

## МЕТОДИКА ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО НАФТОПРОВОДУ З ВРАХУВАННЯМ НЕНЬЮТОНІВСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ

М.Д.Середюк, В.Т.Болонний

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

*Разработаны методика и программное обеспечение для выполнения теплогидравлических расчетов неизо термических нефтепроводов с учетом тепла трения потока, теплоты кристаллизации парафина и неньютоновских свойств высоковязкой нефти.*

*Methods and software for fulfillment of heat-hydraulic calculations of non-isothermal oil pipelines taking into account of flow friction heat, wax crystallization heat and non-Newtonian properties of oil with high viscosity are proposed.*

Методики розрахунку теплогідравлічних режимів роботи неізо термічного нафтопроводу, які наведені в [1, 2], базуються на моделі ньютонівського руху рідини у трубопроводі.

Аналіз результатів багатоваріантних теплогідравлічних розрахунків неізо термічних нафтопроводів свідчить, що для зимових умов перекачування внаслідок теплообміну з навколишнім середовищем на значній частині довжини трубопроводу температура нафти стає близькою до температури її застигання. Більшість високов'язких і застигаючих нафт при низьких температурах, близьких до температури застигання, характеризуються аномальною в'язкістю і динамічним напруженням зсуву, величина якого залежить від температури рідини і градієнта швидкості руху. Виникає так званий в'язкопластичний рух рідини, який характеризується значно більшими втратами тиску, ніж при русі ньютонівських рідин [2, 3, 4, 5].

Тому виникла практична необхідність розробки методики і програми, які би давали можливість виконувати теплогідравлічні розрахунки неізо термічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей транспортованої нафти.

Парафінисті нафти при низьких температурах – це складні системи, що містять дві фази: рідку і тверду. Роль твердої фази відіграють кристали парафіну, кількість і розміри яких збільшуються зі зниженням температури нафти. При достатньо низьких температурах кількість кристалів парафіну стає настільки значна, що вони утворюють кристалічну решітку по всьому об'єму нафти, іммобілізуючи рідку фазу нафти. Нафта втрачає рухомість, "застигає".

Системи, в яких рідка фаза знаходиться в умовах суцільної структурної решітки, стають транспортабельними лише після руйнування зазначеної решітки. Рух таких рідин у трубопроводі розпочинається після прикладення до них напруження зсуву, більшого, ніж граничне динамічне напруження зсуву  $\tau_0$ . Якщо з початком руху структура повністю руйнується, то далі рідина тече за законами руху ньютонівської рідини. Таку рідину називають в'язкопла-

стичною. Крива течії в'язкопластичної нафти виходить з точки  $\tau_0$  під кутом до осі швидкості зсуву, тангенс якого чисельно дорівнює пластичній або бінгамовській в'язкості  $\eta$ . Рух в'язкопластичних рідин описується моделлю Шведова-Бінгама [3, 4, 5]

$$\tau = \tau_0 + \eta \left( \frac{du}{dx} \right), \quad (1)$$

де  $\frac{du}{dx}$  – градієнт швидкості зсуву рідини.

Якщо з початком руху нафти структурна решітка руйнується не відразу, а на протязі значного періоду, то для таких рідин не виконується умова пропорційності між прикладеним зусиллям (напруженням зсуву) і спричиною цим зусиллям деформацією (швидкістю зсуву). Такі рідини називають нелінійнов'язкопластичними і їх рух у трубопроводі можна описати моделлю Балклі-Гершеля [4]

$$\tau = \tau_0 + k \left( \frac{du}{dx} \right)^n, \quad (2)$$

де:  $k$  – консистентність, яка пропорційна в'язкості рідини,

$n$  – коефіцієнт нелінійності, який характеризує відхилення властивостей рідини від ньютонівської ( $n < 1$ ).

Як свідчать результати досліджень [4, 5], властивості більшості високов'язких нафт при температурах, близьких до температури застигання, достатньо добре описується формулою Шведова-Бінгама. Тому зазначена модель руху неньютонівської рідини покладена нами в основу методики теплогідравлічного розрахунку неізо термічного нафтопроводу, яка описана нижче.

При перекачуванні підігрітих в'язкопластичних рідин через зниження температури вздовж трубопроводу суттєво змінюються реологічні властивості нафти. Внаслідок цього у нафтопроводі можуть мати місце кілька різних режимів руху рідини. Кожному із них відповідають певні закономірності зміни по довжині трубопроводу температури і тиску нафти.

Введемо такі позначення:

$t_n$  – температура нафти на початку нафтопроводу;

$t_{nn}$  – температура початку кристалізації парафіну, що міститься у нафті;

$t_{kp}$  – критична температура, що відповідає переходу від неньютонівського турбулентного до неньютонівського ламінарного руху нафти;

$t_k$  – температура нафти у кінці нафтопроводу.

Вважаємо, що початок прояву в'язкопластичних властивостей нафти відповідає початку кристалізації парафіну і температурі нафти  $t_{nn}$ .

Загалом в неізотермічному нафтопроводі можуть мати місце такі режими руху:

в діапазоні температур від  $t_n$  до  $t_{nn}$  — турбулентний режим руху ньютонівської рідини;

в діапазоні температур від  $t_{nn}$  до  $t_{kp}$  — турбулентний режим руху неньютонівської рідини;

в діапазоні температур від  $t_{kp}$  до  $t_k$  — ламінарний режим руху неньютонівської рідини.

Необхідною передумовою виконання теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей нафти є наявність достовірних експериментальних даних про величину граничного динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості нафти у робочому діапазоні температур.

На відміну від руху ньютонівської рідини, при русі в'язкопластичної нафти критичне число Рейнольдса, що відповідає переходу від турбулентного режиму руху до ламінарного, не є постійною величиною, рівною 2000, а є змінним параметром, значення якого залежать від критерію Хедстрема.

Використовуючи експериментальний графік залежності критичного числа Рейнольдса від критерію Хедстрема, наведений в [5], описуємо його у вигляді логарифмічної залежності. В результаті знаходимо таку математичну модель:

$10^5$  для діапазону чисел Хедстрема від  $10^3$  до

$$Re_{kp}^* = 1000 + 173,72 \ln He, \quad (3)$$

$10^8$  для діапазону чисел Хедстрема від  $10^5$  до

$$Re_{kp}^* = 1450 + 141,15 \ln He. \quad (4)$$

Для опису залежності граничного динамічного напруження зсуву  $\tau$  і пластичної в'язкості нафти  $\eta$  від температури за даними експериментів використовуємо формулу Фогеля-Фулчера-Таммана

$$\eta = a_2 \exp\left(\frac{b_2}{t - c_2}\right), \quad (5)$$

$$\tau = a_3 \exp\left(\frac{b_3}{t - c_3}\right), \quad (6)$$

де:  $a_2, b_2, c_2$  – коефіцієнти математичної моделі, які обчислюються за трьома дослідними значеннями пластичної в'язкості нафти в робочому діапазоні температур;

$a_3, b_3, c_3$  – коефіцієнти математичної моделі, які обчислюються за трьома дослідними значеннями граничного динамічного напруження зсуву нафти в робочому діапазоні температур.

Критична температура нафти  $t_{kp}$ , при якій відбувається перехід від неньютонівського турбулентного режиму до ламінарного неньютонівського режиму руху, визначається методом ітерацій. Розрахунок проводиться для кожного значення витрати нафти в нафтопроводі  $Q$ .

Задаємося першим наближенням температури — мінімальним значенням з діапазону робочих температур. За формулами (5) і (6) визначаємо пластичну в'язкість та граничне динамічне напруження зсуву нафти при прийнятій температурі. Обчислюємо розрахункову густину нафти  $\rho$ .

Знаходимо величину критерію Хедстрема при прийнятій температурі нафти

$$He = \frac{\tau D^2 \rho}{\eta^2}, \quad (7)$$

де  $D$  – внутрішній діаметр нафтопроводу.

Обчислюємо бінгамовське число Рейнольдса за формулою

$$Re = \frac{4Q\rho}{\pi D \eta}. \quad (8)$$

Знаходимо значення критерію Іллюшина

$$I = \frac{He}{Re} = \frac{\pi D^3 \tau}{4Q \eta}. \quad (9)$$

Визначаємо узагальнене число Рейнольдса для в'язкопластичної рідини

$$Re^* = \frac{8 Re}{I + 2(1 + \sqrt{9 + I})}. \quad (10)$$

Якщо виконується умова

$$Re^* < Re_{kp}^*, \quad (11)$$

то збільшуємо температуру нафти за умовою

$$t = t + \Delta t, \quad (12)$$

де:  $\varepsilon$  – необхідна точність розрахунку критичного числа Рейнольдса;

$\Delta t$  – крок зміни температури нафти.

В результаті одержуємо значення критичної температури  $t_{kp}$  та критичного числа Рейнольдса  $Re_{kp}$ , при яких у нафтопроводі відбувається перехід від турбулентного неньютонівського до ламінарного неньютонівського руху нафти.

При достатньо високих температурах нафти, вищих за температуру початку кристалізації парафіну, високов'язка нафта є однорідною системою і її рух добре описується рівняннями руху ньютонівської рідини.

Для визначення довжини ділянки  $L_1$ , де реалізується турбулентний ньютонівський рух нафти, методом послідовних наближень розв'язуємо наступне рівняння при відомих початковій  $t_n$  і кінцевій  $t_{nm}$  температурах нафти

$$\text{Шу}_1 = \frac{K\pi DL_1}{Q\rho_{cp}c} = \int_{t_{nm}}^{t_n} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}, \quad (13)$$

де:  $K$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище;

$c$  – середнє значення теплоємності нафти;

$\varphi$  – комплекс параметрів для врахування впливу тепла тертя потоку на теплогідравлічний режим роботи неізотермічного нафтопроводу

$$\varphi = \frac{\Delta_r \beta_r Q^{3-m} g}{K\pi D^{6-m}} 4; \quad (14)$$

$\beta, m$  – коефіцієнти режиму руху в узагальненій моделі Лейбенсона;

$\Delta_r$  – поправка на неізотермічність потоку нафти по радіусу труби;

$g$  – прискорення сили тяжіння.

Рівняння (13) може бути записане у вигляді

$$\frac{K\pi DL_1}{Q\rho_{cp}c} = I_{11}, \quad (15)$$

де  $I_{11}$  – визначений інтеграл, значення якого обчислюється за методом Сімпсона.

Розв'язуємо рівняння (15) відносно довжини першої ділянки нафтопроводу, де перекачування нафти відбувається при турбулентному ньютонівському режимі руху

$$L_1 = \frac{Q\rho_{cp}c}{K\pi D} I_{12}. \quad (16)$$

Слід зазначити, що при розрахунку першої ділянки нафтопроводу у рівняння (13), (15) і (16) підставляється середнє значення теплоємності нафти без врахування виділення схованої теплоти кристалізації парафіну.

При відомих значеннях початкової та кінцевої температур числовим способом за методом Сімпсона обчислюємо визначений інтеграл  $I_{v1}$ , значення якого пропорційні втратам тиску від тертя в неізотермічному нафтопроводі

$$I_{v1} = \int_{t_{nm}}^{t_n} \frac{\beta v^m Q^{2-m} dt}{D^{5-m} (t - t_o - \varphi v^m)}. \quad (17)$$

Далі визначаємо втрати напору від тертя на першій ділянці неізотермічного нафтопроводу

$$H_{T1} = \frac{\Delta_r L_1}{\text{Шу}_1} I_{v1}. \quad (18)$$

Як тільки температура нафти в трубопроводі досягне температури початку кристалізації парафіну  $t_{nm}$ , розпочинається процес утворення кристалів парафіну, нафта перетворюється у складну двофазну систему і її реологічні властивості починають відрізнятися від властивостей ньютонівських рідин. Причому, чим нижча

температура нафти, тим більша різниця зазначених властивостей. Зміна реологічних властивостей нафти спричинює зміну закономірностей зниження температури і тиску нафти по довжині нафтопроводу, що необхідно врахувати введенням у методику теплогідравлічного розрахунку інших математичних моделей.

Для визначення довжини ділянки нафтопроводу  $L_2$ , де реалізується турбулентний неньютонівський рух нафти, необхідно розв'язати методом послідовних наближень таке рівняння при відомій початковій  $t_{nm}$  і кінцевій  $t_{kp}$  температурах нафти:

$$\text{Шу}_2 = \frac{K\pi DL_2}{Q\rho_{cp}c_{3\theta}} = \int_{t_{kp}}^{t_{nm}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m}, \quad (19)$$

де:  $c_{3\theta}$  – зведена середня теплоємність нафти з врахуванням виділення схованої теплоти кристалізації парафіну

$$c_{3\theta} = c + \frac{\varepsilon_n \chi_n}{t_{nm} - t_{3ac}}; \quad (20)$$

$\eta, \rho$  – пластична в'язкість і густина нафти при довільному значенні температури нафти в діапазоні температур від  $t_{nm}$  до  $t_{kp}$ ;

$\varphi^*$  – змінний за величиною комплекс параметрів для врахування впливу тепла тертя потоку неньютонівської рідини

$$\varphi^* = \frac{\Delta_r \beta^* \rho Q^{3-m} g}{K\pi D^{6-m}}, \quad (21)$$

де  $\beta^*, m$  – коефіцієнти режиму руху неньютонівської рідини.

Значення коефіцієнтів режиму руху неньютонівської рідини на відміну від руху ньютонівської рідини не є сталими величинами, вони залежать від таких параметрів: узагальненого числа Рейнольдса для в'язкопластичної рідини, критерію Хедстрема і критерію Іллюшина.

Коефіцієнт режиму руху  $\beta^*$  знаходиться за формулою [3, 4, 5]

$$\beta^* = \frac{A}{2^{5m-3} \pi^{2-m} g} \left[ H + 2(1 + \sqrt{9 + H}) \right]^m, \quad (22)$$

де  $A$  – коефіцієнт режиму руху неньютонівської рідини в узагальненій моделі Лейбенсона для коефіцієнта гідравлічного опору.

Для визначення зазначених коефіцієнтів режиму руху неньютонівської рідини використовуємо таку методику [3, 4, 5]:

якщо виконується умова  $He < 2000$ ,

$$A = 0,3164, \quad m = 0,25; \quad (23)$$

якщо виконується умова  $2000 < He < 10^6$ ,

$$A = 3,13 He^{-0,34}, \quad m = 1,12 He^{-0,2}; \quad (24)$$

якщо виконується умова  $He > 10^6$ ,

$$A = 0,0156, \quad m = 0. \quad (25)$$

Для турбулентного неньютонівського руху рідини коефіцієнт, що враховує неізотермічність потоку нафти по радіусу труби, знаходиться за формулою

$$\Delta_{r2} = \left\{ \frac{\eta_{cp}^{cm} \left[ I_{cp}^{cm} + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^{cm}}) \right]}{\eta_{cp}^n \left[ I_{cp}^n + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^n}) \right]} \right\}^{\frac{1}{3}}, \quad (26)$$

де:  $\eta_{cp}^{cm}, \eta_{cp}^n$  – пластична в'язкість при середній по довжині ділянки нафтопроводу температурі стінки труби і потоку нафти відповідно;

$I_{cp}^{cm}, I_{cp}^n$  – значення критерію Іллюшина при середній по довжині ділянки нафтопроводу температурі стінки труби і потоку нафти відповідно.

Рівняння (19) може бути записане у вигляді

$$\frac{K_n \pi D L_2}{Q \rho_{cp} c_{38}} = I_{12}, \quad (27)$$

де  $I_{12}$  – визначений інтеграл, значення якого з врахуванням виразів (20)-(26) обчислюється за методом Сімпсона.

Розв'язуємо рівняння (27) відносно довжини другої ділянки нафтопроводу, де перекачування нафти відбувається при турбулентному неньютонівському режимі руху

$$L_2 = \frac{Q \rho_{cp} c_{38}}{K_n \pi D} I_{12}. \quad (28)$$

При великих витратах нафти в нафтопроводі будуть мати місце не три, а лише два режими руху нафти: на першій ділянці — турбулентний неньютонівський, на другій — турбулентний неньютонівський. Для визначення кількості ділянок нафтопроводу з різними режимами руху порівнюємо розраховане значення довжини другої ділянки з максимально можливим

$$L_{2max} = L - L_1. \quad (29)$$

Якщо виконується нерівність

$$L_2 > L_{2max}, \quad (30)$$

то це свідчить про наявність у трубопроводі тільки двох режимів руху нафти і про необхідність виконання розрахунків щодо уточнення кінцевої температури нафти  $t_k$ , значення якої буде більшим за критичну температуру  $t_{kp}$ . У цьому випадку температуру нафти у кінці нафтопроводу знаходимо методом послідовних наближень шляхом чисельного розв'язування рівняння

$$\frac{k \pi D L_{2max}}{Q \rho_{cp} c_{38}} = \int_{t_k}^{t_{nn}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m}. \quad (31)$$

Якщо виконується умова

$$L_2 < L_{2max}, \quad (32)$$

то це свідчить про наявність у трубопроводі трьох вищезазначених режимів руху рідини. У цьому випадку кінцева температури нафти на другій ділянці дорівнює критичній  $t_k = t_{kp}$ .

Для знаходження втрат напору від тертя на другій ділянці нафтопроводу, де реалізується турбулентний неньютонівський рух рідини, попередньо обчислюємо визначений інтеграл за формулою

$$I_{v2} = \int_{t_k}^{t_{nn}} \frac{\beta^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m Q^{2-m} dt}{t - t_o - \varphi^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m}. \quad (33)$$

Втрати напору від тертя на другій ділянці неізотермічного нафтопроводу дорівнюють

$$H_{T2} = \frac{\Delta_{r2} L_2}{\text{Шу}_2} I_{v2}. \quad (34)$$

При зниженні температури нафти в нафтопроводі до критичної температури  $t_{kp}$  турбулентний неньютонівський рух переходить у ламінарний неньютонівський рух нафти. Останній часто називають структурним рухом нафти. Цей режим руху характеризується підвищеними тепловими і гідравлічними втратами, що при розробці методики теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу враховується введенням певних коректив в математичні моделі.

Розрахунок проводиться в такій послідовності. Визначається довжина третьої ділянки нафтопроводу

$$L_3 = L - L_1 - L_2. \quad (35)$$

Температура нафти у кінці третьої ділянки  $t_k$ , що відповідає температурі нафти у кінці нафтопроводу, знаходиться методом послідовних наближень із рівняння

$$\text{Шу}_3 = \frac{K_n \pi D L_3}{Q \rho_{cp} c_{38}} = \int_{t_k}^{t_{kp}} \frac{dt}{t - t_o - \varphi^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m}. \quad (36)$$

де  $K_n$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище при ламінарному режимі руху нафти в трубопроводі.

При ламінарному неньютонівському режимі руху рідини коефіцієнти режиму в узагальненій моделі Лейбензона для коефіцієнта гідравлічного опору приймаємо рівними [3, 4, 5]

$$A = 64, m = 1. \quad (37)$$

Для ламінарного неньютонівського руху рідини коефіцієнт, що враховує неізотермічність потоку нафти по радіусу труби, знаходиться за формулою

$$\Delta_{r3} = \left\{ \frac{\eta_{cp}^{cm} \left[ I_{cp}^{cm} + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^{cm}}) \right]}{\eta_{cp}^n \left[ I_{cp}^n + 2(1 + \sqrt{9 + I_{cp}^n}) \right]} \right\}^{\frac{1}{3}} \times$$

$$\times \left[ 1 + 0,22 \left( \frac{Gr_6^H Pr_6^H}{Re_6^H} \right)^{0,15} \right], \quad (38)$$

де  $Gr_6^H$  – критерій Грасгофа для в'язкопластичної рідини при середній температурі потоку нафти

$$Gr_6^H = \frac{D^3 (t_{cp}^H - t_{cp}^{cm}) \beta_n \rho_{cp}^H g}{(\eta_{cp}^H)^2}; \quad (39)$$

$Pr_6^H$  – критерій Прандтля для в'язкопластичної рідини при середній температурі потоку нафти

$$Pr_6^H = \frac{\eta_{cp}^H c_{3в}}{\lambda_{cp}^H}; \quad (40)$$

$Re_6^H$  – число Рейнольдса для в'язкопластичної рідини (бінгамівське) при середній температурі потоку нафти

$$Re_{cp}^H = \frac{4Q\rho_{cp}^H}{\pi D \eta_{cp}^H}; \quad (41)$$

$\beta_n$  – коефіцієнт об'ємного розширення нафти, він може бути розрахований через температурну поправку для густини нафти

$$\beta_n = \frac{\zeta}{\rho_{20} - 10\zeta}; \quad (42)$$

$\rho_{cp}^H$  – густина нафти при середній температурі потоку нафти;

$\lambda_{cp}^H$  – коефіцієнт теплопровідності нафти при середній температурі потоку нафти.

Після визначення температури нафти у кінці третьої ділянки, де реалізується ламінарний неньютонівський рух, чисельним способом обчислюємо визначений інтеграл за формулою

$$I_{v3} = \int_{t_k}^{t_{kp}} \frac{\beta^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m \frac{Q^{2-m}}{D^{5-m}} dt}{t - t_o - \varphi^* \left( \frac{\eta}{\rho} \right)^m}. \quad (43)$$

Втрати напору від тертя на третій ділянці неізотермічного нафтопроводу дорівнюють

$$H_{T3} = \frac{\Delta r_3 L_3}{Шу_3} I_{v3}. \quad (44)$$

Загальні втрати напору в неізотермічному нафтопроводі становлять

$$H_{заг} = 1,02(H_{T1} + H_{T2} + H_{T3}) + \Delta z + H_k, \quad (45)$$

де:  $\Delta z$  – різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу;

$H_k$  – технологічно необхідний напір у кінці нафтопроводу.

Ці втрати енергії відповідають певному значенні витрати нафти, яка задається на початку розрахунку. Для визначення пропускної

здатності нафтопроводу необхідно обчислити напір  $H_{nc}$ , створений насосами при витраті нафти  $Q$

$$H_{nc} = A_{nc} - B_{nc} Q^2, \quad (43)$$

де  $A_{nc}, B_{nc}$  – коефіцієнти математичної моделі сумарної напірної характеристики насосів нафтоперекачувальної станції.

За відсутності балансу напорів приймається рішення про зменшення чи збільшення витрати нафти залежно від того, в якій зоні гідравлічної характеристики (стійкої чи нестійкої) працює неізотермічний нафтопровід.

Описаний алгоритм реалізований нами в програмі ANOM, яка дає змогу виконувати теплогідравлічні розрахунки неізотермічного нафтопроводу з врахуванням тепла тертя потоку, прихованої теплоти кристалізації парафіну і неньютонівських властивостей нафти.

Для виконання теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей нафти необхідно мати достовірні експериментальні дані про величину граничного динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості нафти у робочому діапазоні температур. У травні 2002 р. нами були проведені експериментальні дослідження фізичних властивостей високов'язкої нафти у широкому діапазоні температур, в тому числі при низьких температурах, при яких нафта характеризується неньютонівськими властивостями. Згідно з результатами вимірювань густина нафти при 20°C становила 843 кг/м<sup>3</sup>, температура застигання нафти — 14°C, вміст парафіну в нафті — 8%.

Результати експериментальних досліджень реологічних властивостей нафти використані як вихідні дані при проведенні багатоваріантних теплогідравлічних розрахунків діючого неізотермічного нафтопроводу. Результати теплогідравлічних розрахунків за програмою ANOM за допомогою Microsoft Excel представляємо у вигляді таких графіків:

- суміщеної характеристики нафтопроводу і НПС для зимових умов і температурі підігріву нафти 65°C при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту;

- залежності довжини ділянки зі структурним рухом нафти від витрати в нафтопроводі для зимових умов при різних значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Аналіз результатів теплогідравлічних розрахунків неізотермічного нафтопроводу з врахуванням неньютонівських властивостей нафти дав підстави зробити такі висновки:

- 1) при врахуванні неньютонівських властивостей нафти характеристика неізотермічного нафтопроводу має характерний перегин, який відділяє зони стійкої і нестійкої роботи;

- 2) характеристика нафтопроводу суттєво залежить від коефіцієнта теплопровідності ґрунту, який може змінюватись у широкому діапазоні залежно від умов навколишнього середовища; погіршення транспортельних властивостей нафти при збільшенні коефіцієнта теп-

лопровідності ґрунту пояснюється зменшенням температури нафти, що спричинює зростання довжини ділянки з ламінарним неньютонівським рухом нафти;

3) система неізотермічний нафтопровід – НПС залежно від таких основних факторів, як реологічні властивості нафти, величина коефіцієнта теплопровідності ґрунту, температура підігріву нафти і температура ґрунту на глибині укладання труби, може мати дві чи одну робочу точку або не мати робочої точки. Останнє свідчить про неможливість перекачування високов'язкої нафти за даних умов;

4) при значеннях коефіцієнта теплопровідності ґрунту до  $1,2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{}^\circ\text{C)}$  у зоні стійкої роботи нафтопроводу структурний режим руху нафти практично відсутній, тому теплогідравлічні розрахунки неізотермічного нафтопроводу за даних умов можна вести за методиками, що базуються на моделі руху ньютонівської рідини.

### 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. РД 39-30-480-80 Методика расчета гидравлических и тепловых потерь в "горячем" нефтепроводе. – 46 с.
4. Методика теплового и гидравлического расчета трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов. – Уфа: ВНИИ-СПНефть, 1974. – 57 с.
5. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М: Недра, 1982. – 294 с.

УДК 519:24

## МОДЕЛІ ГАЗОНАВАНТАЖЕНЬ З ВРАХУВАННЯМ СТОХАСТИЧНОЇ ПЕРІОДИЧНОСТІ ТА МОЖЛИВОСТІ ЇХ СТАТИСТИЧНОГО АНАЛІЗУ

О.В.Мацюк, М.В.Приймак

ТДТУ, м. Тернопіль, вул. Руська, 56, тел. (0352) 253413,  
e-mail: Kaf\_KN@tu.edu.te.ua

*Проведено аналіз графіків газопотреблення (на прикладі Тернопольгаз), котрий дозволив отнести их к множеству стохастически периодических сигналов. Рассматриваются основные модели газопотребления, учитывающие их стохастическую периодичность на описательном уровне и дают возможность разрабатывать статистические методы более всестороннего и объективного их исследования. Предложены перспективные пути разработки информационных технологий анализа и прогноза газопотребления, использование которых будет способствовать повышению эффективности и надежности функционирования газопромышленного комплекса.*

**Вступ.** До найважливіших галузей народного господарства України відноситься газова промисловість — одна із головних складових її паливно-енергетичного сектору. Частка природного газу в Україні становить 43% від усіх споживаних енергоресурсів, включаючи атомну і гідроенергію, або 51% від органічних палив [1]. Незважаючи на те, що газова промисловість нашої країни має давні і славні сторінки, її стан на даний час невтішний. На це є багато відомих об'єктивних і суб'єктивних причин. І справа не стільки в дефіциті газу (власний видобуток газу на Україні становить 18 млрд. куб. м., що становить трохи більше 22% від загального споживання обсягом приблизно 76 млрд. куб. м.), скільки в неефективному його використанні. Значними є безконтрольність при транспорту-

*The gas consuming graphics (on Ternopilgas example) which allows to refer them to the stochastic periodical signals totality is analyzed. The main gasloading models? Which take into account on descriptive level their stochastic periodicity and allow working out more wider and objective statistical researching methods are considered. The perspective ways of gas consuming information technologies analysis and prediction elaborating using of which promotes the increasing of gas industrial complex functioning effectiveness and reliability are proposed.*

ванні та споживанні газу, неплатежі за використаний газ, часто неконтрольоване зростання цін на енергоносії загалом і на газ зокрема. Разом з тим недостатньо уваги приділяється технічним засобам обліку газу, недосконаліми є статистичні методи аналізу і прогнозу газоспоживання, транспортування газу, практично відсутні ефективні інформаційні технології, які б враховували специфіку, особливості газової промисловості. Можна лише зауважити, що подібна картина певною мірою характерна також для нафтової галузі і електроенергетики.

Враховуючи ситуацію, що склалася, важливою на сьогоднішній день державною проблемою є підвищення ефективності управління в газовій промисловості. Ця проблема складна і стосується багатьох аспектів: політичних,