

параметрів сенсора та опору лінії зв'язку їх з вимірювальними колами. Це дає можливість здійснювати контроль показників якості рідин за реактивною та активною складовими комплексної провідності у звуковому частотному діапазоні, забезпечуючи при цьому режим заданої напруги.

1. *Измерения в электронике: Справочник // В.А. Кузнецов, В.А. Долгов, В.М. Коневских, и др.; Под ред. В.А.Кузнецова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 512с.* 2. *Нуберт Г.П. Измерительные преобразователи неэлектрических величин. – Л., Энергия, 1970.* 3. *Андреев В.С. О некоторых свойствах двойного электрического слоя на границе диэлектрик – раствор // Электрохимия. – 1968. – Т. IV. – Вып. 6.* 4. *Головка Д.Б., Скрипник Ю.О. Методи та засоби частотно - дисперсійного аналізу речовин та матеріалів // Фізичні основи. – 2000. – 200 с.* 5. *Туричин А.М. Электрические измерения неэлектрических величин. – М. – Л., 1954.* 6. *Високочастотні засоби вимірювання фізичних величин із самоналагоджуванням і автокорекцією похибок: Навч. посібник / П.М. Таланчук, Ю.О. Скрипник, В.О. Дубровний. – К.: ІЗМН, 1996. – 672 с.* 7. *Робинсон Р., Сток Р. Растворы электролитов. Иностранная литература. – М., 1963.* 8. *Походило Є.В. Малогабаритные измерители CLR. - параметров прямого преобразования. Автореф. канд. дис. 1990.* 9. *Гаврилюк М.О., Походило Є. В., Хома В.В. Активні перетворювачі CLR - параметрів // Зб. мат. 3-ї наук.-техн. конф. “Вимірювальна та обчислювальна техніка в техпроцесах і конверсії виробництва”, Хмельницький, 1995.*

УДК 681.121

Леонід Лесовой, Леся Близняк
Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизації теплових і хімічних процесів

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ У ПОХИЛОМУ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДАХ

© Лесовой Леонід, Близняк Леся, 2002

The benchmark analysis of calculating of pressure distribution of natural gas in tilted conduits and horizontal conduit is made. Calculating relative inaccuracy in the event of tilted under its ascent and downwards is made.

Природний газ є одним з найбільш поширених паливно-енергетичних ресурсів. З кожним роком зростає кількість споживачів природного газу як в Україні, так і за її межами. В Україні знаходиться розгалужена система газопроводів. Їх загальна протяжність становить 35 тис. км. Запас природного газу у газопроводах за даними ДК "Укртрансгаз" становить приблизно 1 млрд. м³ [1]. Оскільки запас природного газу в магістральному газопроводі залежить від розподілу тиску у ньому, то важливим параметром при обліку природного газу є тиск всередині газопроводу. Точність розрахунку розподілу тиску природного газу по довжині магістрального газопроводу впливатиме на точність визначення кількості газу, що знаходиться у газопроводі. На сьогодні при визначенні тиску всередині похилого газопроводу застосовують рівняння для горизонтального газопроводу. Це вводить додаткову похибку при визначенні кількості газу. Тому важливо для похилих газопроводів враховувати різницю вертикальних відміток газопроводу.

У західних регіонах України та в Криму особливо багато похилих газопроводів. Важливо визначити, як впливає положення газопроводу відносно горизонтальної прямої на розподіл тиску у ньому. У даній статті проведений аналіз розподілу тиску по довжині магістрального газопроводу при різних значеннях вертикальних відміток газопроводу. Зокрема розглянуто випадки похилого газопроводу при його спуску та підйомі, а також при його горизонтальному положенні.

Для визначення розподілу тиску природного газу P по довжині газопроводу L 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 [2,3]

$$\frac{dP}{\rho} + g dy + \frac{dV^2}{2} + g dh_L = 0, \quad (1)$$

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 $\frac{dV^2}{2}$ – враховує втрату швидкісного напору і є суттєвою при великих перепадах тиску на малій довжині газопроводу.

Оскільки ми розглядаємо магістральний газопровід великої довжини, то складовою $\frac{dV^2}{2}$ у рівнянні (1) нехтуємо. Тому рівняння (1) перепишеться у вигляді [2,3,4]

$$\frac{dP}{\rho} + g dy + g dh_L = 0. \quad (2)$$

Величина dy визначається за рівнянням [2,3]

$$dy = \Delta y \cdot \frac{dx}{L}, \quad (3)$$

де Δy – різниця вертикальних відміток газопроводу; dx – елементарна ділянка газопроводу.

Втрата напору на тертя у круглих трубопроводах визначається за формулою Дарсі – Вейсбаха [4]

$$dh_x = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} dx, \quad (4)$$

де D – внутрішній діаметр газопроводу; λ – коефіцієнт гідравлічного опору, який визначається за формулою [4]

$$\lambda = 0,0103 + \frac{2,3}{\sqrt{Re}}. \quad (5)$$

Підставивши вирази (3) і (4) у рівняння (2), одержимо рівняння кількості руху природного газу для стаціонарного режиму:

$$\frac{dP}{\rho} + g \cdot \Delta y \cdot \frac{dx}{L} + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2} dx = 0. \quad (6)$$

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

$$Q_m = \rho g F = \text{const} , \quad (7)$$

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

Рівняння стану або рівняння Менделєєва – Клапейрона для реального газу має вигляд

$$\frac{P}{\rho} = Z R_{\Gamma} T , \quad (8)$$

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

Отже, система диференціальних рівнянь, що описує ustalений ізотермічний рух природного газу в магістральному газопроводі, запишеться у вигляді

$$\begin{cases} \frac{dP}{\rho} + g \cdot \Delta y \cdot \frac{dx}{L} + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2} dx = 0 \\ Q_m = \rho g F \\ \frac{P}{\rho} = Z R_{\Gamma} T \end{cases} . \quad (9)$$

Для визначення зміни тиску по довжині газопроводу необхідно звести систему рівнянь (9) до одного рівняння.

Оскільки при стаціонарному режимі руху $Q_m = \text{const}$, то усереднена швидкість потоку природного газу в поперечному перерізі дорівнюватиме

$$V = \frac{Q_m}{\rho F} . \quad (10)$$

Густину природного газу визначимо з рівняння стану

$$\rho = \frac{P}{Z R_{\Gamma} T} . \quad (11)$$

Підставивши вирази для V і ρ у перше рівняння системи (9), одержимо диференціальне рівняння для визначення зміни тиску по довжині газопроводу

$$PdP + \frac{g \cdot \Delta y \cdot P^2}{L \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T} dx + \frac{8 \cdot \lambda \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T \cdot Q_m^2}{\pi^2 \cdot D^5} dx = 0 . \quad (12)$$

Спростивши рівняння (12), одержимо диференціальне рівняння

$$PdP + (K_1 P^2 + K_2) dx = 0 , \quad (13)$$

де K_1 і K_2 – коефіцієнти, що визначаються за рівняннями

$$K_1 = \frac{g \cdot \Delta y}{L \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T} , \quad (14)$$

$$K_2 = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q_m^2 \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T}{\pi^2 \cdot D^5} . \quad (15)$$

Якщо розглядається горизонтальний газопровід, тобто $\Delta y = 0$, то $K_1 = 0$, і рівняння (13) переписеться у вигляді

$$PdP + K_2 dx = 0 . \quad (16)$$

Інтегруючи рівняння (13) по тиску від P_1 до P_x і по довжині газопроводу від 0 до x , одержимо остаточне рівняння для розрахунку тиску природного газу по довжині похилого газопроводу

$$P_x = \sqrt{e^{-2K_1 x} \left(P_1^2 + \frac{K_2}{K_1} \right) - \frac{K_2}{K_1}}. \quad (17)$$

Для розрахунку розподілу тиску природного газу по довжині горизонтального газопроводу слід інтегрувати рівняння (16) по тиску від P_1 до P_x і по довжині газопроводу від 0 до x . В результаті одержимо

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - 2K_2 x}. \quad (18)$$

Розподіл тиску природного газу по довжині похилого газопроводу при стаціонарному режимі його руху розраховується за рівнянням (17), а для горизонтального газопроводу – за рівнянням (18) з врахуванням зміни фактора стискуваності Z по довжині газопроводу.

Для прикладу розглянемо газопровід завдовжки $L=50$ км і внутрішнім діаметром $D=700$ мм. Тиск природного газу на початку газопроводу $P_1=4,5$ МПа, масова витрата природного газу на початку газопроводу $Q_m=63$ кг/с.

На рис. 1 показані графіки розподілу тиску природного газу при різних значеннях вертикальних відміток Δy . Як видно з рисунка, у певній точці похилого газопроводу при його підйомі ($\Delta y=250$ м) значення тиску природного газу є меншим, ніж тиск газу у тій самій точці горизонтального газопроводу ($\Delta y=0$). І навпаки, у певній точці газопроводу при його спуску ($\Delta y=-250$ м) значення тиску природного газу є більшим, ніж тиск природного газу у тій же точці горизонтального газопроводу.

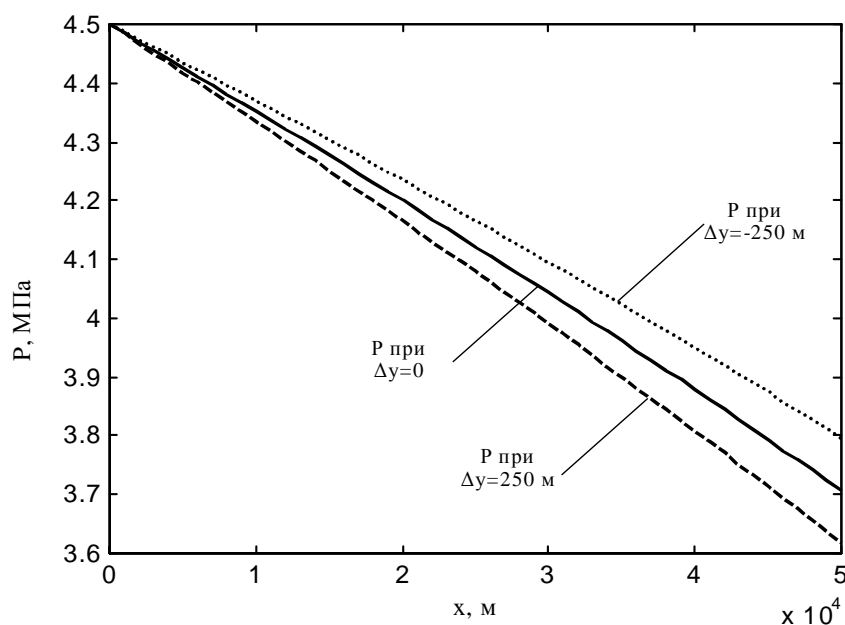


Рис. 1. Розподіл тиску природного газу при різних значеннях вертикальних відміток газопроводу

На рис. 2 показані графіки відносних похибок тиску природного газу у похилих газопроводах відносно тиску природного газу в горизонтальному газопроводі. Як видно з рисунка, максимальні відносні похибки розрахунку розподілу тиску природного газу у похилому газопроводі відносно розподілу тиску природного газу у горизонтальному газопроводі становлять 2,4 %, (при $\Delta y=250$ м,) і -2,3 % (при $\Delta y= - 250$ м).

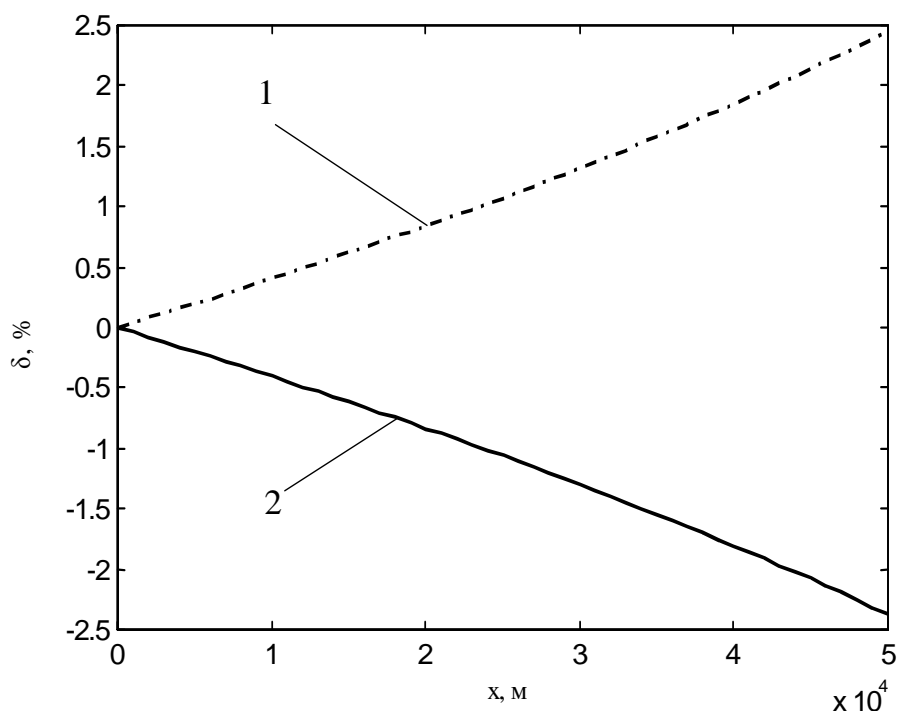


Рис. 2. Зміна відносних похибок по довжині похилого газопроводу при його підйомі – 1 та спуску – 2

Отже, порівняльний аналіз розрахунку розподілу тиску природного газу у похилому та горизонтальному газопроводах показав, що необхідно враховувати різницю вертикальних відміток газопроводу. Тому, розраховуючи розподіл тиску природного газу у магістральному газопроводі для похилих ділянок газопроводу, слід застосовувати рівняння (17), а для горизонтальних – рівняння (18).

1. Гордієнко І.А., Коломєєв В.М., Фролов А.Ф. Стан вимірювання кількості та параметрів якості природного газу у системі ДК "Укртрансгаз" // *Нафтова і газова промисловість*. – 2000. – №5. – С. 44–47. 2. Яковлев Е. І. та ін. *Режими газотранспортних систем*. – Львів: Світ, 1992. – 170 с. 3. Яковлев Е.И., Зверева П.В. и др. *Моделирование трубопроводного транспорта нефтехимических производств*. – М.: Химия, 1987. – 175 с. 4. Александров А.В. и Яковлев Е.И. *Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа*. – М.: Недра, 1984.