

Неперервне вимірювання пластичної в'язкості, граничного напруження зсуву, незалежного динамічного коефіцієнта пластичності бурових розчинів за допомогою гідродинамічних пристроїв створює можливість побудови системи автоматичного регулювання параметрів бурових розчинів в процесі буріння.

1. Пистун Е.П., Крых А.Б. Гидродинамические устройства для измерения показателей буровых растворов. Обзор. информ. Техника и технология бурения скважин. - М. N 10, 1988.
 2. Пистун Е.П., Крых Г.Б. Принципи побудови гідродинамічних вимірювальних перетворювачів на базі дросельних матриць // Методи та прилади контролю якості. Вип. № 5, Ів.-Франківськ, 2000, С. 56-59. 3. Крых Г.Б. Методика оброблення сигналів гідродинамічних вимірювальних перетворювачів реологічних параметрів неньютонівських рідин // Вісн. ДУ "Львівська політехніка", N 378 - Львів, 1999. - С. 88-89. 4. Агабальянц Е.Г. Методи контролю фізико-хімічного контролю бурових глинистих суспензій. - К. 1965. 5. А.с. № 969885. Система автоматического регулирования реологических параметров бурового раствора./Крых А.Б., Пистун Е.П., Мочернюк Д.Ю. - БИ № 40, 1982.

УДК 681.121

Л. Лесовой, Л. Близняк

Національний університет «Львівська політехніка»

РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛУ ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПО ДОВЖИНІ ПОХИЛОГО ГАЗОПРОВОДУ З ВРАХУВАННЯМ ФАКТОРА СТИСКУВАНОСТІ

© Лесовой Л., Близняк Л., 2002

The analysis of an existing methods of calculating of pressure distribution of natural gas in a tilted 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 із застосуванням нових методик розрахунку параметрів, які входять у рівняння кількості. Крім цього, необхідно також підвищити точність визначення кількості природного газу в похилому магістральному газопроводі. Підвищення точності визначення кількості газу в газопроводі зменшує дисбаланси, які виникають між газотранспортними підприємствами.

Кількість K_r природного газу в магістральному газопроводі визначається за рівнянням [1]

$$K_{\Gamma} = V_{\text{тр}} \cdot \frac{\rho_{\text{сп}}}{\rho_{\text{с}}}, \quad (1)$$

де $V_{\text{тр}}$ – об'єм газопроводу; $\rho_{\text{с}}$ – густина природного газу при стандартних умовах: $P_{\text{с}} = 101325$ Па та $T_{\text{с}} = 293,15$ К; $\rho_{\text{сп}}$ – середнє значення густини природного газу по довжині магістрального газопроводу.

Середнє значення густини природного газу по довжині похилого магістрального газопроводу розраховується за рівнянням [2]

$$\rho_{\text{сп}} = \rho_{\text{с}} \cdot \frac{P_{\text{сп}} \cdot T_{\text{с}} \cdot Z_{\text{с}}}{P_{\text{с}} \cdot T_{\text{сп}} \cdot Z_{\text{сп}}}. \quad (2)$$

де $Z_{\text{сп}}$ – середнє значення фактора стискуваності по довжині газопроводу.

Підставивши вираз (2) у рівняння (1), одержимо

$$K_{\Gamma} = V_{\text{тр}} \cdot \frac{P_{\text{сп}} \cdot T_{\text{с}} \cdot Z_{\text{с}}}{P_{\text{с}} \cdot T_{\text{сп}} \cdot Z_{\text{сп}}}. \quad (3)$$

Середнє значення фактора стискуваності $Z_{\text{сп}}$ згідно з [2] залежить від середніх значень абсолютного тиску $P_{\text{сп}}$ та абсолютної температури $T_{\text{сп}}$. Отже, щоб підвищити точність визначення кількості природного газу в похилому магістральному газопроводі, необхідно підвищити точність визначення $P_{\text{сп}}$ та $T_{\text{сп}}$. Середні значення тиску $P_{\text{сп}}$ та температури $T_{\text{сп}}$ природного газу по довжині магістрального газопроводу визначаються за рівняннями

$$P_{\text{сп}} = \frac{1}{L} \int_0^L P dx, \quad (4)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{1}{L} \int_0^L T dx, \quad (5)$$

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 в магістральному газопроводі, є розподіл тиску P по довжині похилого газопроводу.

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

Для визначення P застосовують систему диференційних 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]

$$\frac{dP}{\rho} + gdy + \frac{dV^2}{2} + gdh_L = 0, \quad (6)$$

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 істотною при великих перепадах тиску на малій довжині газопроводу.

Оскільки ми розглядаємо похилий газопровід великої довжини, то складовою $\frac{dV^2}{2}$ у рівнянні (7) нехтуємо. Тому рівняння (6) переписеться у вигляді

$$\frac{dP}{\rho} + gdy + gdh_L = 0. \quad (7)$$

Величина dy визначається за рівнянням [3]

$$dy = \Delta y \cdot \frac{dx}{L}, \quad (8)$$

де Δy – різниця вертикальних відміток газопроводу; dx – елементарна ділянка газопроводу. Втрата напору на тертя у круглих трубопроводах визначається за формулою Дарсі-Вейсбаха [2]

$$dh_x = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} dx, \quad (9)$$

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

$$\lambda = 0,0103 + \frac{2,3}{\sqrt{Re}}. \quad (10)$$

Підставивши вирази (8) і (9) у рівняння (7), одержимо рівняння кількості руху природного газу для стаціонарного режиму:

$$\frac{dP}{\rho} + g \cdot \Delta y \cdot \frac{dx}{L} + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2} dx = 0. \quad (11)$$

Рівняння нерозривності потоку є математичним виразом закону збереження маси і для усталеного режиму руху природного газу записується у формі [3,4]

$$Q_m = \rho gF = \text{const}, \quad (12)$$

де Q_m – масова витрата природного газу; F – площа поперечного перерізу трубопроводу. Рівняння стану або рівняння Менделєєва-Клапейрона для реального газу має вигляд [3,4]

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

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 описує усталений ізотермічний рух природного газу в магістральному газопроводі, запишеться у вигляді [3,4]

$$\begin{cases} \frac{dP}{\rho} + g \cdot \Delta y \cdot \frac{dx}{L} + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{V^2}{2} dx = 0 \\ Q_m = \rho g F \\ \frac{P}{\rho} = Z R_{\Gamma} T \end{cases} \quad (14)$$

Для визначення зміни тиску по довжині газопроводу необхідно звести систему рівнянь (14) до одного рівняння. Оскільки при стаціонарному режимі руху $Q_m = \text{const}$, то усереднена швидкість потоку природного газу в поперечному перерізі дорівнюватиме:

$$V = \frac{Q_m}{\rho F} \quad (15)$$

Густину природного газу визначимо з рівняння стану

$$\rho = \frac{P}{Z R_{\Gamma} T} \quad (16)$$

Підставивши вирази для V і ρ у перше рівняння системи (14), одержимо диференціальне рівняння для визначення зміни тиску по довжині газопроводу

$$P dP + \frac{\Delta y}{L \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T} \cdot dx + \frac{8 \cdot \lambda \cdot (g \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T)^2 \cdot Q_m^2}{\pi^2 \cdot D^5 \cdot P^2} dx = 0. \quad (17)$$

Спростивши рівняння (17), отримаємо диференціальне рівняння

$$\frac{P}{K_1 P^2 + K_2} \cdot dP + dx = 0, \quad (18)$$

де K_1 і K_2 – коефіцієнти, що визначаються за рівняннями

$$K_1 = \frac{g \cdot \Delta y}{L \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T}, \quad (19)$$

$$K_2 = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q_m^2 \cdot Z \cdot R_{\Gamma} \cdot T}{\pi^2 \cdot D^5}. \quad (20)$$

Фактор стискуваності Z визначається за рівнянням GERG91 mod [2]. 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.

У першому випадку значення розподілу тиску природного газу шукатимемо за рівнянням

$$\frac{1}{2 \cdot K_1} \left(\ln \left(\frac{K_1 \cdot P_1 + K_2}{K_1 \cdot P_x + K_2} \right) \right) = x, \quad (21)$$

яке одержане внаслідок інтегрування рівняння (18) по тиску від P_1 до P_x і по довжині газопроводу від 0 до x .

Перший метод розрахунку розподілу тиску природного газу здійснюється за рівнянням (21). Газопровід довжиною L ділять на N ділянок. Далі розраховують значення фактора стискуваності Z для тиску природного газу на початку газопроводу P_1 , значення якого є відомим. Підставляючи знайдене значення фактора стискуваності у рівняння (19) та (20), знаходять коефіцієнти K_1 та K_2 відповідно. За рівнянням (21) розраховують значення тиску природного газу P_i у точці x_i магістрального газопроводу. Значення тиску природного газу P_{i+1} у наступній точці газопроводу x_{i+1} розраховують аналогічно, використовуючи для знаходження фактора стискуваності Z розраховане значення тиску P_i . Знаходять розподіл тиску природного газу ведуть доти, доки не виконається умова $x_i = L$.

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. Це можливо за рахунок розв'язання рівняння (17) методом числового інтегрування (методом Сімпсона). Для цього рівняння (17) необхідно переписати у вигляді

$$\int_{P_x}^{P_1} \frac{Z(P) \cdot PdP}{K_1 \cdot P^2 + K_2 \cdot Z^2(P)} = x, \quad (22)$$

Алгоритм розрахунку тиску природного газу за допомогою цього методу такий. Знаходять початкове наближене значення тиску природного газу P_i за формулою

$P_i = \frac{P_1 + P_2}{2}$, де P_2 – значення тиску природного газу в кінці газопроводу. Далі обчислюється

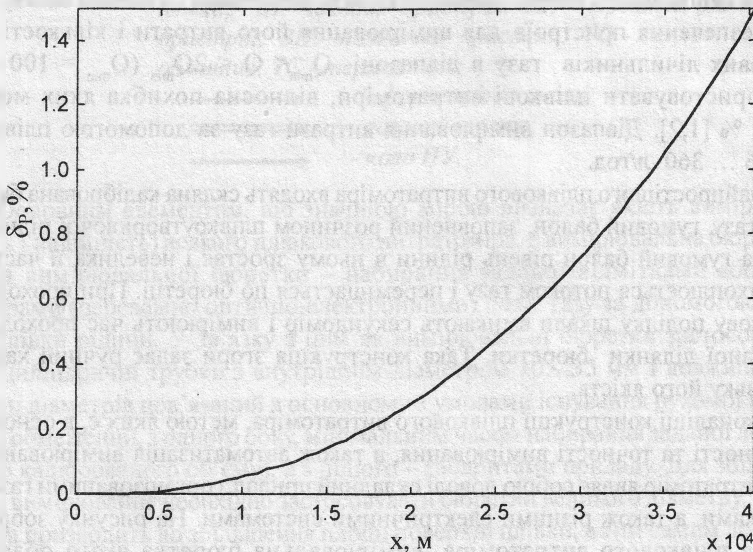
інтеграл: $Q(P_1, P_i) = \int_{P_i}^{P_1} \frac{Z(P) \cdot PdP}{K_1 \cdot P^2 + K_2 \cdot Z^2(P)}$. Значення x_i порівнюється із знайденим

значенням інтеграла $Q(P_1, P_i)$. Якщо $x_i > Q(P_1, P_i)$ то наступне наближене значення P_i шукають зліва від точки перетину функції $Q(P_1, P_x)$ та x_i . Інакше, наступне наближене значення P_i шукають справа від точки перетину функції $Q(P_1, P_x)$ та x_i . Визначають значення тиску природного газу P_i доти, доки відносна різниця δ між попереднім значенням P_i та наступним його значенням не буде меншою заданої від $\delta_{\text{зад}}$. Наступне значення тиску

природного газу у газопроводі P_{i+1} шукають аналогічно. Знаходження розподілу тиску природного газу припиняється при досягненні кінцевої координати x_n по довжині газопроводу.

На рисунку показаний графік відносної похибки δ_p , яка виражає відхилення тиску природного газу знайденого за рівнянням (21) відносно тиску, розрахованого за рівнянням (22) по довжині газопроводу. Як видно з графіка, наведеного на рисунку, максимальна відносна похибка δ_p становить 1,5%.

При врахуванні зміни 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 1,5% у кінці газопроводу. Ця похибка безпосередньо впливає на визначення кількості природного газу K_T у магістральному газопроводі, занижуючи його значення. Тому необхіднорозраховувати розподіл тиску по довжині похилого трубопроводу з врахуванням зміни фактора стискуваності по довжині цього газопроводу.



Відносна похибка визначення тиску природного газу у магістральному газопроводі

1. Пістун Є. П., Лесовой Л. В. О точности определения количества природного газа в магистральных трубопроводах. Контрольно-измерительная техника. Вып. 42.-Львов, 1982.
2. ГОСТ 30319,2-96 Газ природный. методы расчета физических свойств. определение коэффициента сжимаемости. - М. 3. Александров А.В. и Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. М. 1984.
4. Яковлев Е. І. та ін. Режимы газотранспортных систем. - Львів. 1992.