

ДІАГНОСТИКА ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

В. Я. Грудз

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

Надійшла до редакції 12.08.05

Резюме: Наведені результати аналітичних досліджень гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем, проведений відбір діагностичних моделей для визначення кількості рідини в газопроводі і її розподілу по довжині лінійної ділянки і в часі експлуатації. Запропоновані методи параметричного діагностування складних систем газопроводів.

Ключові слова: гідравлічна ефективність, діагностична модель, рідинні відкладення.

В. Я. Грудз. ДИАГНОСТИКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СЛОЖНЫХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ.

Резюме: Приведены результаты аналитических исследований гидравлической эффективности сложных газотранспортных систем, проведен отбор диагностических моделей для определения количества жидкости в газопроводе и ее распределения по длине линейного участка и во времени эксплуатации. Предложены методы параметрического диагностирования сложных систем газопроводов.

Ключевые слова: гидравлическая эффективность, диагностическая модель, жидкостные отложения.

V. Ya. Grudz. DIAGNOSTICS OF HYDRAULIC BEING OF DIFFICULT GAS-TRANSPORT SYSTEMS.

Abstract: The results of analytical researches of hydraulic efficiency of the difficult gas-transport systems among which choice of diagnostic models for conducting of calculations are resulted, decision of amount of liquid in a gas pipeline and its distributing on length of linear area and in time of exploitation. The methods of the parametriceshogo diagnosing of the difficult systems of gas pipelines are offered.

Keywords: hydraulic efficiency, diagnostic model, liquid deposits.

Старіння магістральних газопроводів та їх систем з часом експлуатації з точки зору *газодинамічних властивостей* визначається по зростанню гідравлічного опору рухові газу в трубах. При фіксованому перепаді тиску на початку і в кінці лінійної ділянки газопроводу зростання гідравлічного опору призводить до зменшення пропускної здатності системи. З фізичної точки зору до збільшення гідравлічного опору газопроводу призводить

випадання рідинної фази в порожнині труб та зростання шорсткості їх внутрішньої поверхні. Джерелом надходження рідинної фази в газопровід є сам потік газу: при високих тисках і відповідних температурах в трубах досягається точка роси відносно води та важких вуглеводнів, що призводить до конденсації рідини. Зростання шорсткості внутрішньої поверхні стінок труб відбувається в результаті корозії. Досвід експлуатації газопро-

водів показує, що основною причиною зниження пропускної здатності газопроводів є наявність у трубах рідинної фази. Для оцінки міри зниження пропускної здатності газопроводу в результаті збільшення гідравлічного опору труб прийнято користуватися коефіцієнтом гідравлічної ефективності [1, 4].

Коефіцієнт гідравлічної ефективності складної газотранспортної системи, що складається з кінцевого числа паралельних ниток із лупінгами і вставками, визначається відношенням пропускної здатності системи на даний момент експлуатації до її проектної (розрахункової) величини. В такому плані розрахунки не викликають ніяких ускладнень. Проте в практиці експлуатації газотранспортних систем з метою оптимізації їх обслуговування потрібно визначити коефіцієнти гідравлічної ефективності не всієї системи в цілому, а кожної із паралельних ниток, що входять у систему, або ділянок цих ниток. У такому разі виникають ускладнення, оскільки витрата газу вимірюється на практиці сумарно по всіх нитках системи, а для визначення коефіцієнтів ефективності кожної з ниток необхідно знати його розподіл між паралельними нитками. Відомо, що в паралельних системах газопроводів витрата між нитками розподіляється обернено пропорційно до їх фактичного гідравлічного опору. Отже, для оцінки розподілу витрати газу між нитками необхідно знати фактичні значення коефіцієнтів гідравлічного опору кожної нитки, що є кінцевою метою визначення ефективності. Таким чином, задача визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності паралельних систем газопроводів фактично не розв'язна. Необхідно мати додаткові умови, що давали б можливість оцінити розподіл витрати газу між паралельними нитками системи.

Проаналізувавши рівняння стаціонарного потоку газу в газопроводі шляхом нескладних перетворень, можна одержати залежності, що пов'язують коефіцієнти гідрав-

лічної ефективності системи в цілому та окремих її ділянок. При паралельному з'єднанні лінійних ділянок таку залежність можна навести у вигляді:

$$E_r = \frac{\sum_{i=1}^n E_i \left(\frac{d_i}{\lambda_{it}} \right)^{0,5}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{d_i}{\lambda_{it}} \right)^{0,5}}, \quad (1)$$

де $i = 1 \dots n$ – число паралельних ділянок різного діаметра d_i ; λ_{it} – теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору для кожної з ниток.

При послідовному з'єднанні лінійних ділянок різного діаметра d_i і різної довжини L_i коефіцієнт гідравлічної ефективності системи

$$E_s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{it} L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_{it} L_i}{d_i^5 E_i^2}}. \quad (2)$$

Формули (1) і (2) є рекурентними і дають можливість визначити коефіцієнт гідравлічної ефективності довільної складної газотранспортної системи в умовах квазістаціонарного режиму, якщо відомі коефіцієнти гідравлічної ефективності кожної з її ділянок. Але практично важливою є обернена задача: визначити коефіцієнти гідравлічної ефективності кожної з ділянок, якщо відомий коефіцієнт системи в цілому. Ця задача є невирішеною, оскільки з одного рівняння, що представляє собою комбінацію (1) і (2), потрібно визначити, скільки невідомих ділянок має система. Для усунення цієї невизначеності передбачається виконання технологічних змін системи транспорту газу шляхом відключення окремих ділянок на період проведення вимірів, необхідних для розрахунків коефіцієнта гідравлічної ефективності системи. Якщо система складається з n лінійних ділянок, то необхідно виконати $n - 1$ технологічних переключень. Проте в моменти пе-

реключень буде виникати нестационарність протікання газу в газопроводі, що не дасть можливості визначити параметри для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності E_{cj} системи на кожному технологічному переключенні. Очікувати тривалий час встановлення нового стаціонарного режиму також не доцільно, оскільки в процесі відключення деяких лінійних ділянок можливі перерозподіли рідини між ділянками, що залишилися в експлуатації, а це призведе до зміни гідравлічної ефективності як окремих ділянок, так і системи в цілому. Тому виміри параметрів режимів необхідно проводити в період перехідного процесу, а коефіцієнти гідравлічної ефективності системи на кожному технологічному переключенні визначати на основі нестационарних математичних моделей. Зазначене припущення може бути реалізоване і дасть змогу одержати достовірні результати тільки в тому випадку, якщо співвідношення (1) і (2), а також заміна складної газотранспортної системи еквівалентним газопроводом будуть справедливими при нестационарному режимі.

Для розв'язку поставленої задачі нами виконувалося моделювання нестационарного процесу в системі газопроводів "Братерство", що представляє собою двохнитковий газопровід з перемичками. На першому етапі моделювання система представлялась у вигляді комбінованого з'єднання чотирьох лінійних ділянок, на кожній з яких коефіцієнт гідравлічної ефективності (а отже, і коефіцієнт гідравлічного опору) мав своє визначене значення. На другому етапі реальна система замінювалась еквівалентним газопроводом із діаметром d_e , а загальний коефіцієнт гідравлічної ефективності визначався на основі (1) і (2). На границях системи задавалися функції зміни тиску і температури (на початку) і масової витрати (в кінці), що відповідають змінам параметрів реального нестационарного процесу в системі, викликаного відключенням

газоперекачувального агрегату (ГПА) на компресорній станції (КС).

З метою моделювання нестационарного неізотермічного процесу в системі газопроводів "Братерство" і еквівалентному газопроводі була розроблена методика реалізації математичної моделі процесу, що базується на системі рівнянь, які включають рівняння руху, нерозривності і енергії:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} &= 0, \\ \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} &= 0, \\ \frac{\partial T}{\partial t} &= -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \times \\ &\times \left(\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \right. \\ &\left. + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) = \\ &= \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c). \end{aligned} \quad (3)$$

Тут, крім зазначених вище позначень, прийнято: c_p , c_c – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб; $T_{\text{нав}}$, T_c – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу; α_1 , α_2 – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище; D , d – зовнішній і внутрішній діаметри труби; ξ , ξ_c – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби; F , F_c – площа перерізу стінки газопроводу; $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$; h – геодезична позначка траси газопроводу.

При реалізації моделі для газотранспортної системи був використаний агрегатний метод побудови моделі. Технологічна схема траси газопроводу розбивалася на ряд кусково-лінійних агрегатів (КЛА). Кожний КЛА являє собою ділянку простого газопроводу, обмежену точками підключення перемичок, з постійними значеннями коефіцієнтів гідравлічного опору і геометричного нахилу.

У середині кожного КЛА взаємозв'язок між технологічними параметрами потоку газу визначають системою диференційних рівнянь, яка складається з рівнянь руху, нерозривності і енергії, що реалізується методом сіток із тимчасовим кроком h . З цією метою будуються вузлові точки, у яких знаходяться значення тиску, температури і масової витрати. Якщо число вузлових точок по довжині газопроводу є N_x , то стани агрегатів можуть бути представлені у вигляді

$$Z = (v, Z_v) ,$$

де $v(t)$ – номер інтервалу часу довжиною h ,

$$Z_v = \{Z_{v1}, Z_{v2} \dots Z_{v4 N+4}\}$$

Тут Z_{v1} – час, що залишився до закінчення інтервалу; $Z_{vi+1} = P_i$ – тиск у i -му вузлі сітки ($i=l \dots N_x$); $Z_{vi+N+1} = M_i$ – масова витрата в i -му вузлі сітки; $Z_{vi+2N+1} = T_i$ – температура газу в i -му вузлі сітки; $Z_{vi+3N+1} = T_{ci}$ – температура стінки трубопроводу в $i+N_x$ -вузлі сітки.

Крім того, для сполучення агрегатів необхідно знати параметри газу на початку наступного агрегату і розмір його розбивки по просторовій координаті. Якщо наступний агрегат має номер $j + 1$, тоді для агрегату з номером j Z_{v4N+2} – температура газу в другому вузлі $j + 1$ агрегату; Z_{v4N+3} – температура стінки в $N_x + 2$ -вузлі $j + 1$ агрегату; Z_{v4N+4} – крок інтегрування по довжині $j + 1$ агрегату.

При моделюванні нестационарного процесу в еквівалентному газопроводі також застосовувався агрегатний метод. У цьому випадку кожний КЛА характеризувався постійним геометричним нахилом газопроводу до горизонту. У гідравлічних розрахунках використовувалося поняття еквівалентного діаметра системи.

Аналіз результатів розрахунків показує, що використані математичні моделі адекватно описують реальний технологічний процес. У порівнянні з фактичними параметрами і динамікою їхньої зміни в часі максимальна

похибка у визначенні тиску математичної моделі, реалізованої для системи газопроводів, складає 3,1 %. Середні значення похибок в інтервалі часу всього перехідного процесу в цьому випадку складають відповідно по тиску – 0,4 %, по температурі – 0,5 % і по масовій витраті – 1,4 %.

При заміні реальної двониткової системи еквівалентним газопроводом максимальна похибка у визначенні тиску в динаміці його зміни склала 6,2 %, у визначенні температури – 3,5 %, у визначенні масової витрати – 6,6 %. Середні за період нестационарного процесу розміри похибок у цьому випадку склали: по тиску – 0,8 %, по температурі – 0,64 %, по масовій витраті – 2,6 %.

Розбіжності між параметрами нестационарного процесу у випадку реалізації математичної моделі для реальної системи і еквівалентного газопроводу склали: відповідно максимальні по тиску – 3,1 %, по температурі – 1,5 %, по масовій витраті – 3,2 %, середні по тиску – 0,35 %, по температурі – 0,28 %, по масовій витраті – 1,1 %. Крім того, слід відзначити, що моделювання у вигляді реальної системи в порівнянні з еквівалентним газопроводом представляє більш швидку зміну параметрів у часі.

На підставі аналізу результатів розрахунків і похибок, викликаних заміною реальної системи еквівалентним газопроводом, можна зробити висновок про адекватність в обох випадках, а отже, і про можливість використання співвідношень (1) і (2) для визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем як додаткових умов. Це дає можливість використовувати методику зміни технологічної схеми газотранспортної системи з метою проведення вимірів, необхідних для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності окремих ділянок системи.

Розглянемо докладно суть методики на прикладі розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності системи газопроводів "Брат-

ство" на ділянці Долина-Россош. Система складається з двох рівнобіжних газопроводів з діаметрами $d_1 = 1420 \times 18$ мм і $d_2 = 820 \times 14$ мм. Загальна протяжність траси $L = 96$ км. На відмітці $l_1 = 48,3$ км знаходиться міжниткова перемичка, що поділяє систему на 4 ділянки, кожна з яких у період проведення вимірів за запропонованою методикою підлягає відключенню. Вважається, що в межах однієї ділянки коефіцієнт гідравлічної ефективності E_i ($i = 1...4$) постійний за значеннями довжини і часу.

Для визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності системи в період відключення кожної з ділянок E_{ci} необхідно визначити фактичні коефіцієнти гідравлічного опору. З цією метою в моменти відключень кожної з ділянок протягом перехідного процесу вимірювалися параметри несталого режиму на початку і в кінці системи як функції часу. На підставі цих вимірів будувалися функції зміни з часом тиску і витрат на початку ділянки і в кінці.

Нестационарний характер руху газу в газопроводах при виконанні технологічних переключень вимагає застосування нестационарних математичних моделей для виконання діагностичних розрахунків.

Найбільш загальною діагностичною моделлю, що враховує нестационарний характер руху газу в газопроводі, є модель, яка базується на рівняннях системи (3) без її спрощень. Цю модель можна представити у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{\partial M}{\partial t} &= W \frac{\partial M}{\partial x} - \rho g \frac{dh}{dx} - F \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\lambda MW}{2d} = 0, \\ \frac{1}{F} \frac{\partial M}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial t} &= 0, \\ &\times \left(\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial p} \right) + \frac{\xi}{\rho c_p} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \right. \\ &\left. + \frac{\partial \xi}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi \alpha_1}{c_p \rho c F_c} (T_c - T) - \frac{gW}{c_p} \frac{dh}{dx} \right), \\ \frac{\partial T_c}{\partial T} &= \chi_c \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_p \rho c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_1}{c_p \rho c F_c} (T - T_c). \end{aligned} \quad (4)$$

Для визначення значень діагностичних коефіцієнтів λ і α_2 необхідно задовольнити відповідно два перших і два останніх рівняння системи (4). При цьому в обох випадках рівняння, що залишилися, є допоміжними. Із останніх двох рівнянь маємо

$$\lambda = \frac{\left[M(t) - M(0) - \int_0^t \left(W \frac{\partial M}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + F \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda MW}{2d} \right) dt \right]_{x=L}}{\int_0^t \left(W - \frac{M}{2d} \right)_{x=L} dt}, \quad (5)$$

$$\alpha_2 = \frac{\left[T_c(t) - T_c(0) - \int_0^t \left(\frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_p \rho c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_1}{c_p F} (T - T_c) \right) dt \right]}{\frac{\pi D}{c_p \rho c F_c} \int_0^t (T_{\text{нав}} - T_c)_{x=L} dt}.$$

За умови відомих початкових наближень λ_i^0 і d_2^0 , визначених у результаті вирішення відповідної стаціонарної задачі методом послідовних наближень, визначають значення фактичних коефіцієнтів гідравлічного опору та тепловіддачі від трубопроводу в навколишнє середовище.

Розглянута діагностична модель є найбільш загальною, тому що базується на системі рівнянь нестационарного неізотермічного потоку газу в газопроводі. Однак складність обчислювань, необхідність застосування обчислювальних систем з досить великою оперативною пам'яттю заважають широкому застосуванню розглянутої методики на об'єктах, які безпосередньо експлуатують газотранспортні магістралі. У зв'язку з цим назріла необхідність у спрощенні діагностичної моделі. Такого спрощення можна досягнути шляхом введення припущення ізотермічності потоку газу в газопроводі.

Система рівнянь ізотермічного несталого руху газу в газопроводі може бути отримана із системи (4) у припущенні $T(x, t) = \text{const}$. При цьому в рівнянні руху не слід враховувати член, що визначає гідравлічні втрати внаслідок впливу коріолісової сили на потік, оскільки припущення щодо ізотермічності

потоків спричиняє більш істотну погрішність. Тоді система вихідних рівнянь може бути представлена у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{\partial M}{\partial t} &= -\rho g F \frac{dh}{dx} - F \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\lambda MW}{2d} = 0, \\ \frac{1}{F} \frac{\partial M}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} &= 0. \end{aligned} \quad (6)$$

Для газового стану можна використовувати поліномне рівняння, необхідне для замикання системи, у якому варто припустити, що $T = T_{\text{сер}} = \text{const}$ ($T_{\text{сер}}$ – середня по довжині газопроводу температура газу). Як граничні умови в цьому випадку повинні бути побудовані залежності зміни в часі тиску й масової витрати на кінцях лінійної ділянки.

Якщо характер зміни тиску на границях ділянки при середній температурі відомий, то із рівняння стану можна побудувати функції зміни густини газу у вигляді $(0, t)$ і (L, t) . Тоді, інтегруючи систему (6), на проміжку часу $[0, t]$ одержимо

$$\begin{aligned} \rho(t) - \rho(0) &= -\frac{1}{F} \int_0^t \frac{\partial M}{\partial x} dt, \\ M(t) - M(0) &= -\int_0^t \left(\rho g \frac{dh}{dx} + F \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda MW}{2d} \right) dt. \end{aligned} \quad (7)$$

Для визначення коефіцієнта гідравлічного опору доцільно використовувати метод послідовних наближень, що у результаті спрощення рівнянь забезпечить досить швидку збіжність. Як початкове наближення варто задати значення λ , отримане на основі рішення стаціонарної задачі. Тоді рішення можна навести у вигляді

$$\lambda = \frac{\left[M(t) - M(0) - \int_0^t \left(F \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda MW}{2d} \right) dt \right]_{x=L}}{\int_0^t \left(W \frac{M}{2d} \right)_{x=L} dt}. \quad (8)$$

Результати розрахунків, виконаних для умов, аналогічних нестационарній неізотермічній моделі, показали, що після четвертої ітерації отриманий результат дорівнює 0,00918.

Таким чином, погрішність розглянутої діагностичної моделі у порівнянні з базовою складає 0,99 %. Подальше спрощення діагностичної моделі вимагає спрощення рівняння руху газу в системі (4). Це рівняння нелінійне за швидкістю w , у зв'язку з чим не допускає аналітичного розв'язку. За І. А. Чарним, лінеаризація рівняння руху за швидкістю з метою одержання аналітичного рішення призводить до похибки за параметрами, що не перевищує 5 %.

Наступний крок спрощення діагностичної моделі приводить до моделі, що базується на рівняннях стаціонарного руху газу в трубопроводах.

Таким чином, отримано чотири діагностичні моделі, які базуються на різних математичних описах руху газу в газопроводі. Перша з розглянутих моделей базується на системі диференціальних рівнянь нестационарного неізотермічного руху; далі будемо іменувати її *нестационарною неізотермічною моделлю* (ННМ). Другу з розглянутих моделей назвемо *нестационарною ізотермічною* (НІМ), оскільки в її основі лежать рівняння нестационарного ізотермічного руху газу. В основу третьої моделі покладено лінеаризоване рівняння руху, тому її будемо називати *лінеаризованою ізотермічною моделлю* (ЛІМ). Нарешті, остання модель побудована на основі рівнянь стаціонарного ізотермічного руху газу, у зв'язку з чим будемо називати її *стаціонарною ізотермічною* (СІМ). Очевидно, що найбільш простою для користування є остання модель, однак унаслідок того, що вона не враховує нестационарності процесу транспорту газу, одержувані результати обтяжені значною похибкою. Найбільш точна перша модель занадто складна в реалізації. Тому успіх вирішення задач в подальших дослідженнях полягає в тому, щоб раціонально визначити області застосування кожної моделі.

Очевидно, що мірою, яка характеризує ступінь нестационарності потоку газу, є відно-

шення сил інерції в потоці до сил тертя. Користуючись рівнянням руху, це відношення можна представити у вигляді:

$$\Delta = \frac{\partial(\rho w) / \partial t}{\lambda \rho w^2 / 2d} . \quad (9)$$

Використовуючи операцію приведення диференціального оператора для переходу до безрозмірного комплексу і замінюючи зміну масової швидкості відносною зміною масової витрати, одержимо безрозмірний комплекс, який можна розглядати як критерій нестационарності:

$$N_i = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau} . \quad (10)$$

Необхідно відзначити, що представлений комплекс залежить не тільки від зміни масової витрати в газопроводі, але й від тиску та температури в газопроводі, оскільки ці параметри впливають на величину лінійної швидкості газу. Принцип побудови критерію нестационарності дає можливість стверджувати, що при зростанні його величини будуть зростати збурення в потоці, що збільшить ступінь нестационарності.

Рівняння нерозривності пов'язує між собою градієнт масової швидкості з темпом падіння густини газу в потоці. На основі рівняння нерозривності може бути складений лише один характеристичний комплекс, що, після приведення диференціальних операторів, дає відомий критерій Струхалія:

$$Sh = wt / L . \quad (11)$$

За змістом зв'язків, що визначаються цим критерієм, його відносять до числа критеріїв гомохронності. Він установлює відповідність між характерним значенням часу і його характеристичним значенням, що визначає темп тих змін, які виникають у системі внаслідок руху середовища. Тому критерій Струхалія повинен характеризувати ступінь нестационарності технологічного процесу в га-

зопроводі. З його збільшенням ступінь нестационарності повинен зростати.

Третє і четверте рівняння системи (4) характеризують нестационарні теплові процеси в газовому потоці, тісно пов'язані з процесами газодинамічними. Слід зазначити, що тривалість нестационарних теплових процесів набагато перевершує тривалість газодинамічних. Тому для характеристики теплової нестационарності варто визначати власний критерій гомохронності, яким вважається критерій Фур'є:

$$Fo = \frac{\chi t}{L} . \quad (12)$$

У результаті аналізу похибок, викликаних відхиленням реального процесу від спрощеної математичної моделі, встановлено, що граничне значення критерію нестационарності N_b , при якому допускається застосування стаціонарної неізотермічної методики, дорівнює $1,4 \cdot 10^{-6}$. Для критерію Струхалія граничне значення, при якому допускається використання зазначеної моделі, складає $Sh = 1,85$. При перевищенні цього значення допускається використання лінеаризованої ізотермічної моделі.

Для критерію Фур'є F_0 граничне значення, при якому допускається застосування стаціонарної неізотермічної методики, дорівнює $1,75 \cdot 10^{-12}$. При перевищенні цього значення допускається застосування нестационарної ізотермічної моделі.

Очевидно, що в якості діагностичної моделі немає сенсу використовувати нестационарну неізотермічну модель через те, що похибка методу перевищує похибку моделі. Тому доцільно прийняти температуру газу постійною і застосувати нестационарну ізотермічну модель для визначення фактичних коефіцієнтів гідравлічного опору в кожному нестационарному режимі. За характером зміни тиску $P(0, t)$ і $P(L, t)$ і постійних значень температури на початку T_n і в кінці T_k системи можуть бути визначені функції зміни щільності

газу ρ на початку і в кінці системи в період нестационарного процесу. Тоді з рівняння руху визначиться фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору λ для даного режиму на основі (8).

Рівняння (7) і (8) дають змогу знайти фактичні значення коефіцієнтів гідравлічного опору системи в станах відключення кожної з ділянок і далі знайти коефіцієнти гідравлічної ефективності системи в цих станах.

Визначені в такий спосіб значення коефіцієнтів гідравлічного опору на різних ділянках системи приймаються як початкові наближення в наведених нижче ітераційних алгоритмах:

1. Для кожної із технологічних схем, що відрізняються відключенням однієї з лінійних ділянок, будують розрахункові схеми і за наведеною вище методикою розраховують зміни часу, тиску, температури і витрат на межах ділянки системи.
2. Із порівняння розрахункових показників із фактичними можна визначити максимальну похибку. Досвід показує, що найбільш ефективною для розрахунків є похибка з визначення величини тиску.
3. Для однієї з ділянок системи змінюють коефіцієнт гідравлічного опору від початкового наближення в бік його збільшення з дискретним кроком. Після цього повторюють розрахунки характеру зміни параметрів на межах ділянки і визначають максимальну похибку в порівнянні з фактичними даними. Якщо при цьому максимальна похибка зменшується, то коефіцієнт гідравлічного опору обраної ділянки змінюють у тому ж напрямку і процедуру повторюють. Якщо ж максимальна похибка при цьому зростає, то змінюють розмір коефіцієнта гідравлічного опору на один крок у зворотному напрямку і процедуру повторюють.
4. Після досягнення мінімальної розбіжності розрахункових і фактичних даних ви-

бирають значення ефективності наступної ділянки, для котрої вся процедура повторюється.

5. Після закінчення розрахунків по всіх розрахункових схемах повертаються до початкового значення і процедура повторюється.
6. Ітерації повторюються доти, доки максимальні відхилення розрахункових і фактичних параметрів по всіх обраних схемах не досягнуть мінімуму, в результаті знаходять коефіцієнти гідравлічного опору, що відповідають мінімальним відхиленням розрахункових і фактичних параметрів.

Однією з головних причин зниження гідравлічної ефективності газопроводів є наявність рідини в порожнині трубопроводу. Рідина в порожнині газопроводу знаходиться у вигляді або скупчень пробок, що знаходяться в понижених ділянках траси, або шорсткості, що представляє собою прилипання крапель до стінок труби, або крапель, що переносяться потоком газу вздовж трубопроводу. У першому випадку рідинні пробки відіграють роль місцевих опорів, у яких губиться частина енергії газового потоку, в другому – гідравлічні втрати зростають за рахунок збільшення шорсткості внутрішньої поверхні труб, у третьому випадку частина енергії газового потоку витрачається на підтримання крапель у зваженому стані і перенесення їх вздовж осі трубопроводу. У будь-якому з цих випадків збільшення гідравлічних витрат призводить до зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу.

Очевидно, що розмір коефіцієнта гідравлічної ефективності залежить від кількості рідини в порожнині трубопроводу, характеру її розподілу по довжині траси та її фізичних властивостей. У зв'язку з цим визначення кількості рідини в порожнині газопроводу є важливою діагностичною задачею. Вирішен-

ня цієї задачі потребує дослідження руху газу по трубах двох різних систем, що само по собі дуже складно. Ще більш складною є задача визначення кількості рідини в порожнині складних газотранспортних систем, бо в цьому випадку не завжди відомий розподіл витрат між паралельними нитками.

Потрібно також відзначити складність процесу зміни кількості рідини в порожнині трубопроводу в часі експлуатації газопроводу. Газовим потоком рідина вноситься в газопровід у вигляді крапель і пари, що за певних умов конденсується в газопроводі, створюючи рідинні накопичення в понижених ділянках траси. З часом об'єм цих скупчень зростає, перекриваючи повністю перетин потоку. Проте після деякої межі частина рідини зі скупчень переходить у зважений стан і переноситься газовим потоком уздовж трубопроводу. В такий спосіб настає динамічна рівновага в газопроводі, параметри якого визначаються характеристиками трубопроводу, рідини і газового потоку.

Методи визначення кількості рідини в порожнині газопроводу в залежності від застосовуваних математичних моделей можуть бути розділені на:

- а) методи, що базуються на дослідженнях двофазного потоку в трубопроводах;
- б) методи, в основі яких лежить кореляційний зв'язок між коефіцієнтом гідравлічної ефективності і кількістю рідинних скупчень у трубах;
- в) методи зміни рівноважних станів газу в порожнині газопроводу.

До першої групи варто віднести методи, запропоновані *Мамаєвим В. А.* і удосконалені *Капцовим І. І.* [2], в основу яких покладені дослідження двофазного потоку середовища в трубопроводах. Проте для реалізації зазначених методів необхідні досить точне визначення витрати газу в газопроводі і вимір тисків на кожній висхідній ділянці траси, що ре-

ально не можливо. Крім того, ці методи не прийнятні для визначення кількості рідини в порожнині складних систем газопроводів.

Серед методів другої групи найбільшої уваги заслуговують дослідження, виконані в УкрНДІгазу, в результаті яких була отримана кореляційна залежність між об'ємом рідинних скупчень у порожнині газопроводу і коефіцієнтом гідравлічної ефективності E . Ці методи характеризуються великими значеннями похибки при розрахунках.

Найбільш характерним методом третьої групи є метод, запропонований *Майгуровим Е. Н.* та *Бурних В. С.* [3]. За цим методом після встановлення рівноваги у відсіченій ділянці трубопроводу виконують вимір тиску P_1 і температури T_1 . Після цього стравлюють газ в атмосферу через свічку і при цьому вимірюють час стравлювання t . Кількість газу, стравленого в атмосферу, становить:

$$M_{\text{стр}} = f\Phi_{\text{кр}}\tau, \quad (13)$$

де f – площа перетину труби; $\Phi_{\text{кр}}$ – критична функція параметрів витікання.

Після встановлення нового рівноважного стану вимірюють параметри P_2 та T_2 у відсіченій ділянці. Об'єм скупчень у порожнині газопроводу визначається як різниця між геометричним об'ємом ділянки й об'ємом, зайнятим газом, із формули

$$V = \frac{\pi d^2}{4} L - \frac{M_c}{P_1 / z_1 RT_1 - P_2 / z_2 RT_2}. \quad (14)$$

Точність розрахунків за (14) (крім точності вимірювальних приладів) визначається кількістю стравленого газу $M_{\text{стр}}$, за величиною якого визначається різниця тисків P_1 і P_2 . Розрахунки були виконані для ділянки Богородчани–Голятин газопроводу Уренгой–Помари–Ужгород. Аналіз результатів розрахунків показує, що для досягнення допустимої (теоретично) похибки в 5 % необхідно стравити тиск газу на 0,4 МПа і при цьому вики-

нути в атмосферу біля 700 тис. кг газу. Час стравлювання цієї кількості газу через свічку діаметром $D_y = 150$ мм відповідно до (13) складе 2 940 с (49 хв).

Суть модернізованого методу полягає в тому, що в умовах квазістаціонарного режиму вимірюють початкові і кінцеві значення тисків P_H і P_K та температур T_H і T_K . За відомими стаціонарними моделями і результатами замірів можна розрахувати середні значення тиску $P_{сер1}$ і температури $T_{сер1}$. Далі закривається охоронний кран на початку досліджуваної ділянки, а наступна КС продовжує працювати на мінімальних обертах ГПА. При цьому відбувається спорожнення ділянки газопроводу. Протягом деякого проміжку часу τ ведеться запис витрати газу на вході в наступну КС. У такий спосіб може бути побудована функція витрати газу з часом у кінці ділянки $M(L, t) = M(t)$ із початковим значенням M_0 , характерним для квазістаціонарного режиму. У цьому випадку характер зміни тиску з часом нестационарного процесу можна описати системою, що складається з рівняння руху газу і рівняння нерозривності, котрі можна подати у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{\partial P^2}{\partial x} &= -\frac{zRT}{dF^2} M^2 \\ \frac{\partial P^2}{\partial t} &= -\frac{c^2}{F} \frac{\partial M}{\partial x} \end{aligned} \quad (15)$$

де w – середня усереднена швидкість руху газу; $c^2 = kRT$ – швидкість звуку в газі; R – газова стала; T – середня температура газу в газопроводі.

З огляду на те, що газопровід перед закриттям крану працював у квазістаціонарному режимі, можна представити початкову умову у вигляді

$$P^2(x, 0) = P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{L} \quad (16)$$

Граничні умови визначаються з фізичних передумов, суть котрих полягає у тому, що на

початку ділянки лінійний кран закритий і витрати газу дорівнюють нулю, а в кінці ділянки витрати відомі як функція часу $M(t)$. Використовуючи рівняння руху, одержимо

$$\frac{\partial P^2}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0, \quad \frac{\partial P^2}{\partial x} \Big|_{x=L} = -\mu M^2(t) \quad (17)$$

Розв'язок (15) за початкових (16) і граничних (17) умов, отримане методом Фур'є, має вигляд

$$\begin{aligned} P^2(x, t) &= P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{L} - \\ &- \mu \left(M_0^2 \left(1 - \frac{x}{L} \right) - M^2(t) \right) + \\ &+ \frac{2}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - (-1)^n}{2} \cos \frac{\pi n x}{L} \left(e^{-\frac{\pi^2 n^2 \omega t}{L^2}} - 1 \right). \end{aligned} \quad (18)$$

Середній тиск на лінійній ділянці на кінці проміжку часу t можна визначити із залежності

$$P_C^2(\tau) = \frac{1}{L} \int_0^L P^2(x, t) dx$$

З урахуванням (18) одержимо після інтегрування

$$\begin{aligned} P^2(x, t) &= P_C^2 - \mu \left(M_0^2 \left(1 - \frac{x}{L} \right) - M^2(t) \right) + \\ &+ \frac{2L}{\pi^2} \sum_{n=1}^5 \frac{1 - (-1)^n}{2} \cdot e^{-\frac{\pi^2 n^2 \omega t}{L^2}}. \end{aligned} \quad (19)$$

Результати розрахунків показують, що при нехтуванні всіма членами знакозмінного ряду, починаючи від шостого, похибка розрахунків не перевищить 0,1 %, і це було враховано при побудові залежності (19).

Кількість газу, що знаходиться в лінійній ділянці в кінці проміжку часу τ , складе

$$m_\tau = \frac{P_C(\tau) V}{zRT} \quad (20)$$

Кількість газу, що знаходиться в газопроводі на початку проміжку часу

$$m_0 = \frac{P_{c1} V_r}{zRT} \quad (21)$$

де V_r – геометричний об'єм газопроводу, зайнятий газом.

Кількість газу, відібрана з газопроводу за проміжок часу

$$\Delta m_\tau = \int_0^\tau M(t) dt \quad (22)$$

Рівняння матеріального балансу газу запишемо у вигляді

$$\left(\frac{P_{C1}}{z_1 R T_1} - \frac{P_C(t)}{z_2 R T_2} \right) \cdot V = \int_0^\tau M(t) dt \quad (23)$$

З формули (23) можна визначити геометричний об'єм газопроводу, зайнятий газом. Тоді обсяг відкладень у порожнині газопроводу може бути визначений як різниця

$$V_o = \frac{\pi d^2}{4} L - V \quad (24)$$

За запропонованою методикою був виконаний розрахунок кількості рідини в порожнині газопроводу Уренгой–Помари–Ужгород на ділянці Богородчани–Голятин. У стаціонарному режимі до закриття охоронного клапану після КС Богородчани тиск на початку ділянки склав 7,6 МПа, в кінці – 5,1 МПа; стаціонарні витрати газу склали величину 3 849 тис. м/год. Після закриття охоронного крану характер зміни тиску на початку і в кінці ділянки, а також витрати на вході в КС Голятин з часом визначалися за картограмами з дискретним періодом запису 100 с. За відомою формулою (18) залежності масової витрати від часу $M(t)$ виконані розрахунки зміни початкового і кінцевого тисків. Результати розрахунків добре узгоджуються з фактичними даними, що свідчить про правомірність використання лінеаризованої ізотермічної моделі в даному випадку.

Розрахунки визначення кількості рідини виконувалися для проміжку часу $\tau = 1\,200$ с (20 хв). Середній тиск, розрахований за (19), складає 6,076 МПа, а розрахована за (14) кількість газу, відібрана з газопроводу за цей період, дорівнює 589 112,4 кг. Розрахований за

(23) геометричний об'єм газопроводу, зайнятий газом, складає 189 833,3 м, а обсяг рідинних скупчень – 120,6 м. Важливо підкреслити, що час, необхідний для виконання вимірів, не перевищує 9,5 годин, а максимальне зниження витрат газу – до 55 %, що дає змогу вести безперебійне постачання газом споживачів.

Гідравлічна ефективність газопроводу пов'язана не тільки з кількістю рідини в порожнині газопроводу, але і з її розподілом по довжині ділянки та фізичними властивостями відкладень. Тому важливою є проблема формування відкладень у порожнині газопроводу в процесі його експлуатації.

Вирішення задачі дисперсії краплинної вологи по довжині ділянки газопроводу тісно пов'язане з дослідженнями характеру, кількості відкладень у порожнині газопроводу та їхніх властивостей.

Рух газу і крапель рідини в горизонтальній трубі розглядається як взаємопроникаючий рух двох середовищ.

Рівняння руху і зберігання маси виписуються окремо для кожного середовища, при цьому враховується їхній динамічний взаємовплив шляхом введення сил взаємодії. Такий підхід до дослідження руху двох різних середовищ добре відомий і неодноразово використовувався в ряді робіт.

Передбачається, що усереднений рух потоку відбувається паралельно осі труби. Рівняння руху кожного середовища в напрямку потоку мають вигляд

$$\begin{aligned} -F_1 \frac{\partial P}{\partial x} - T_1 + W &= 0 \\ -F_2 \frac{\partial P}{\partial x} - T_2 + W &= 0 \end{aligned} \quad (25)$$

де F_1 і F_2 – відповідно частини площ поперечного перетину труби, зайняті газом і краплями рідини; P – тиск, що вважається постійним по перетину; T_1 і T_2 – сили тертя газу і крапель рідини до внутрішньої поверхні труби, віднесені до одиниці довжини; W – сила

взаємодії середовищ, котрі рухаються, на одиниці довжини.

Рівняння нерозривності для кожного середовища можуть бути записані у вигляді

$$\frac{\partial \rho_2 F_2}{\partial x} + \frac{\partial \rho_2 U F_2}{\partial t} = 0$$

$$\frac{\partial \rho_1 F_1}{\partial x} + \frac{\partial \rho_1 U F_1}{\partial t} = 0 \quad (26)$$

де ρ_1, ρ_2 – відповідно щільність рідини і газу; U, W – швидкості крапель рідини і газу, постійні по перетині труби.

З (18) випливає, що сумарні масові витрати рідини і газу постійні за лінійною координатою і залежать тільки від часу, тобто

$$\rho_1 F_1 U + \rho_2 W F_2 = M(t). \quad (27)$$

Якщо врахувати, що витрати крапель рідини M_p набагато менші від витрат газу M_g ($M_p \ll M_g$), то можна прийняти, що сумарні витрати дорівнюють витратам газу до появи крапель у потоці рідини.

З метою визначення сили взаємодії між газом і краплями рідини вводяться такі припущення:

- краплі рідини мають форму кола радіусом r ;
- краплі рідини розсіяні по всьому перетину труби, не стикаючись одна з одною;
- в околі бічної поверхні краплі існує область впливу, що може бути подана у вигляді циліндра радіусом R , усередині якого відбувається взаємодія крапель і газового потоку;
- межі областей впливу стикаються;
- швидкість газу щодо крапель всередині області впливу пропорційна відстані від бічної поверхні краплі.

Вважається, що лінійні швидкості газу більші від швидкостей руху крапель, тобто краплі захоплюються газовим потоком. Виходячи з цього припущення і припущення про лінійну зміну швидкості всередині області впливу та враховуючи теорію розмірнос-

тей і подібності, можна записати для швидкості газу всередині області впливу

$$W = U + \frac{\tau Y}{\eta}, \quad (28)$$

де η – абсолютна в'язкість газу.

Усереднена величина швидкості газу по перетину потоку знаходиться з принципу нерозривності:

$$W = \frac{\int_0^R 2\pi r y W dy}{\pi(R^2 - r^2)} = U + \frac{2\tau r}{3\eta} \left(\frac{R^3/r^3 - 1}{R^2/r^2 - 1} \right). \quad (29)$$

За аналогією з дійсним газовмістом у потоці двофазних середовищ позначимо відношення площі, зайнятої краплями рідини, до загальної площі перетину ($F = \frac{\pi d^2}{4}$) через φ :

$$\varphi = \frac{F_1}{F}. \quad (30)$$

З врахуванням цього відношення і виразу для діаметра краплі одержимо для швидкості газового потоку всередині області впливу:

$$W = U + \frac{2\tau_0}{3\eta} \left(\frac{F}{\pi} \right)^{1/2} \frac{1}{N^{1/2}} (1 + \varphi^{1/2} + \varphi). \quad (31)$$

Із (31) випливає, що при збільшенні числа крапель і зменшенні їхнього розміру таким чином, щоб $U = \text{const}$, швидкість краплі наблизиться до швидкості потоку. І навпаки, зберігаючи число крапель постійним ($N = \text{const}$) і збільшуючи їхній розмір, розбіжність у швидкостях потоку і краплі зростає. Цей висновок справедливий, якщо прийняти, що при зміні діаметра краплі дотичні напруги τ_0 залишаються постійними.

Для дотичних напруг отримаємо

$$\tau = \frac{2\eta}{3r} \frac{\varphi^{1/2}(1-\varphi)}{1-\varphi^{3/2}} (W - U). \quad (32)$$

Перетворюючи отримані вираження з врахуванням рівнянь руху і нерозривності стаціонарного газового потоку будемо мати

$$\varphi U = \frac{M}{\rho_1 F} \left[\varphi + \frac{\lambda M r^2}{12 \alpha \eta d F} \cdot \varphi^{1/2} (1 - \varphi^{3/2}) \right]. \quad (33)$$

Введемо параметр

$$\beta = \frac{\lambda M r^2}{12 \alpha \eta d F}.$$

Побудуємо функцію

$$\Phi(\varphi) = \varphi + \beta \varphi^{1/2} (1 - \varphi^{3/2}).$$

Ця функція залежить від аргументу $0 < \varphi < 1$ і параметра $\beta \ll 1$ і змінюється в межах $0 < \Phi(\varphi) < 1$.

З урахуванням виразу для швидкості газового потоку це рівняння можна подати у вигляді

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = - \frac{M}{\rho_1 F} \frac{\partial \Phi(\varphi)}{\partial x}.$$

Введемо нові змінні:

$$\tau = \frac{M t}{\rho_1 F d}; \quad \xi = \frac{x}{d}.$$

Тоді

$$\frac{\partial \varphi}{\partial \tau} = - \frac{\partial \Phi(\varphi)}{\partial \xi}.$$

Запишемо відношення φ через число крапель у даному перетині і отримаємо

$$\frac{\partial N}{\partial \tau} = - \frac{\partial N}{\partial \xi} \Phi'(\varphi),$$

де $N = N(\tau, \xi)$.

Розв'язок доцільно шукати в області автономності залежно від параметру $z = \xi / \tau$. Тоді

$$\begin{aligned} dN / dz [z - \Phi'(\varphi)] &= 0, \\ N(0) &= N_0; \quad N(\infty) = 0. \end{aligned}$$

Рівняння має два розв'язки:

$$N = \text{const та } z = \Phi'(\varphi).$$

Розв'язок задачі доцільно вести графічно-аналітичним способом. Для цього будуються

залежності $\Phi'(\varphi)$ при постійних значеннях параметру β . Відкладаючи по осі ординат значення параметра z по графіках, знаходять величину φ і будують залежності $\varphi = \varphi(z)$ при $\beta = \text{const}$. Такі залежності подані на рис. 1. Їхній аналіз показує, що вміст крапель у газовому потоці зменшується на початку газопроводу за законом, близьким до нормального закону розподілу; при цьому параметр β відіграє роль дисперсії. Характер теоретично побудованих кривих добре узгоджується з експериментальними даними про розподіл відкладень у порожнині газопроводу по довжині і за часом.

Зі збільшенням параметра β зменшується максимальний розмір відносної площі,

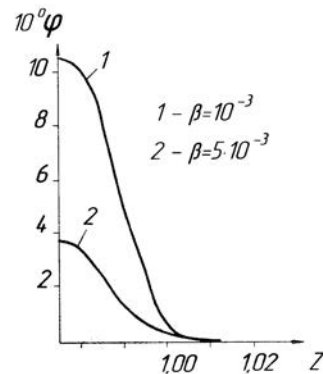
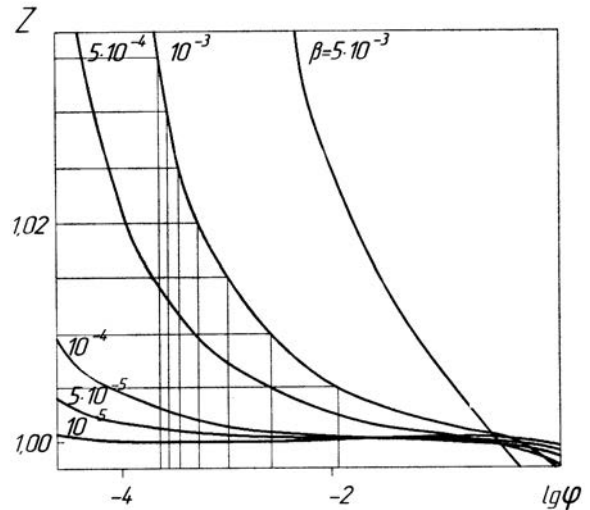


Рис. 1. Побудова залежності $\varphi = \varphi(z)$

зайнятої краплями рідини на початку газопроводу (при $z = 0$). Аналізуючи величини і принцип побудови параметра β , можна стверджувати, що чим більші розміри крапель, тим менше їх знаходиться в потоці газу в газопроводі. Крім того, зі збільшенням коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу параметр β збільшується, що призводить до зменшення кількості крапель на початку газопроводу.

Зі зменшенням параметра β зростає крутизна кривої залежності $\varphi = \varphi(z)$. Це означає, що зі зменшенням параметра β інтенсивність випадання крапель у газопроводі зростає. Аналізуючи структуру параметра β , можна дійти висновку, що зі зменшенням коефіцієнта гідравлічного опору інтенсивність випадання крапель у газопроводі збільшується. До такого ж ефекту призводить зменшення масових витрат газу, а також збільшення динамічної в'язкості газу і коефіцієнта опору руху краплі в газовому потоці. В трубах з великим діаметром кількість рідкої суспензії в газопроводі більша і інтенсивність її випадання збільшується.

З точки зору ефективності особливий інтерес викликає вплив величини коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу на характер процесу переносу крапель рідини потоком газу. На початку експлуатації газопрово-

ду (після очищення його порожнини) коефіцієнт гідравлічного опору має мінімальне значення, внаслідок чого і величина параметра β є мінімальною. З цього припущення випливає, що в потоці знаходиться максимальна кількість крапель рідини і інтенсивність їх випадання найбільша. Тому рідинні скупчення утворюються на початку ділянки газопроводу. Внаслідок цього величина коефіцієнта гідравлічного опору зростає, що призводить до збільшення параметра β . Тому кількість рідини в потоці зменшується і знижується інтенсивність випадання крапель рідини, але при цьому краплі рідини переносяться на більшу відстань від початку газопроводу.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б. та ін.** Трубопровідний транспорт газу. – К.: Вид. Арена ЕКО, 2002. – 600 с.
2. **Капцов И. И., Гончар В. Н.** Определение количества жидкости в газопроводе // Газовая промышленность. – 1989, № 3. – С. 22–26.
3. **Майгуров Е. Н.** Методика расчета параметров продувки газопровода // Газовая промышленность. – 1968, № 11. – С. 20–26.
4. **Ходанович Е. И.** Об эффективности продувки газопровода // Газовая промышленность. – 1958, № 3. – С. 24–25.