

# Наука — виробництву

УДК 622.692.4

## МЕТОД ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ НАФТОПРОВОДУ ПРИ ПЕРЕКАЧУВАННІ В'ЯЗКОПЛАСТИЧНОЇ НАФТИ

С.Р. Яновський, М.Д.Середюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166

e-mail: [seredjuk@nung.edu.ua](mailto:seredjuk@nung.edu.ua)

*Розроблений метод прогнозування пропускної здатності та режимних параметрів роботи нафтопроводу у процесі неізотермічного перекачування нафти, яка за високих температур характеризується властивостями ньютонівської рідини, а за низьких температур проявляє властивості в'язкопластичної рідини.*

*Разработан метод прогнозирования пропускной способности и режимных параметров работы нефтепровода при неизо термической перекачке нефти, которая при высоких температурах характеризуется свойствами ньютоновской жидкости, а при низких температурах проявляет свойства вязкопластичной жидкости.*

*The method of prediction of pipeline's capacity and regimes parametric was developed for oil pipeline for non-isothermal pumping of oil, which has Newtonian properties under high temperature and has viscous-elastic properties under lower temperature.*

На Прикарпатті функціонує єдиний в Україні нафтопровід, де реалізується спеціальна технологія перекачування з попереднім підігрівом високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти. Ефективна експлуатація нафтопроводу вимагає удосконалення методології прогнозування його режимних параметрів роботи з урахуванням реологічних характеристик нафти та сезонних змін умов навколишнього середовища.

Процес перекачування долинської нафти нафтопроводом Долина-Дрогобич має такі особливості. Нафта підігрівається до певної температури  $t_{nid}$  на НПС Долина і закачується у нафтопровід. У процесі руху нафти відбувається теплообмін з навколишнім середовищем, що призводить до зменшення температури нафти. Відповідно до результатів виконаних нами експериментальних досліджень за температур, вищих за  $30^{\circ}\text{C}$ , долинська нафта характеризується властивостями ньютонівської рідини. При нижчих температурах долинська нафта проявляє властивості в'язкопластичної рідини. Тому зазначену температуру будемо вважати температурою початку прояву аномальних реологічних властивостей  $t_{na}=30^{\circ}\text{C}$ . Перекачування в'язкопластичної рідини може відбуватися як за турбулентного, так і за ламінарного режимів руху.

Таким чином, у загальному випадку нафтопровід можна розділити на три ділянки, кожна з яких характеризується різними режимами перекачування долинської нафти. На першій ділянці в діапазоні температур нафти від температури підігріву  $t_{nid}$  до температури  $t_{na}=30^{\circ}\text{C}$  реалізується неізотермічний турбулентний режим перекачування ньютонівської рідини. На другій ділянці в діапазоні температур нафти від температури  $t_{na}=30^{\circ}\text{C}$  до критичної температури  $t_{kp}$  здійснюється неізотермічний турбулентний режим перекачування в'язкопластичної рідини. На третій, останній ділянці нафтопроводу в діапазоні температур нафти від температури  $t_{kp}$  до кінцевої температури  $t_k$  здійснюється неізотермічний ламінарний режим перекачування в'язкопластичної рідини. Кожен із зазначених режимів перекачування має свої закономірності зміни температури і тиску у трубопроводі, що відображено у наведених нижче розрахункових формулах.

Обов'язковою передумовою розробки методики теплогідрравлічного розрахунку нафтопроводу у процесі неізотермічного перекачування нафти, що характеризується неньютонівськими властивостями, є проведення широкомасштабних експериментальних досліджень її реологічних властивостей у робочому діапазоні

температур. Такі дослідження стосовно долинської нафти нами проведені у 2007-2008 роках, одержані результати наведені у роботі [1].

Першою частиною запропонованої методики розрахунку є блок математичного моделювання реологічних властивостей в'язкопластичної рідини. Як засвідчили результати проведених нами експериментальних досліджень, за фіксованої температури підігріву нафти математичні моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості від температури мають такий вигляд [1]: у разі незруйнованої структури долинської нафти

$$\tau_o^{H3} = a_1^{H3}t^3 + a_2^{H3}t^2 + a_3^{H3}t + a_4^{H3}, \quad (1)$$

$$\eta_{nl}^{H3} = b_1^{H3}t^3 + b_2^{H3}t^2 + b_3^{H3}t + b_4^{H3}, \quad (2)$$

де:  $a_1^{H3}, a_2^{H3}, a_3^{H3}, a_4^{H3}$  – коефіцієнти математичної моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву від температури у разі незруйнованої структури долинської нафти;

$b_1^{H3}, b_2^{H3}, b_3^{H3}, b_4^{H3}$  – коефіцієнти математичної моделі залежності пластичної в'язкості від температури у разі незруйнованої структури долинської нафти;

у разі зруйнованої структури долинської нафти

$$\tau_o^3 = a_1^3t^3 + a_2^3t^2 + a_3^3t + a_4^3, \quad (3)$$

$$\eta_{nl}^3 = b_1^3t^3 + b_2^3t^2 + b_3^3t + b_4^3, \quad (4)$$

де:  $a_1^3, a_2^3, a_3^3, a_4^3$  – коефіцієнти математичної моделі залежності граничного динамічного напруження зсуву від температури у разі зруйнованої структури долинської нафти;

$b_1^3, b_2^3, b_3^3, b_4^3$  – коефіцієнти математичної моделі залежності пластичної в'язкості від температури у разі зруйнованої структури долинської нафти.

За усталеного теплогідрравлічного режиму роботи неізотермічного нафтопроводу та безперервного процесу перекачування в'язкопластичної нафти її реологічні властивості практично співпадають з реологічними властивостями, одержаними дослідним шляхом у разі зруйнованої структури. За циклічної експлуатації нафтопроводу, яка передбачає перекачування в'язкопластичної нафти невеликими партіями, може мати місце часткове збереження початкової структури нафти. Тому робочі величини реологічних властивостей можуть знаходитись між значеннями, одержаними дослідним шляхом у разі незруйнованої і зруйнованої структури нафти. Вважаємо, що у процесі руху нафтопроводом зберігається частка  $k_{cm}$  реологічних властивостей, що відповідають незруйнованій структурі долинської нафти. Тоді за відомої температури підігріву і фіксованої робочої температури нафти розрахункові значення граничного динамічного напруження зсуву і пластичної в'язкості можна визначити за формулами

$$\tau_o = \tau_o^3 + (\tau_o^{H3} - \tau_o^3)k_{cm}, \quad (5)$$

$$\eta_{nl} = \eta_{nl}^3 + (\eta_{nl}^{H3} - \eta_{nl}^3)k_{cm}. \quad (6)$$

Результати виконаних нами експериментальних досліджень реологічних параметрів долинської нафти засвідчили, що за температур, вищих за  $t_{na}=30^\circ\text{C}$  пластична в'язкість практично співпадає з динамічною в'язкістю ньютонівської рідини  $\eta$  [1].

Блок теплогідрравлічного розрахунку ділянки нафтопроводу з неізотермічним турбулентним рухом ньютонівської рідини передбачає виконання таких операцій. Визначається відносне зменшення температури нафти на ділянці нафтопроводу за формулою

$$\psi = \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}, \quad (7)$$

де:  $t_n$  – початкова температура нафти на ділянці;

$t_k$  – кінцева температура нафти на ділянці;

$t_o$  – температура ґрунту на глибину укладання осі трубопроводу.

Для умов першої ділянки нафтопроводу  $t_n = t_{n1} = t_{nid}$ ,  $t_k = t_{k1} = t_{na}$ .

За виконання умови  $\psi < 2$  середня температура нафти на ділянці знаходиться за формулою

$$t_{cp} = 0,5(t_n + t_k), \quad (8)$$

якщо  $\psi \geq 2$

$$t_{cp} = t_o + \frac{t_n - t_k}{\ln \psi}. \quad (9)$$

Середні значення густини і теплоємності нафти на ділянці нафтопроводу розраховуємо за формулами

$$\rho_{cp} = \rho_{20} - \zeta(t_{cp} - 20), \quad (10)$$

$$c_{cp} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}}(1687 + 3,39 \cdot t_{cp}), \quad (11)$$

де:  $\rho_{20}$  – густина нафти за температури  $20^\circ\text{C}$  за даними дослідів;

$\zeta$  – температурна поправка.

Для врахування впливу явища кристалізації парафіну на тепловий режим роботи нафтопроводу розраховуємо зведену теплоємність нафти за формулою

$$c_{ze} = c_{cp} + \frac{\varepsilon_n \chi}{t_n - t_k}, \quad (12)$$

де:  $\varepsilon_n$  – частка парафіну у нафті, яка кристалізувалася на ділянці нафтопроводу;

$\chi$  – прихована теплота кристалізації парафіну.

Для умов першої ділянки нафтопроводу вводимо такі позначення:  $t_{cp1}, \rho_{cp1}, c_{cp1}, c_{ze1}$ .

Задаємося значенням об'ємної витрати нафти в нафтопроводі. Для першої ділянки нафтопроводу з неізотермічним турбулентним рухом ньютонівської рідини пропонуємо такий аналітичний вираз для параметра Шухова:

$$\text{Шу}_1 = \int_{t_{k1}}^{t_{n1}} \frac{dt}{t - t_o - t_\lambda}, \quad (13)$$

де  $t_\lambda$  – поправка, що враховує вплив теплоти тертя потоку на температурний режим нафтопроводу.

Із рівняння теплового балансу неізотермічного нафтопроводу одержуємо для довільної температури нафти аналітичний вираз для зазначеної поправки

$$t_\lambda = \frac{8\rho Q^3 \lambda_n}{\pi^3 K_1 D^6}, \quad (14)$$

де:  $Q$  – об’ємна витрата нафти в нафтопроводі;  
 $\lambda_n$  – коефіцієнт гідравлічного опору для умов перекачування ньютонівської рідини;

$K_1$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище на першій ділянці нафтопроводу;

$D$  – внутрішній діаметр нафтопроводу.

Коефіцієнт гідравлічного опору нафтопроводу при турбулентному режимі руху ньютонівської рідини  $\lambda_n$  визначаємо за модифікованою формулою Колбрука, використовуючи методику, описану у роботі [2].

Як засвідчили наші попередні дослідження, для підземних ділянок нафтопроводу Долина-Дрогобич величина повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище визначається величиною зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі від стінки труби в ґрунт. Це дає можливість застосовувати таку розрахункову формулу:

$$K = \frac{2\lambda_{zp}}{D \ln \left[ \frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left( \frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right]}, \quad (15)$$

де:  $\lambda_{zp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту, величина якого залежить від типу ґрунту і ступеня насичення його вологою;

$h_o$  – глибина укладання осі трубопроводу;

$D_3$  – зовнішній діаметр трубопроводу.

Методика передбачає використання, за необхідності, фактичних значень повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, знайдених у результаті обробки статистичних даних зміни температури нафти по довжині нафтопроводу Долина-Дрогобич для різних умов його експлуатації. Шляхом математичної обробки статистичних даних можна визначити повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище стосовно різних режимів руху нафти  $K_1, K_2, K_3$  для різних ступенів насичення ґрунту вологою.

Числовим способом за формулою Сімпсона визначаємо величину інтеграла у формулі (13) і тим самим знаходимо параметр Шухова для першої ділянки нафтопроводу. Обчислюємо довжину ділянки з турбулентним рухом ньютонівської рідини

$$L_1 = \frac{Q\rho_{cp1}c_{3e1}}{K_1\pi D} \text{Шу}_1. \quad (16)$$

Втрати тиску від тертя на першій ділянці нафтопроводу з неізотермічним турбулентним рухом ньютонівської рідини обчислюємо числовим способом за формулою

$$\Delta P_1 = \frac{8Q^2\rho_{cp1}L_1}{\pi^2 D^5 \text{Шу}_1} \int_{t_{k1}}^{t_{n1}} \frac{\lambda_n dt}{t - t_o - t_\lambda}. \quad (17)$$

Блок теплогідравлічного розрахунку ділянки нафтопроводу з неізотермічним турбулентним рухом в’язкопластичної рідини передбачає виконання таких операцій. Для другої ділянки нафтопроводу, на якій реалізується турбулентний рух в’язкопластичної рідини, приймаємо

$$t_{n2} = t_{na}. \quad (18)$$

Кінцевою температурою нафти для даної ділянки нафтопроводу може бути критична температура  $t_{kp}$ , яка відповідає переходу від турбулентного до ламінарного руху в’язкопластичної рідини.

Критичне значення пластичної в’язкості нафти знаходимо за формулою

$$\eta_{kp} = \frac{4Q\rho_{kp}}{\pi D Re_{kp}}. \quad (19)$$

Використовуючи формули (2), (4) і (6) методом ітерацій знаходимо, за якої температури  $t_{kp}$  пластична в’язкість нафти дорівнює критичній  $\eta_{kp}$ .

Якщо у результаті розрахунків критична температура виявилася менша за температуру ґрунту на глибині укладання трубопроводу, то приймаємо

$$t_{k2} = t_o + \Delta t_t, \quad (20)$$

інакше

$$t_{k2} = t_{kp}, \quad (21)$$

де  $\Delta t_t$  – мінімальна різниця робочої температури нафти в нафтопроводі і температури ґрунту, зумовлена дисипацією енергії.

За формулами (7) – (9) знаходимо середню температуру нафти на другій ділянці нафтопроводу  $t_{cp2}$ . Використовуючи формули (10)-(12), обчислюємо середні значення густини  $\rho_{cp2}$ , теплоємності нафти  $c_{cp2}$  зведеної теплоємності  $c_{3e2}$  на другій ділянці нафтопроводу.

Для другої ділянки нафтопроводу з неізотермічним турбулентним рухом в’язкопластичної рідини пропонуємо такий аналітичний вираз для параметра Шухова:

$$\text{Шу}_2 = \int_{t_{k2}}^{t_{n2}} \frac{dt}{t - t_o - t_\lambda k_\lambda}, \quad (22)$$

де  $k_\lambda$  – коригувальний коефіцієнт збільшення гідравлічного опору нафтопроводу у разі перекачування в’язкопластичної рідини.

Запропонована нами математична модель для коригувального коефіцієнта має вигляд [2]

$$k_\lambda = A \cdot II + B, \quad (23)$$

де  $A, B$  – коефіцієнти математичної моделі, значення яких залежить від величини бінгамівського числа Рейнольдса  $Re$  та пластичної в'язкості нафти;  $II$  – критерій Іллюшина

$$II = \frac{\pi D^3 \tau_o}{4Q\eta_{nl}}. \quad (24)$$

Аналітичні вирази для коефіцієнтів математичної моделі коригувального коефіцієнта збільшення гідравлічного опору нафтопроводу у разі турбулентному режиму руху в'язкопластичної рідини запропоновані нами у роботі [2].

Числовим способом за формулою Сімпсона визначаємо величину інтеграла у формулі (22) і тим самим знаходимо параметр Шухова для другої ділянки нафтопроводу. Обчислюємо довжину ділянки з неізотермічним турбулентним рухом в'язкопластичної рідини

$$L_2 = \frac{Q\rho_{cp2}c_{зв2}}{K_2\pi D} \cdot Шу_2. \quad (25)$$

Порівнюємо розраховану довжину другої ділянки нафтопроводу з максимально можливою

$$L_{2max} = L - L_1, \quad (26)$$

де  $L$  – загальна довжина нафтопроводу.

За виконання умов

$$t_{k2} = t_{кр} \quad \text{і} \quad L_2 < L_{2max} \quad (27)$$

у нафтопроводі буде мати місце ламінарний рух в'язкопластичної рідини.

За виконання умови

$$L_2 > L_{2max} \quad (28)$$

приймаємо

$$t_{k2} = t_{k2} + \Delta t, \quad (29)$$

де  $\Delta t$  – крок ітерації за температурою нафти.

Далі повторюємо розрахунки за формулами (22)-(29) до тих пір, доки розраховане значення довжини другої ділянки нафтопроводу не стане рівним максимальній довжині  $L_{2max}$ . У результаті знаходимо уточнене значення температури нафти в кінці другої ділянки  $t_{k2}$ .

Втрати тиску від тертя на другій ділянці нафтопроводу з неізотермічним турбулентним рухом в'язкопластичної рідини обчислюємо числовим способом за формулою

$$\Delta P_2 = \frac{8Q^2\rho_{cp2}L_2}{\pi^2 D^5 Шу_2} \int_{t_{k2}}^{t_{n2}} \frac{\lambda_n k_\lambda dt}{t - t_o - t_\lambda k_\lambda}. \quad (30)$$

Блок теплогідравлічного розрахунку ділянки нафтопроводу з неізотермічним ламінарним рухом в'язкопластичної рідини передбачає виконання таких операцій. Для третьої ділянки нафтопроводу, на якій реалізується ламінарний рух в'язкопластичної рідини, приймаємо

$$t_{n3} = t_{кр}. \quad (31)$$

Задаємося значенням температури нафти у кінці трубопроводу за умовою (20). За форму-

лами (7)–(9) знаходимо середню температуру нафти на третій ділянці нафтопроводу  $t_{cp3}$ . Використовуючи формули (10)-(12), обчислюємо середні значення густини  $\rho_{cp3}$ , теплоємності нафти  $c_{cp3}$  і зведеної теплоємності нафти  $c_{зв3}$  на третій ділянці нафтопроводу.

Для третьої ділянки нафтопроводу з ламінарним рухом в'язкопластичної рідини пропонуємо такий аналітичний вираз для параметра Шухова:

$$Шу_3 = \int_{t_{k3}}^{t_{n3}} \frac{dt}{t - t_o - t_\lambda k_\lambda}. \quad (32)$$

За ламінарного режиму руху в'язкопластичної рідини запропоновані нами коефіцієнти математичної моделі для коригувального коефіцієнта збільшення гідравлічного опору нафтопроводу наведені у роботі [2].

Числовим способом за формулою Сімпсона визначаємо величину інтеграла у формулі (32) і тим самим знаходимо параметр Шухова для третьої ділянки нафтопроводу. Обчислюємо довжину ділянки з ламінарним рухом в'язкопластичної рідини

$$L_3 = \frac{Q\rho_{cp3}c_{зв3}}{K_3\pi D} \cdot Шу_3. \quad (33)$$

Порівнюємо розраховану довжину третьої ділянки нафтопроводу з максимально можливою

$$L_{3max} = L - L_1 - L_2. \quad (34)$$

За виконання умови

$$L_3 > L_{3max}, \quad (35)$$

приймаємо

$$t_{k3} = t_{k3} + \Delta t. \quad (36)$$

Далі повторюємо розрахунки за формулами (32)-(36) до тих пір, доки розраховане значення довжини третьої ділянки нафтопроводу не стане рівним максимальній довжині  $L_{3max}$ . У результаті знаходимо уточнене значення температури нафти в кінці третьої ділянки, що відповідає температурі нафти у кінці трубопроводу.

Втрати тиску від тертя на третій ділянці нафтопроводу з неізотермічним ламінарним рухом в'язкопластичної рідини обчислюємо числовим способом за формулою

$$\Delta P_3 = \frac{8Q^2\rho_{cp3}L_3}{\pi^2 D^5 Шу_3} \int_{t_{k3}}^{t_{n3}} \frac{\lambda_n k_\lambda dt}{t - t_o - t_\lambda k_\lambda}, \quad (37)$$

де

$$\lambda_n = \frac{64}{Re}. \quad (38)$$

Загальні втрати тиску в нафтопроводі у разі неізотермічного перекачування в'язкопластичної рідини знаходимо за формулою

$$\Delta P_{заг} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_{мо} + (z_k - z_n)\rho_{cp}g, \quad (39)$$

де:  $\Delta P_{mo}$  – втрати тиску у місцевих опорах, приймаються рівними 1-2% від втрат тиску від тертя або визначаються шляхом обробки статистичних даних із фактичних режимів роботи нафтопроводу;

$z_n, z_k$  – геодезичні позначки початку і кінця трубопроводу відповідно;

$\rho_{cp}$  – середнє значення густини нафти для нафтопроводу;

$g$  – прискорення сили тяжіння.

Обчислюємо тиск, створений насосами НПС Долина при заданій витраті нафти

$$P_{nnc} = (A_{nnc} - B_{nnc} Q^2) \rho_{nnc} g, \quad (40)$$

де:  $A_{nnc}, B_{nnc}$  – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насосів, які визначаються шляхом обробки статистичних даних з фактичних режимів роботи НПС Долина;

$\rho_{nnc}$  – густина нафти за температури підігріву.

Методом ітерації знаходимо витрату нафти, за якої тиск, створений насосами НПС Долина практично співпадає із загальними втратами тиску у процесі перекачування долинської нафти.

Це значення витрати нафти є пропускною здатністю нафтопроводу за конкретних умов перекачування.

Таким чином, наведена вище методика дає змогу достовірно прогнозувати пропускну здатність та режимні параметри роботи нафтопроводу у процесі неізотермічного перекачування нафти, яка характеризується в'язкопластичними властивостями. Для практичної реалізації методики нами розроблена програма ПРОГНОЗ, яка буде використана для оптимізації режимів роботи нафтопроводу Долина-Дрогобич.

### Література

1 Яновський С.Р. Дослідження впливу температури підігрівання долинської нафти на її реологічні властивості / С.Р.Яновський, М.Д.Середюк, Л. Д.Пилипів // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – № 1(17). – С.82-91.

2 Середюк М.Д. Гідравлічний розрахунок нафтопроводу при перекачуванні нафти, що характеризується властивостями в'язкопластичної рідини / М.Д.Середюк, С.Р. Яновський // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(27). – С. 56-61.

Стаття постуила в редакційну колегію  
16.02.09