

УДК 622.691.4

ДИНАМІКА ЗМІНИ ПАРАМЕТРІВ ПОТОКУ ГАЗУ В ПЕРІОД ПУСКУ ГАЗОПРОВОДУ

¹В.Я.Грудз, ¹Т.Ф.Тутко, ¹Ф.І.Стоцький, ²О.Т.Михалевич

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: public@nung.edu.ua

²ДК "Укртрансгаз", 01001, м. Київ, Кловський узвіз, 9/2, тел.(044) 4612041,
e-mail: utg@ugr.viaduk.ua

Рассматривается нестационарное неизотермическое движение газа при пуске газопровода в случае постоянного массового расхода газа в конце газопровода и постоянной температуры и давления на выходе из компрессорной станции. Полученные результаты сравниваются с результатами исследований, выполненных ранее.

The non-steady nonisothermal flow of gas is estimated at launch of the gas pipeline in case of constant mass flow of gas at the end of the gas pipeline both constant temperature and downstream pressure from compressor station. The obtained outcomes are compared to outcomes of researches executed earlier.

Пусковий режим магістрального газопроводу слід віднести до найскладніших технологічних режимів експлуатації. Гідравлічна інерційність, яка полягає в тому, що необхідно привести в рух велику масу газу, підсилюється тепловою інерційністю, яка полягає у формуванні відповідного температурного режиму в трубопроводі та температурних полів у ґрунті навколо нього. Усе це призводить до різко вираженої нестационарності газового потоку в трубопроводі. З практичної точки зору викликає інтерес зміна параметрів газового потоку в пусковий період з тим, щоб своєчасно прийняти відповідні командні рішення для виведення газопроводу на проектний технологічний режим.

Дослідженням пускових режимів магістральних газопроводів присвячено низку робіт Кривошеїна Б.Л. та його школи [1,2]. Зокрема, в [1] поставлено задачу про нестационарний потік газу в пусковий момент ділянки газопроводу довжиною L і діаметром D , в якому до початку процесу був створений постійний тиск p_0 вздовж ділянки газопроводу і температура газу T_0 , рівна температурі довкілля. У момент часу $\tau = 0$ на початку газопроводу ($x=0$) починає працювати компресорна станція з постійними тиском на вході p_0 і температурою $T_{z/x=0}$, а в кінці ділянки ($x=L$) підтримується відбирання газу з постійною масовою швидкістю $m_{/x=0}$.

У процесі створення математичної моделі з метою спрощення її реалізації авторами знехтувано зміною швидкості газу як по довжині, так і в часі, тобто прийнято припущення $\frac{\partial v}{\partial x} = 0$ і $\frac{\partial v}{\partial \tau} = 0$. Фактично в такій постановці задачі знехтувано впливом інерційних сил, що через велику масу газу, яка бере участь у процесі, на наш погляд, неприпустимо.

Тому метою даного дослідження є розв'язання поставленої задачі з використанням повної математичної моделі, яка враховує впливи інерційних сил на характер процесу, і перевірка

правомірності застосування спрощеної математичної моделі, прийнятої в [1].

Для розв'язання поставленої задачі як і в [3,4] використано повну систему газових рівнянь, зведену до характеристичного вигляду

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

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

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

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

$$\frac{d}{d\tau} = \frac{\partial}{\partial \tau} + v \frac{\partial}{\partial x},$$

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

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

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

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

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

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

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

z – коефіцієнт стисливості газу;

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

$\chi = c_p / c_V$ (c_p, c_V – теплоємності газу відповідно за сталого тиску і сталого об'єму);

D – внутрішній діаметр газопроводу;

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

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

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

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

Для визначення тиску, температури і масової швидкості газу від моменту пуску ділянки газопроводу, як і в [5, 3, 4], використовувався метод фіксованої мережі характеристик. Уся довжина ділянки газопроводу ділилася на рівні інтервали довжиною Δx , а час дослідження ділився на проміжки $\Delta \tau$. При цьому на кожному часовому шарі $\tau_0 + \Delta \tau \cdot i$ ($i=1, 2, 3, \dots, n$; n – кількість часових проміжків) отримано $m+1$ вузлових точок ($m=L/\Delta x$), відстань між якими дорівнює Δx .

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

$$\left. \begin{aligned} -(p_P - p_K) + C_{1K}(T_{zP} - T_{zK}) &= D_{1K} \Delta \tau, \\ (m_P - m_R) + B_{2R}(p_P - p_R) + \\ &+ C_{2R}(T_{zP} - T_{zR}) = D_{2R} \Delta \tau, \\ (m_P - m_S) + B_{3S}(p_P - p_S) + \\ &+ C_{3S}(T_{zP} - T_{zS}) = D_{3S} \Delta \tau. \end{aligned} \right\} (4)$$

Величини $p_K, T_{zK}, C_{1K}, D_{1K}, m_R, p_R, T_{zR}, B_{2R}, C_{2R}, D_{2R}, m_S, p_S, T_{zS}, B_{3S}, C_{3S}, D_{3S}$ стосуються попереднього часового шару, обчислення на якому виконується раніше, в точках K, R, S (останній індекс кожної записаної величини відповідає точці, до якої він відноситься (K, R чи S)), (рис. 1). На початку обчислень вказані вище величини відповідають нульовому часовому шару і визначаються з початкових умов задачі.

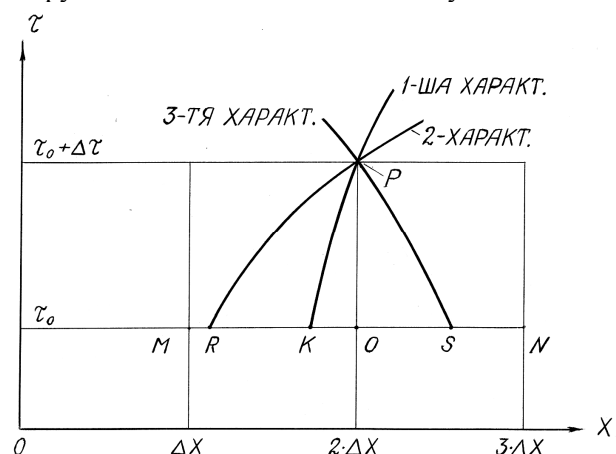


Рисунок 1 – Фіксована мережа методу характеристик

Система рівнянь (4) є системою відносно невідомих тиску p_P , температури T_{zP} та масової швидкості m_P газу в точці P (рис. 1). Розв'язок цієї системи має такий вигляд:

$$\left. \begin{aligned} T_{zP} &= \left[A_1 + A_4(C_{1K}T_{zK} - p_K + D_{1K} \cdot \Delta \tau) + \right. \\ &+ A_2 + A_3 + A_6 \cdot \Delta \tau \left. \right] \cdot [C_{1K} \cdot A_4 + A_5]^{-1}; \\ p_P &= \frac{A_1 + A_2 + A_3 - A_5 T_{zP} + A_6 \Delta \tau}{A_4}; \\ m_P &= m_R + B_{2R}(p_R - p_P) + \\ &+ C_{2R}(T_{zR} - T_{zP}) + D_{2R} \cdot \Delta \tau, \end{aligned} \right\} (5)$$

де: $A_1 = m_R - m_S, A_2 = B_{2R}p_R - B_{3S}p_S,$
 $A_3 = C_{2R}T_{zR} - C_{3S}T_{zS}, A_4 = B_{2R} - B_{3S},$
 $A_5 = C_{2R} - C_{3S}, A_6 = D_{2R} - D_{3S}.$

За формулами (5) визначаються значення величин p, T_z і m в усіх внутрішніх вузлах просторової мережі 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 ($\tau = \tau_0 + (i-1)\Delta \tau$). Значення величин p, T_z і m у граничних точках обчислюються за формулами, які отримуються з граничних умов задачі.

У лівій граничній точці $x=0$ задаються постійний тиск і температура. А масова швидкість газу у цій граничній точці визначається із розв'язку третього рівняння (4)

$$\left. \begin{aligned} m_P &= m_S - B_{3S}(p_P - p_S) - \\ &- C_{3S}(T_{zP} - T_{zS}) + D_{3S} \cdot \Delta \tau. \end{aligned} \right\} (6)$$

У правій граничній точці ($x=L$) залишається незмінною масова швидкість газу $m(L, \tau) = 259,8448 \text{ кг} / (\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Тиск і температуру газу в кінці ділянки газопроводу знаходимо, розв'язуючи перших два рівняння (4)

$$\left. \begin{aligned} p_P &= p_K + \{C_{1K}[m_R - m_P + B_{2R}(p_R - p_K) + \\ &+ C_{2R}(T_{zR} - T_{zK})] + (C_{1K}D_{2R} - C_{2R}D_{1K})\Delta \tau\} \times \\ &\times \{B_{2R}C_{1K} + C_{2R}\}^{-1}; \\ T_{zP} &= \{D_{2R}\Delta \tau + m_R - m_P + B_{2R} \times \\ &\times (C_{1K}T_{zK} + D_{1K}\Delta \tau + p_R - p_K) + C_{2R}T_{zR}\} \times \\ &\times \{B_{2R}C_{1K} + C_{2R}\}^{-1}. \end{aligned} \right\} (7)$$

Для одержання числових результатів були використані вихідні дані, які наведено в роботі [1]: $L=100 \text{ км}; D=0,7 \text{ м}; m_{x=L} = 259,8448 \text{ кг} / (\text{м}^2 \cdot \text{с})$ (в [1] дається не масова швидкість газу, а масова витрата газу); $k_{zp}=2,32 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{град})$; $T_0=274,464 \text{ К}; \lambda=0,012$; $p_{x=0}=5,391576 \text{ МПа}; T_{z/x=0} = 318,302 \text{ К}; p_c=4,49298 \text{ МПа}; T_c=190,6 \text{ К};$ газ-метан; $R=518,25 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{град})$ (R – газова стала), і розроблена спеціальна комп'ютерна програма. При цьому для визначення коефіцієнта χ теплоємність c_p обчислювалася за допомогою емпіричної формули [6]

$$c_p = 70,46T_2^{0,6} + 4,7 \cdot 10^{12} \cdot p/T_2^{4,335} \quad (8)$$

За одержаними результатами побудовано графіки залежності масової швидкості газу (рис. 2, рис. 3) і температури газу (рис. 4) від лінійної координати, а також температури газу в різних перерізах по довжині газопроводу від часу (рис. 5). На рис. 3, 4 і 5 пунктирними лініями для порівняння зображено ті ж величини, що одержані в роботі [1].

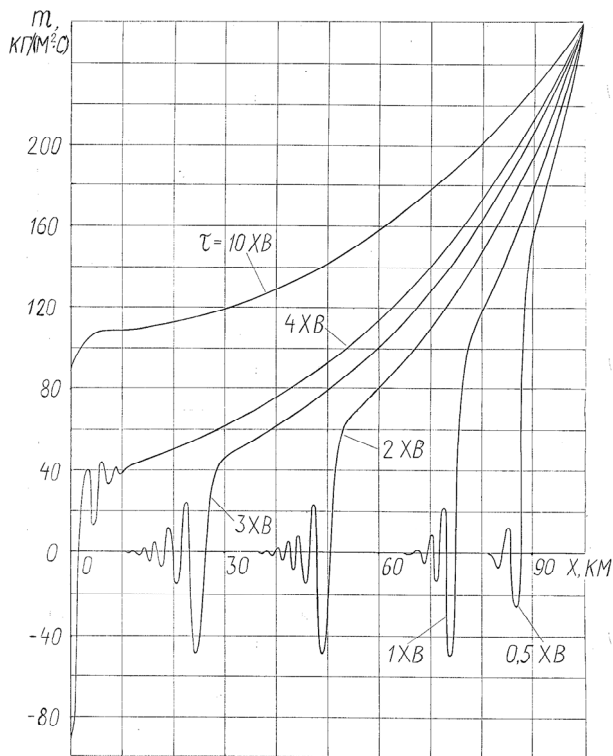


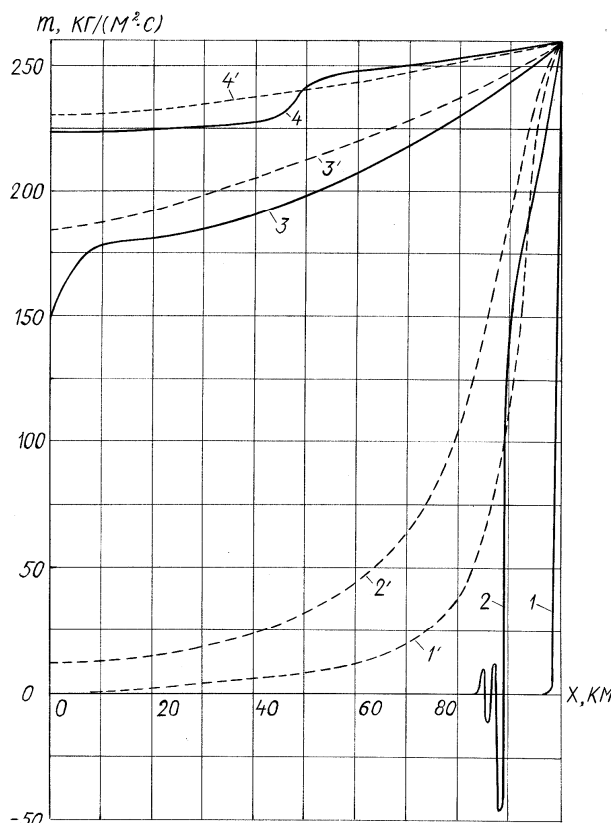
Рисунок 2 – Залежність масової швидкості газу від координати x газопроводу для різних моментів часу

На рис. 2 зображено графічну залежність масової швидкості газу від координати вздовж осі газопроводу для декількох початкових моментів часу періоду пуску газопроводу. Рух газу починається на кінці ділянки газопроводу і поступово збурення поширюється в напрямі до початку ділянки ($x=0$). Перед перерізом, з якого починається різке зростання масової швидкості газу є певний інтервал трубопроводу, в якому рух газу має коливний характер. Коливання газу поширюється в напрямі до початку ділянки.

Виникнення коливань можна пояснити так. У перерізах трубопроводу S_n , з яких починається рух газу, дещо зменшується густина газу порівняно з сусідніми перерізами S_c , де рух газу вже продовжується. Це призводить до більшої лінійної швидкості газу в перерізах S_n порівняно з перерізами S_c , що у свою чергу викликає збільшення тиску в перерізах S_c , і руху газу у зворотному напрямі. Амплітуда коливань збільшується з наближенням до перерізу, в якому різко зростає масова швидкість газу. Вказане явище зумовлено зростанням перепаду тиску, який викликає коливання, в позитивному напрямі вісі газопроводу.

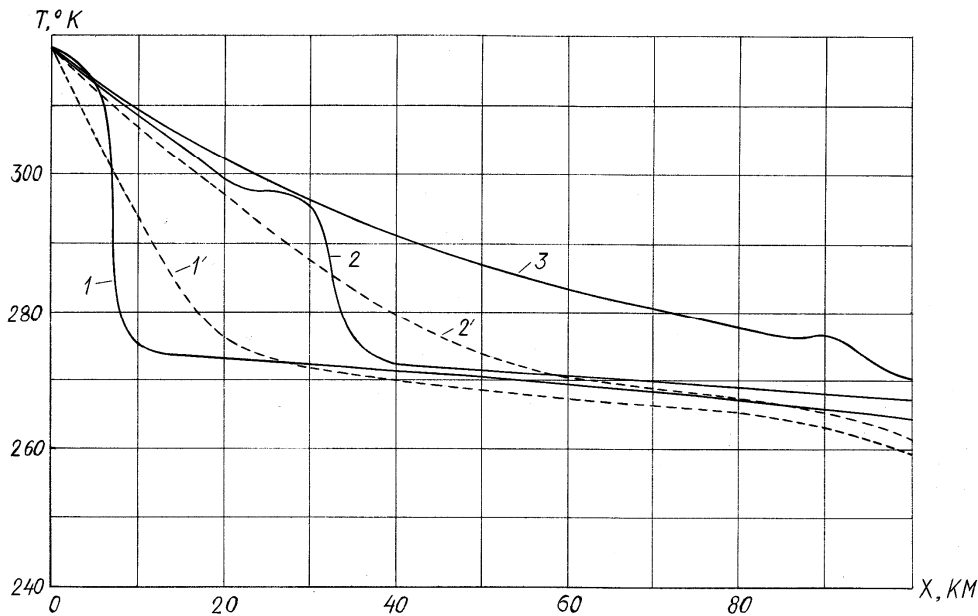
Після того, як хвиля коливань досягає початку ділянки газопроводу ($\tau=4xв.$), графік масової швидкості газу стає плавною кривою лінійною. При цьому на початку ділянки маємо більш різке зростання масової швидкості газу ($\tau=10xв.$), яке пояснюється тим, що в цій частині газопроводу рухається газ, нагрітий компресорною станцією до значної температури.

На рис. 3 зображено порівняння залежності масової швидкості газу від лінійної координати газопроводу для різних моментів часу, одержаної в даній роботі і в [1]. За малих значень часу наявне значне розходження між результатами обох досліджень. Так для $\tau=27,1с$ за результатами [1] газ рухається по всій ділянці газопроводу, в той час як за нашими результатами рух газу для цього моменту часу починається лише після вісімдесяти третього кілометра ділянки газопроводу. Тільки через значний проміжок часу від моменту пуску газопроводу ($\tau=9807,5с$) результати обох робіт не мають значних числових розходжень (рис. 3, криві 4 і 4'). Але й через великі проміжки часу характер кривих (криві 4 і 4') суттєво відрізняється. За нашими результатами (крива 4) на ділянці 40...50 км масова швидкість газу має помітне зростання, викликане рухом нагрітого газу від компресорної станції. Залежності, одержані в [1], цього ефекту не дають (криві 3' і 4').



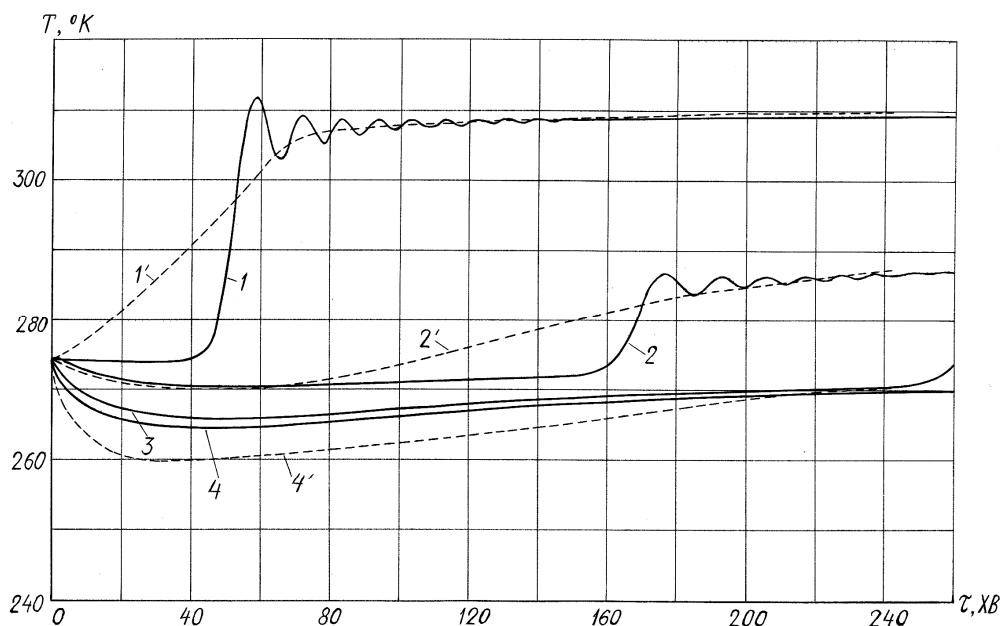
1- $\tau=3с$; 1'- $\tau=2,9с$;
 2- $\tau=27с$; 2'- $\tau=27,1с$;
 3;3'- $\tau=1940,2с$; 4;4'- $\tau=9807,5с$

Рисунок 3 – Порівняння масової швидкості газу з результатами роботи [1]



1;1' - $\tau = 2542,7c$; 2;2' - $\tau = 7385,9c$; 3 - $\tau = 16200c$

Рисунок 4 – Зміна температури газу в трубопроводі від координати x для різних моментів часу



1;1' - $x = 10км$; 2;2' - $x = 50км$; 3;3' - $x = 90км$; 4;4' - $x = 100км$

Рисунок 5 – Залежність температури газу в різних перерізах газопроводу від часу

Залежність температури в газопроводі від лінійної координати для різних моментів часу зображено на рис. 4. Результати роботи [1] (пунктирні криві лінії) зображуються плавними кривими, що є спадними функціями, нахил яких зменшується в напрямі до кінця ділянки газопроводу.

Переміщення нагрітого газу від початку ділянки газопроводу простежується на кривих 1, 2 і 3. Наприклад, для моменту часу $\tau = 7385,9 c$ ($\approx 2 год$) від пуску газопроводу нагрітий газ перемістився приблизно до 30-го кілометра (за

цією позначкою ненагрітий газ суттєво нижчої температури, який знаходився в газопроводі до його пуску), а для $\tau = 16200 c$ (4,5 год) нагрітий газ знаходиться вже на позначці 90 км. Методика роботи [1] не дає можливості отримати такі результати. І знову можна сказати, що чим менший час від моменту пуску газопроводу, тим більша різниця в температурах за результатами даної роботи і роботи [1].

На рис. 5 зображено залежність температури газу в різних перерізах по довжині газопроводу від часу.

Реалізація математичної моделі дала змогу вперше встановити, що нестационарна неізотермічність процесу носить хвильовий характер. Температурна хвиля розповсюджується від початку газопроводу і затухає до його кінця. З фізичної точки зору це пояснюється постійно зростаючою по довжині і в часі лінійною швидкістю газу, що викликано різницею масових витрат у кінці і на початку газопроводу. Об'ємне розширення газу призводить до падіння температури, викликаного ефектом Джоуля-Томпсона. Однак внаслідок теплової інерційності падіння температури викличе зростання густини газу, що призведе до надмірного зростання масової швидкості. Щоб запобігти цьому температура газу повинна зрости. Це призводить до затухаючих температурних коливань, які простежуються на кривих 1 і 2 (рис. 5).

Підсумовуючи виконані дослідження і порівняння з результатами роботи [1], можна зробити такі висновки.

1. Застосування спрощеної математичної моделі, в якій знехтувано інерційними втратами, нестационарних процесів, що виникають під час пуску газопроводу, неправомірне, оскільки призводить до неадекватної фізичної картини процесу і не дає можливості зафіксувати ряд явищ, що виникають під час пуску газопроводу (коливання газу в початковий момент пуску, переміщення нагрітого газу вздовж ділянки газопроводу, коливання температури в довільному перерізі ділянки після проходження фронту нагрітого газу та ін.).

2. Тільки за наближення до усталеного режиму роботи газопроводу ($\tau=4 \text{ год}$) результати роботи [1] незначно відрізняються від результатів проведених досліджень.

3. Під час досліджень процесів у газопроводах, що характеризуються значною нестационарністю, потрібно використовувати повні математичні моделі таких процесів з метою одержання достовірних результатів.

4. Перспективним є дослідження впливу кожного зі спрощень $\frac{\partial v}{\partial x} = 0$ і $\frac{\partial v}{\partial \tau} = 0$ окремо на точність короткочасних нестационарних процесів у газопроводах.

Література

1. Кривошеин Б.Л., Минский Е.М., Радченко В.П., Ходанович И.Е., Хубларян М.Г. Численные решения уравнений, описывающих неизоэтермические течения реального газа в трубопроводах // Инженерно-физический журнал. – 1967. – Т.13. – № 4. – С. 542-548.

2. Кривошеин Б.Л., Новаковский В.Н., Радченко В.П. Математическое моделирование теплового взаимодействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой // Изв.АН СССР: Энергетика и транспорт. – 1975. – №1. – С. 122-130.

3. 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.

4. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Тутко Т.Ф., Стоцький Ф.І. Стабілізація температури, тиску і масової швидкості реального газу при зупинці газопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №4(9). – С. 82-88.

5. Сулейманов В.А. Система характеристических уравнений неустановившегося неизоэтермического движения реального газа в горизонтальном трубопроводе и ее численное решение // Сб.: Вопросы транспорта газа – М.: ВНИИГАЗ, 1985. – С.45-58.

6. Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газа. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.