

ВПЛИВ ФАКТОРА СТИСКУВАНОСТІ НА РОЗПОДІЛ ТИСКУ В МАГІСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДІ

© Леонід Лесовой, Леся Близняк, 2002

Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра “Автоматизація теплових та хімічних процесів”,
вул. С. Бандери, 12, 79013, Львів, Україна

Наведено аналіз наявних методів розрахунку розподілу тиску природного газу у горизонтальному магістральному газопроводі, показаний вплив фактора стискуваності природного газу на розподіл тиску у магістральному газопроводі та наведена похибка визначення розподілу тиску в магістральному газопроводі без врахування зміни фактора стискуваності.

Приведён анализ существующих методов расчета распределения давления природного газа в горизонтальном магистральном газопроводе, показано влияние фактора сжимаемости природного газа на распределение давления в магистральном газопроводе, приведена погрешность определения распределения давления в магистральном газопроводе без учета изменения фактора сжимаемости.

The analysis of an existing methods of calculating of pressure distribution of natural gas in a horizontal conduit is indicated, influence of the factor of a compressibility of natural gas on pressure distribution in a conduit is shown and the accuracy of pressure distribution in a conduit disregarding modifications of the factor of a compressibility is indicated.

Актуальною проблемою сьогодні є економія паливно-енергетичних ресурсів, до яких також належить і природний газ. Крім ощадливого його використання, існує також проблема підвищення точності визначення кількості природного газу. Підвищити точність визначення витрати та кількості природного газу можна двома шляхами, один з яких – це підвищення точності вимірювання витрати та кількості природного газу технічними засобами вимірювання, а інший – це підвищення точності визначення кількості природного газу у магістральному газопроводі.

Кількість K_{Γ} природного газу у магістральному газопроводі визначається за рівнянням [1]

$$K_{\Gamma} = V \cdot \frac{\rho_{\text{cp}}}{\rho_c}, \quad (1)$$

де V – об'єм газопроводу; ρ_{cp} – середнє значення густини природного газу по довжині магістрального газопроводу; ρ_c – густина природного газу за стандартних умов: $P_c = 101325$ Па та $T_c = 293,15$ К.

Оскільки густина ρ_{cp} природного газу є функцією середніх значень тиску P_{cp} та температури T_{cp} природного газу у магістральному газопроводі, то для підвищення точності визначення K_{Γ} необхідно

підвищити точність визначення вищенаведених параметрів газу. Значення тиску P_{cp} та температури T_{cp} природного газу знаходять за рівняннями

$$P_{\text{cp}} = \frac{1}{L} \int_0^L P dx, \quad (2)$$

$$T_{\text{cp}} = \frac{1}{L} \int_0^L T dx, \quad (3)$$

де L – довжина газопроводу; P – розподіл тиску природного газу по довжині магістрального газопроводу; T – розподіл температури природного газу по довжині магістрального газопроводу.

Температура природного газу по довжині газопроводу не змінюється. Тому основним параметром, який впливає на кількість природного газу у магістральному газопроводі, є розподіл тиску P по довжині газопроводу.

Сьогодні розподіл тиску P у магістральному газопроводі визначають з умови стаціонарності потоку природного газу у ньому.

Для визначення P застосовують систему диференціальних рівнянь, яка описує стаціонарний режим руху природного газу, і складається з таких рівнянь: рівняння кількості руху, рівняння нерозривності потоку та рівняння стану.

Рівняння кількості руху записують на основі балансу механічної енергії усталеного ізотермічного потоку природного газу у трубопроводі постійного круглого перерізу [2]

$$\frac{dP}{\rho} + gdy + \frac{dV^2}{2} + gdh_L = 0, \quad (4)$$

де ρ – густина природного газу; g – прискорення вільного падіння; dy – зміна висоти; V – швидкість природного газу у газопроводі; dh_L – втрата напору на тертя.

Складова gdy враховує силу тяжіння, і є незначною при перепадах вертикальних відміток газопроводу менше ніж 200 м, тому її складовою нехтують при розгляді горизонтальних трубопроводів. Складова $\frac{dV^2}{2}$ враховує втрату швидкісного напору і є істотною при великих перепадах тиску на малій довжині газопроводу.

Оскільки ми розглядаємо горизонтальний газопровід великої довжини, то складовими gdy та $\frac{dV^2}{2}$ у рівнянні (4) нехтуємо. Тому рівняння (4) переписується у вигляді

$$\frac{dP}{\rho} + gdh_L = 0. \quad (5)$$

Втрата напору на тертя у круглих трубопроводах визначається за формулою Дарсі – Вейсбаха [2]

$$dh_x = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} dx, \quad (6)$$

де D – внутрішній діаметр газопроводу; dx – елементарна ділянка газопроводу λ – коефіцієнт гідравлічного опору, який визначається за формулою [3]

$$\lambda = 0,0103 + \frac{2,3}{\sqrt{Re}}. \quad (7)$$

Підставивши вирази (6) і (7) у рівняння (5), одержимо рівняння кількості руху природного газу для стаціонарного режиму:

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2} dx = 0. \quad (8)$$

Рівняння нерозривності потоку є математичним виразом закону збереження маси і для усталеного режиму руху природного газу записується у формі [2,3]

$$Q_m = \rho gF = \text{const}, \quad (9)$$

де Q_m – масова витрата природного газу; F – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Рівняння стану або рівняння Менделєєва-Клапейрона для реального газу має вигляд [2,3]

$$\frac{P}{\rho} = ZR_{\Gamma}T, \quad (10)$$

де Z – фактор стискуваності; R_{Γ} – газова стала природного газу ($R_{\Gamma} = \frac{R}{\mu}$, де R – універсальна газова стала); μ – молярна маса природного газу).

Отже, система диференціальних рівнянь, що описують усталений ізотермічний рух природного газу у магістральному газопроводі, запишеться у вигляді [2,3]

$$\begin{cases} \frac{dP}{\rho} + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2} dx = 0 \\ Q_m = \rho gF \\ \frac{P}{\rho} = ZR_{\Gamma}T \end{cases}, \quad (11)$$

Для визначення зміни тиску по довжині газопроводу необхідно звести систему рівнянь (11) до одного рівняння. Оскільки при стаціонарному режимі руху $Q_m = \text{const}$, то усереднена швидкість потоку природного газу в поперечному перерізі дорівнюватиме

$$V = \frac{Q_m}{\rho F}. \quad (12)$$

Густина природного газу визначимо з рівняння стану

$$\rho = \frac{P}{ZR_{\Gamma}T}. \quad (13)$$

Підставивши вирази для V і ρ у перше рівняння системи (11), одержимо диференціальне рівняння для визначення зміни тиску по довжині газопроводу

$$PdP + 8 \cdot \frac{\lambda \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T \cdot Q_m^2}{\pi^2 \cdot D^5} dx = 0. \quad (14)$$

Проінтегрувавши рівняння (14) по x від 0 до x і по тиску P від P_1 до P_x , одержимо:

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - 16 \cdot \frac{\lambda \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T \cdot Q_m^2}{\pi^2 \cdot D^5}}. \quad (15)$$

Позначимо: $A = 16 \cdot \frac{\lambda \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T \cdot Q_m^2}{\pi^2 \cdot D^5}$. Тоді рівняння (15) матиме вигляд

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - A \cdot x}. \quad (16)$$

Фактор стискуваності Z визначається за рівнянням GERG91 mod і залежить від тиску природного газу P та температури природного газу T у магістральному газопроводі. Зміна температури T порівняно із зміною тиску P є незначною, тому вважатимемо, що вона є постійною по всій довжині газопроводу, а фактор стискуваності Z залежить лише від тиску природного газу P .

Для розрахунку розподілу тиску природного газу у газопроводі застосуємо два методи і порівняємо їх.

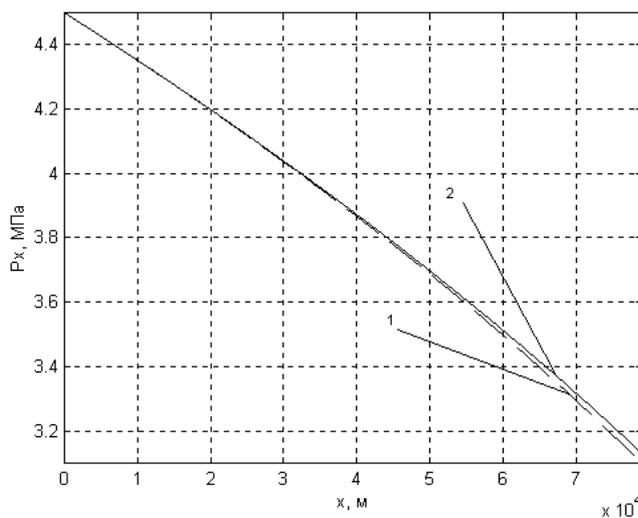
Перший метод розрахунку розподілу тиску природного газу здійснюється за рівнянням (16).

Для підвищення точності розрахунку тиску природного газу у магістральному газопроводі необхідно врахувати зміну фактора стискуваності Z по довжині газопроводу залежно від зміни тиску P природного газу у магістральному газопроводі. Це можливо за рахунок розв'язання рівняння (14) методом числового інтегрування (методом Сімпсона). Для цього рівняння (14) необхідно переписати у вигляді

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{PdP}{Z(P)} = A_1 \cdot x, \quad (17)$$

де A_1 – коефіцієнт, який визначається за формулою

$$A_1 = 16 \frac{\lambda \cdot R_{\Gamma} \cdot T \cdot Q_m^2}{\pi^2 \cdot D^5}. \quad (18)$$



Розподіл тиску природного газу у магістральному газопроводі, розрахований: 1) з врахуванням фактора стискуваності Z ; 2) без врахування фактора стискуваності Z

На рисунку зображений графік зміни відносної похибки δ , яка визначається за формулою

$$\delta = \left| \frac{P - P^Z}{P^Z} \right| \cdot 100\%, \quad (19)$$

де P , P^Z – розподіл тиску природного газу по довжині газопроводу, розрахований за формулою (16) та (17) відповідно.

З рисунка видно, що при врахуванні фактора стискуваності Z по довжині газопроводу, тиск у газопроводі набуває менше значення, ніж значення тиску, розраховане без врахування зміни фактора стискуваності по довжині газопроводу. Максимальне значення цієї розбіжності становить 1,1% у кінці газопроводу. Ця похибка безпосередньо впливає на визначення кількості природного газу K_{Γ} у магістральному газопроводі, знижуючи її значення.

1. Пистун С. П., Лесовой Л.В. О точности определения количества природного газа в магистральных трубопроводах. // Контрольно-измерительная техника. Вып. 42. – Львов, 1982. 2. Яковлев Е.И. та ін. Режимы газотранспортных систем. – Львів, 1992. 3. Яковлев Е.И., Зверева П.В. и др. Моделирование трубопроводного транспорта нефтехимических производств, М., 1987. 4. Александров А.В. и Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. М., 1984. 5. РД50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М., 1982.