

УДК 662.76.001.4:006.354

РОЗРАХУНОК В'ЯЗКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПРИ ЙОГО ОБЛІКУ В ШИРОКОМУ ДІАПАЗОНІ ЗМІНИ ТИСКУ

© Матіко Ф. Д., 2000

Національний університет "Львівська політехніка"

Приведений аналіз методів розрахунку в'язкості природного газу в широкому діапазоні зміни тиску. Представлено нову методіку розрахунку в'язкості, розроблену в НУ "Львівська політехніка", яка може бути застосована для задач обліку природного газу.

При проектуванні технологічного обладнання для переробки природного газу та в задачах обліку природного газу на автомобільних газонаповнювальних станціях виникає потреба розрахунку його в'язкості при тисках, що досягають 30 МПа і більше.

Розрахунку в'язкості газових сумішей присвячена значна кількість робіт. Розроблено методи розрахунку на базі молекулярно-кінетичної теорії Чепмена і Енскога [1, 2] відповідних станів та приведених параметрів сумішей [2-8]. Однак, якщо розглянути задачу розрахунку в'язкості багатокомпонентної суміші в широкому діапазоні зміни тиску, то сфера застосування багатьох із запропонованих методів є обмеженою. Обмеження накладаються як класом речовин, що входять в суміш (полярні, неполярні), так і кількістю компонентів суміші та діапазоном зміни тиску, в якому методи дають задовільні результати.

Розрахунок в'язкості багатокомпонентної суміші при тисках близьких до атмосферного може бути виконаний за рівняннями, виведеними на основі теорії Чепмена і Енскога [1, 2]. Як правило користуються не самими рівняннями, а їх розкладом в наближені ряди. Застосування рівнянь вимагає розрахунку коефіцієнтів дифузії, які є функціями в'язкості, молекулярної маси, інтегралів зіткнень чистих компонентів, що робить дані рівняння незручними, а часто і незастосовними для практичних розрахунків. Для розрахунку ж в'язкості сумішей при високих тисках не запропоновано методів на основі молекулярно-кінетичної теорії.

Для визначення в'язкості газових сумішей при високих тисках застосовують методи, які побудовані на базі принципу відповідних станів. В [1] рекомендується метод залишкової в'язкості в модифікації Діна і Стила. Метод включає розрахунок псевдокритичних тиску, температури, фактора стискуваності, густини суміші за модифікованим правилом Праусніца і Гана та густини суміші в робочих умовах, що вимагає наявності даних про критичні параметри та вміст кожного компонента суміші. Для сумішей не-

полярних газів з малою молекулярною масою метод Діна і Стила дозволяє провести розрахунок в'язкості з відносною похибкою, що не перевищує 10% [1]. Для сумішей неполярних газів із значною молекулярною масою та сумішей, що містять один або декілька полярних компонентів, користуються рівнянням Діна і Стила, однак похибка розрахунку в цьому випадку залежить від конкретного застосування і може бути значно більшою.

Із рівнянь, запропонованих для розрахунку значень в'язкості чистих газів при високих тисках, найбільш простими вважають такі [3]:

рівняння Н. Б. Варгафтика

$$\eta_{p,T} = \eta_T + b \cdot \rho^m, \quad (1)$$

рівняння І. Ф. Голубева

$$\eta_{p,T} = \eta_T + a \cdot \left(\frac{p_t}{T} \right)^n, \quad (2)$$

рівняння Е. А. Столярова

$$\eta_{p,T} = \eta_T \left(1 + \frac{a}{\tau^b} \right). \quad (3)$$

Рівняння (1...3) крім фізичних параметрів газів – динамічної в'язкості газу при атмосферному тиску η_T , густини ρ , термічного тиску p_t , приведені температури τ , містять константи a , b , m , n , які визначаються для кожного газу на основі експериментальних даних.

Для прикладу, застосування рівняння Голубева вимагає розрахунку термічного тиску $p_t = T \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v$,

та визначення за експериментальними даними констант a , n . Авторами рівняння знайдено значення констант тільки для небагатьох чистих газів, серед яких водень, азот, вуглекислий газ, метан, етан, пропан, аміак [4].

В [2, 4] пропонується застосовувати рівняння (2) і для розрахунку в'язкості газових сумішей. Однак авторами рівняння не приведено залежностей для обчислення констант рівняння a , n для багато-

компонентних сумішей. Тобто, навіть маючи значення констант кожного з компонентів суміші, немає можливості отримати константи для суміші. Якщо у випадку пошуку цих констант для рівняння чистого газу задача зводиться до апроксимації набору експериментальних даних в'язкості чистого газу, то для суміші константи a , n залежать від її складу і часто не можуть бути знайдені за браком експериментальних даних, які б відтворювали властивості суміші при зміні процентного вмісту її компонентів.

Авторами [2] для розрахунку в'язкості чистих газів та багатокомпонентних газових сумішей рекомендується таке рівняння залежності приведеної надлишкової в'язкості від приведеної густини $\omega = \rho / \rho_{кр}$:

$$\frac{\Delta\eta}{\Delta\eta_{кр}} = \frac{\eta_{p,T} - \eta_T}{\eta_{(p,T)_{кр}} - \eta_{T_{кр}}} = f\left(\frac{\rho}{\rho_{кр}}\right) = f(\omega), \quad (4)$$

де $\eta_{p,T}$ - в'язкість суміші при робочих значеннях тиску та температури, η_T - в'язкість суміші при робочій температурі та атмосферному тиску, $\eta_{(p,T)_{кр}}$ - в'язкість суміші при критичних значеннях тиску та температури, $\eta_{T_{кр}}$ - в'язкість суміші при критичній температурі та атмосферному тиску.

В'язкість багатокомпонентної суміші знаходять за адитивною залежністю

$$\left(\frac{\Delta\eta_m}{\Delta\eta_{кр_m}}\right)_{\omega_m} = \sum \left(\frac{\Delta\eta_i}{\Delta\eta_{кр_i}}\right)_{\omega_m} N_i, \quad (5)$$

де N_i - мольна частка i -го компоненту в суміші;

$\left(\frac{\Delta\eta_i}{\Delta\eta_{кр_i}}\right)_{\omega_m}$ - приведена надлишкова в'язкість i -го компоненту, яка знайдена для приведеної густини газової суміші ω_m .

Загальною залежністю $f(\omega)$, яка б описувала достатньо точно експериментальні дані для різних класів речовин (неполярних, полярних) не існує і, за дослідженнями авторів [2], побудувати її неможливо. Тому на основі залежності (4) гази умовно поділено на чотири групи: I – одноатомні гази; II – двоатомні та багатоатомні гази і ізомерні вуглеводні парафінового ряду; III – вуглеводневі гази; IV – вода, його ізомери та ізомери. Для кожної групи дано залежність $f(\omega)$, отриману в результаті апроксимації результатів обробки експериментальних даних.

Розрахунок в'язкості газової суміші за рівнянням (5) вимагає наявності значної кількості довідкових даних про критичні параметри газів, залежності між їх приведеними параметрами та виконання маніпуляцій із багатьма аналітичними залежностями (в

тому числі рівняннями стану), від яких залежить від складу суміші. У випадку багатокомпонентної суміші, що складається з компонентів різних груп, обчислення стають надзвичайно трудомісткими. За прикладами, наведеними в [2], рівняння (5) дозволяє обчислити в'язкість бінарних газових сумішей з відносно похибкою, що не перевищує 2%. Однак у [8] наведена інформація про те, що результати розрахунку за методами [2, 4] добре узгоджуються із експериментальними даними тільки при тиску до 10 МПа. В області високих тисків та низьких температур похибки методів [2, 4] досягають 15% [8].

Таким чином, враховуючи те, що природний газ є багатокомпонентною сумішшю, яка містить полярні та неполярні компоненти, можна стверджувати, що розроблені на сьогодні молекулярно-кінетичні методи не дозволяють обчислити в'язкість природного газу при високих тисках. А значна кількість компонентів природного газу робить практично неможливим застосування для розрахунку в'язкості рівняння (1...5).

Сучасними нормативними документами [5], [6], [7], які визначають методи розрахунку фізичних властивостей природного газу, для розрахунку в'язкості пропонуються методи, що базуються на принципі відповідних станів: в'язкість виражають як функцію від псевдоприведених тиску, температури, густини природного газу. Псевдоприведені параметри, в свою чергу, є функціями параметрів стану суміші (тиску, температури) та складу газу.

“Правилами...” РД 50-213-80 [5] регламентовано методіку розрахунку, яка дозволяє обчислити значення динамічної в'язкості при тиску природного газу до 12 МПа з похибкою 5%. Тобто, відносна похибка розрахунку δ становить 10%. Псевдоприведені тиск та температура знаходяться як функції надлишкового тиску; температури та складу природного газу, який задається за допомогою густини газу при нормальних умовах; вмісту вуглекислого газу та азоту.

В ГОСТ 30319.1-96 [6] запропонований метод розрахунку в'язкості, в якому використано методологічний підхід, який аналогічний РД 50-213-80. Склад газу задається за допомогою густини природного газу при стандартних умовах, вмісту вуглекислого газу та азоту. Метод може бути застосований при тиску природного газу до 12 МПа та температурі від 240 К до 360 К. Похибка δ методу у вказаних діапазонах тиску та температури не перевищує 6% відносно значень, знайдених за рівняннями стану ВНИЦ СМВ [7].

Метод розрахунку в'язкості за допомогою рівняння стану ВНИЦ СМВ вводиться документом [7] як взірцевий метод, який необхідно використовувати для перевірки інших методів. На відміну від методів нормативних документів [5] і [6] метод ВНИЦ

СМВ вимагає даних про повний компонентний склад газу. Нормативним документом [7] рекомендується застосовувати метод при тиску природного газу від 0 до 12 МПа та температурі від 240 К до 480 К. При цьому вказується, що похибка розрахунку по відношенню до експериментальних даних не перевищує 3 %.

Як видно з проведеного аналізу, методи розрахунку в'язкості природного газу, що наведені в нормативних документах, дозволяють провести розрахунок в'язкості при тиску тільки до 12 МПа.

У [8] запропоновано рівняння для розрахунку динамічної в'язкості вуглеводневих сумішей на основі приведеної температури та густини суміші. Середня похибка розрахунку, за даними автора, не перевищує 2.5 % при тиску до 60 МПа та температурі 90-600 К. Зокрема для сумішей метану з етаном при температурі 270-300 К та тиску до 34 МПа наведено дані про середню похибку 1.67 % (максимальна – 4.08 %) [8]. Для розрахунку густини в робочих умовах автором рекомендується застосовувати одне з високоточних рівнянь стану для вуглеводневих сумішей. Будь-яке з таких рівнянь вимагає даних про повний компонентний склад суміші. Крім того, для розрахунку приведених температури та густини необхідно мати дані про критичні параметри кожного компоненту.

З огляду на можливість реалізації методу [8] у витратомірних системах метод має декілька недоліків, серед яких: необхідність даних про повний компонентний склад газу; потреба застосування багатоконстантних рівнянь стану, які оперують із базою даних про критичні параметри компонентів; коефіцієнти бінарної взаємодії, що ставить підвищені вимоги до швидкодії та об'єму пам'яті мікропроцесорного обчислювача.

Таким чином, розробка методу розрахунку в'язкості природного газу, який би дозволив за спрощеними даними про склад газу (густина в стандартних умовах, вміст вуглекислого газу та азоту) обчислити в'язкість газу при високих тисках (до 34 МПа) в діапазоні температури 240...340 К є актуальною.

Запропонований нами метод дозволяє провести розрахунок в'язкості природного газу при тиску від 0 до 34 МПа в діапазоні температур від 240 К до 370 К. Метод призначений для розрахунку динамічної в'язкості μ природних газів та вуглеводневих сумішей, основним компонентом яких є метан, та які мають густину при стандартних умовах $\rho_C = 0.6673 - 0.8 \text{ кг/м}^3$. Молярний вміст як вуглекислого газу, так і азоту в газових сумішах не повинен перевищувати для кожного із них 15 %.

Метод побудований на основі таблиць розрахункових даних приведених в [3], які подані у вигляді таблиці залежності значень динамічної

в'язкості μ метану від абсолютного тиску P та абсолютної температури T на основі методу ГОСТ 30319-1 [6].

Згідно із запропонованою методикою коефіцієнт динамічної в'язкості природного газу визначається за такою формулою:

$$\mu = \mu_t C_\mu, \quad (6)$$

де C_μ - поправний множник, μ_t - температурна складова динамічної в'язкості.

Згідно з [6]

$$\mu_t = 3.24 \frac{T_{PP}^{0.5} + 1.37 - 9.09 \rho_C^{0.125}}{\rho_C^{0.5} + 2.08 - 1.5(N_{CO_2} + N_{N_2})}. \quad (7)$$

Поправний множник C_μ визначається так:

$$C_\mu = 1 + \frac{a1}{a2 + \theta} + a3, \quad (8)$$

$$\theta = T_{PP} / 100, \quad (9)$$

$$a1 = 0.2270 P_{PP} - 4.3491(1 - \exp(-0.0579 P_{PP})); \quad (10)$$

$$a2 = -2.233 \cdot 10^{-3} P_{PP}^4 + 0.038644 P_{PP}^3 - 0.22581 P_{PP}^2 + 0.4291 P_{PP} - 1.6001, \quad (11)$$

при $0.101325 \text{ МПа} < P_{PP} \leq 8 \text{ МПа}$;

$$a2 = 3.2981 \cdot 10^{-6} P_{PP}^4 - 3.1257 \cdot 10^{-4} P_{PP}^3 + 0.01041 P_{PP}^2 - 0.11741 P_{PP} - 1.5695, \quad (11')$$

при $8 \text{ МПа} < P_{PP} < 35 \text{ МПа}$;

$$a3 = -0.0462 P_{PP} + 0.4540(1 - \exp(-0.1465 P_{PP})). \quad (12)$$

У формулах (6...12) P_{PP} , T_{PP} - псевдоприведені тиск та температура; ρ_C - густина газу при стандартних умовах; N_{CO_2} , N_{N_2} - мольні частки вуглекислого газу та азоту.

Псевдоприведені тиск та температура знаходяться за залежностями, виведеними на основі формул, які наведених в [5], а саме:

$$P_{PP} = \frac{1.564(P - P_C)}{0.059937(26.7739 - \rho_C) + N_{CO_2} - 0.392 N_{N_2}} + P_C; \quad (13)$$

$$T_{PP} = \frac{2.2629T}{1.7591(0.6182 + \rho_C) - N_{CO_2} - 1.681 N_{N_2}}, \quad (14)$$

де P - абсолютний тиск суміші в робочих умовах, T - абсолютна температура суміші в робочих умовах.

Точність розрахунку коефіцієнта динамічної в'язкості за залежністю (4) перевірено на масиві розрахункових даних ГСССД [3] та в порівнянні з результатами розрахунку за методом згідно [8].

Порівняння з даними [3] проведено для всього діапазону зміни тиску $P = 0.101 \div 34.101 \text{ МПа}$ (23 точки) при температурах від 240К до 370К (з кроком 10К). Знайдено значення відносних похибок $\delta_i = [(\mu_{ROZR,i} - \mu_{ТАБЛ,i}) / \mu_{ТАБЛ,i}] \cdot 100\%$ ($i = 1 \dots 322$) в кожній точці, значення мінімальної відносної

$\delta_{i,MIN} = -5.56 \%$ і максимальної відносної $\delta_{i,МАКС} = 7.816 \%$ та методичної $\delta_M = 5.437 \%$ похибок розрахунку. Значення методичної похибки визначено з врахуванням похибки розрахункових даних [3] $\delta_{ТАБЛ} = 2\%$.

Порівняння з результатами [8] проводилось для різних варіантів складу природного газу, для яких $\rho_C = 0.6673-0.8 \text{ кг/м}^3$. Значення методичної похибки розрахунку для всіх розглянутих варіантів не перевищило $\delta_M = 9 \%$.

Порівнюючи результати розрахунку в'язкості на основі нормативних документів [5], [6] із результатами розрахунку в'язкості розробленим методом (всі три методи мають один і той же методологічний підхід – склад газу задається за допомогою ρ_C , N_{CO_2} , N_{N_2}), можна стверджувати, що запропонований нами метод забезпечує точність розрахунку, яка є достатньою для задач обліку природного газу.

Працюючи в широкому діапазоні зміни тиску та температури, метод може бути застосований як для більшості задач обліку природного газу (наповнення балонів автомобілів на газонаповнювальних компресорних станціях, транспортування газу по магістральних трубопроводах), так і для розрахунків технологічних процесів, пов'язаних з переробкою та

використанням природного газу.

1. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Пер. с англ. / Под ред. В. Б. Когана. – Л.: Химия, 1971. – 704 с. 2. Голубов И. Ф., Гнездилов Н. Е. Вязкость газовых смесей. – М.: Изд-во стандартов, 1971. 3. Загорученко В. А., Журавлев А. М. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана: ГССД. – М.: Изд-во стандартов, 1969. – 236 с. 4. Голубев И. Ф. Вязкость газов и газовых смесей: Справочное руководство. – М.: Изд-во физ.-мат. литературы, 1959. – 375 с. 5. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 319 с. 6. ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки. – М.: Изд-во стандартов. 7. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния. – М.: Изд-во стандартов. 8. Загорученко В. А. Вязкость природных газов и их основных компонентов // Теплофизические свойства веществ и материалов. Вып. 24. – М.: Изд-во стандартов, 1988.

УДК 53.088.7

СЕРТИФИКАЦІЙНА МОДЕЛЬ ЛІЧИЛЬНИКА ГАЗУ

© Петришин І. С., 2000

Івано-Франківський державний центр стандартизації, метрології та сертифікації

Визначені вимоги до характеристик лічильників газу та проаналізовано фактори, які впливають на результати вимірювань і збереження ними працездатності. На основі цього аналізу приводиться сертифікаційна модель лічильника газу.

Підвищення точності обліку природного газу ставить до лічильників газу багато вимог, задовольнити які одночасно досить складно і не завжди є можливим [1]. Зупинимося на основних із них, якими є:

- висока точність;
- значний (як можна більший) діапазон вимірювань, а також вимога "достатності" нижньої границі вимірювань;
- незалежність результатів вимірювання від впливових факторів (мінімізація додаткових похибок);
- збереження працездатності і заданих характе-

ристик після залишкових впливів зовнішніх збурень (природний вплив зовнішніх факторів);

- висока надійність (в т. ч. метрологічна) і технічний ресурс;

- мінімізація впливів (реакція лічильника на газовий потік);

- мінімізація габаритно-масових характеристик, енергоспоживання;

- безпеку експлуатації.

Конкретизуємо вказані вимоги.

В залежності від нормування границь допустимих значень основної похибки лічильники можна умовно поділити на 3 групи: