

УДК 662.767:536.7:681.121

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ КОЕФІЦІЄНТА СТИСКУВАНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

© Пістун Є. П., Матіко Ф. Д., Лесовий Л. В., 2000
Державний університет "Львівська політехніка"

В роботі викладено результати порівняльного аналізу методів розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу, зокрема для задач обліку природного газу в магістральних газопроводах. Показано, що найбільш високу точність розрахунку коефіцієнта стискуваності забезпечують метод NX19 мод. та методи, розроблені в державному університеті "Львівська політехніка".

Точне визначення параметрів фізичних властивостей природного газу є однією з передумов якісного проектування технологічного обладнання, в якому використовується чи застосовується природний газ. Особливо гостро задача точного визначення фізичних властивостей природного газу постає в системах його обліку, тобто при вимірюванні витрати та кількості природного газу, оскільки похибки визначення фізичних параметрів природного газу (зокрема, коефіцієнта стискуваності K) безпосередньо визначають загальну похибку вимірювання витрати та кількості природного газу.

Згідно з наказом Держстандарту України № 338 від 17.06.99 року в Україні вводяться в дію міждержавні стандарти країн СНД [1-4], що стосуються визначення фізичних властивостей природного газу. Стандарт [3] безпосередньо стосується розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу і містить чотири методи розрахунку. Ці стандарти набирають чинності в Україні з 1.01.2000 року.

До введення в дію стандартів [1-4] для визначення коефіцієнта стискуваності природного газу застосовувалась методика із РД 50-213-80 [5] та рівняння і таблиці із ДССДД, наприклад, [6]. Для розрахунку ж коефіцієнта стискуваності в задачах обліку природного газу до даного часу застосовувалась виключно методика із РД 50-213-80 (додаток 35), що забезпечувало єдність вимірювань витрати та кількості природного газу (в усіх вимірювальних системах застосовувалась одна і та ж методика, одні і ті ж алгоритми).

Слід відзначити, що як методика РД 50-213-80, так і методи стандарту [3] побудовані на основі масивів експериментальних даних, зокрема експериментальних даних Американської газової асоціації [7]. На основі таблиць експериментальних даних

Американської газової асоціації [7] в державному університеті "Львівська політехніка" розроблено нові методи розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу:

1) метод МКС-94, який призначений для розрахунку коефіцієнта стискуваності для температур від 240 К до 390 К і надлишкового тиску від 0 до 12 МПа [8];

2) метод МКС-99, який дозволяє провести розрахунок коефіцієнта стискуваності для температур від 250 К до 325 К та зміни надлишкового тиску в широкому діапазоні від 0 до 25 МПа [9].

Метод МКС-94 забезпечує визначення коефіцієнта стискуваності у вказаних діапазонах з похибкою, що не перевищує 0.15 % відносно табличних даних [7] і при цьому значно спрощує процес розрахунку. Цей метод пропонувався для проекту нових правил "Вимірювання витрати та кількості природного газу за методом змінного перепаду тиску зі стандартними пристроями звуження потоку" [10], зокрема для його реалізації на мікропроцесорних обчислювачах витрати та кількості природного газу.

Метод МКС -99 може бути застосований для розрахунку параметрів природного газу при високих тисках, зокрема, в задачах обліку природного газу на автомобільних газонаповнювальних станціях. Похибка визначення коефіцієнта стискуваності у всьому діапазоні зміни тиску від 0 до 25 МПа не перевищує 0.13 % відносно табличних даних [7].

Нами проведено порівняльний аналіз похибок розрахунку коефіцієнта стискуваності K природного газу за методами, представленими в стандарті [3], та за методами, розробленими в державному університеті "Львівська політехніка". Похибки всіх вказаних методів знайдено відносно табличних даних [7].

Таблиці даних [7] - це таблиці залежностей

експериментальних значень комплексу $K_Q = 1 / \sqrt{K}$ від надлишкового тиску P , psig та абсолютної температури T , °F. Таблиці побудовані для базової вуглеводневої суміші з густиною при стандартних умовах $\rho_c = 0.7228 \text{ кг/м}^3$, яка не містить вуглекислого газу і азоту. Застосування цих таблиць для розрахунку коефіцієнта стискуваності вуглеводневих сумішей, відмінних від базової суміші, можливе за умови приведення параметрів стану (температури та тиску) розрахункової суміші у відповідність до параметрів стану базової з врахуванням зміни складу суміші через її густину в стандартних умовах, вміст вуглекислого газу та азоту.

Із чотирьох методів розрахунку коефіцієнта стискуваності, представлених в міждержавному стандарті [3], нами проаналізовано похибки розрахунку таких методів:

модифікованого методу NX19 mod.;

методу Європейської групи газових досліджень GERG-91 мод.;

методу Всеросійського науково-дослідного центру сировини, матеріалів і речовин ВНИЦ СМВ.

Для розрахунку коефіцієнта стискуваності за методами NX19 mod., GERG-91 мод., МКС-94 та МКС-99 необхідно знати густину газу при стандартних умовах, вміст вуглекислого газу та азоту, оскільки в них використовується вищевказане приведення параметрів розрахункової суміші до базової. Методика ВНИЦ СМВ вимагає даних про повний компонентний склад газу.

Для порівняння з таблицями [7] розрахунки було виконано для газової суміші, ідентичної до табличної. Для методики ВНИЦ СМВ було підібрано один з варіантів компонентного складу (з нульовим вмістом азоту та вуглекислого газу), який забезпечує необхідну густину при стандартних умовах $\rho_c = 0.7228 \text{ кг/м}^3$. Така розрахункова суміш включала: 94.13 % метану, 3.44 % етану, 1.43% пропану і 1% бутанів.

Розрахунок коефіцієнта стискуваності для всіх методів було проведено при зміні надлишкового тиску від 0 до 12 МПа, для температур від -18 °C (0 °F) до 49 °C (120 °F). Для кожного методу розрахунок виконано в 234 точках. Для методу МКС-99 розрахунки було виконано при зміні надлишкового тиску від 0 до 25 МПа, тобто діапазону, для якого розроблявся даний метод (такі тиски мають місце в системах обліку природного газу на автомобільних газонаповнювальних станціях).

В кожній i -тій точці розрахунку було знайдено відносну похибку δ_i за формулою

$$\delta_i = \left[(K_{\text{РОЗР},i} - K_{\text{ТАБЛ},i}) / K_{\text{ТАБЛ},i} \right] 100\% ,$$

де $K_{\text{РОЗР},i}$ – розрахункове значення коефіцієнта стискуваності; $K_{\text{ТАБЛ},i}$ – значення коефіцієнта стискуваності із таблиць [7].

Програмну реалізацію всіх методів розрахунку виконано мовою програмування MATLAB. Правильність програмної реалізації методів стандарту [3] було перевірено виконанням контрольних розрахунків коефіцієнта стискуваності K , результати яких співпали з результатами, наведеними в стандарті [3]. Всі розрахунки проведено в середовищі MATLAB 5.2 for Windows.

Залежності відносних похибок від температури та тиску для всіх розглянутих методів представлені в графічній формі. Графіки відносних похибок (в координатах відносна похибка – тиск) наведено на рис. 1-6. Криві відносних похибок для різних температур позначені різними символами:

- o - 0 °F (-18 °C); Δ - 10 °F (-12.2 °C);
- × - 20 °F (-6.7 °C); + - 30 °F (-1.1 °C);
- < - 40 °F (4.4 °C); * - 50 °F (10 °C);
- - 60 °F (15.6 °C); ▷ - 70 °F (21.1 °C);
- ◇ - 80 °F (26.7 °C); ▽ - 90 °F (32.2 °C);
- ☆ - 100 °F (37.8 °C); ☆* - 110 °F (43.3 °C);
- - 120 °F (48.9 °C).

Аналіз отриманих результатів показує, що для умов транспортування газу в газотранспортних системах (діапазон зміни температури -10°C ... +50°C, діапазон зміни надлишкового тиску 0,1...8 МПа) найменші значення похибок розрахунку коефіцієнта стискуваності отримують при застосуванні методів: NX19 мод. із [3] – похибка в межах 0,1 % (рис. 1); МКС-94 - похибка в межах 0,1 % (рис. 4); МКС-99 - похибка в межах 0,05 % (рис. 5). Всі ці методи реалізують відомий для спеціалістів з обліку газу методологічний підхід – склад газу відтворюється через його густину в стандартних умовах і вміст вуглекислого газу та азоту. Застосування цих методів вимагає вимірювання густини природного газу та концентрації в ньому вуглекислого газу та азоту. Метод МКС-99, як це видно із рис.6, забезпечує розрахунок значення коефіцієнта стискуваності для тиску природного газу до 25 МПа, при цьому похибка розрахунку у вказаному діапазоні температур знаходиться в межах 0,1 % (рис. 6).

Аналогічний методологічний підхід має місце і в методі GERG91 мод., однак цей метод, як це видно із рис. 2, характеризується для реального діапазону температур та тисків природного газу значною похибкою від'ємного знаку. Застосування даного методу привело б до завищення результатів вимірювання витрати та кількості природного газу.

Метод ВНИЦ СМВ базується на іншому методологічному підході – для розрахунку коефіцієнта стискуваності необхідні дані щодо повного компо-

нентного складу газу, що вимагає хроматографічного аналізу природного газу. Похибка розрахунку коефіцієнта стискуваності за цим методом, як це видно із рис. 3, також є від'ємною і може досягати 1 %.

Виконаний порівняльний аналіз методів розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу дозволить правильно підійти до вибору конкретного методу під задані умови вимірювання.

1. ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. - М.: Изд-во стандартов. 2. 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. 3. ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. - М.: Изд-во стандартов. 4. ГОСТ 30319.3-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния. - М.: Изд-во стандартов. 5. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными

сужающими устройствами. - М.: Изд-во стандартов, 1982. 6. ГСССД 80-84. Газ природный расчетный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, коэффициент объемного расширения и показатель адиабаты при температурах 250-450 К и давлениях 0.1-12 Мпа. - М.: Изд-во стандартов, 1985. 7. Natural for the determination of supercompressibility factors for natural gaz. Pa-Researche Project NX-19. - Extension of range of supercompressibility tables, AGA Inc., Catalog L00340, 1976. 8. Лесовой Л. В. Об определении коэффициента сжимаемости природного газа // Вестник Львовского политехнического института, №225, «Теплоэнергетические системы и устройства», 1988. 9. Пістун С. П., Матіко Ф. Д. Методика розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу для задач його обліку // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - № 2. 10. Пістун С. П. Розробка Правил України "Вимірювання витрати та кількості природного газу за методом змінного перепаду тиску зі стандартними пристроями звуження потоку" // Методи та прилади контролю якості. - 1999. - №3. - С. 52-54.

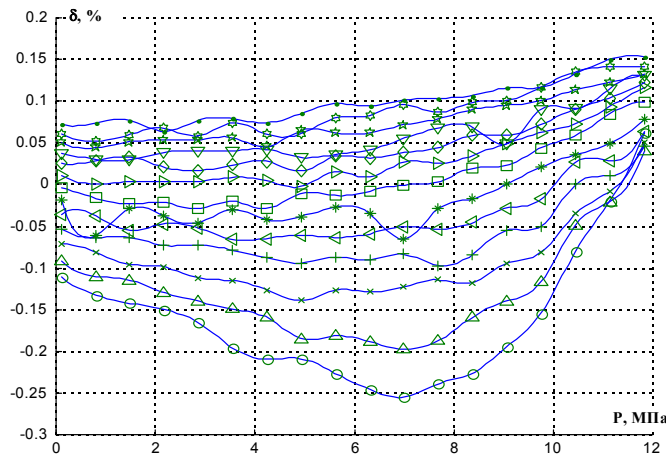


Рис. 1. Залежність відносної похибки розрахунку коефіцієнта стискуваності за методом **NX19 мод.** від тиску та температури.

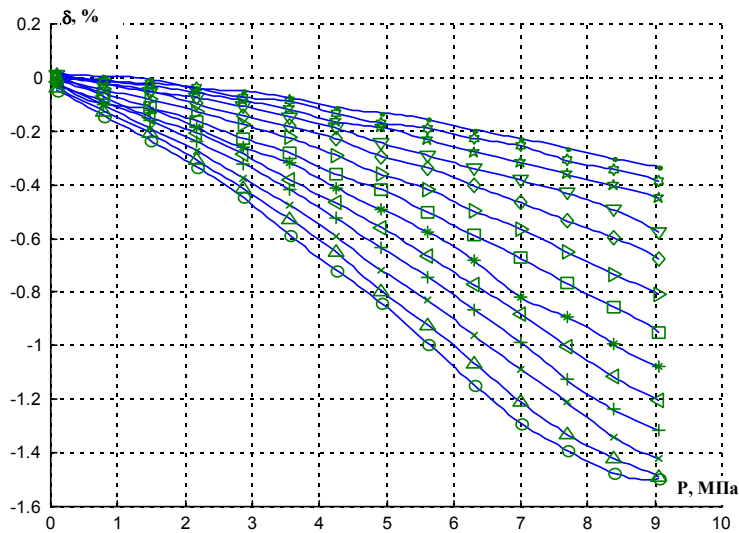


Рис.2. Залежність відносної похибки розрахунку коефіцієнта стискуваності за методом **GERG91 мод.** від тиску та температури.

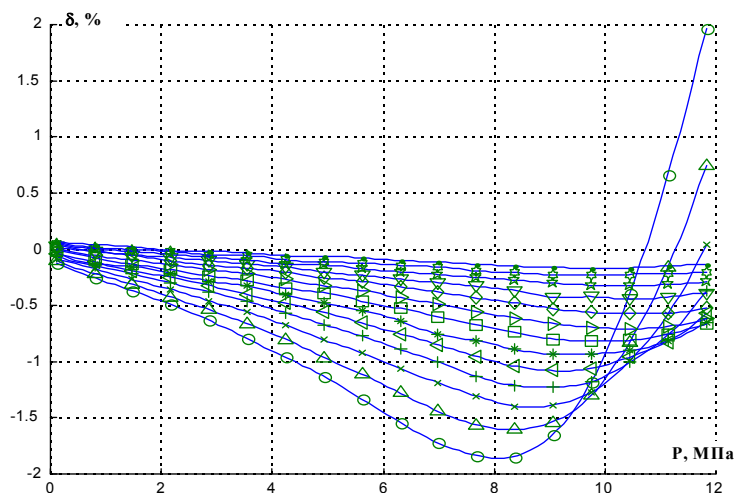


Рис.3. Залежність відносної похибки розрахунку коефіцієнта стискуваності за методом **ВНИЦ СМВ** від тиску та температури.

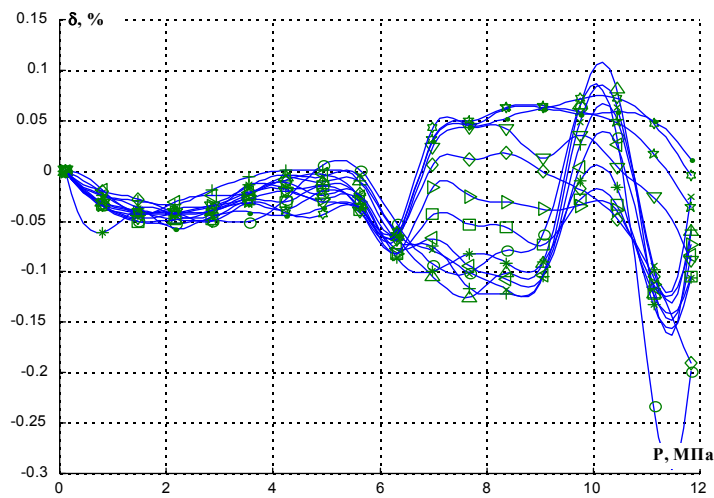


Рис. 4. Залежність відносної похибки розрахунку коефіцієнта стискуваності за методом МКС-94 від тиску та температури.

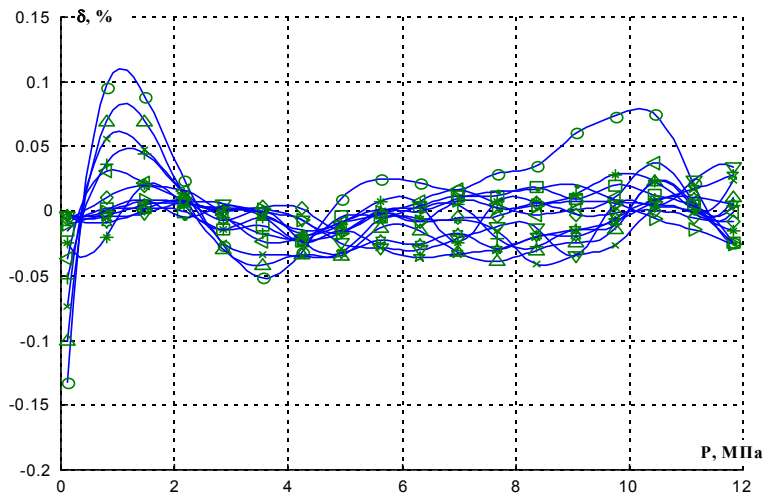


Рис. 5. Залежність відносної похибки розрахунку коефіцієнта стискуваності за методом МКС-99 від тиску ($P_{\max}=12$ МПа) та температури.

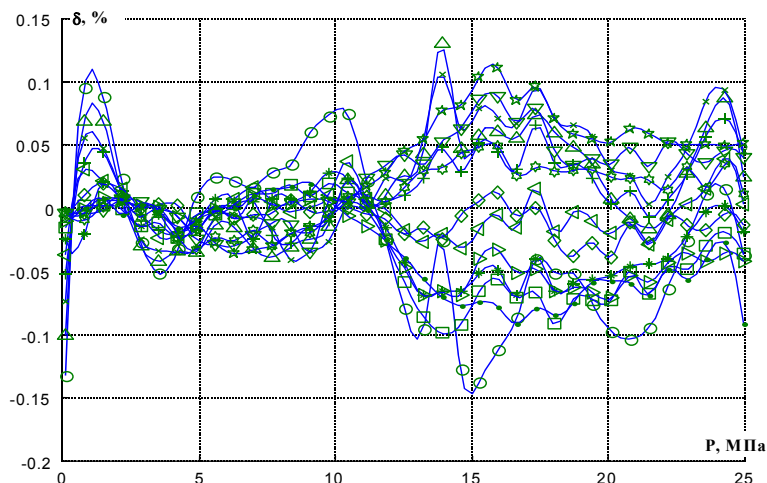


Рис. 6. Залежність відносної похибки розрахунку коефіцієнта стискуваності за методом МКС-99 від тиску ($P_{\max}=25$ МПа) та температури.

