

Рисунок 1 — Графіки залежностей градієнта гідравлічних втрат на тертя в НКТ полімерно-емульсійного розчину від витрати для різних типорозмірів труб

ристик. Після порівняння з фактичними даними отримано задовільне співпадання результатів.

Таким чином, ми отримали схему контролю гідравлічних втрат тиску на тертя рідини в НКТ, за якою, знаючи реологічні характеристики помпованих рідин і за наявності поточних даних проведення процесу в часі, можна в кожний момент часу здійснювати контроль за гідравлічними втратами по НКТ.

Література

1. "MFRAC-II" Hydraulic Fracturing Simulator USA Meyer & Associated, Inc., 1994.
2. Качмар Ю.Д., Григораш В.В. Кісіль І.С. Розробка методологічних підходів для контролю і аналізу процесу гідравлічного розриву пласта // Методи та прилади контролю якості. – 2002. – №8. – С. 94-96.
3. "The Reology of oil-well drilling fluids" American petroleum institute, USA, 1989.

УДК 622.692.4

РОЗРАХУНОК ПОВНОГО КОЕФІЦІЄНТА ТЕПЛОВІДДАЧІ ВІД НАФТИ В НАВКОЛИШНЄ СЕРЕДОВИЩЕ ДЛЯ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ

В.Т.Болонний

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
тел. (03422) 42166, e-mail: tzng@ifdtung.if.ua

Предлагается методика и программное обеспечение для определения полного коэффициента теплопередачи от нефти в окружающую среду для подземных и надземных участков неизолированного нефтепровода при перекачке высоковязкой нефти.

The methods and the software environment for determining of full coefficient of heat transmission from oil to environment were proposed at this article. Such work was done for underground and overhead oil pipelines during pumping of high-viscosity oil.

Повний коефіцієнт тепловіддачі від нафти в навколишнє середовище – це комплексний параметр, який значною мірою визначає теплові втрати під час транспортування попередньо підігрітих рідин, величину гідравлічних втрат і режим роботи неізотермічного нафтопроводу загалом.

У загальному випадку величина повного коефіцієнта тепловіддачі залежить від десятків факторів: фізико-хімічних властивостей нафти, теплофізичних властивостей навколишнього середовища, геометричних параметрів трубопроводу, способу його прокладання, ха-

рактистичних теплової ізоляції трубопроводу, режиму руху нафти по нафтопроводу тощо [1,2,3].

Загальний аналітичний вираз для повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, що оточує нафтопровід, має такий вигляд [3]:

$$\frac{1}{kD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \frac{\ln \frac{D_3}{D}}{2\lambda_c} + \frac{\ln \frac{D_{i3}}{D_3}}{2\lambda_{i3}} + \frac{1}{\alpha_2 D_3}, \quad (1)$$

де: α_1 – внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби;

D – внутрішній діаметр нафтопроводу;

D_3 – зовнішній діаметр нафтопроводу;

D_{i3} – зовнішній діаметр теплової ізоляції;

λ_c – коефіцієнт теплопровідності металу труби;

λ_{i3} – коефіцієнт теплопровідності теплової ізоляції;

α_2 – зовнішній коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні труби (від теплової ізоляції) у навколишнє середовище.

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні труби може бути визначений за критеріальними рівняннями залежно від режиму руху нафти по нафтопроводу. Критерій Нусельта обчислюється за формулами:

при $Re_{cp} < 2000$ (ламінальний режим)

$$Nu_1 = 0,17 Re_{cp}^{0,33} Pr_{cp}^{0,43} Gr^{0,1} \left(\frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (2)$$

при $Re_{cp} > 10000$ (турбулентний режим)

$$Nu_1 = 0,021 Re_{cp}^{0,8} Pr_{cp}^{0,43} \left(\frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (3)$$

де cp, cm – індекси, які вказують, що параметр обчислюється за середньої температури нафти t_{cp} і стінки трубопроводу t_{cm} відповідно;

Re – число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q}{\pi D v}; \quad (4)$$

Pr – критерій Прандтля

$$Pr = \frac{vc\rho}{\lambda}; \quad (5)$$

Gr – критерій Грасгофа

$$Gr = \frac{D^3 (t_{cp} - t_{cm}) g \beta_n}{\nu^2}; \quad (6)$$

Q – витрата нафти в нафтопроводі;

ν – кінематична в'язкість нафти;

c – теплоємність нафти;

λ – теплопровідність нафти;

β_n – коефіцієнт об'ємного розширення нафти.

Для зведення фізичних властивостей нафти до необхідної температури використовуємо такі математичні моделі:

$$\rho = \rho_{20} - \xi(t - 20), \quad (7)$$

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39 \cdot t), \quad (8)$$

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{20}} (1 - 0,00054 \cdot t), \quad (9)$$

$$v = a_1 \exp\left(\frac{b_1}{t - c_1}\right), \quad (10)$$

де: ρ_{20} – густина нафти за температури 20°C;

ξ – температурна поправка густини нафти

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \rho_{20}, \quad (11)$$

a_1, b_1, c_1 – коефіцієнти математичної моделі в'язкісно-температурної залежності нафти, які визначаються за результатами дослідних вимірювань в'язкості за різних температур.

Якщо перепоповування нафти відбувається за температур, нижчих за температуру початку кристалізації парафіну, то знаходимо зведену теплоємність нафти з урахуванням прихованої теплоти кристалізації парафіну

$$c_{зв} = c + \frac{\varepsilon_n \lambda_n}{t_{nn} - t_{зас}}, \quad (12)$$

де: ε_n – частка парафіну у нафті;

λ_n – прихована теплота кристалізації парафіну;

t_{nn} – температура початку кристалізації парафіну;

$t_{зас}$ – температура застигання нафти.

Розрахунок внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі незалежно від способу прокладання нафтопроводу проводимо у такій послідовності.

Задаємося значенням середньої температури нафти у нафтопроводі t_{cp} . За формулами (7)-(12) знаходимо фізичні властивості нафти за середньої температури нафти

$\rho_{cp}, c_{cp}, c_{cpзв}, \lambda_{cp}, \nu_{cp}$.

Як перше наближення задаємо середню температуру зовнішньої стінки трубопроводу за умови

$$t_{cm} = t_{cp} - 3. \quad (13)$$

За формулами (7)-(12) знаходимо фізичні властивості нафти за середньої температури стінки труби $\rho_{cm}, c_{cm}, c_{cmзв}, \lambda_{cm}, \nu_{cm}$.

Використовуючи формули (4)-(6), обчислюємо число Рейнольдса за середньої температури нафти Re_{cp} , критерій Прандтля за середньої температури нафти Pr_{cp} і середньої температури стінки Pr_{cm} , а на ламинальному режимі

руху нафти — додатково критерій Грасгофа Gr .

Залежно від величини числа Рейнольдса за формулою (2) або (3) знаходимо величину критерію Нусельта Nu_1 . Якщо число Рейнольдса більше за 2000 і при цьому менше за 10000, то за кінцеву величину критерію Нусельта приймаємо середнє арифметичне від значень, одержаних за формулами (2) і (3).

Визначаємо величину внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_{cp}}{D} \quad (14)$$

Більша частина нафтопроводу прокладена підземно у ґрунт. При підземному укладанні ділянки трубопроводу зовнішній коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої стінки труби (теплової ізоляції) в навколишнє середовище обчислюємо за формулою [3]

$$\alpha_2 = \frac{4\lambda_{zp}}{D_3 \left[\ln \left(\frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) + \frac{32h_o \lambda_{zp}}{\alpha_o \left(\frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) D_3^2} \right]}, \quad (15)$$

де: λ_{zp} — коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані;
 h_o — глибина залягання осі нафтопроводу;
 α_o — коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в повітря, $\alpha_o = 10-18$ Вт/(м² °С).

Для ділянок трубопроводу, які прокладені надземно, для знаходження зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі спочатку визначається коефіцієнт тепловіддачі вимушеної конвекції за такою формулою [3]:

$$\alpha_{2k} = C_k \frac{\lambda_{нов}}{D_\phi} Re_{нов}^{nk}, \quad (16)$$

де: C_k, nk — емпіричні коефіцієнти, значення яких залежать від режиму руху повітря при $Re_{нов} < 80$

$$C_k = 0,81; \quad nk = 0,4;$$

при $80 < Re_{нов} < 5000$

$$C_k = 0,625; \quad nk = 0,46;$$

при $5000 < Re_{нов} < 50000$

$$C_k = 0,197; \quad nk = 0,6;$$

при $Re_{нов} > 50000$

$$C_k = 0,023; \quad nk = 0,8;$$

$\lambda_{нов}$ — коефіцієнт теплопровідності повітря

$$\lambda_{нов} = 6 \cdot 10^{-10} t_{нов}^3 + 1 \cdot 10^{-9} t_{нов}^2 + 8 \cdot 10^{-5} t_{нов} + 0,0244 \quad \text{Вт/м}^2\text{°С}; \quad (17)$$

D_ϕ — діаметр сталевого футляра, всередині якого розміщена надземна ділянка трубопроводу з тепловою ізоляцією діаметром D_{i3} ;

$Re_{нов}$ — число Рейнольдса для потоку повітря, що обдуває надземну ділянку нафтопроводу

$$Re_{нов} = \frac{w_{нов} D_\phi}{\nu_{нов}}, \quad (18)$$

$w_{нов}$ — середня швидкість вітру в районі проходження надземної ділянки трубопроводу;

$\nu_{нов}$ — кінематична в'язкість повітря за розрахункової температури

$$\nu_{нов} = (7 \cdot 10^{-6} t_{нов}^2 + 0,0938 t_{нов} + 12,225) \cdot 10^{-6}, \quad \text{м}^2/\text{с}. \quad (19)$$

Знаходимо коефіцієнт тепловіддачі від труби у повітря радіацією

$$\alpha_{2p} = \frac{\varepsilon_u C_s}{t_{cm} - t_{нов}} \left[\left(\frac{t_{cm} + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_{нов} + 273}{100} \right)^4 \right], \quad (20)$$

де: ε_u — ступінь чорноти поверхні трубопроводу (футляра);

C_s — стала Планка, $C_s = 5,77$ Вт/(м²град³);

$t_{нов}$ — середня температура повітря для періоду, що розглядається.

Зовнішній коефіцієнт тепловіддачі при надземному прокладанні трубопроводу дорівнює сумі коефіцієнтів тепловіддачі конвекцією і коефіцієнта тепловіддачі радіацією

$$\alpha_2 = \alpha_{2k} + \alpha_{2p}. \quad (21)$$

Використовуючи рівняння теплового балансу, знаходимо розрахункове значення середньої температури стінки труби за формулою

$$t_{cm p} = \frac{t_o + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} t_{cp}}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}. \quad (22)$$

Якщо розраховане значення температури стінки труби відрізняється від наперед заданого більше, ніж на необхідну точність розрахунку, то приймаємо

$$t_{cm} = t_{cm p}, \quad (23)$$

і розрахунки повторюємо, починаючи з визначення фізичних властивостей нафти при зміненому значенні середньої температури стінки труби.

Після визначення значень внутрішнього і зовнішнього коефіцієнтів тепловіддачі незалежно від способу прокладання нафтопроводу за формулою (1) обчислюється повний коефіцієнт тепловіддачі від нафти в навколишнє середовище. При відсутності теплової ізоляції у формулі (1) слід покласти

$$D_{i3} = D_3. \quad (24)$$

Описаний вище алгоритм нами реалізований у програмі **TERMO**, яка дає можливість реалізувати метод ітерацій і обчислити повний коефіцієнт тепловіддачі для підземних і надземних ділянок неізотермічного нафтопроводу.

З метою дослідження впливу низки факторів на величину повного коефіцієнта тепловіддачі нами проведено багатоваріантні розрахунки за програмою **TERMO** для умов перепомповування долиньської нафти по нафтопроводу.

Вихідні дані для розрахунків:

внутрішній діаметр трубопроводу

$$D = 0,2555 \text{ м};$$

зовнішній діаметр трубопроводу

$$D_3 = 0,273 \text{ м};$$

діаметр сталевго футляра на надземних

$$\text{ділянках } D_{\phi} = 0,53 \text{ м};$$

зовнішній діаметр теплової ізоляції

$$D_{iz} = 0,353 \text{ м};$$

глибина залягання осі трубопроводу

$$h_o = 1,1 \text{ м};$$

температура ґрунту на глибині укладання

$$\text{трубопроводу } t_o = 3^{\circ}\text{C};$$

розрахункова температура повітря

$$t_{nov} = -29^{\circ}\text{C};$$

коефіцієнт теплопровідності ґрунту

$$\lambda_{cp} = (1-2) \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)};$$

витрата нафти в нафтопроводі

$$Q_2 = (160 - 240) \text{ м}^3/\text{год};$$

ступінь чорноти поверхні теплової ізоляції

$$\varepsilon_q = 0,65;$$

коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту

$$\text{в повітря } \alpha_o = 18 \text{ Вт/(м}^2\text{ }^{\circ}\text{C)};$$

коефіцієнт теплопровідності металу труби

$$\lambda_c = 58 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)};$$

коефіцієнт теплопровідності теплової ізоляції $\lambda_{iz} = 0,058 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)}$;

фізичні властивості долиньської нафти (за результатами експериментальних досліджень, виконаних нами у квітні 2003 року):

густина нафти при 20°C

$$\rho_{20} = 841,4 \text{ кг/м}^3; \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)};$$

коефіцієнт об'ємного розширення нафти

$$\beta_n = 0,000841 \text{ 1}^{\circ}\text{C};$$

коефіцієнти в'язкісно-температурної залежності нафти $a_1 = 2,972 \cdot 10^{-6}$;

$$b_1 = 8,158; c_1 = 19,96;$$

вміст парафіну у нафті $\varepsilon_n = 0,082\%$;

температура початку кристалізації

$$\text{парафіну } t_{nm} = 50^{\circ}\text{C};$$

температура застигання нафти $t_{zac} = 22^{\circ}\text{C}$;

прихована теплота кристалізації парафіну

$$\chi_n = 23 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг};$$

ступінь чорноти поверхні надземної

$$\text{ділянки } \varepsilon_q = 0,65;$$

середня швидкість вітру в районі надземної

$$\text{ділянки } w_{nov} = 10 \text{ м/с.}$$

Дослідження проводимо спочатку для підземної ділянки нафтопроводу для екстремальних зимових умов перепомповування нафти.

Задаємося низкою значень середньої температури потоку нафти t_{cp} . Для кожного значення t_{cp} задаємося послідовно значеннями

коефіцієнта теплопровідності ґрунту у діапазоні від $1 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)}$ до $2 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{C)}$. Для кожного значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту за програмою **TERMO** визначаємо коефіцієнти тепловіддачі, середню температуру стінки труби і повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище для різних значень витрати нафти у діапазоні від 160 до $240 \text{ м}^3/\text{год}$.

За даними багатоваріантних обчислень будемо графік залежності внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі α_1 від нафти до стінки труби від числа Рейнольдса для діапазону режимів експлуатації нафтопроводу. Виконуємо математичне моделювання одержаної графічної залежності (рисунок 1). У результаті одержуємо такий тричленний поліном:

$$\alpha_1 = 120,16 + 0,0117 Re_{cp} - 2 \cdot 10^{-7} Re_{cp}^2 + 1 \cdot 10^{-12} Re_{cp}^3. \quad (25)$$

Будемо залежність повного коефіцієнта тепловіддачі від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту для діапазону фактичних режимів експлуатації нафтопроводу і виконуємо математичне моделювання одержаної графічної залежності (рисунок 2). У результаті одержуємо таку лінійну залежність:

$$k = 0,1368 + 2,6155 \lambda_{cp}. \quad (26)$$

Як показали наші дослідження, практично таку саму точність забезпечує наближена формула для визначення повного коефіцієнта тепловіддачі за величиною зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі

$$k = \frac{D_3}{D} \alpha_2. \quad (27)$$

Аналогічні дослідження проведено також для надземних ділянок неізотермічного нафтопроводу. Надземні ділянки мають теплову ізоляцію зі скловолокна і прокладені у сталевому футлярі з діаметром більшим, ніж зовнішній діаметр теплової ізоляції. Основним температурним фактором, який визначає теплові втрати на надземних ділянках нафтопроводу, є температура повітря. Розрахунки проведено для низки середніх температур потоку нафти за мінімальної температури повітря у районі проходження нафтопроводу $t_{nov} = -29^{\circ}\text{C}$. У результаті одержано, що за вказаних умов на надземних ділянках, незалежно від режиму роботи нафтопроводу, повний коефіцієнт тепловіддачі від нафти до повітря є сталою величиною і дорівнює $k = 0,96 \text{ Вт/(м}^2\text{ }^{\circ}\text{C)}$. Ця величина у кілька разів менша за коефіцієнт тепловіддачі на підземних ділянках неізотермічного нафтопроводу. Таким чином, якщо теплова ізоляція зі

скловолока на надземних переходах має проектну товщину і знаходиться у сухому стані, то надземні ділянки не призводять до збільшення теплових втрат і не повинні негативно впливати на теплогідрравлічний режим роботи нафтопроводу.

воду для перепомповування високов'язких застигаючих нафт.

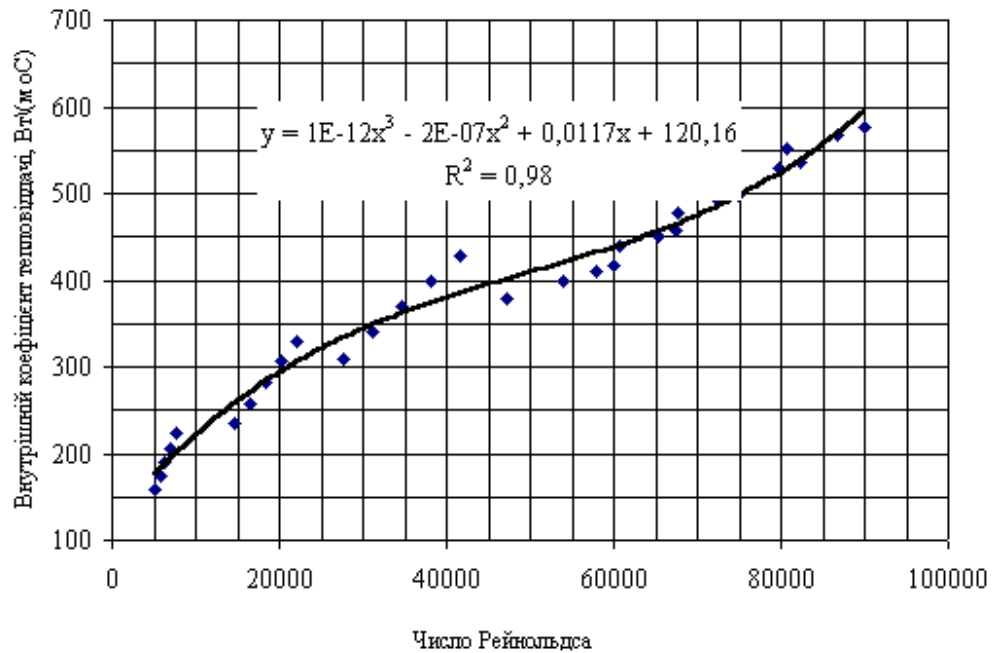


Рисунок 1 — Залежність внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від числа Рейнольдса для умов перепомповування долинської нафти по нафтопроводу

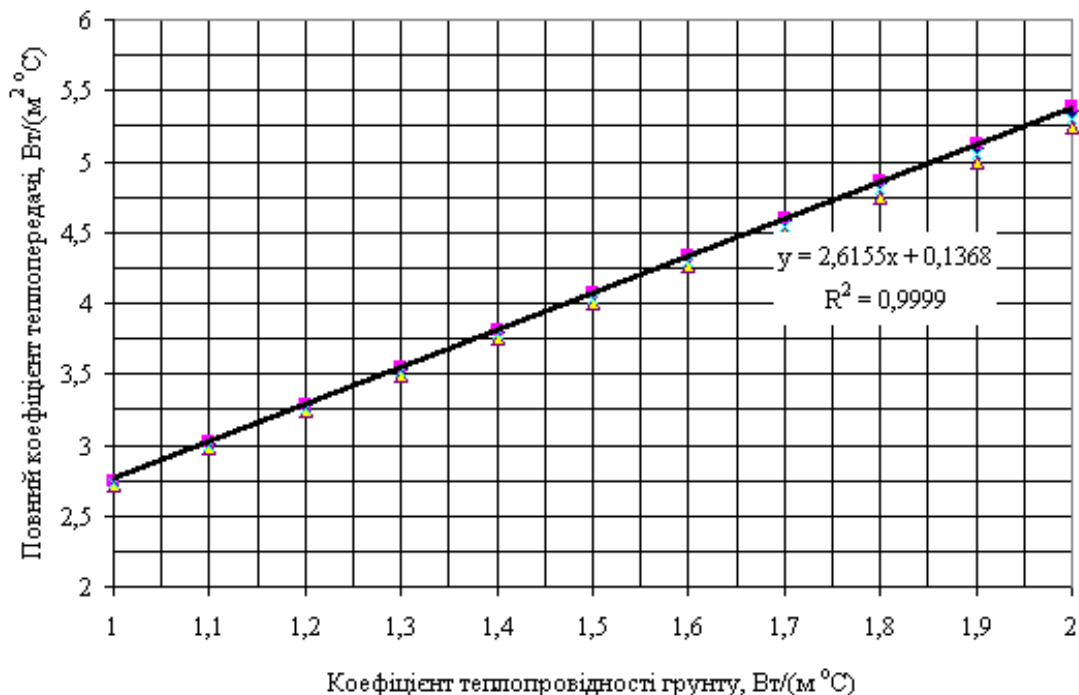


Рисунок 2 — Залежність повного коефіцієнта тепловіддачі від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту для умов перепомповування долинської нафти по нафтопроводу

Результати досліджень і одержані математичні моделі для повного коефіцієнта тепловіддачі від нафти в навколишнє середовище нами використані у розробці методик теплогідрравлічних розрахунків неізотермічного нафтопро-

Література

1. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.

2. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.

3. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Не-

ги газу, який експортується, так і для забезпечення надійності і безаварійності експлуатації газопроводів та всього газового господарства є актуальною задачею.

Існуючі методи контролю кількості зрід-

УДК 622.691.4.01

РОЗРОБКА УТОЧНЕНОГО АЛГОРИТМУ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ КІЛЬКОСТІ ЗРІДЖЕНОЇ ВОЛОГИ В МІСЦЯХ ЗМІШУВАННЯ ГАЗОВИХ ПОТОКІВ

І.А.Гордієнко

ДП “Укртрансгаз”, 01021, Київ-21, Кловський узвіз, 9/1

Разработан уточненный алгоритм расчета количества ожиженной влаги в местах смешивания газовых потоков, который базируется на аппарате аппроксимации экспериментальных зависимостей, которые входят в расчетные формулы, функцией степенного вида с использованием метода наименьших квадратов. Проведена оценка влияния указанной процедуры на точность определения количества влаги в исследуемых объектах

The modified algorithm for liquefied humidity quantity calculation in the points of gas streams mixing is designed based on the approximation procedure for the experimental coefficients using least squares methods for the exponential function. The influence of such procedure on the humidity quantity definition accuracy in tested objects is estimated.

дра, 1982. – 294 с.

Аналіз якісних показників газу, що видобувається з родовищ і випомповується з підземних сховищ газу в Україні показує, що його вологість значно перевищує вологість газу, який імпортується з Росії, а потім експортується до країн Західної Європи. Надходячи в експортний газопровід, вологий газ змішується з сухим, у результаті чого точка роси вологи в цьому газопроводі підвищується. Характерне значення кількості вологого газу становить близько 10% від кількості газу, що експортується. Оцінка зміни точки роси в експортному газопроводі при надходженні такої кількості вологого газу, яка проведена згідно з ГОСТ 20060 показує, що точка роси може підвищуватись приблизно на 5°C.

Однак такий розрахунок не завжди дає правильний результат, оскільки можлива ситуація коли в потоці вологого газу окрім пари міститься ще й волога у зрідженому стані. Наявність зрідженої вологи призводить до додаткового підвищення точки роси в експортному газопроводі. Можливі також випадки, коли зріджена волога поступово накопичується в понижений ділянці рельєфу в газопроводі, що віддає газ, а потім у значній кількості виплескується і надходить в експортний газопровід, значно підвищуючи в ньому точку роси вологи.

Наявність зрідженої вологи в газопроводі може крім того призводити до гідратуутворення. Виникає також небезпека виплесків рідини при використанні газу споживачами, які підключені до газопроводів, що транспортують газ із родовищ та підземних сховищ.

Таким чином, своєчасне виявлення зрідженої вологи необхідне як для стабільного виконання контрактних умов щодо точки роси воло-

женої вологи в місцях змішування газових потоків [1] базуються на експериментально встановлених залежностях між точкою роси та вологістю газу, при цьому оцінюються як кількість зрідженої вологи, так і похибка оцінки цієї кількості.

Вологість газу W виражається через його точку роси за формулою:

$$W = 1,0332 \frac{A(t)}{P} + B(t), \quad (1)$$

де: P – тиск газу;

$A(t), B(t)$ – експериментально визначені функції [1].

Якщо всі точки роси зведені до тиску 40 кгс/см², то формула (1) може бути записана у вигляді

$$W = 0,0258 A(t) + B(t), \quad (2)$$

де t – точка роси, °C.

При цьому алгоритм розрахунків кількості зрідженої вологи в місцях змішування газових потоків, описаний в [1], передбачає лінійну інтерполяцію для знаходження значень функції $A(t)$ та $B(t)$ та їх похідних у точках роси, які не є вузловими.

Під час аналізу експериментальних залежностей $A(t)$ та $B(t)$ встановлено їх лінійний характер, тому проведемо дослідження, пов'язані з впливом способу задання функцій $A(t)$ і $B(t)$ та їх перших похідних за змінною t на похибку оцінки кількості зрідженої вологи в трубопроводі. Порівняння проводились з результатами оцінки похибки за відомою методикою [1].