

перебувають у періодичній експлуатації. Високі пластові тиски по свердловинах цього горизонту зумовлені інтенсивним закачуванням пластової води.

Виділяються два типи свердловин – відповідно №№ 91, 109, 111 та 30, 95, 133. Усі свердловини мають різний початок експлуатації, проте цікаво простежувати зміни в часі основних фізико-хімічних властивостей нафт по цих свердловинах – густину, в'язкість, процентний вміст смол, асфальтенів і парафінів.

Аналізуючи побудовані графіки зміни цих властивостей в часі (рис. 2-7) (починаючи з початку експлуатації по кожній свердловині), простежується різка неоднорідність зміни параметрів по кожній свердловині, в той же час подібність у характері цих змін. Так, наприклад, у свердловині № 109 в'язкість змінюється в незначних межах, тоді як у свердловинах №111, 91 крива зміни в'язкості має широкий діапазон. Навпаки, по свердловині № 91 криві зміни процентного вмісту смол, асфальтенів і в'язкості мають закономірні симетричні тенденції та закономірні асиметричні до парафінів. Усі свердловини, крім № 91, не мають повністю закономірних тенденцій щодо змін в'язкості та вмісту парафінів. Скоріше всього, це вказує на те, що найкраще впливає закачування пластової води на свердловини № 115 на № 91, відтак – на № 109. Те ж саме можна сказати і про вміст смол та асфальтенів. Синусоїдальна зміна всіх властивостей нафт по свердловинах горизонту С-4, ймовірно, все ж таки вказує на нерівномірність закачування пластової води, яку контролювати на даному родовищі дуже важко. Симетричність зміни властивостей нафти по свердловині №133 та зменшення її дебітів на теперіш-

безпечила адекватний опис реального процесу зупинки газопроводу і давала можливість встановити етапи її експлуатації скоріше всього вказує на послаблення дії закачуваної води в пласт.

Тому для кращого регулювання процесу закачування пластової води необхідно першочергово провести дослідження (визначення профілю закачування, провести роботи з визначення напрямку закачування) в нагнітальних свердловинах №№ 115, 134, 103.

З 1981 року кількість води, що закачувалась, поступово зростала від 27,8 тис. м³ на рік до 2211,6 тис. м³. Усього за період заводнення по родовищу закачали 30454,5 тис. м³ пластової води. Найбільший відбір нафти в 1989 році становив 719,5 тис. т при закачуванні 1987 тис. м³ води. У наступні роки закачування води збільшувалось, а відбір нафти зменшувався і за 2001 рік становили відповідно 2211,6 тис. м³ і 252,4 тис. т. Заводнення для збільшення нафтовидобутку на Анастасівському родовищі є основним методом підвищення нафтовіддачі пластів, тому для збільшення обсягів відбору нафти він потребує комплексного підходу для вивчення дії даного методу на продуктивні горизонти і вибору оптимального варіанта процесу заводнення.

Література

1. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968.
2. Височанський З.М., Патра В.Д., Гушул В.В., Шпак П.І. Дослідження продуктивних пластів за допомогою індикаторів (азотних сполук) // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – №4(5). – С. 53-56.

УДК 622.691.4

СТАБІЛІЗАЦІЯ ТЕМПЕРАТУРИ, ТИСКУ І МАСОВОЇ ШВИДКОСТІ РЕАЛЬНОГО ГАЗУ ПРИ ЗУПИНЦІ ГАЗОПРОВОДУ

В.Я.Грудз, Д.Ф.Тимків, Т.Ф.Тутко, Ф.І.Стоцький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157

e-mail: public@ifdtung.if.ua

Рассматривается неизотермическое нестационарное движение газа от момента перекрытия граничных сечений газопровода между компрессорными станциями. При этом используется полная математическая модель процесса. Полученные результаты сравниваются с результатами исследований, выполненных ранее.

The nonisothermal non-steady flow of gas from the moment of blocking of boundary cross-sections of the gas pipeline between compressor stations is esteemed. Thus the full mathematical model of process will be used. The obtained outcomes are compared to outcomes of researches executed earlier.

Рух газу при зупинці ділянки газопроводу є рухом неізотермічним, який характеризується значною нестационарністю. Для наукової й інженерної практики важливо встановити, якою повинна бути математична модель, щоб вона за-

новити кількісні параметри цього процесу (час зупинки, тиск і температуру газу при його зупинці).

У даній роботі розглянута така задача: газопровід працював на стаціонарному режимі,

для якого відомо тиск P_n і температуру газу T_n на початку ділянки, масову витрату газу G_n , довжину ділянки газопроводу L , діаметр газопроводу D , температуру ґрунту навколо газопроводу T_0 . У початковий момент часу ($\tau = 0$) ділянку газопроводу перекрили, тобто при $x = 0$ і $x = L$ $G = 0$. Необхідно було знайти зміну тиску, температури і витрати газу у процесі їх стабілізації.

Сформульована задача розглядалася раніше у праці [1], але в ній знехтувано зміною швидкості руху газу по координаті x газопроводу і в часі τ , тобто було прийнято $\partial v / \partial x = 0$, $\partial v / \partial \tau = 0$. Задача розв'язувалася методом сіток з використанням явної різницевої схеми. Після отримання числових результатів автори роботи [1] приходять до висновку, що через (10...12) хв. процес стабілізації тиску і масової швидкості газу по всій ділянці трубопроводу завершується, а процес стабілізації температури відбувається значно повільніше (приблизно в 50 разів). Оскільки в [1] використано спрощення математичної моделі, то було вирішено перевірити правомірність вказаних вище спрощень.

Мета даної роботи полягає у визначенні тиску, температури і масової швидкості газу у процесі їх стабілізації після зупинки ділянки газопроводу, а також у визначенні часу необхідного для стабілізації тиску, температури і масової швидкості газу по всій ділянці газопроводу.

Як і в [1], використовувалася повна система газових рівнянь (рівняння нерозривності, кількості руху і енергії), рівняння стану реального газу у формі Бергто. Але на відміну від [1] враховувалося, що при зупинці газопроводу $\partial v / \partial x \neq 0$, $\partial v / \partial \tau \neq 0$. Вказані рівняння відомим способом [2,3] зводилися до характеристичного вигляду. При цьому отримано

$$-\frac{dp}{d\tau} + C_1 \frac{dT_G}{d\tau} = D_1, \quad (1)$$

$$\frac{dm}{d\tau_+} + B_2 \frac{dp}{d\tau_+} + C_2 \frac{dT_G}{d\tau_+} = D_2, \quad (2)$$

$$\frac{dm}{d\tau_-} + B_3 \frac{dp}{d\tau_-} + C_3 \frac{dT_G}{d\tau_-} = D_3, \quad (3)$$

де: p, T_G, m – тиск, температура і масова швидкість газу;

$$\frac{d}{d\tau} = \frac{\partial}{\partial \tau} + v \frac{\partial}{\partial x}, \quad \frac{d}{d\tau_+} = \frac{\partial}{\partial \tau} + (v+c) \frac{\partial}{\partial x},$$

$$\frac{d}{d\tau_-} = \frac{\partial}{\partial \tau} + (v-c) \frac{\partial}{\partial x};$$

v, c – швидкість руху газу і локальна швидкість звуку в газі;

τ, x – час руху і координата вздовж осі газопроводу;

$$C_1 = \frac{z_2 \chi p}{(\chi - 1) T_G}, \quad D_1 = \frac{z}{z_2} \left(\frac{4q^*}{D} + \rho \frac{\lambda v^3}{2D} \right),$$

$$B_{2,3} = \pm \frac{c \mp \chi v}{c^2}, \quad C_2 = C_3 = \frac{m z_2}{z T_G},$$

$$D_{2,3} = -\rho \left(g \sin \alpha + \frac{\lambda v^2}{2D} \right) \pm \frac{z(\chi - 1)}{z_2 c} \left(\frac{4q^*}{D} + \rho \frac{\lambda v^3}{2D} \right).$$

(у записаних формулах верхній знак стосується B_2, D_2 , а нижній – B_3, D_3);

z – коефіцієнт стисливості газу;

$z_2 = 1 + 0,84 \frac{T_c^3}{T_G^3} \frac{p}{p_c}$ (p_c, T_c – критичні тиск і температура газу);

$\chi = c_p / c_v$ (c_p, c_v – теплоємності газу відповідно при сталому тиску і сталому об'ємі);

D – внутрішній діаметр газопроводу;

ρ, λ – густина газу і коефіцієнт гідрравлічного опору газопроводу;

g, α – прискорення вільного падіння і кут нахилу осі трубопроводу до горизонту;

q^* – потік тепла зовнішнього теплообміну між газопроводом і ґрунтом, $q^* = k_{zp}(T_0 - T_G)$;

k_{zp} – коефіцієнт теплопередачі між газопроводом і ґрунтом;

T_0 – середня температура ґрунту по контуру контакту газопроводу з ґрунтом).

При стаціонарному русі газу рівняння (1), (2), (3) спрощуються і, розв'язуючи спрощені рівняння відносно похідних $dp/dx, dT_G/dx$, після перетворень отримуємо

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\lambda \chi z p m^2 R T_G}{2D(m^2 R T_G - \chi p^2)} + \frac{(\chi - 1) m p}{D z_2 (m^2 R T_G - \chi p^2)} \times \left(4q^* + \frac{\lambda z^2 R^2 T_G^2 m^3}{2p^2} \right), \quad (4)$$

$$\frac{dT_G}{dx} = \frac{\lambda(\chi - 1) z m^2 R T_G^2}{2D z_2 (m^2 R T_G - \chi p^2)} + \frac{(\chi - 1)(m^2 R T_G - p^2)}{D z_2^2 m R (m^2 R T_G - \chi p^2)} \left(4q^* + \frac{\lambda z^2 R^2 T_G^2 m^3}{2p^2} \right), \quad (5)$$

де R – газова стала.

Рівняння (4) і (5) визначають зміну тиску і температури газу при його стаціонарному русі в газопроводі і характеризують початкові умови задачі про зупинку газопроводу. Система квазілінійних рівнянь (4),(5) розв'язувалася числовим методом Адамса-Крилова.

Для визначення тиску, температури і масової швидкості газу від початку зупинки газопроводу, як і в [4], використовувався метод фіксованої сітки характеристик. Вся довжина ділянки газопроводу ділилася на рівні інтервали довжиною Δx , а час дослідження ділився на інтервали $\Delta \tau$. При цьому на кожному часово-

му шарі $\tau_0 + \Delta\tau \cdot i$ ($i=1,2,3,\dots,n$; n – кількість часових інтервалів) отримано m вузлових точок ($m = L/\Delta x$), відстань між якими дорівнює Δx .

Користуючись рівняннями (1), (2), (3), знаходилися диференціальні залежності на всіх трьох характеристиках, які замінялися різнице-вими рівняннями

$$\left. \begin{aligned} -(p_P - p_K) + C_{1K}(T_{GP} - T_{GK}) &= D_{1K} \Delta\tau, \\ (m_P - m_R) + B_{2R}(p_P - p_R) + \\ &+ C_{2R}(T_{GP} - T_{GR}) = D_{2R} \Delta\tau, \\ (m_P - m_S) + B_{3S}(p_P - p_S) + \\ &+ C_{3S}(T_{GP} - T_{GS}) = D_{3S} \Delta\tau. \end{aligned} \right\} (6)$$

Величини $p_K, T_{GK}, C_{1K}, D_{1K}, m_R, p_R, T_{GR}, B_{2R}, C_{2R}, D_{2R}, m_S, p_S, T_{GS}, B_{3S}, C_{3S}, D_{3S}$ відносяться до попереднього часового шару, обчислення на якому повинно виконуватися раніше, в точках K, R, S (останній індекс кожної записаної величини відповідає точці, якої він стосується (K, R чи S)) (рис.1). На початку обчислень вказані вище величини відповідають нульовому шару і знаходяться з початкових умов задачі.

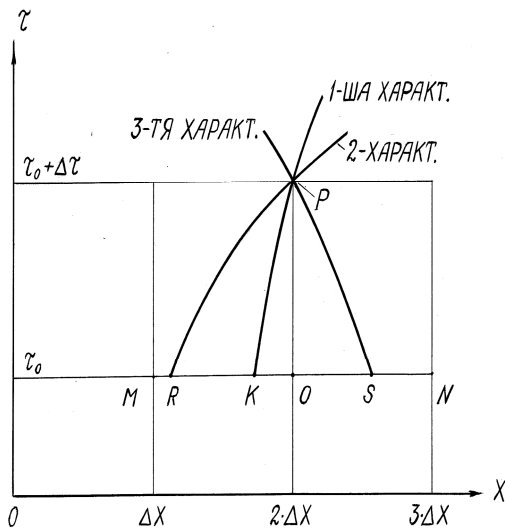


Рисунок 1 – Фіксована прямокутна сітка методу характеристик

Таким чином, система рівнянь (6) є системою відносно невідомих тиску p_P , температури T_{GP} і масової швидкості m_P газу в точці P (рис. 1). Після її розв'язання отримуємо

$$\left. \begin{aligned} T_{GP} &= \{A_1 + A_4(C_{1K}T_{GK} - p_K + D_{1K} \cdot \Delta\tau) + \\ &+ A_2 + A_3 + A_6 \cdot \Delta\tau\} \times \{C_{1K} \cdot A_4 + A_5\}^{-1}; \\ p_P &= \frac{A_1 + A_2 + A_3 - A_5 \cdot T_{GP} + A_6 \cdot \Delta\tau}{A_4}; \\ m_P &= m_R + B_{2R}(p_R - p_P) + \\ &+ C_{2R}(T_{GR} - T_{GP}) + D_{2R} \cdot \Delta\tau, \end{aligned} \right\} (7)$$

де: $A_1 = m_R - m_S$; $A_2 = B_{2R}p_R - B_{3S}p_S$;
 $A_3 = C_{2R}T_{GR} - C_{3S}T_{GS}$; $A_4 = B_{2R} - B_{3S}$;

$$A_5 = C_{2R} - C_{3S}; A_6 = D_{2R} - D_{3S}.$$

За формулами (7) визначаються значення величин p, T_G і m у всіх внутрішніх вузлах просторової сітки для моменту часу $\tau = \tau_0 + \Delta\tau \cdot i$ ($i=1,2,\dots,n$), якщо ці величини у цих же вузлових точках знайдено для попереднього моменту часу ($\tau = \tau_0 + (i-1) \cdot \Delta\tau$). Значення величин p, T_G і m у граничних точках обчислюються за формулами, які отримуються з граничних умов задачі.

У правій граничній точці ($x = L$), як і в [4], беручи до уваги граничну умову $m = 0$, після розв'язання перших двох рівнянь (6) матимемо

$$\left. \begin{aligned} T_{GP} &= \{m_R - B_{2R}(p_K - p_R - C_{1K}T_{GK} - \\ &- D_{1K} \Delta\tau) + C_{2R}T_{GR} + D_{2R} \Delta\tau\} \times \\ &\times \{B_{2R}C_{1K} + C_{2R}\}^{-1}; \\ p_P &= p_K + \{C_{1K}[m_R - B_{2R}(p_K - p_R) + \\ &+ C_{2R}(T_{GR} - T_{GK})] + (C_{1K}D_{2R} - C_{2R}D_{1K}) \times \\ &\times \Delta\tau\} \times \{B_{2R}C_{1K} + C_{2R}\}^{-1}. \end{aligned} \right\} (8)$$

У лівій граничній точці $x = 0$ необхідно взяти до уваги граничну умову $m = 0$, третє рівняння (6), поклавши в ньому $m_P = 0$. Але цього недостатньо, оскільки маємо три невідомих. Використовуємо диференціальне рівняння (1), яке у цій граничній точці набуває такого вигляду:

$$-\frac{\partial p}{\partial \tau} + C_1 \frac{\partial T_G}{\partial \tau} = D_1. \quad (9)$$

В останньому рівнянні похідні записуємо за допомогою скінченно-різнице-вих відношень

$$\frac{\partial p}{\partial \tau} \Big|_{x=0} \cong \frac{p_P - p_P^{(i-1)}}{\Delta\tau}, \quad \frac{\partial T_G}{\partial \tau} \Big|_{x=0} \cong \frac{T_{GP} - T_{GP}^{(i-1)}}{\Delta\tau}, \quad (10)$$

де $p_P^{(i-1)}, T_{GP}^{(i-1)}$ – тиск і температура газу у вузловій точці $x = 0$ попереднього часового шару. Величини C_1 і D_1 також беруться для $i-1$ часового шару (попереднього).

В результаті рівняння (9) набуває вигляду

$$-(p_P - p_P^{(i-1)}) + C_1^{(i-1)}(T_{GP} - T_{GP}^{(i-1)}) = D_1^{(i-1)} \Delta\tau, \quad (11)$$

де $C_1^{(i-1)}, D_1^{(i-1)}$ – це величини C_1 і D_1 , взяті на попередньому $i-1$ -ому часовому шарі.

Для знаходження температури T_{GP} і тиску p_P на i -ому часовому шарі при $x = 0$ розв'язуємо разом третє рівняння (6), прийнявши в ньому $m_P = 0$, і рівняння (11). Після розв'язку цієї системи рівнянь отримуємо

$$\left. \begin{aligned} T_{GP} &= \left\{ m_S + D_{3S} \Delta\tau + C_{3S} T_S - B_{3S} \times \right. \\ &\times \left(p_P^{(i-1)} - C_1^{(i-1)} T_{GP}^{(i-1)} - D_1^{(i-1)} \Delta\tau \right) \times \\ &\quad \times \left\{ B_{3S} C_1^{(i-1)} + C_{3S} \right\}^{-1}, \\ p_P &= p_P^{(i-1)} + C_1^{(i-1)} \left(T_{GP} - T_{GP}^{(i-1)} \right) - D_1^{(i-1)} \Delta\tau. \end{aligned} \right\} (12)$$

Рівняння (7), (8), (12) з граничними умовами $m = 0$ при $x = 0$ і $x = L$ дають можливість знайти тиск p , температуру T_G і масову швидкість газу m в усіх вузлових точках площини $x\tau$.

Для отримання числових результатів була розроблена комп'ютерна програма, для роботи якої використано такі вихідні дані:

$$p_n = 5,5 \text{ МПа}, T_n = 320 \text{ К}, G_n = 100 \text{ кг/с},$$

$$L = 100 \text{ км}, D = 0,7 \text{ м}, T_0 = 285 \text{ К}, \text{газ} - \text{метан},$$

$$\lambda = 0,012, k_{zp} = 5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}, p_c = 4,626 \text{ МПа},$$

$$T_c = 190,77 \text{ К}, R = 518,25 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}.$$

При визначенні коефіцієнта χ теплоємність c_p обчислювалася за допомогою емпіричної формули [5]

$$c_p = 70,46 T_G^{0,6} + \frac{4,7 \cdot 10^{12} p}{T_G^{4,335}}. \quad (13)$$

Прийняті вихідні дані такі ж, як і в [1]. Виключенням є тільки коефіцієнт гідравлічного опору λ , коефіцієнт теплопередачі k_{zp} та ізобарна теплоємність c_p , числові значення яких у статті [1] не наводяться.

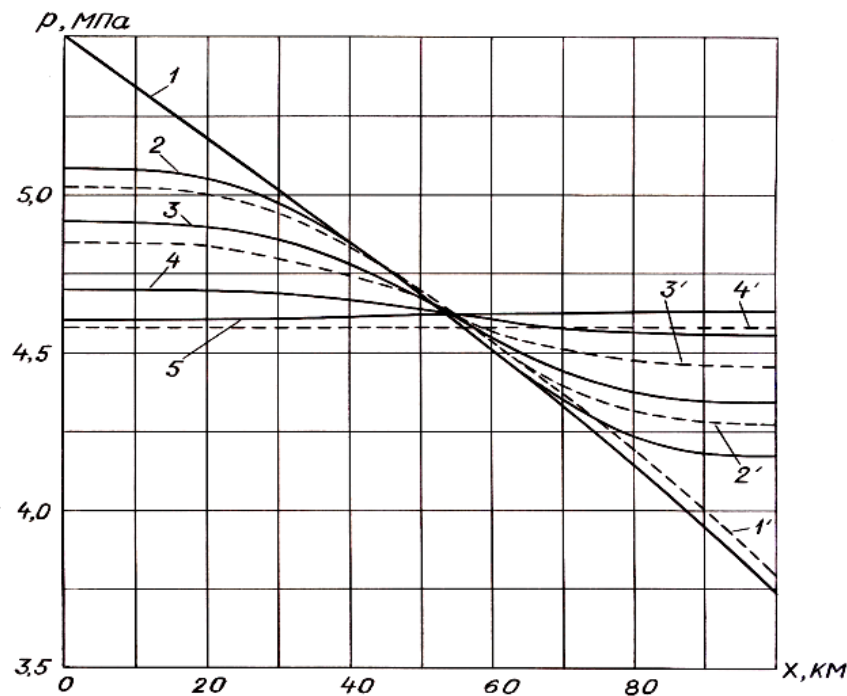
За отриманими результатами побудовано криві стабілізації тиску p (рис. 2), масової швидкості m газу (рис. 3) і його температури T_G (рис. 4). На рисунках пунктиром зображено величини, що одержані в [1].

На рис. 2 зображено криві стабілізації тиску газу залежно від координати x ділянки газопроводу для різних моментів часу, починаю-

чи від $\tau = 0$. З рисунка видно, що за отриманими нами результатами вирівнювання тиску відбувається повільніше, ніж це одержано в [1]. Якщо пунктирна крива 4' ($\tau = 8$ хв.) є горизонтальною лінією, що вказує на повну стабілізацію тиску, то крива 4 для того ж моменту часу є такою, для якої різниця між тисками в граничних точках ділянки становить 0,14779 МПа. Повна стабілізація тиску не наступає навіть і через $\tau = 13$ хв. Про це свідчить крива 5. При цьому тиск газу в правій частині ділянки став більшим, ніж у лівій. Максимальна різниця між тисками становить 0,0244 МПа. Тобто, процес стабілізації тиску в газопроводі має затухаючий коливний характер.

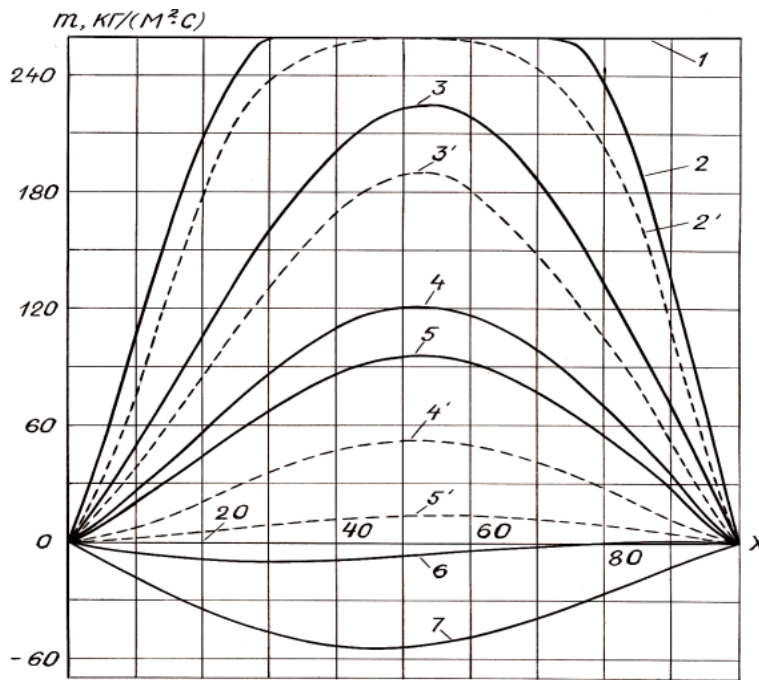
Криві стабілізації масової швидкості газу зображено на рис. 3 залежно від координати x газопроводу для різних моментів часу. І знову, як і для тиску, за результатами даної роботи швидкість зменшується повільніше, ніж за результатами [1]. Зі збільшенням часу τ ця різниця зростає. Якщо при $\tau = 4$ хв. найбільша різниця становить приблизно 37,2 кг/(м²·с), то при $\tau = 9$ хв. така ж різниця дорівнює приблизно 81 кг/(м²·с). При $\tau = 10$ хв. за даними роботи [1] настає повна стабілізація витрати (масової швидкості) газу по всій ділянці газопроводу.

У той же час криві 6 і 7 засвідчують, що при $\tau = 13$ хв., 15 хв. стабілізація масової швидкості не настає, а виникає рух газу у зворотному напрямі. При цьому масова швидкість у зворотному напрямі з часом зростає до певної величини, а потім зменшується. Тобто рух газу в ділянці газопроводу після перекриття її граничних перерізів має затухаючий коливний характер.



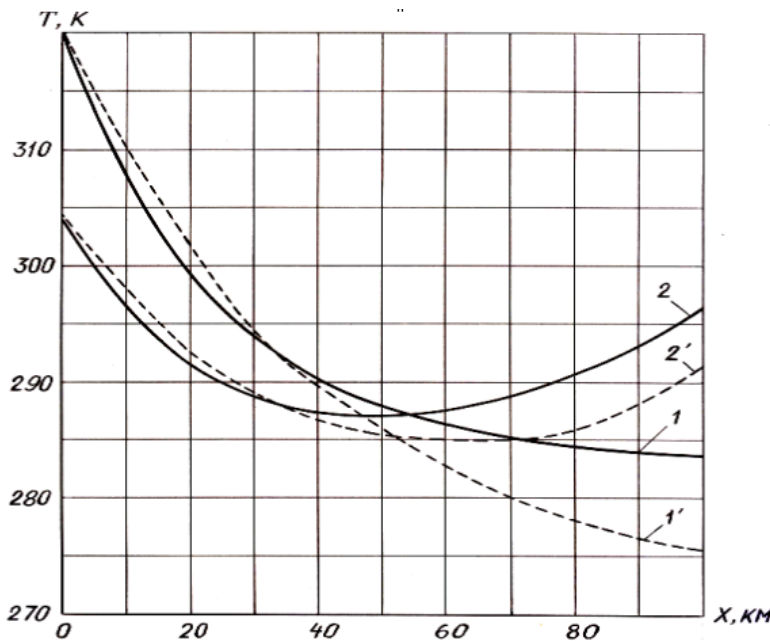
1;1' - $\tau = 0$ хв; 2;2' - $\tau = 2$ хв; 3;3' - $\tau = 4$ хв; 4;4' - $\tau = 8$ хв; 5 - $\tau = 13$ хв

Рисунок 2 — Криві стабілізації тиску (порівняння з результатами [1])



1 - $\tau = 0xв$; 2; 2' - $\tau = 1xв$; 3; 3' - $\tau = 4xв$; 4; 4' - $\tau = 8xв$; 5; 5' - $\tau = 9xв$; 6 - $\tau = 13xв$; 7 - $\tau = 15xв$

Рисунок 3 – Криві стабілізації масової швидкості газу (порівняння з результатами [1])



1; 1' - $\tau = 0xв$; 2; 2' - $\tau = 8xв$

Рисунок 4 – Криві стабілізації температури (порівняння з результатами [1])

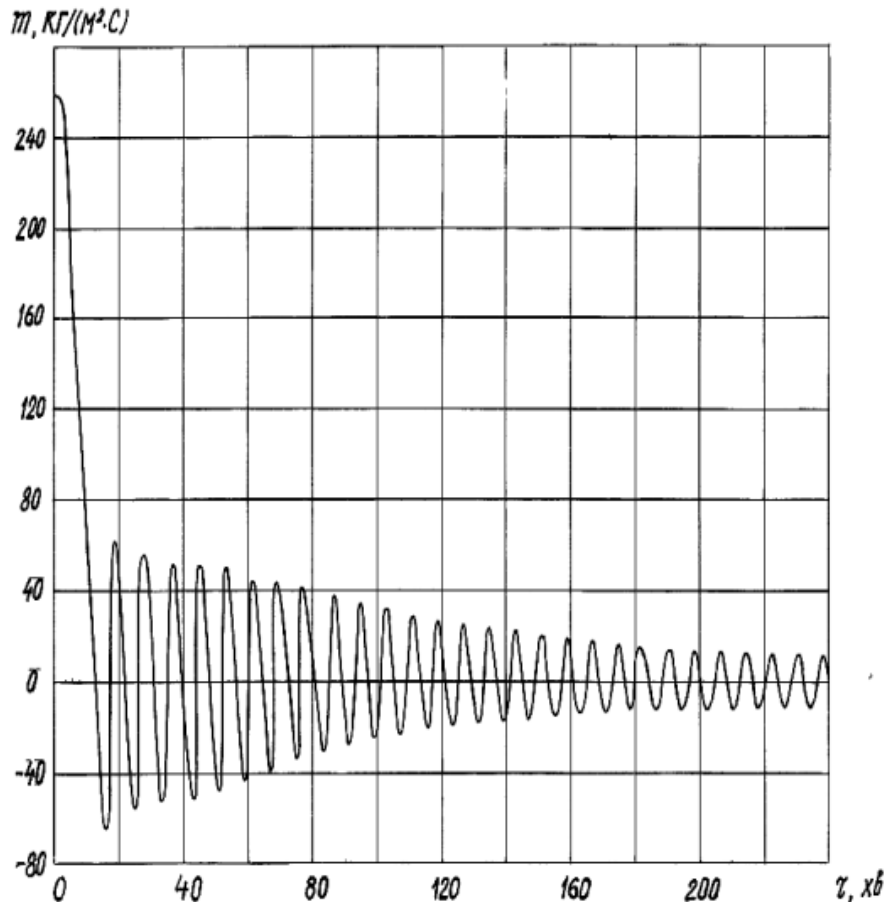
На рис. 4 зображено криві стабілізації температури газу. На відміну від тиску і масової швидкості газу процес стабілізації температури не носить коливного характеру. У першій половині ділянки вона безперервно зменшується, наближаючись до температури повної стабілізації, а в другій половині спочатку зростає до певної величини, а далі зменшується (зменшення температури в кінці ділянки газопроводу на рис.4 не видно, оскільки взято малий проміжок часу від $\tau = 0$). Потрібно вказати на не-

співпадання кривих 1 і 1', що відповідають стаціонарному руху газу в трубопроводі. Очевидно, це викликано неоднаковими числовими значеннями однієї чи декількох величин, що були прийняті при розв'язанні задачі в одному і другому випадках.

Обчислення тиску p , температури T_r і масової швидкості m газу в перекритій ділянці газопроводу були виконані аж до $\tau = 4$ год. Отримані числові значення цих величин для вказаного моменту часу наведено в табл. 1.

Таблиця 1 — Тиск, температура і масова швидкість газу вздовж трубопроводу для моменту часу $\tau = 14400$ с (4 год.)

Найменування параметрів і їх розмірність	Відстань від початку ділянки газопроводу, км					
	0	20	40	60	80	100
Тиск p , МПа	4,5105	4,5115	4,5137	4,5162	4,5182	4,5190
Температура T_g , К	285,03	284,94	284,94	285,01	285,08	285,15
Масова швидкість m , кг/м ² ·с	0	-0,229	0,026	-0,115	-0,359	0

Рисунок 5 – Залежність масової швидкості газу від часу в перерізі $x = 50$ км при перекритті ділянки газопроводу

Числові значення p , T_g і m із табл. 1 вказують на те, що через проміжок часу $\tau = 4$ год від моменту перекриття ділянки газопроводу практично наступила повна стабілізація параметрів газу.

На рис. 5 зображено залежність масової швидкості газу m у перерізі ділянки газопроводу $x = 50$ км від часу. Коливання швидкості є затухаючими з практично сталим періодом.

Виконане дослідження дає підстави зробити такі висновки.

1. Стабілізація тиску, температури і масової швидкості в зупиненому газопроводі настає одночасно.

2. При стабілізації тиску і масової швидкості газу мають місце затухаючі коливання вказаних величин. При цьому тиск прямує до певної сталої величини, а масова швидкість – до нуля по всій ділянці газопроводу.

3. При зупинці газопроводу є неправомірним у математичній моделі процесу приймати спрощення $\partial v / \partial x = 0$, $\partial v / \partial \tau = 0$, оскільки це призводить не тільки до кількісно невірних результатів дослідження, але й до якісно невірної картини процесу.

При дослідженнях нестационарних процесів у газопроводах, що протікають протягом коротких проміжків часу, з метою отримання достовірних результатів необхідно використовувати повні математичні моделі.

Література

- Кривошеин Б.Л., Радченко В.П., Хублярян М.Г. Стабилизация температуры и давления в остановленном газопроводе // Инженерно-физический журнал. – 1967. – Т.13. – №2. – С. 168-176.

2. Неизотермическое течение газа в трубах / О.Ф.Васильев, Э.А.Бондарев, А.Ф.Воеводин, М.А.Каниболотский / Под ред. О.Ф.Васильева. – Новосибирск: Наука, 1978. – 128 с.

3. Сулейманов В.А. Система характеристических уравнений неустойчившегося неизотермического движения реального газа в горизонтальном трубопроводе и ее численное решение / Сб. Вопросы транспорта газа. – М.: ВНИИгаз, 1985. – С.45-58.

пливає, що для визначення буримості гірських порід в реальному часі зручно і необхідно шу-

4. Грудз В.Я., Тутко Т.Ф. Пускові динамічні параметри газу на дільниці магістрального газопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. – Вип. 38 (Т. 5). – С.45-61.

5. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.

УДК 004.031.43:622.24.026.3

РОЗРОБКА КРИТЕРІЮ ОЦІНКИ БУРИМОСТІ ПОРІД У РЕАЛЬНОМУ ЧАСІ

Я.Р.Козуч

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 4606
e-mail: atp@ifdtung.if.ua

Статья посвящена разработке критерия оценки буримости горных пород в реальном времени. Анализ литературных данных показывает, что математическую модель буримости горных пород необходимо искать в дифференциальной форме. Недостатком существующих методов является невысокая точность выбора интервалов с одинаковой буримостью. Впервые разработан критерий оценки буримости горных пород, который базируется на измерительной информации о процессе разрушения горных пород, что дает возможность определить буримость горных пород в реальном времени и повысить эффективность бурения скважин на нефть и газ.

The is dedicated to the development of the real time criterion of drillability of the rock. The analysis of literary data shows that mathematical rock drillability model should be in differential form. The shortage of the present rock drillability determination methods is small interval selection exactness with equal drillabilities. For the first time was elaborated rock drillability mark method based on measuring information about rock destruction process that gives ability to determine drillability of the rock in real time and to increase effectivity of the oil and gas hole drilling.

Освоєння і розробка родовищ нафти і газу на шельфі Чорного і Азовського морів, а також на Сході України істотно підвищило значущість та інтенсифікувало ведення бурових робіт. Невід'ємними частинами інтенсифікації і зниження собівартості буріння нафтових і газових свердловин є не тільки модернізація технічного оснащення і технологічного забезпечення, але й розробка засобів контролю за процесом руйнування гірських порід. Одним із чинників, що характеризують ефективність руйнування і міцнісні властивості гірських порід є буримість породи. Розробка критерію оцінки буримості порід у реальному часі дала б змогу більш достовірно оцінювати процес взаємодії породоруйнівних інструментів з породою при її руйнуванні. У зв'язку із зазначенням теоретична новизна розробки критерію оцінки буримості порід у реальному часі і використання її результатів для аналізу ефективності процесу поглиблення свердловин є важливим науково-практичним завданням. Актуальним є і створення технічних засобів автоматизованого контролю цього чинника.

Виходячи із сучасного стану в області математичного моделювання процесу буріння, ви-

кати математичну модель буримості гірських порід у диференційній формі [1]

$$v_m = 1 / \varepsilon^* v_0(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

$$\frac{d\varepsilon^*}{dt} = C(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де: x_1, x_2, \dots, x_n – технологічні і гірничо-геологічні параметри, від яких залежить початкова швидкість буріння v_0 ;

ε^* – відносний знос озброєння долота;

C – швидкість зношення озброєння долота, яка так само, як і початкова швидкість буріння v_0 , невідома і залежить від технологічних і гірничо-геологічних параметрів x_1, x_2, \dots, x_n , що характеризують фізико-механічні і абразивні властивості гірських порід.

Використовуються різні структури функцій v_0 і C [14, 19, 20]

$$v_m = v_0 - \theta_1 t; \quad v_m = v_0 e^{-\theta_4 t};$$

$$v_m = \frac{1}{1 + \theta_2 t}; \quad v_m = \frac{v_0}{(1 + t)^{\theta_3}},$$