

ВПЛИВ ШОРСТКОСТІ ПОВЕРХНІ ТРУБ НА ПРОПУСКНУ ЗДАТНІСТЬ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВОДІВ

М. Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727139,
e-mail: maria.serediuk@nung.edu.ua

Тривала експлуатація магістральних газопроводів, наявність у транспортованому газі води та механічних домішок призводять до ерозійного та корозійного пошкодження внутрішньої поверхні труби, що спричиняє збільшення її шорсткості. Збільшення шорсткості призводить до зростання гідравлічного опору трубопроводу, впливає на транспортні та енергетичні параметри експлуатації газопроводів. Для керування режимами експлуатації магістральних газопроводів необхідно адекватно прогнозувати їх пропускну здатність та витрату енергоресурсів на транспортування природного газу за фактичних значень шорсткості труби, більших за проектну величину. На базі газодинамічних рівнянь усталеного режиму руху газу встановлено закономірності впливу шорсткості поверхні труби на гідравлічну енерговитратність транспортування газу за незмінної витрати газу на ділянці газопроводу. З'ясовано закономірності впливу шорсткості поверхні труби на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу за незмінних значень різниці квадратів початкового і кінцевого тисків газу. Встановлено, що величина коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу за конкретного значення абсолютної еквівалентної шорсткості поверхні труб практично не залежить від діаметра труби та незначно залежить від витрати газу у газопроводі. Запропонований метод визначення пропускну здатності та енергоефективності експлуатації газодинамічної системи «компресорна станція – ділянка газопроводу» за шорсткості поверхні труби, більшої за проектну. Метод передбачає математичне моделювання газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів, теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу з урахуванням фактичної шорсткості труби, урахування технологічних обмежень тиску і витрати газу, визначення витрат енергії на одиницю транспортної роботи.

Ключові слова: тривалий термін експлуатації, коефіцієнт гідравлічного опору, коефіцієнт гідравлічної ефективності, усталений режим експлуатації.

Длительная эксплуатация магистральных газопроводов, наличие в транспортируемом газе воды и механических примесей вызывают эрозионные и коррозионные повреждения внутренней поверхности трубы, что способствует увеличению ее шероховатости. Увеличение шероховатости приводит к росту гидравлического сопротивления трубопровода, влияет на транспортные и энергетические параметры эксплуатации газопроводов. Для управления режимами эксплуатации магистральных газопроводов необходимо адекватно прогнозировать их пропускную способность и расход энергоресурсов на транспортировку природного газа при фактических значениях шероховатости трубы, превышающих проектное значение. На базе газодинамических уравнений установившегося режима движения газа установлены закономерности влияния шероховатости поверхности трубы на гидравлическую энергозатратность транспортировки газа при неизменном расходе газа на участке газопровода. Установлены закономерности влияния шероховатости поверхности трубы на величину коэффициента гидравлической эффективности участка газопровода при неизменных значениях разности квадратов начального и конечного давлений газа. Получено, что величина коэффициента гидравлической эффективности участка газопровода при конкретном значении абсолютной эквивалентной шероховатости поверхности труб практически не зависит от диаметра трубы и незначительно зависит от расхода газа в газопровode. Предложен метод определения пропускной способности и энергоэффективности эксплуатации газодинамической системы «компрессорная станция - участок газопровода» для величин шероховатости поверхности трубы, превышающих проектное значение. Метод предполагает математическое моделирование газодинамических характеристик центробежных нагнетателей, теплогидравлический расчет участка газопровода с учетом фактической шероховатости трубы, учет технологических ограничений давления и расхода газа, определение затрат энергии на единицу транспортной работы.

Ключевые слова: длительный срок эксплуатации, коэффициент гидравлического сопротивления, коэффициент гидравлической эффективности, установившийся режим эксплуатации.

Long-term operation of main gas pipelines, the presence of water and mechanical impurities in the transported gas lead to erosion and corrosion damages to the inner surface of pipes, which causes an increase in its roughness. The increase in roughness results in an increase of the hydraulic resistance of natural gas pipelines, as well as affects their transport and energy consumption parameters. To manage the regimes of operation of main gas pipelines it is necessary to adequately predict their flow capacity and energy consumption for natural gas transportation under real values of pipe roughness which is higher than designed ones. On the basis of gas-dynamic equations of the steady-state gas movement the regularities of the influence of the pipe surface roughness on the hydraulic energy consumption of gas transportation at constant gas flow in the section of the gas pipeline are established. The regularities of the influence of the pipe surface roughness on the hydraulic efficiency coefficient of the gas pipeline section under idem difference of squares of inlet and outlet gas pressure values are clarified. It is established that the value of hydraulic efficiency coefficient of the gas pipeline section for specified value of absolute equivalent roughness of the pipe surface actually does not depend on the pipe inner diameter and slightly depends on the flowrate in the gas pipeline. The method of capacity and energy efficiency determination of the gas-dynamic system called compressor station – pipeline section for the increased pipe inner surface roughness in comparison with its designed value is proposed. The method involves mathematical modelling of gas-dynamic characteristics of centrifugal compressors, thermohydraulic calculation of the pipeline section taking into account the actual roughness of the pipe, consideration of pressure and gas flowrate technological limitations as well as energy consumption determination taken per unit of work lost in transport.

Keywords: long-term service, coefficient of hydraulic resistance, coefficient of hydraulic efficiency, steady-state operation.

Вступ

Газотранспортна система України сьогодні працює зі значним недовантаженням за режимів, що суттєво відрізняються від проектних. Обсяги транспортування природного газу значно менші за наявну пропускну здатність магістральних газопроводів. За неповного завантаження ГТС України пріоритетним завданням стало забезпечення максимальної енергоефективності, тобто виконання транспортних функцій газопроводів за мінімальних енергетичних витрат.

Енергоефективність експлуатації газопроводу залежить від десятків чинників, серед яких фізико-хімічні властивості природного газу, геометричні параметри і стан внутрішньої поверхні труб лінійних ділянок, технічний стан та газодинамічні характеристики газоперекачувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій (КС), температура повітря, температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу та багато інших.

Гідравлічна енерговитратність транспортування газу значною мірою визначається станом внутрішньої поверхні газопровідних труб. Наявність у трубі різноманітних твердих і рідких скупчень призводить до підвищення гідравлічного опору газопроводу і, відповідно, до зменшення його пропускну здатності та зниження енергоефективності транспортування газу. Іншим впливовим чинником, від якого залежать транспортні та енергетичні параметри експлуатації газопроводу, є шорсткість внутрішньої поверхні труби. Відповідно до норм технологічного проектування газопроводів [1] для нових газопровідних труб величина абсолютної еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні

складає 0,03 мм. Практика експлуатації трубопроводів різного призначення засвідчує, що у процесі довготривалої експлуатації внаслідок корозії та інших чинників шорсткість внутрішньої поверхні труб зростає, досягаючи значень 0,2-0,3 мм. Збільшення шорсткості внутрішньої поверхні труб спричиняє зростання гідравлічного опору лінійної частини газопроводу, що, у свою чергу, призводить до зменшення пропускну здатності газотранспортної системи за незмінних енерговитрат або до зростання енергетичних витрат на транспортування заданого обсягу природного газу.

Для адекватного прогнозування та оптимізації режимів експлуатації газопроводів з тривалим терміном експлуатації необхідно дослідити вплив фактичної шорсткості внутрішньої поверхні труб на їх пропускну здатність та енергоефективність транспортування газу. Зазначені дослідження є метою даної роботи.

Огляд літературних джерел

За останні роки опубліковано низку робіт [2, 3, 4], що представляють результати досліджень впливу твердих та рідких скупчень у порожнині труби на гідравлічну енерговитратність та пропускну здатність газопроводу. Роботи [5, 6] пропонують удосконалені методи підвищення гідравлічної ефективності магістральних газопроводів, обґрунтовують вибір критеріїв оптимізації технології очищення внутрішньої поверхні труби від різноманітних забруднень.

У той же час питання впливу зміни величини шорсткості внутрішньої поверхні труби на пропускну здатність та енергоефективність експлуатації газопроводів розглянуто недостат-

ньо. Слід відзначити тільки роботу [7], яка представляє результати досліджень транспортних та енергетичних параметрів газопроводів, споруджених із високоміцних труб, що мають гладкостінне внутрішнє покриття. Абсолютна еквівалентна шорсткість таких труб складає 0,01 мм, тобто у три рази менша за нормативне значення для нових труб без покриття. Технологія трубопроводного транспорту газу із застосуванням гладкостінних труб поки що не знайшла застосування на теренах України.

Це визначає своєчасність та важливість проведення досліджень щодо впливу величини шорсткості труб, яка перевищує нормативне значення 0,03 мм, на транспортні та енергетичні параметри експлуатації газопроводів.

Мета роботи – дослідження впливу фактичної шорсткості внутрішньої поверхні труб на пропускну здатність та енергоефективність експлуатації газопроводу з тривалим терміном експлуатації.

Мета досліджень реалізується шляхом вирішення таких завдань:

– встановити закономірності впливу фактичної шорсткості внутрішньої поверхні труби на гідравлічну енерговитратність ділянки газопроводу за незмінної витрати газу;

– з'ясувати закономірності впливу фактичної шорсткості внутрішньої поверхні труби на пропускну здатність ділянки газопроводу за незмінних значень початкового і кінцевого тиску газу;

– розробити метод і програмне забезпечення для прогнозування пропускну здатності та енергоефективності експлуатації газопроводу з урахуванням фактичної шорсткості поверхні труб.

Висвітлення основного матеріалу

За усталеного режиму експлуатації згідно з нормами технологічного проектування газопроводів [1] пропускну здатність ділянки газопроводу може бути обчислена методом послідовних наближень за формулою

$$Q = 105,1 \cdot E \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L}}, \text{ млн м}^3/\text{д}, \quad (1)$$

де E - коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу;

d - внутрішній діаметр газопроводу, м;

p_n, p_k - абсолютний тиск газу на початку і в кінці ділянки газопроводу, МПа;

Δ - відносна густина транспортованого природного газу за повітрям;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

z_{cp} - середнє значення коефіцієнта стисливості газу на ділянці газопроводу, функція складу компонентів газу, середніх величин тиску і температури газу на ділянці газопроводу;

T_{cp} - середнє значення температури газу на ділянці газопроводу, К;

L - довжина ділянки газопроводу, км.

У рівнянні (1) коефіцієнт гідравлічного опору λ і коефіцієнт гідравлічного ефективности E безпосередньо залежать від стану внутрішньої поверхні труби.

Коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу є складною функцією режиму руху газу, що характеризується величиною числа Рейнольдса, і шорсткості труби. Число Рейнольдса у газопроводі дорівнює [1]

$$Re = 17,75 \frac{Q \Delta}{d \mu}, \quad (2)$$

де μ - розрахункове значення динамічної в'язкості природного газу.

Для коефіцієнта гідравлічного опору газопроводів нормативний документ [1] пропонує формулу, яку надалі будемо називати нормативною

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_e}{d} \right)^{0,2}, \quad (3)$$

де k_e - абсолютна еквівалентна шорсткість поверхні труби.

При проведенні проектних розрахунків всіх магістральних газопроводів України для нових труб приймали нормативне значення шорсткості труб $k_{enp} = 0,03$ мм [1].

В інженерній практиці формули (1)-(3) застосовують не тільки для проектних, але і для експлуатаційних розрахунків газопроводів. Зростання газодинамічного опору газопроводу внаслідок збільшення шорсткості труби і наявності у порожнині труби рідких і твердих скупчень прийнято враховувати сумарно, вводячи коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу за умовою

$$E = \frac{Q_\phi}{Q_{np}}, \quad (4)$$

де Q_ϕ - фактична пропускну здатність газопроводу;

Q_{np} - проектна пропускну здатність газопроводу, що відповідає нормативній шорсткості поверхні труби $k_{enp} = 0,03$ мм і відсутності будь-яких забруднень у її порожнині.

За використання зазначеного підходу неможливо встановити, яка частка зниження пропускної здатності газопроводу пояснюється зростанням шорсткості труби, а яку спричиняє наявність у порожнині труби рідких і твердих забруднень. Це утруднює одержання об'єктивних даних щодо стану внутрішньої поверхні газопроводу, щодо обсягу забруднень у трубопроводі, яке знижує ефективність організації робіт з його очищення.

Тому метою подальших досліджень є встановлення впливу одного чинника, а саме підвищеної шорсткості поверхні труб на гідравлічну енерговитратність, режимні та енергетичні параметри експлуатації газопроводу з тривалим терміном експлуатації.

Введемо енергетичний показник, який характеризує втрати тиску від тертя на одиниці довжини газопроводу, тобто визначає гідравлічну енерговитратність транспортування газу

$$A = \frac{p_n^2 - p_k^2}{L} \quad (5)$$

Для аналізу динаміки зміни гідравлічної енерговитратності газопроводу за зміни шорсткості труби представимо рівняння (1) у такому вигляді:

$$A = \frac{Q^2}{105,1^2 E^2 d^5} \Delta \lambda_{cp} T_{cp} \quad (6)$$

Приймаємо, що значення коефіцієнта стисливості газу і середньої температури газу змінюються незначно, тому ці зміни не враховуємо. Визначимо, як зміниться значення енергетичного параметра за сталої добової витрати газу в газопроводі, внутрішня поверхня якого характеризується підвищеним значенням абсолютної еквівалентної шорсткості

$$\delta A = \frac{(A_\phi - A_{np})}{A_{np}} = \frac{(\lambda_\phi - \lambda_{np})}{\lambda_{np}}, \quad (7)$$

де A_ϕ - енергетичний параметр для газопроводу з тривалим терміном експлуатації;

A_{np} - енергетичний параметр при проектуванні газопроводу за нормативного значення шорсткості поверхні труби $k_{enp} = 0,03$ мм;

λ_ϕ - коефіцієнт гідравлічного опору ділянки газопроводу за підвищеного значення шорсткості поверхні труби;

λ_{np} - коефіцієнт гідравлічного опору ділянки газопроводу за нормативного значення шорсткості поверхні труби.

Дослідження проведено методом математичного моделювання для газопроводу із зовнішнім діаметром 1420 мм. Труби зазначеного

діаметра зазвичай використовувалися при спорудженні вітчизняних транзитних газопроводів. Розрахунки за наведеними вище формулами виконано за розробленою комп'ютерною програмою для діапазону завантаження ділянки газопроводу від 15 млн м³/д до 90 млн м³/д. У процесі досліджень приймалися такі значення абсолютної еквівалентної шорсткості поверхні труби: 0,03 мм; 0,05 мм; 0,1 мм; 0,15 мм; 0,2 мм; 0,25 мм; 0,3 мм.

Для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору, крім нормативної формули (3), використовували всесторонньо обґрунтовану формулу Колбрука, яка у світовій практиці застосовується для розрахунку трубопроводів різного призначення

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} + \frac{k_e}{3,7d} \right) \quad (8)$$

Рівняння (8) вимагає застосування методу послідовних наближень для визначення коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу.

Зіставлення результатів, одержаних за нормативною формулою та формулою Колбрука, необхідно з таких міркувань. Формула (3) відповідно до [1] рекомендована до застосування для нових труб з нормативною шорсткістю 0,03 мм. Відсутні конкретні дані щодо можливості її використання для більших значень шорсткості труб. Формула Колбрука має як теоретичне, так і експериментальне обґрунтування і не має обмежень щодо застосування, пов'язаних з величиною шорсткості труб.

Результати багатоваріантних розрахунків зміни енергетичного параметра ділянки газопроводу діаметром DN 1400 залежно від пропускної здатності та величини абсолютної еквівалентної шорсткості зведено у таблиці 1 і 2.

Як засвідчують дані таблиць 1 і 2, зростання енергетичного параметра газопроводу залежить не тільки від абсолютної еквівалентної шорсткості труби, але і від ступеня його завантаження.

Виконано математичне моделювання результатів досліджень. У результаті одержано такі математичні моделі зростання енергетичного параметра A (%) залежно від абсолютної еквівалентної шорсткості (мм) з вірогідністю апроксимації, вищою за 0,999:

- за пропускної здатності газопроводу 15 млн м³/д

$$\delta A = 1909,9 \cdot k_e^3 - 1424,8 \cdot k_e^2 + 461,37 \cdot k_e - 12,199;$$

- за пропускної здатності газопроводу 20 млн м³/д

$$\delta A = 2085,1 \cdot k_e^3 - 1542,7 \cdot k_e^2 + 489,74 \cdot k_e - 12,907;$$

Таблиця 1 – Зростання енергетичного параметра у газопроводі діаметром DN 1400 (коефіцієнт гідравлічного опору обчислено за нормативною формулою)

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Зростання енергетичного параметра A (%) за пропускної здатності газопроводу, млн м ³ /д					
	15	20	30	40	65	90
0,03	0	0	0	0	0	0
0,05	8,1	8,6	9,2	9,6	10,0	10,2
0,10	21,7	22,8	24,1	24,8	25,7	26,1
0,15	31,0	32,5	34,1	35,0	36,1	36,6
0,20	38,3	39,9	41,8	42,8	44,0	44,6
0,25	44,3	46,1	48,1	49,2	50,5	51,1
0,30	49,4	51,3	53,5	54,6	56,0	56,7

Таблиця 2 – Зростання енергетичного параметра у газопроводі діаметром DN 1400 (коефіцієнт гідравлічного опору обчислено за формулою Колбрука)

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Зростання енергетичного параметра A (%) за пропускної здатності газопроводу, млн м ³ /д					
	15	20	30	40	65	90
0,03	0	0	0	0	0	0
0,05	6,6	7,1	7,6	7,9	8,3	8,5
0,10	18,3	19,3	20,5	21,1	21,9	22,3
0,15	26,7	28,0	29,5	30,3	31,4	31,8
0,20	33,5	35,0	36,7	37,6	38,8	39,3
0,25	39,3	40,9	42,7	43,7	45,0	45,6
0,30	44,3	46,0	48,0	49,1	50,4	51,1

– за пропускної здатності газопроводу 30 млн м³/д

$$\delta A = 2300,5 \cdot k_e^3 - 1683,0 \cdot k_e^3 + 522,48 \cdot k_e - 13,707;$$

– за пропускної здатності газопроводу 40 млн м³/д

$$\delta A = 2401,1 \cdot k_e^3 - 1753,3 \cdot k_e^3 + 539,51 \cdot k_e - 14,092;$$

– за пропускної здатності газопроводу 65 млн м³/д

$$\delta A = 2574,3 \cdot k_e^3 - 1863,3 \cdot k_e^3 + 563,63 \cdot k_e - 14,689;$$

– за пропускної здатності газопроводу 90 млн м³/д

$$\delta A = 2651,8 \cdot k_e^3 - 1911,7 \cdot k_e^3 + 574,36 \cdot k_e - 14,948.$$

Таким чином, у загальному випадку залежність зростання гідравлічної енерговитратності від величини абсолютної еквівалентної шорсткості труби діаметром DN 1400 можна описати поліноміальною функцією третього порядку

$$\delta A = a_1(Q) \cdot k_e^3 + a_2(Q) \cdot k_e^2 + a_3(Q) \cdot k_e + a_4, \quad (9)$$

де $a_1(Q), a_2(Q), a_3(Q), a_4(Q)$ - коефіцієнти математичної моделі, функції пропускної здатності газопроводу, млн м³/д.

Шляхом математичного моделювання з вірогідністю апроксимації вищою за 0,997 одержані такі поліноміальні залежності:

$$a_1 = 3,261 \cdot 10^{-3} Q^3 - 6,788 \cdot 10^{-1} Q^2 + 49,44 \cdot Q + 1325;$$

$$a_2 = -2,194 \cdot 10^{-3} Q^3 + 4,569 \cdot 10^{-1} Q^2 - 33,12 \cdot Q - 1033;$$

$$a_3 = 5,442 \cdot 10^{-4} Q^3 - 1,124 \cdot 10^{-1} Q^2 + 8,015 \cdot 10^{-2} \cdot Q + 367,0;$$

$$a_4 = -1,349 \cdot 10^{-5} Q^3 + 2,773 \cdot 10^{-3} Q^2 - 1,964 \cdot 10^{-1} \cdot Q + 9,897.$$

Наведені вище аналітичні залежності дають змогу прогнозувати гідравлічну енерговитратність газопроводу DN 1400 за величини абсолютної еквівалентної шорсткості поверхні труби від 0,03 мм до 0,3 мм для повного діапазону витрат газу.

Для того, щоб встановити наскільки зростання енерговитратності за збільшення шорсткості труби залежить від діаметра газопроводу, аналогічні дослідження проведено для газопроводу DN 500. Одержані результати зведено у таблиці 3 і 4.

Аналіз одержаних даних засвідчив, що зростання гідравлічної енерговитратності, спричинене збільшенням шорсткості труби, практично не залежить від діаметра газопрово-

Таблиця 3 – Зростання енергетичного параметра у газопроводі діаметром DN 500 (коефіцієнт гідравлічного опору обчислено за нормативною формулою)

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Зростання енергетичного параметра A (%) за пропускної здатності газопроводу, млн м ³ /д				
	2	4	6	8	10
0,03	0	0	0	0	0
0,05	8,1	9,2	9,7	9,9	10,1
0,10	21,6	24,1	25,0	25,5	25,9
0,15	30,9	34,0	35,2	35,9	36,3
0,20	38,1	41,7	43,0	43,8	44,2
0,25	44,1	48,0	49,4	50,2	50,7
0,30	49,2	53,3	54,9	55,8	56,3

Таблиця 4 – Зростання енергетичного параметра у газопроводі діаметром DN 500 (коефіцієнт гідравлічного опору обчислено за формулою Колбрука)

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Зростання енергетичного параметра A (%) за пропускної здатності газопроводу, млн м ³ /д				
	2	4	6	8	10
0,03	0	0	0	0	0
0,05	7,3	8,4	8,9	9,1	9,2
0,10	20,5	22,8	23,7	24,2	24,6
0,15	30,1	33,0	34,2	34,9	35,3
0,20	37,8	41,3	42,6	43,3	43,8
0,25	44,4	48,2	49,7	50,5	51,0
0,30	54,3	54,3	55,9	56,7	57,3

ду, якщо для розрахунків коефіцієнта гідравлічного опору використовувати нормативну формулу. При застосуванні формули Колбрука максимальна різниця результатів за повного завантаження газопроводів діаметром DN 1400 і DN 500 становить 11 %.

Як зазначалось вище, в практиці експлуатації газопроводів часто виникає необхідність скоригувати пропускну здатність газопроводу, враховуючи зростання гідравлічної енерговитратності транспортування газу, спричинене тим чи іншим чинником. У випадку, що розглядається, таким чинником є збільшення шорсткості внутрішньої поверхні труби.

Вирішення вказаного завдання вимагає одержання залежностей коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу від шорсткості поверхні труби.

Застосовано такий алгоритм розрахунків. Задавали проектну пропускну здатність ділянки газопроводу Q_{np} . За формулою (2) обчислювали значення числа Рейнольдса Re_{np} . За формулою (3) визначали коефіцієнт гідравлічного опору λ_{np} , що відповідає нормативній шорсткості $k_{enp} = 0,03$ мм і числу Рейнольдса Re_{np} . За тією ж формулою знаходили наближене зна-

чення коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda_{\phi o}$ за фактичного значення шорсткості труби k_e і числа Рейнольдса Re_{np} . Визначали наближене значення коефіцієнта гідравлічної ефективності за формулою

$$E_o = \sqrt{\frac{\lambda_{np}}{\lambda_{\phi o}}} \quad (10)$$

Обчислювали наближене значення скоригованої витрати газу на ділянці газопроводу

$$Q_{\phi o} = Q_{np} E_o \quad (11)$$

За формулою (2) обчислювали значення число Рейнольдса Re_{ϕ} , що відповідає витраті газу $Q_{\phi o}$. За формулою (3) знаходили коефіцієнт гідравлічного опору λ_{ϕ} , що відповідає числу Рейнольдса Re_{ϕ} . За формулою (10) визначали уточнене значення коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу E . Якщо різниця наближеного і уточненого значень коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу перевищувала необхідну точність обчислень ε

$$|E - E_o| > \varepsilon,$$

то приймали

Таблиця 5 – Гідравлічна ефективність ділянки газопроводу діаметром DN 1400 за різних значень шорсткості поверхні труби (коефіцієнт гідравлічного опору обчислено за нормативною формулою)

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Значення коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу за витрати газу, млн м ³ /д					
	15	20	30	40	65	90
0,03	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,05	0,961	0,959	0,956	0,955	0,953	0,952
0,10	0,905	0,901	0,897	0,895	0,892	0,890
0,20	0,850	0,845	0,839	0,837	0,833	0,832
0,30	0,817	0,812	0,807	0,804	0,800	0,799

Таблиця 6 – Гідравлічна ефективність ділянки газопроводу діаметром DN 500 за різних значень шорсткості поверхні труби (коефіцієнт гідравлічного опору обчислено за нормативною формулою)

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Значення коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу за витрати газу, млн м ³ /д				
	2	4	6	8	10
0,03	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
0,05	0,961	0,956	0,955	0,954	0,953
0,10	0,906	0,897	0,894	0,892	0,891
0,20	0,850	0,840	0,836	0,834	0,832
0,30	0,818	0,807	0,803	0,801	0,800

$$E_o = E$$

і ітерації повторювали до досягнення заданої точності обчислень.

Наведений алгоритм реалізований у комп'ютерній програмі. Результати визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу діаметром DN 1400 і DN 500 наведено у таблицях 5 і 6.

Аналіз даних таблиць 5 і 6 засвідчив, що величина коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу за конкретного значення абсолютної еквівалентної шорсткості поверхні труб практично не залежить від діаметра труби та незначно залежить від витрати газу у газопроводі.

Опрацювання даних таблиць 5 і 6 дало можливість запропонувати аналітичну залежність коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки газопроводу від величини абсолютної еквівалентної шорсткості поверхні труби (мм). Вірогідність апроксимації математичної моделі становить 0,99 для діапазону шорсткості від 0,03 мм до 0,3 мм.

$$E = -12,84 \cdot k_e^3 + 8,880 \cdot k_e^2 - 2,333 \cdot k_e + 1,054. \quad (12)$$

У процесі експлуатації часто необхідно оцінити вплив підвищеної шорсткості труб не на окрему лінійну ділянку, а на магістральний газопровід загалом. У такій постановці задачі потрібно розглядати компресорні станції,

оснащені відцентровими нагнітачами з газотурбінним приводом, і лінійну частину газопроводу як взаємопов'язану газодинамічну систему.

Для вирішення задачі на базі наших попередніх розробок [8, 9, 10], створено математичну модель газопроводу як газодинамічної системи, яка включає такі елементи:

- блок розрахунку фізико-хімічних властивостей природного газу;
- блок математичного моделювання газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів з газотурбінним приводом;
- блок розрахунку наявної потужності з урахуванням сезонних чинників;
- блок розрахунку режиму роботи КС з урахуванням технологічних обмежень тиску і витрати газу;
- блок газодинамічного розрахунку лінійної частини з урахуванням фактичної шорсткості поверхні труби;
- блок розрахунку витрат газу на власні потреби.

Метод розрахунку реалізовано у комп'ютерній програмі, яка дає можливість прогнозувати пропускну здатність та енергоефективність експлуатації газопроводу за конкретного значення шорсткості труби.

Для характеристики енергоефективності експлуатації газопроводу введений такий показник:

Таблиця 7 – Результати розрахунку пропускної здатності та енергоефективності експлуатації ділянки газопроводу «Союз» за різних значень шорсткості труби

Абсолютна еквівалентна шорсткість, мм	Пропускна здатність, млн м ³ /д	Коефіцієнт гідравлічної ефективності	Енергоефективність експлуатації газопроводу, кДж/(м ³ ·км)
0,03	47,03	1,000	0,666
0,05	46,13	0,981	0,679
0,10	44,84	0,953	0,699
0,15	44,03	0,936	0,711
0,20	43,46	0,924	0,721
0,25	43,03	0,915	0,728
0,30	42,65	0,907	0,735

$$W = \frac{Q_{en} \cdot Q_{рн}}{Q_{ф} \cdot L}, \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{км}), \quad (13)$$

де Q_{en} - витрати газу на власні потреби, які включають витрати паливного газу та витрати газу на технологічні потреби і технічні втрати КС і лінійної частини газопроводу;

$Q_{рн}$ - нижча об'ємна теплота згорання природного газу за стандартних умов;

$Q_{ф}$ - фактична витрата газу за стандартних умов.

Об'єктом апробації методики вибрано одну із ділянок газопроводу «Союз» з внутрішнім діаметром 1,387 м і довжиною 239 км. КС оснащена нагнітачами КЛАРК 655 Р2 фірми «ДЕМАГ». Номінальні параметри зазначеного ГПА такі: потужність - 10 МВт, продуктивність за стандартних умов - 18,7 млн м³/д. Досліджувався випадок неповного завантаження газопроводу, за якого на КС працюють паралельно два ГПА. Пропускна здатність ділянки газопроводу визначалась за літніх умов експлуатації, що відповідають температурі повітря 18 °С і температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу 17 °С.

Результати розрахунку пропускної здатності та енергоефективності експлуатації ділянки газопроводу «Союз» за різних значень шорсткості труби наведено у таблиці 7.

Результати визначення гідравлічної ефективності системи КС - лінійна ділянка газопроводу не відповідають даним таблиці 5. Це пояснюється тим, що у процесі спільної роботи газодинамічної системи відцентрові нагнітачі - газопровід при зростанні шорсткості поверхні труби не виконується умова сталої різниці квадратів тисків газу на початку і у кінці ділянки газопроводу. Змінюється режим роботи відцентрових нагнітачів, вони надають у систему додаткову енергію у вигляді підвищеного тиску газу, що частково компенсує зростання гідравлічного опору лінійної частини газопроводу.

Висновки

1. На базі газодинамічних рівнянь усталеного руху газу встановлено вплив підвищеної шорсткості поверхні труб на гідродинамічну енерговитратність, режимні та енергетичні параметри експлуатації газопроводу. Це створює можливості для об'єктивного оцінювання стану внутрішньої поверхні газопроводів з тривалим терміном експлуатації та підвищує ефективність робіт з їх очищення.

2. Встановлено, що залежність енергетичного параметра ділянки газопроводу від абсолютної еквівалентної шорсткості труб за сталої витрати газу з вірогідністю апроксимації 0,997 можна описати поліноміальними функціями третього порядку. У випадку збільшення абсолютної еквівалентної шорсткості труб від 0,03 до 0,3 мм гідродинамічна енерговитратність ділянки газопроводу незалежно від діаметра зростає в 1,5 рази.

3. За незмінної різниці квадратів початкового і кінцевого тисків газу на ділянці газопроводу зниження значення коефіцієнта гідравлічної ефективності при зростанні шорсткості труби практично не залежить від діаметра та витрати газу. Запропонована математична модель дає змогу з вірогідністю апроксимації 0,99 прогнозувати величину зазначеного коефіцієнта у діапазоні шорсткості від 0,03 мм до 0,3 мм.

4. Розроблено методику, що дає змогу прогнозувати вплив фактичної шорсткості труб на пропускну здатність та енергоефективність експлуатації газопроводу. Методика базується на методологічному підході, за якого компресорна станція і лінійна частина газопроводу розглядаються як взаємопов'язана газодинамічна система.

5. Методику застосовано для прогнозування режимних та енергетичних параметрів експлуатації ділянки газопроводу «Союз». Встановлено, що для розглянутого випадку експлуатації конкретного газопроводу збільшення абсо-

лютної шорсткості поверхні труби до 0,2 мм спричинить зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності на 7,6 % та зниження енергоефективності транспортування газу на 8,2 %.

Література

1. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы: ОНТП 51-1-85. ВНИИЭгазпром, 1986.
2. Рибіцький І. В., Трофімчук В. І., Карпаш М. О. Основні чинники енергоємності газотранспортної системи України та роль управлінських заходів для їх зменшення. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. 2017. № 4(65). С.21-25.
3. Дорошенко Я. В., Запукхляк В. Б., Дорошенко Ю. І., Запукхляк Н. М. Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магістральних газопроводів. *Нафтогазова галузь України*. 2017. № 5. С. 25-28.
4. Грудз В. Я., Слободян Н. Б. Підвищення ефективності очищення газопроводів від рідинних забруднень. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. 2019. № 2(71). С. 49-54.
5. Грудз В. Я., Слободян Н. Б. Оптимальна періодичність очистки газотранспортних систем. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. 2019. № 4(73). С. 85-90.
6. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Братах М. І., Філіпчук О. О. Обґрунтування оптимальних методів очищення газопроводів від різних структур газорідинних потоків. *Technology audit and production reserves*. 2019. № 1/2 (45). С. 21-30.
7. Сальников С. Ю., Щуровский В. А., Простокишин В. М. О гидравлической эффективности магистральных газопроводов большого диаметра. *Вести газовой науки*. 2018. № 2(34). С. 28-35.
8. Середиук М. Д., Грудз В. Я. Шляхи підвищення ефективності та зменшення енерговитратності процесів транспортування та зберігання нафти і газу. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 2 (3). С. 24-31.
9. Середиук М. Д., Лісафін Д. В. Визначення пропускної здатності складних газо транспортних систем. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2004. № 3(9). С. 69-78.
10. Середиук М. Д., Ганжа М. Є. Вибір енергоефективних режимів експлуатації магістральних газопроводів за їх неповного завантаження. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. 2017. №1 (42). С. 67-72.

References

1. Obschesoyuznyie normyi tehnologicheskogo proektirovaniya. Magistralnyie truboprovodyi. Chast 1. Gazoprovodyi: ONTP 51-1-85. VNIIEgazprom, 1986. [in Russian]
2. Rybitskyi I. V., Trofimchuk V. I., Karpash M. O. Osnovni chynnyky enerhoiemnosti hazotransportnoi systemy Ukrainy ta rol upravlynskykh zakhodiv dlia yikh zmeshennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovyshch*. 2017. No 4(65). P. 21-25. [in Ukrainian]
3. Doroshenko Ya. V., Zapukhliak V. B., Doroshenko Yu. I., Zapukhliak N. M. Doslidzhennia fizychnoi kartyny rukhu hazovykh potokiv vidvodamy mahistralnykh hazoprovodiv. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2017. No 5. P. 25-28. [in Ukrainian]
4. Hrudz V. Ya., Slobodian N. B. Pidvyshchennia efektyvnosti ochyshchennia hazoprovodiv vid ridynnykh zabrudnen. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovyshch*. 2019. No 2(71). P. 49-54. [in Ukrainian]
5. Hrudz V. Ya., Slobodian N. B. Optymalna periodychnist ochystky hazotransportnykh system. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovyshch*. 2019. No 4(73). P. 85-90. [in Ukrainian]
6. Horin P. V., Tymkiv D. F., Bratakh M. I., Filipchuk O. O. Obgruntuvannia optymalnykh metodiv ochyshchennia hazoprovodiv vid riznykh struktur hazoridynnykh potokiv. *Technology audit and production reserves*. 2019. No 1/2 (45). P. 21-30. [in Ukrainian]
7. Salnikov S. Yu., Schurovskiy V. A., Prostokishin V. M. O gidravlicheskoj effektivnosti magistralnykh gazoprovodov bolshogo diametra. *Vesti gazovoy nauki*. 2018. No 2(34). P. 28-35. [in Russian]
8. Serediuk M. D., Hrudz V. Ya. Shliakhy pidvyshchennia efektyvnosti ta zmeshennia enerhovytratnosti protsesiv transportuvannia ta zberihannia nafty i hazu. *Naftohazova enerhetyka*. 2007. No 2 (3). P. 24-31. [in Ukrainian]
9. Serediuk M. D., Lisafin D. V. Vyznachennia propusknoi zdatnosti skladnykh hazotransportnykh system. *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*. 2004. No 3(9). P. 69-78. [in Ukrainian]
10. Serediuk M. D., Hanzha M. Ye. Vybir enerhoefektyvnykh rezhymiv ekspluatatsii mahistralnykh hazoprovodiv za yikh nepovnoho zavantazhennia. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh ta hazovykh rodovyshch*. 2017. No 1 (42). P. 67-72. [in Ukrainian]