

5. Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления // Нефтяное хоз-во. – 1992. – Вып.10. – С.30-31.

6. DRA increases Indonesia pipeline capacity to allow accelerated field production // Oil & Gas Journal / Sept.30, 2002. – P.82-90.

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ГІДРАВЛІЧНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ

М.Д.Середюк, В.Т.Болонний

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

Предложены методика и программа для исследования особенностей гидравлической характеристики неизоотермического нефтепровода при перекачивании жидкостей, обладающих ньютоновскими свойствами.

Methods and software for investigation of non-isothermal oil pipeline's hydraulic performance in the case of pumping of Newtonian liquids are presented.

Гідравлічною характеристикою нафтопроводу називають залежність загальних втрат напору (тиску) від величини витрати нафти. При перекачуванні попередньо підігрітих високов'язких рідин вигляд характеристики неізотермічного нафтопроводу суттєво відрізняється від характеристики традиційного ізотермічного нафтопроводу [1,2,3].

З метою раціонального вибору режимів роботи неізотермічного нафтопроводу, прогнозування параметрів його роботи при сезонних змінах характеристик навколишнього середовища, підвищення надійності експлуатації нафтопроводу шляхом недопущення його "замороження" доцільно розробити методику і програмне забезпечення для розрахунку характеристики неізотермічного нафтопроводу для довільних умов перекачування високов'язких і застигаючих нафт.

Одержано математичну модель гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу, реалізація якої при конкретних геометричних характеристиках трубопроводу, реологічних характеристиках нафти та параметрах навколишнього середовища дасть можливість отримати таблицю або графік залежності загальних втрат напору (тиску) від величини витрати нафти в трубопроводі.

Розглянемо випадок, коли перекачування нафти відбувається у діапазоні температур, що забезпечують з достатньою для практичних розрахунків точністю ньютонівські властивості транспортованої рідини.

Для підземних неізотермічних трубопроводів малого діаметра при виконанні умови

$$\frac{h_o}{D_3} > 2 \quad (1)$$

повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище може бути визначений за формулою

$$K = \frac{2\lambda_{zp}}{D_3 \ln \left(\frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (2)$$

де: h_o – глибина залягання осі трубопроводу;
 D_3 – зовнішній діаметр нафтопроводу;
 λ_{zp} – коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Визначаємо значення температури нафти у кінці трубопроводу, яке гарантує транспортнабельні властивості високов'язкої нафти [3]

$$t_{km} = t_{zac} + \Delta t_{pez}, \quad (3)$$

де: t_{zac} – температура застигання нафти;
 Δt_{pez} – запас для кінцевої температури нафти над температурою застигання, згідно з рекомендаціями [3] $\Delta t_{pez} = (1-5)^\circ\text{C}$.

Спочатку приймаємо, що кінцева температура нафти в трубопроводі дорівнює значенню, яке знайдене за формулою (3). Визначаємо значення безрозмірного комплексу за формулою

$$\tau = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (4)$$

де: t_n – температура нафти на початку нафтопроводу;

t_o – температура навколишнього середовища, для підземного трубопроводу це температура ґрунту на глибині укладання труби.

Обчислюємо середню температуру нафти у нафтопроводі за формулами

$$\text{якщо } \tau < 2, \text{ то } t_{cp} = 0,5(t_n + t_k), \quad (5)$$

$$\text{якщо } \tau \geq 2, \text{ то } t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln \tau}. \quad (6)$$

Знаходимо середнє значення густини та теплоємності нафти, попередньо визначивши температурну поправку для густини нафти ζ ,

$$\rho_{cp} = \rho_{20} - \zeta(t_{cp} - 20), \quad (7)$$

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 - 3,39t_{cp}), \quad (8)$$

де ρ_{20} – густина нафти при 20 °С.

Приймаємо, що процес кристалізації парафіну, який міститься у нафті, відбувається рівномірно у діапазоні температур від t_n до t_k . Тоді зведена теплоємність нафти, яка враховує приховану теплоту кристалізації парафіну, може бути обчислена за формулою [3]

$$c_{зв} - c + \frac{\varepsilon_n \chi_n}{t_n - t_k}, \quad (9)$$

де: ε_n – частка парафіну у нафті;

χ_n – прихована теплота кристалізації парафіну.

Задаємося мінімальним значенням витрати нафти в нафтопроводі у діапазоні робочих витрат

$$Q = Q_{min}. \quad (10)$$

Обчислюємо значення безрозмірного параметра Шухова з врахуванням виділення прихованої теплоти кристалізації парафіну

$$Шу = \frac{K\pi DL}{Q\rho_{cp}c_{зв}}, \quad (11)$$

де: D – внутрішній діаметр нафтопроводу;
 L – довжина нафтопроводу.

За формулою Шухова знаходимо кінцеву температуру нафти без врахування впливу тепла тертя потоку

$$t_{ko} = t_o + (t_n - t_o) \cdot \exp(-Шу). \quad (12)$$

Якщо різниця між прийнятим і розрахованим значеннями кінцевої температури нафти перевищує задану точність розрахунку ε_t

$$|t_{ko} - t_k| > \varepsilon_t, \quad (13)$$

то необхідно уточнити середню температуру нафти і фізичні властивості нафти при цій температурі. Тому приймаємо

$$t_k = t_{ko} \quad (14)$$

і розрахунки повторюємо, починаючи з формули (4).

Уточнюємо значення температури нафти у кінці трубопроводу з врахуванням тепла тертя потоку. Спочатку приймаємо

$$t_k = t_{ko}. \quad (15)$$

Визначаємо густину нафти за формулою (7) і кінематичну в'язкість нафти при кінцевій температурі

$$v_k = v_\infty \exp\left(\frac{\gamma}{t_k - \theta}\right), \quad (16)$$

де v_∞, γ, θ – коефіцієнти математичної моделі залежності кінематичної в'язкості від температури, які обчислюються за результатами експериментальних досліджень.

Знаходимо значення числа Рейнольдса при кінцевій температурі нафти

$$Re_k = \frac{4Q}{\pi D v_k}. \quad (17)$$

Вибираємо значення коефіцієнтів режиму руху нафти в узагальненій формулі Лейбензона. Якщо $Re_k < 2000$, то рух нафти відбувається при ламінарному режимі, і коефіцієнти режиму дорівнюють

$$m = 1, \beta = 4,15. \quad (18)$$

Якщо $Re_k > 2000$, то рух нафти в нафтопроводі відбувається при турбулентному режимі в зоні гідравлічно гладких труб, коефіцієнти режиму руху нафти при цьому становлять

$$m = 0,25, \beta = 0,0246. \quad (19)$$

Обчислюємо значення комплексу параметрів для врахування впливу тепла тертя потоку на теплогідравлічний режим роботи неізотермічного нафтопроводу

$$\varphi = \frac{\Delta_r \beta \rho_k Q^{3-m} g}{K \pi D^{6-m}}, \quad (20)$$

де Δ_r – поправка на неізотермічність потоку нафти по радіусу труби.

Якщо тепловий розрахунок трубопроводу проводити з врахуванням тепла тертя потоку, то необхідно врахувати таке: для кожного значення витрати нафти в неізотермічному нафтопроводі існує певне значення температури, більше за температуру ґрунту, нижче якого температура нафти не може знизитися за рахунок ефекту саморозігріву [4]. Для визначення зазначеної мінімальної температури нафти у трубопроводі t_{kmin} необхідно методом послідовних наближень розв'язати рівняння

$$t_{kmin} = t_o + \varphi k_{min} v_{kmin}^m. \quad (21)$$

де: v_{kmin} – кінематична в'язкість нафти при температурі t_{kmin} ;

φk_{min} – значення комплексу параметрів φ

при температурі t_{kmin} .

При виконанні умови

$$t_k < t_{kmin} \quad (22)$$

приймаємо

$$t_k = t_{kmin}. \quad (23)$$

З врахуванням тепла тертя потоку і схованої теплоти кристалізації парафіну температура нафти у кінці неізотермічного нафтопроводу може бути визначена із трансцендентного рівняння

$$\frac{K\pi DL}{Q\rho_{cp}c_{зв}} = \int_{t_k}^{t_n} \frac{dt}{t - t_o - \varphi\nu^m}. \quad (24)$$

Рівняння (24) може бути записане в такому вигляді:

$$\text{Шу} = I_t. \quad (25)$$

Числовим способом за методом Сімпсона знаходимо, при якому значенні кінцевої температури t_k значення визначеного інтеграла I_t дорівнює параметру Шухова. Для цього діапазон зміни температури нафти в нафтопроводі ділимо на парну кількість частин n . Для кожного значення температури t за формулами (16)-(20) знаходимо фізичні властивості нафти, число Рейнольдса, значення коефіцієнтів режиму і комплекс параметрів для врахування тепла тертя потоку. Визначаємо значення підінтегральної функції у рівнянні (24)

$$F_t = \frac{1}{t - t_o - \varphi\nu^m}. \quad (26)$$

Розраховані значення підінтегральної функції закладаємо у формулу Сімпсона та обчислюємо значення визначеного інтеграла I_t при даному значенні кінцевої температури нафти.

Далі реалізується блок уточнення кінцевої температури нафти. Якщо виконується умова

$$|I_t - \text{Шу}| > \varepsilon_1, \quad (27)$$

то збільшуємо кінцеву температуру нафти за умовою

$$t_k = t_k + \Delta t, \quad (28)$$

де: ε_1 – точність виконання температурного розрахунку нафтопроводу;

Δt – крок зміни кінцевої температури нафти в нафтопроводі.

У результаті методом послідовних наближень знаходимо кінцеву температуру нафти в нафтопроводі з врахуванням тепла тертя потоку і прихованої теплоти кристалізації парафіну.

При відомих значеннях початкової та кінцевої температур числовим способом за методом Сімпсона, який описаний вище, обчислюємо визначений інтеграл I_v , значення якого пропорційне втратам тиску від тертя в неізотермічному нафтопроводі

$$I_v = \int_{t_k}^{t_n} \frac{\beta\nu^m Q^{2-m} dt}{D^{5-m} (t - t_o - \varphi\nu^m)}. \quad (29)$$

Знаходимо втрати тиску від тертя в неізотермічному нафтопроводі

$$H_T = \frac{\Delta_r L}{\text{Шу}} I_v. \quad (30)$$

Визначаємо загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі

$$H_{заг} = 1,02H_T + \Delta z + H_k, \quad (31)$$

де: Δz – різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу;

H_k – технологічно необхідний напір нафти в кінці нафтопроводу.

У результаті знаходимо координати однієї точки гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу: витрату нафти Q і відповідні загальні втрати напору в трубопроводі $H_{заг}$.

Визначаємо напір, що створюють насоси нафтоперекачувальної станції (НПС) при заданій витраті нафти в нафтопроводі

$$H_{нс} = A_{нс} - B_{нс} Q^2, \quad (32)$$

де $A_{нс}, B_{нс}$ – коефіцієнти математичної моделі сумарної напірної характеристики насосів, що працюють на НПС.

Далі задаємося наступним значення витрати нафти у вибраному діапазоні робочих витрат і розрахунки повторюємо, починаючи з формули (4).

Даний алгоритм реалізований нами у програмі NEIZ1, яка дає можливість при відомій температурі нафти на початку неізотермічного нафтопроводу визначити кінцеву температуру нафти і загальні втрати напору з урахуванням тепла тертя потоку та прихованої теплоти кристалізації парафіну.

Програма NEIZ1 була використана нами як математична модель для дослідження впливу низки факторів на теплогідравлічний режим роботи діючого неізотермічного нафтопроводу в рамках ньютонівської моделі течії підігрітої високов'язкої нафти.

Для виконання теплогідравлічних розрахунків нафтопроводу необхідно знати залежність кінематичної в'язкості високов'язкої нафти від температури. У 2002 році нами виконані експериментальні дослідження залежності кінематичної в'язкості високов'язкої нафти від температури у діапазоні температур, що забезпечують з достатньою для практичних розрахунків точністю ньютонівські властивості зазначеної нафти. Досліди проводились в умовах акредитованої лабораторії Дрогобицького НПЗ відповідно до вимог ГОСТ 33-2000.

Результати вимірювання кінематичної в'язкості нафти використані нами як вихідні дані для математичного моделювання залежності в'язкості від температури згідно з формулою Фотеля-Фульчера-Таммана (16)

$$\nu = 1,875 \cdot 10^{-6} \exp\left(\frac{28,32}{t - 12,03}\right), \text{ м}^2/\text{с}. \quad (33)$$

На НПС для перекачування нафти встановлені два магістральні насоси типу НПС 200/700 та два підпірні насоси типу 10НД6х1. Практика свідчить, що фактичні характеристики відцентрових насосів, що тривалий час перебували в експлуатації, можуть помітно відрізнятися від характеристик, наведених у паспорті. Нехтування зазначеним фактором може призвести до неточних результатів експлуатаційних гідравлічних розрахунків, що особливо не-

безпечно при експлуатації неізотермічних нафтопроводів [5]. Тому виникла практична необхідність ідентифікації фактичних характеристик НПС з метою підвищення достовірності результатів теплогідралічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу.

В умовах виробництва єдиною базою для проведення ідентифікації характеристик насосів нафтоперекачувальних станцій є статистичні дані диспетчерської служби про параметри режимів перекачування нафти. На НПС кожні дві години вимірюються і реєструються у журналі такі параметри: тиск на вході і виході магістрального насоса, об'ємна витрата і густина транспортованої нафти.

Нами проведені дослідження з ідентифікації та математичного моделювання напірних характеристик насосного обладнання НПС. Початковими даними були диспетчерські дані про параметри режиму перекачування долинської нафти впродовж 2001 р. Для аналізу вибирались періоди роботи нафтопроводу з практично ustalеним режимом роботи. Шляхом обробки статистичних даних режимів роботи НПС за 2001 рік з використанням програми NASOS одержана така математична модель напірної характеристики станції при послідовній роботі підпірного і магістрального насосів:

$$H_{nc} = 675 - 75533Q^2. \quad (34)$$

Дана регресійна модель напірної характеристики послідовно працюючих підпірного і магістрального насосів близька до розрахункової моделі, одержаної шляхом перерахунку паспортних характеристик насосів, що свідчить про достовірність результатів.

Важливим параметром, який впливає на результати теплогідралічних розрахунків неізотермічних нафтопроводів, є коефіцієнт теплопровідності ґрунту. Згідно з експлуатаційними даними, глибина закладання нафтопроводу до верху труби становить від 0,8 до 1,2 м, при цьому трубопровід укладений переважно в суглиннистих і глинистих ґрунтах.

На сьогоднішній нафтопровід працює циклічно з тривалими зупинками. При запуску неізотермічного нафтопроводу після тривалої зупинки, коли система "трубопровід-ґрунт" перебуває у непрогрітому стані, розрахунковий коефіцієнт теплопровідності ґрунту приймається рівним коефіцієнту теплопровідності ґрунту в природному стані [6].

Коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані рекомендують визначати за формулою СибЦНИИСа

$$\lambda_{zp} = 1,16 \left[K_p^* \left(10^{-3} \rho_{zp} + 0,1\omega - 1,1 \right) - 0,1\omega \right], \quad (35)$$

де: K_p^* – коефіцієнт математичної моделі, який рівний 1,5 – для піску, 1,4 – для супіску та 1,3 – для суглинків і глин;

ω – масова вологість ґрунту, %

ρ_{zp} – густина ґрунту, кг/м^3 .

Згідно з [6] приймаємо для суглинків і глин густину ґрунту рівною $\rho_{zp} = 1300 \text{ кг/м}^3$. З врахуванням цього формула (35) для визначення коефіцієнта теплопровідності суглинків та глин залежно від величини їх вологості набуває вигляду

$$\lambda_{zp} = 0,302 + 0,0348\omega. \quad (36)$$

Залежність коефіцієнта теплопровідності суглинків та глин від величини їх вологості згідно з формулою (36) має лінійний характер. Відповідно до [6] вологість реальних ґрунтів залежно від сезону може змінюватись у діапазоні від 10 до 40 відсотків. За таких умов прогнозований діапазон зміни коефіцієнта теплопровідності ґрунту в районі проходження траси нафтопроводу становить

$$\lambda_{zpm} = 0,65 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)};$$

$$\lambda_{zpx} = 1,69 \text{ Вт/(м}^\circ\text{C)}.$$

Одержані значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту відповідають екстремальним умовам роботи нафтопроводу: перше – найбільш тепломі і сухому періоду року (липень-серпень), друге – періоду інтенсивного танення снігу (лютий-березень). Протягом більшої частини року вологість ґрунтів перебуває в діапазоні 20-30%, що спричинює зміну коефіцієнта теплопровідності суглинків і глин від 1 до 1,5 $\text{Вт/(м}^\circ\text{C)}$.

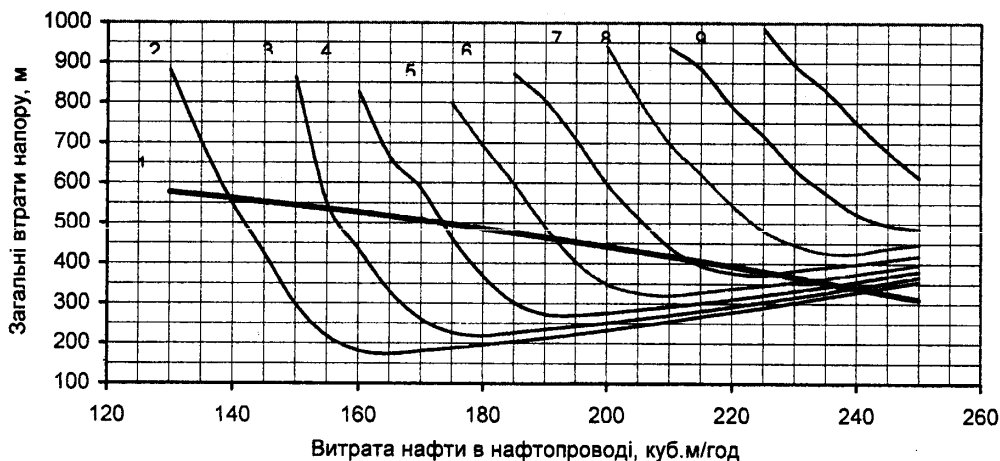
Знайдений діапазон можливої зміни коефіцієнта теплопровідності ґрунту використаний нами при проведенні теплогідралічних розрахунків діючого нафтопроводу.

Використовуючи описані вище методику і програму NEIZ1, виконуємо багатоваріантні теплогідралічні розрахунки залежності загальних втрат напору від величини витрати нафти в неізотермічному нафтопроводі. Дослідження проводимо для найбільш складного з точки зору експлуатації нафтопроводу холодного періоду року з температурою ґрунту на глибині укладання трубопроводу $t_o = 3^\circ\text{C}$. Температуру підігріву нафти приймаємо рівною $t_n = 65^\circ\text{C}$. Вміст парафіну в нафті приймаємо рівним 5%. Розрахунки проводимо для восьми значень коефіцієнта теплопровідності нафти у діапазоні від 1 до 1,7 $\text{Вт/(м}^\circ\text{C)}$.

За результатами зазначених обчислень, використовуючи Microsoft Excel, будуємо гідралічні характеристики нафтопроводу при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту (рис. 1). На рисунок наносимо також залежність напору, створеного насосами НПС, від величини витрати нафти.

Аналіз результатів побудови гідралічних характеристик неізотермічного нафтопроводу дозволив зробити такі висновки.

1. Гідралічна характеристика неізотермічного нафтопроводу має характерний перегиб, який відділяє дві зони його роботи – зону стійкої і зону нестійкої роботи. У зоні нестійкої роботи зменшення витрати нафти в нафтопро-



1 – напірна характеристика НПС, 2-9 – гідравлічна характеристика нафтопроводу при значенні коефіцієнта теплопровідності ґрунту відповідно 1; 1,1; 1,2; 1,3; 1,4; 1,5; 1,6 і 1,7 Вт/(м °С) відповідно

Рисунок 1 — Суміщена гідравлічна характеристика нафтопроводу і НПС при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту

воді спричинює помітне зростання втрат напору від тертя, що може призвести до "замороження" трубопроводу. Зона стійкої роботи характеризується традиційною для ізотермічних нафтопроводів залежністю витрати і втрат напору, а саме: при збільшенні витрати нафти відповідно зростають і втрати напору. Робочою вважається зона стійкої роботи, яка відповідає більшим значенням витрати нафти у нафтопроводі.

2. Вигляд гідравлічної характеристики неізотермічного нафтопроводу суттєво залежить від величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту, який, у свою чергу, помітно змінюється при зміні вологості ґрунту.

3. Через наявність на характеристиці неізотермічного нафтопроводу зазначеного вище перегину система НПС – трубопровід буде мати не одну, а дві робочі точки, які будуть визначати робочі параметри: робочу витрату і робочий тиск. Перша робоча точка відповідає меншим значенням витрати нафти і знаходиться у зоні нестійкої роботи нафтопроводу. Друга робоча точка відповідає більшим значенням витрати нафти і знаходиться у зоні стійкої роботи нафтопроводу.

4. При збільшенні значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту різниця витрат, що відповідають першій і другій робочій точці, помітно зменшується, досягаючи величини порядку $15 \text{ м}^3/\text{год}$ при коефіцієнті теплопровідності ґрунту $1,4 \text{ Вт}/(\text{м} \text{ } ^\circ\text{C})$.

5. Якщо значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту більше за величину $1,4 \text{ Вт}/(\text{м} \text{ } ^\circ\text{C})$, то крива гідравлічної характеристики нафтопроводу знаходиться вище кривої напірної характеристики насосів НПС. Така система не має ні однієї робочої точки і перекачування нафти за даних умов неможливе.

Література

1. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. – Кременчук, 2001. – 517 с.
2. Середюк М.Д. Проектування та експлуатація нафтопродуктопроводів. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 282 с.
3. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 89 с.
4. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Самченко І. Вплив ефекту неізотермічності на режим роботи магістрального нафтопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – Вип. 33. – С. 108-111.
5. Середюк М.Д. Математичне моделювання характеристик насосів перекачувальних станцій нафтопродуктопроводів // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – №4. – С.25-26.
6. РД 39-0147103-386-87 Выбор расчетных значений коэффициента теплопроводности грунта при проектировании трубопроводов. – 26 с.