_i / Z_{Ci})}, \quad (1)$$

де N — кількість компонентів у природному газі; $z_{c i}$ — фактори стискуваності i -го компонента природного газу як газової суміші у стандартних умовах вимірювання.

При відомих молярних частках x_i компонентів природного газу як газової суміші об'ємні частки r_i i -го компонента природного газу як газової суміші у стандартних умовах визначають згідно з виразом

$$r_i = \frac{x_i Z_{Ci}}{\sum_{i=1}^N (x_i Z_{Ci})}. \quad (2)$$

Експериментальна база числових даних для коефіцієнта стискуваності K чи фактора стискуваності Z природного газу подана у вигляді таблиць і визначена стандартами Американської газової асоціації (AGA), Американського інституту нафти (API) і Асоціації переробників газу (GPA), зокрема у звітах AGA № 3/API MPMS розділ 14.3, AGA № 8/API MPMS розділ 14.2 1992 року для діапазонів змін параметрів, які наведено у табл. 2.

Коефіцієнт стискуваності K природного газу визначають за формулою [1]

$$K = \frac{Z}{Z_c}, \quad (3)$$

де Z і Z_c — фактори стискуваності відповідно у робочих і стандартних умовах вимірювання.

Для визначення коефіцієнта стискуваності природного газу при його видобуванні треба застосовувати модифіковані рівняння стану, що оформлені такими методиками [1]:

методика NX 19 mod

для густини газу $\rho_c = (0,668 \dots 0,700)$ кг/м³, в діапазоні змін температур від 250,15 К до 330,15 К і тисків до 12 МПа (природний газ не повинен містити сірководню), похибка розрахунку не перевищує 0,21 %;

методика GERG — 91 mod і AGA8 — 92DC

для густини газу $\rho_c = (0,668 \dots 0,700)$ кг/м³, в діапазоні змін температур від 250,15 К до 330,15 К і тисків до 12 МПа (природний газ не повинен містити сірководню), похибка розрахунку не перевищує 0,11 %;

методика ВНИЦ СМВ

для густини газу $\rho_c = (0,700 \dots 1,000)$ кг/м³, в діапазоні змін температур від 270,15 К до 340,15 К і тисків до 11 МПа (природний газ може містити сірководню до 30 мол. %), похибка розрахунку не перевищує 0,36 %.

Робочі умови визначаються такими значеннями тиску і температури, які вимірюються відповідними первинними вимірювальними перетворювачами (ПВП), що встановлені на газопроводах з дотриманням рекомендацій чинних нормативних документів із вимірювання витрати та кількості газу. Стандартні умови — це завідомо прийняті значення абсолютного тиску P_c і абсолютної температури T_c . При вимірюванні витрати та визначенні кількості ці значення є такими, що абсолютний тиск дорівнює $P_c = 101325$ Па, а температура — $T_c = 293,15$ К (в Україні, Росії). Для інших видів вимірювання, наприклад, компонентного складу числові значення абсолютної температури T_c можуть бути іншими (273,15К у Польщі або 288,15К у США).

Діапазони змін параметрів при визначенні коефіцієнта стискуваності

Назва параметра	Одиниці вимірювання	Діапазони змін
Надлишковий тиск, $P_{нд}$	МПа	0...13,789
Температура, t	°С	-129...+204
Густина газу в стандартних умовах вимірювання, ρ_c	кг/м ³	0,7...1,52
Концентрації компонентів:	мол. %	
Метан		0...100
Азот		0...100
Діоксид вуглецю		0...100
Етан		0...100
Прспан		0...12
Бутан		0...6
Пентан		0...4
Гексан		0... t_p
Гелій		0...3,0
Водень		0...100
Оксид вуглецю		0...3,0
Аргон		0...1,0
Кисень		0...21
Водяна пара		0... t_p
Сірководень		0... t_p

Примітка. У табл. 2 позначення t_p відповідає температурі точки роси по воді.

Фактор стискуваності z_c природного газу розраховують за виразом [2]

$$Z_C = 1 - \left[0,0741 \rho_C - 0,006 (1 + 10,50 X_{N_2} + 9,58 X_{CO_2}) \right], \quad (4)$$

де ρ_c — густина газу у стандартних умовах вимірювання; X_{N_2} і X_{CO_2} — відповідно молярні частки азоту і діоксиду вуглецю, які містить природний газ.

Розрахунок густини у стандартних умовах вимірювання передбачає використання такої методики.

Відповідно до [3] густину газу ρ_c визначають за формулою

$$\rho_C = \frac{\rho_{CT}}{Z_C}, \quad (5)$$

де ρ_{CT} — теоретичне значення густини у стандартних умовах вимірювання, яке розраховують згідно з виразом

$$\rho_{CT} = \sum_{i=1}^N x_i \rho_{CT i}, \quad (6)$$

а фактор стискуваності Z_C — за виразом

$$Z_C = 1 - \left[\sum_{i=1}^N x_i b_i^{0,5} \right]^{0,5}, \quad (7)$$

Числові значення густин $\rho_{CT i}$ та факторів $b_i^{0,5}$ різних компонентів газу наведено в табл. 1 [2].

Якщо природний газ містить вуглеводневі сполуки типу $C_n H_{2n+2}$, то (6) і (7) матимуть вигляд

$$\rho_{CT} = 0,5831 \sum_{i=2}^N (n_i x_i) + 0,0838 + 1,7457 X_{CO_2} + 1,0808 X_{N_2}; \quad (8)$$

$$Z_C = 1 - \left[0,0458 \sum_{i=2}^N (n_i x_i) - 0,0022 + 0,075 X_{CO_2} + 0,0195 X_{N_2} \right]^2, \quad (9)$$

де n_i — кількість атомів вуглецю у вуглеводневих сполуках.

Аналіз компонентного складу на різних газових промислах діючих об'єктів видобування показав, що існують газові родовища, які мають незначні в межах допустимих концентрацій значення сірководню, але і є окремі свердловини, які містять сірководню до 5 г/м^3 . У Правилах РД 50-213-80 не передбачається визначення коефіцієнта стискуваності природного газу, що містить сірководень. Для вирішення такої проблеми може бути використана промислова технологія очищення природного газу від сірководню до гранично допустимих концентрацій, наприклад, $0,02 \text{ г/м}^3$ із неперервним вимірюванням вмісту сірководню на потоці за допомогою хроматографів фірми Daniel Electronics типу Danalauser 2350, або моделі 590, або аналізаторів сірководню фірми API. У такому разі вже можна знехтувати таким вмістом сірководню у газі та використати методику Правил РД 50-213-80. Правда, можна використати одну з методик [1] і розрахувати коефіцієнт стискуваності з урахуванням сталої концентрації сірководню в газі, що відповідає значенню $0,02 \text{ г/м}^3$.

На деяких об'єктах газодобування все-таки використовують природний газ, що містить значні концентрації сірководню до 5 г/м^3 і більше. Такий газ одержують у технологічному процесі очищення газу основного потоку від сірководню. Далі такий газ спалюється, наприклад, на електростанції для вироблення електроенергії. Для його обліку необхідно розробити новий алгоритм і програму розрахунку коефіцієнта стискуваності, а також програму обчислення кількості природного газу.

Висновки.

1. Вимірюючи витрати та визначаючи кількості природного газу, необхідно знати та використовувати повний його компонентний склад.

2. Використовуючи мікропроцесорні обчислювачі разом із потоковими хроматографами для вимірювання витрати та визначення кількості природного газу, використовують густину газу за стандартних умов вимірювання, яка знайдена хроматографічним методом. Виміряне в аналітичній лабораторії значення густини газу у стандартних умовах пікнометричним методом можна і не використовувати.

3. Розраховуючи коефіцієнт стискуваності природного газу, необхідно використовувати лише мольні частки повного компонентного складу газу або об'ємні частки у стандартних умовах вимірювання.

4. Перспективою подальших розвідок у цьому напрямку є дослідження, пов'язані з оцінкою точності вимірювання витрати та розроблення програми розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу, що містить сірководень для його обліку витратомірами змінного перепаду тиску.

1. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. Издание официальное. Межгосудар. совет по стандартизации, метрологии и сертификации. Минск, 1996. 2. 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. 3. ISO 6976. International Standart. Natural gas calculation of calorific value, density and relative density, 1983.