

Технічні науки

УДК 622.692.4

Середюк Марія Дмитрівна

доктор технічних наук,

професор кафедри газонафтопроводів та газонафтосховищ

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Середюк Мария Дмитриевна

доктор технических наук,

профессор кафедры газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

Serediuk Mariia

Doctor of Technical Sciences, Professor of the

Department of Oil and Gas Pipelines and Storages Facilities

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

**ВПЛИВ НЕІЗОТЕРМІЧНОГО РЕЖИМУ ПЕРЕКАЧУВАННЯ
НАФТИ НА ПРОПУСКНУ ЗДАТНІСТЬ ТА
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДУ
ВЛИЯНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ
НЕФТИ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ И
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА
THE EFFECT OF NON-ISOTHERMAL REGIME THE PUMPING OF
OIL TO CAPACITY AND ENERGY EFFICIENCY OF PIPELINE
OPERATION**

Анотація. Удосконалено метод гідравлічного розрахунку магістрального нафтопроводу шляхом урахування впливу неізотермічного чинника, спричиненого відмінністю температури нафти, що закачується у трубопровід, від температури ґрунту та проявами тепла тертя потоку

транспортованої нафти. Встановлено вплив неізотермічності на пропускну здатність та енергоефективність експлуатації нафтопроводу за різних значень початкової температури нафти та різних умов теплопередачі від нафти у навколишнє середовище.

Ключові слова: нафтопровід, пропускну здатність, енергоефективність, гідравлічний розрахунок, тепло тертя потоку, теплопередача, в'язкість

Анотація. Усовершенствован метод гидравлического расчета магистрального нефтепровода путем учета влияния неизоермического фактора, вызванного отличием температуры нефти, закачиваемой в трубопровод, от температуры почвы и проявлениями тепла трения потока транспортируемой нефти. Установлено влияние неизоермичности на пропусчную способность и энергоэффективность эксплуатации нефтепровода при различных значениях начальной температуры нефти и различных условий теплопередачи от нефти в окружающую среду.

Ключевые слова: нефтепровод, пропусчная способность, энергоэффективность, гидравлический расчет, тепло трения потока, теплопередача, вязкость

Summary. The method of hydraulic calculation of the main oil pipeline was improved. This method takes into account the influence of a non-isothermal factor caused by the difference between the temperature of the oil pumped into the pipeline and the temperature of soil and also the manifestations the heat of friction of transported oil flow. The influence of non-isothermal process on the capacity and energy efficiency of the pipeline operation at different values of the initial oil temperature and different conditions of heat transfer from oil to the environment was established.

Key words: *oil pipeline, capacity, energy efficiency, hydraulic calculation, heat of friction of the flow, heat transfer, viscosity.*

Вступ. При проектуванні та експлуатації магістральних нафтопроводів обов'язковою процедурою є проведення гідравлічних розрахунків за різних режимів транспортування нафти. Метою гідравлічного розрахунку трубопроводу, зазвичай, є знаходження втрат енергії (тиску, напору) у разі перекачування заданого обсягу нафти з конкретними фізичними властивостями за певних сезонних чинників [1; 2; 3].

Гідравлічні втрати енергії від тертя у трубопроводі суттєво залежать від фізичних властивостей транспортованої рідини, а саме від густини і в'язкості за умов перекачування. Зазначені властивості нафти у свою чергу є функцією температури нафти.

Для ізотермічних нафтопроводів, які реалізують традиційну технологію транспортування нафти, відповідно до вимог нормативних документів густину і кінематичну в'язкість нафти прийнято визначати за розрахункової температури, яку приймають рівною температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу [1; 3].

Значення температури ґрунту залежно від географічного розташування траси нафтопроводу на етапі проектних розрахунків беруть із довідників. При проведенні експлуатаційних розрахунків нафтопроводів можуть бути використані конкретні дані промислових вимірювань температури ґрунту на глибині укладання труби.

Таким чином, традиційний підхід до гідравлічних розрахунків магістральних нафтопроводів передбачає, що температура транспортованої нафти є величина стала і дорівнює температурі ґрунту на глибині укладання труби.

Як свідчить практика експлуатації магістральних нафтопроводів, температура нафти, яка закачується у трубопровід, зазвичай відрізняється від температури ґрунту. Це є однією із причин неізотермічності режиму перекачування нафти. Іншою причиною неізотермічності режиму є явище дисипації енергії, так зване тепло тертя потоку, яке супроводжує процес руху реальної рідини у трубопроводі. Тепло тертя потоку безпосередньо впливає на розподіл температури нафти довжиною нафтопроводу, що у свою чергу змінює втрати енергії на транспортування нафти .

Тепло тертя потоку прийнято враховувати при теплогідравлічних розрахунках «гарячих нафтопроводів», тобто при спеціальній технології перекачування високов'язкої нафти з попереднім підігріванням [1; 2; 3; 4]. Питання впливу тепла тертя потоку при гідравлічних розрахунках нафтопроводу за традиційної технології перекачування нафти середньої і малої в'язкості вивчено недостатньо.

Мета дослідження – удосконалення методу гідравлічного розрахунку магістрального нафтопроводу шляхом урахування неізотермічності потоку нафти. Мета реалізується через вирішення таких завдань:

- розроблення методики урахування впливу початкової температури нафти і тепла тертя потоку на результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу;
- оцінювання впливу неізотермічності на результати гідравлічного розрахунку нафтопроводу;
- оцінювання впливу неізотермічності на пропускну здатність та енергоефективність експлуатації нафтопроводу.

Рівняння теплового балансу для ділянки нафтопроводу довжиною dx з урахуванням тепла тертя потоку має вигляд [1; 2; 4]

$$K\pi D(t - t_o)dx = -\rho Q c dt + \rho Q g dx, \quad (1)$$

де K - повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу;

t - температура нафти у довільному перерізі нафтопроводу;

t_o - температура ґрунту на глибині укладання нафтопроводу;

ρ - густина нафти у довільному перерізі нафтопроводу;

c - теплоємність нафти у довільному перерізі нафтопроводу;

Q - об'ємна витрата нафти у нафтопроводі;

g - прискорення сили тяжіння;

i - гідравлічний нахил у довільному перерізі нафтопроводу.

Розділяємо змінні у рівнянні (1)

$$K\pi D \left(t - t_o - \frac{\rho Q g i}{K\pi D} \right) dx = -\rho Q c dt. \quad (2)$$

Як свідчить практика, рух нафти в магістральних нафтопроводах зазвичай відбувається в зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму. За таких умов для обчислення гідравлічного нахилу може бути застосована узагальнена формула Лейбензона

$$i = \frac{\beta Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}}, \quad (3)$$

де β - комплекс параметрів, значення якого залежить від режиму руху рідини,

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}, \quad (4)$$

A, m - коефіцієнти, значення яких залежать від режиму руху рідини, для гідравлічно гладких труб у зоні адекватності формули Блазіуса

$$A = 0,3164; m = 0,25.$$

Рівняння (2) з урахуванням (3) в (4) набуває такого вигляду:

$$\frac{K\pi D}{\rho Q c} dx = -\frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}, \quad (5)$$

де φ - комплекс величин, який ураховує вплив тертя потоку,

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

Усреднюємо густину ρ_{cp} і теплоємність нафти c_{cp} за довжиною нафтопроводу та виконуємо інтегрування рівняння (5)

$$\frac{K\pi DL}{\rho_{cp} Q c_{cp}} = \int_{t_k}^{t_H} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}, \quad (7)$$

де L - довжина нафтопроводу;

t_H, t_k - температура нафти на початку і у кінці нафтопроводу відповідно.

Рівняння (6) може бути записано через параметр Шухова $Шу$ [2; 4]

$$Шу = \int_{t_k}^{t_H} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (8)$$

Як впливає із формули (7), через прояви тепла тертя потоку температура нафти у нафтопроводі не може опуститись нижче мінімального значення v_{kmin} , яке можна визначити із рівняння [2]

$$t_{kmin} = t_o + \varphi v_{kmin}^m, \quad (9)$$

де v_{kmin} - значення кінематичної в'язкості нафти, яке відповідає температурі нафти t_{kmin} .

Трансцендентне рівняння (9) може бути розв'язано методом послідовних наближень.

Втрати напору від тертя у нафтопроводі з урахуванням неізотермічності потоку нафти дорівнюють [2; 4]

$$H = \frac{\beta Q^{2-m} L}{D^{5-m}} \int_0^L v^m dx. \quad (10)$$

Із формули (5) після введення параметра Шухова одержуємо

$$dx = -\frac{L}{Шу} \cdot \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (11)$$

Формулу (10) з урахуванням (11) можна представити у такому вигляді:

$$H = \frac{\beta Q^{2-m} L}{D^{5-m}} v_{cp}^m, \quad (12)$$

де v_{cp} - середньоінтегральне значення в'язкості нафти у нафтопроводі

$$v_{cp}^m = \frac{1}{Шу} \int_{t_k}^{t_H} \frac{v^m dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (13)$$

Алгоритм теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу з урахуванням неізотермічності, спричиненої теплом тертя потоку і відхиленням початкової температури нафти від температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу передбачає виконання наведених нижче обчислювальних операцій.

Початковими даними для розрахунків є технічні характеристики ділянки нафтопроводу, температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу, температура нафти на початку нафтопроводу, коефіцієнт теплопровідності ґрунту, фізичні властивості нафти, величина витрати нафти у нафтопроводі.

Аналізують найбільш очікуваний випадок, за якого температура нафти на початку нафтопроводу більша за температуру ґрунту на глибині укладання трубопроводу. За цих умов внаслідок сумарної дії двох чинників, а саме теплопередачі від нафти у довкілля та виділення тепла тертя потоку, температура нафти у нафтопроводі буде знижуватись за певним законом від початкового значення t_n до кінцевого значення t_k .

За формулою (4) обчислюють величину комплексу параметрів β . Використовуючи будь-яку математичну модель, наприклад, формулу Рейнольдса-Філонова, знаходять кінематичну в'язкість нафти за температури, що дорівнює температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу t_o

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2}, \quad (14)$$

$$\nu_o = \nu_1 e^{-u(t_o - t_1)}, \quad (15)$$

де ν_1, ν_2 - кінематична в'язкість нафти за температур t_1, t_2 відповідно.

Обчислюють повний коефіцієнт теплопередачі від транспортованої нафтопроводом нафти в навколишнє середовище [2]

$$K = \frac{2\lambda_{zp}}{D \ln \left(\frac{2h_o}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2h_o}{D_3} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (16)$$

де λ_{zp} - коефіцієнт теплопровідності ґрунту;

h_o - глибина укладання осі трубопроводу в ґрунт;

D_3 - зовнішній діаметр трубопроводу.

Визначають втрати тиску від тертя у нафтопроводі без урахування ефекту неізотермічності потоку нафти

$$H_{iz} = \frac{\beta Q^{2-m} L}{D^{5-m}} v_o^m. \quad (17)$$

Блок визначення мінімальної температури нафти у нафтопроводі передбачає виконання таких операцій. Задають мінімальне значення температури нафти у нафтопроводі

$$t_{kmin} = t_o + \Delta t, \quad (18)$$

де Δt - крок зміни температури нафти.

Обчислюють коефіцієнт k_t , що характеризує відносну зміну температури нафти у нафтопроводі [2]

$$k_t = \frac{t_n - t_o}{t_{kmin} - t_o}. \quad (19)$$

Якщо виконується умова $k_t < 2$, орієнтовне середнє значення температури нафти у нафтопроводі знаходять за формулою

$$t_{cpo} = 0,5(t_n + t_{kmin}); \quad (20)$$

якщо $k_t > 2$

$$t_{cpo} = t_o + \frac{t_n - t_{kmin}}{\ln k_t}. \quad (21)$$

Обчислюють орієнтовне середнє значення густини нафти у нафтопроводі

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \rho_{20}, \quad (22)$$

$$\rho_{cp} = \rho_{20} - \xi(t_{cpo} - 20). \quad (23)$$

За формулою (6) знаходять усереднену величину комплексу φ_{cpo} , який ураховує вплив тепла тертя потоку нафти. Обчислюють величину кінематичної в'язкості нафти за прийнятого значення кінцевої температури нафти

$$v_{k_{min}} = v_1 e^{-u(t_{k_{min}} - t_1)}. \quad (24)$$

Якщо виконується умова

$$(t_{k_{min}} - t_o - \varphi_{cp_o} v_{k_{min}}) < 0, \quad (25)$$

то збільшують величину мінімального значення температури нафти у нафтопроводі

$$t_{k_{min}} = t_{k_{min}} + \Delta t. \quad (26)$$

У результаті методом ітерацій знаходять мінімальне значення температури нафти у нафтопроводі для заданої витрати нафти з урахуванням тепла тертя потоку.

Приймають, що кінцева температура нафти у нафтопроводі дорівнює мінімальному значенню, визначеному вище

$$t_k = t_{k_{min}}. \quad (27)$$

Методом числового інтегрування знаходять величину визначеного інтегралу

$$I_t = \int_{t_k}^{t_H} \frac{dt}{t - t_o - \varphi v^m}. \quad (28)$$

Обчислюють середнє значення теплоємності нафти у нафтопроводі

$$c_{cp} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39 t_{cp_o}). \quad (29)$$

Знаходять, на якій довжині нафтопроводу температура нафти стане рівною заданій кінцевій температурі t_k

$$L_r = I_t \frac{\rho_{cp} Q c_{cp}}{K \pi D}. \quad (30)$$

Якщо виконується умова

$$L_r > L, \quad (31)$$

то збільшують кінцеву температуру нафти з певним кроком до зміни знаку нерівності у рівнянні (31). У результаті методом ітерацій знаходять температуру нафти у кінці нафтопроводу з урахуванням впливу тепла тертя потоку.

Числовим методом обчислюють величину визначеного інтегралу

$$I_v = \int_{t_k}^{t_H} \frac{v^m dt}{t - t_o - \phi v^m}. \quad (32)$$

Визначають середньоінтегральне значення кінематичної в'язкості нафти у степені m з урахуванням впливу чинника неізотермічності [2]

$$v_{cp}^m = \frac{\rho_{cp} Q_{cp}}{K \pi D L} \cdot I_v. \quad (33)$$

Знаходять втрати напору від тертя у нафтопроводі з урахуванням неізотермічності потоку транспортованої нафти

$$H_{неіз} = \frac{\beta Q^{2-m} L}{D^{5-m}} v_{cp}^m. \quad (34)$$

Оцінюють відносне зменшення втрат напору від тертя у нафтопроводі, спричинене впливом неізотермічного чинника

$$\delta = \frac{(H_{неіз} - H_{із})}{H_{із}} 100 \%. \quad (35)$$

Наведений вище алгоритм реалізовано у комп'ютерній програмі. Застосовуючи її проведемо дослідження впливу неізотермічності потоку нафти на режим експлуатації модельного нафтопроводу.

Характеристики модельного нафтопроводу і властивості транспортованої нафти приймаємо близькими до параметрів діючих нафтопроводів України. Довжина нафтопроводу 100 км, зовнішній діаметр 720 мм, внутрішній діаметр 702 мм, глибина укладання осі труби 1,8 м. Кінематична в'язкість нафти за температури 0 °C становить 66 сСт, за

температури 20 °С дорівнює 20 сСт, густина нафти за температури 20 °С становить 870 кг/м³.

Приймаємо коефіцієнт теплопровідності ґрунту на глибині укладання трубопроводу рівним $\lambda_{ep} = 1,2$ Вт/(м·°С), а температуру ґрунту на глибині укладання труби для зимових умов експлуатації $t_o = 3$ °С. Розглядаємо кілька значень початкової температури нафти у нафтопроводі у діапазоні від 10 °С до 3 °С.

На рисунку 1 наведено залежність кінцевої температури нафти у нафтопроводі від витрати за різних значень початкової температури нафти. Рисунок 2 ілюструє залежність відносного зменшення втрат напору у нафтопроводі від робочої витрати за різних значень початкової температури нафти.

На рисунках 3 і 4 наведено залежність кінцевої температури нафти у нафтопроводі та відносного зменшення втрат напору за рахунок неізотермічності від усередненого числа Рейнольдса за різних значень початкової температури нафти.

При експлуатації нафтопроводу не виключений випадок, за якого початкова температура нафти буде практично співпадати з температурою ґрунту на глибині укладання трубопроводу. У таких умовах неізотермічність потоку нафти буде спричинена виключно теплом тертя потоку. Рисунок 5 ілюструє вплив тільки одного чинника – теплоти тертя потоку на втрати напору від тертя за різних значень витрати нафти у нафтопроводі.

Теплогідравлічний режим експлуатації нафтопроводу залежить від інтенсивності процесу теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, яка у значній мірі визначається величиною коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Застосовуючи програмне забезпечення, виконуємо аналогічні теплогідравлічні розрахунки модельного нафтопроводу за значень коефіцієнта теплопровідності ґрунту 0,8 Вт/(м·°С) і 1,6 Вт/(м·°С).

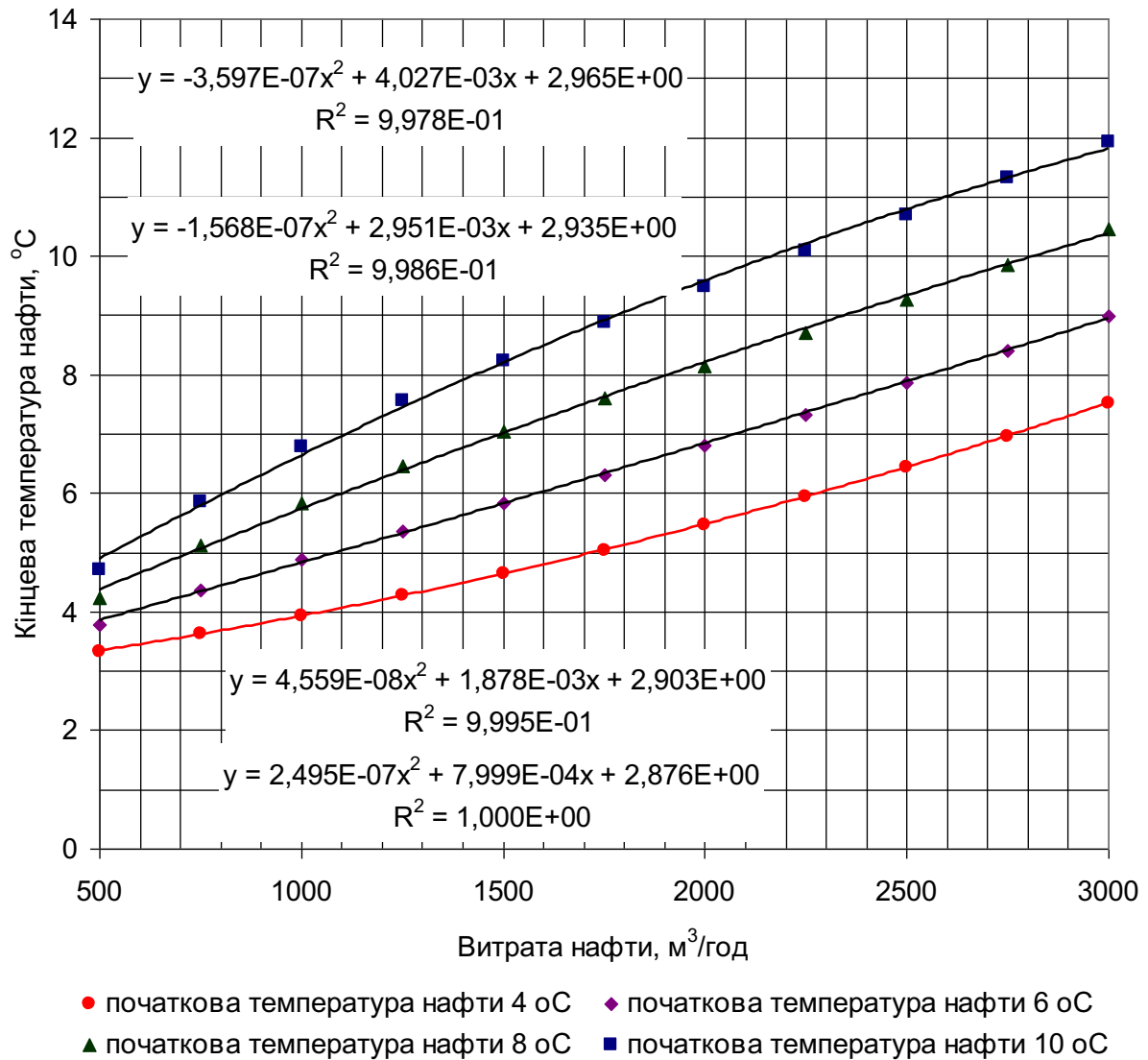


Рис. 1. Залежність кінцевої температури нафти у нафтопроводі від витрати за різних значень початкової температури нафти

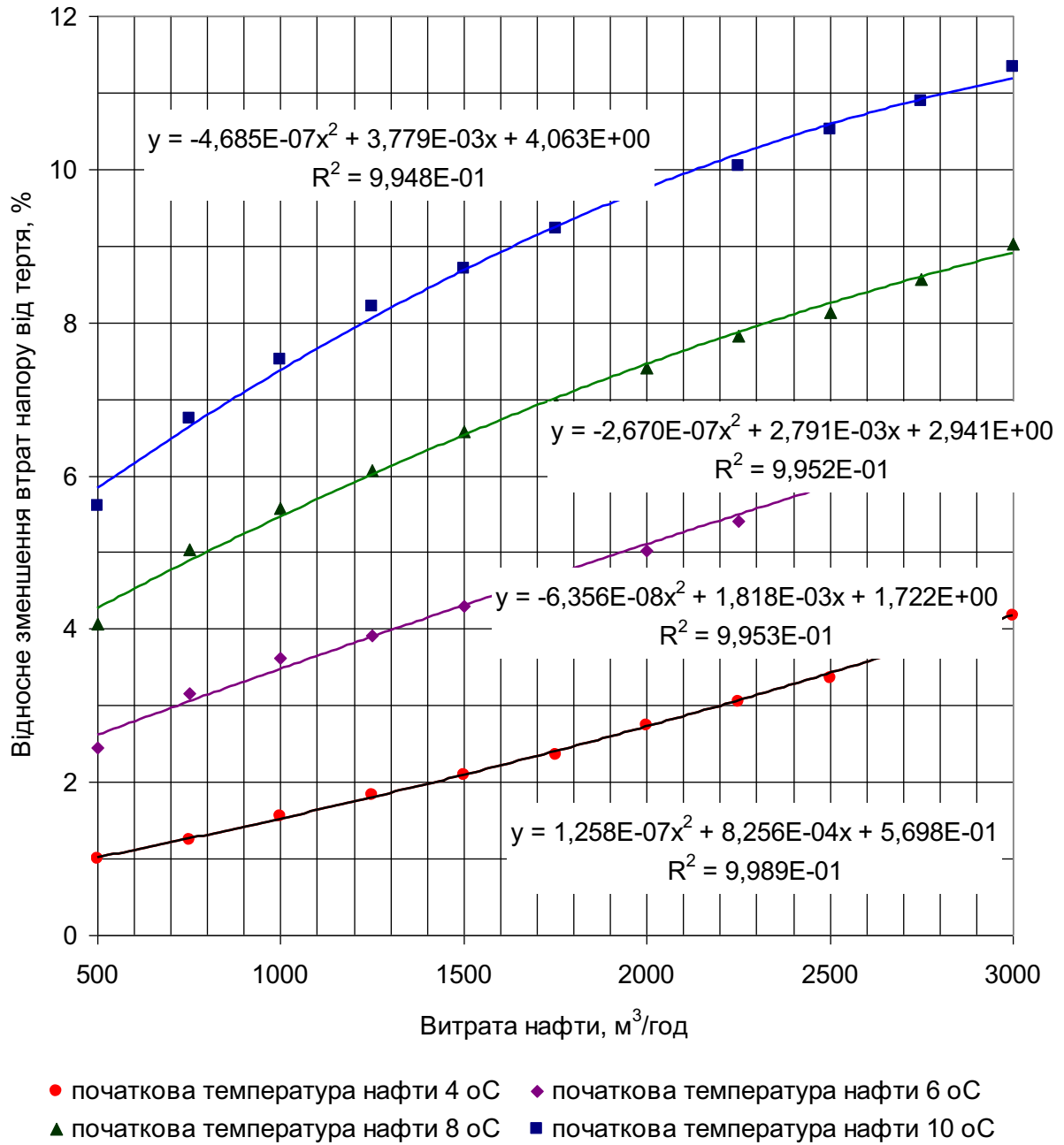


Рис. 2. Залежність відносного зменшення втрат напору у нафтопроводі від витрати за різних значень початкової температури нафти

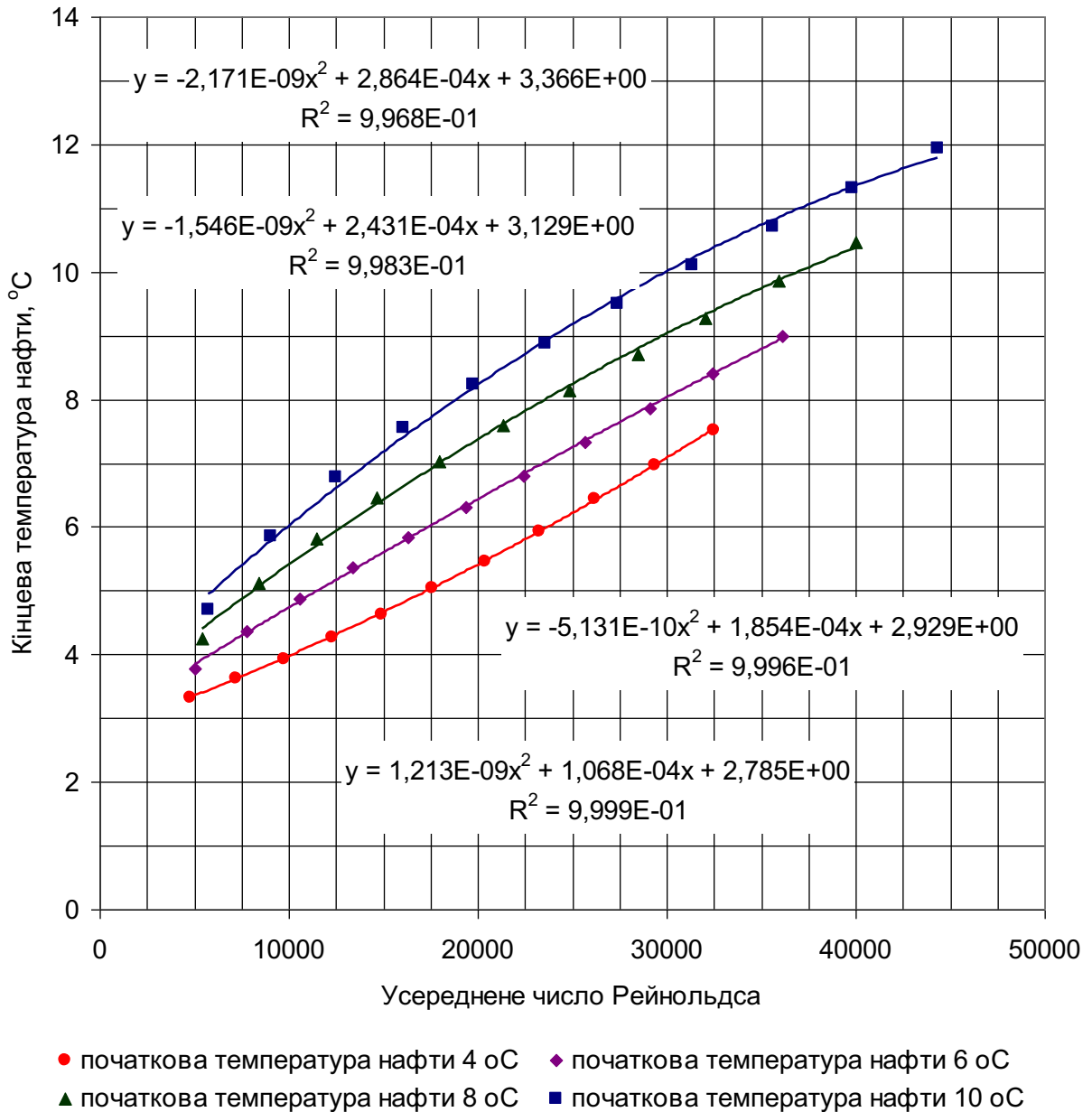


Рис. 3. Залежність кінцевої температури нафти у нафтопроводі від усередненого числа Рейнольдса за різних значень початкової температури нафти

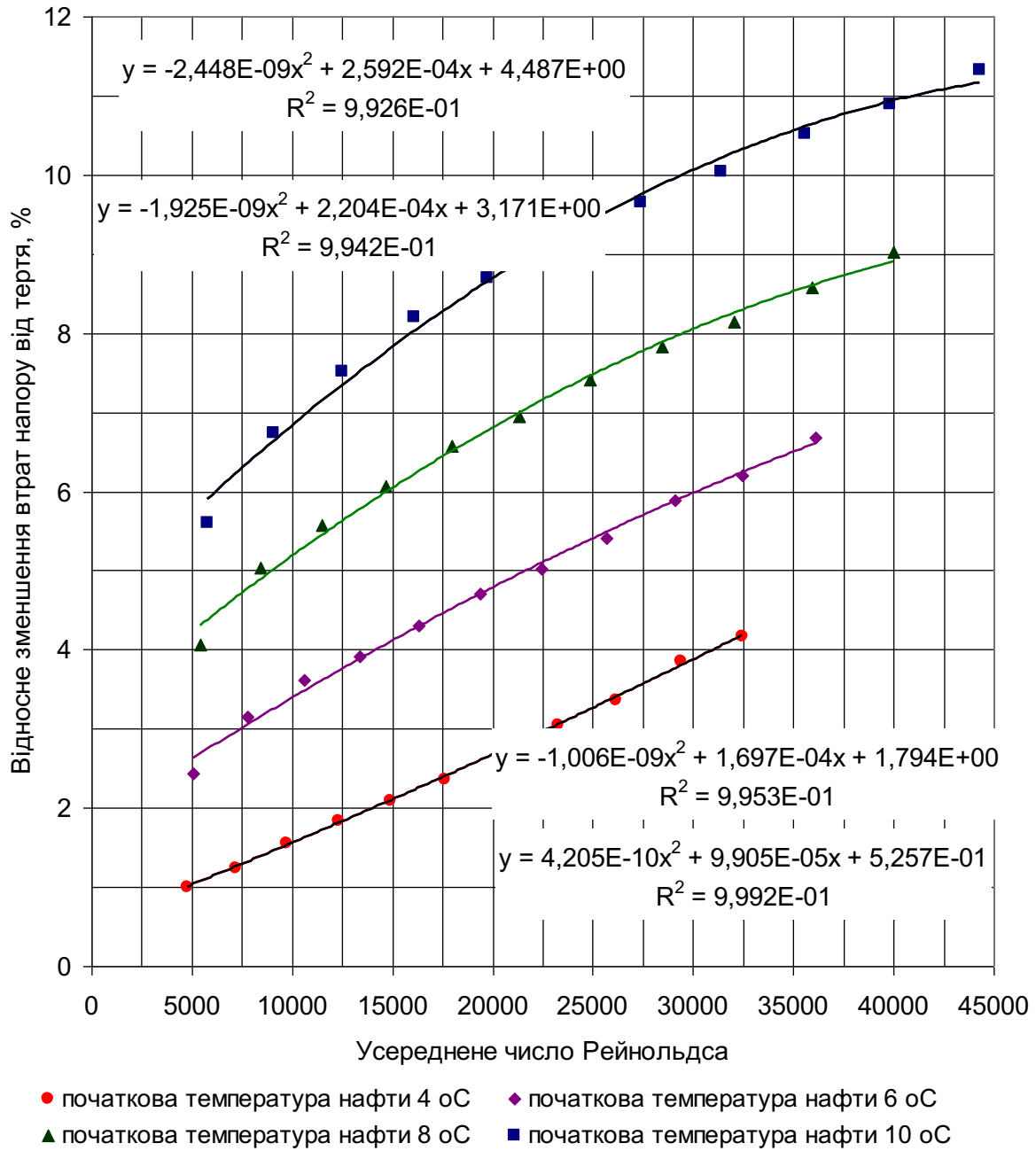


Рис. 4. Залежність відносного зменшення втрат напору у нафтопроводі від усередненого числа Рейнольдса за різних значень початкової температури нафти

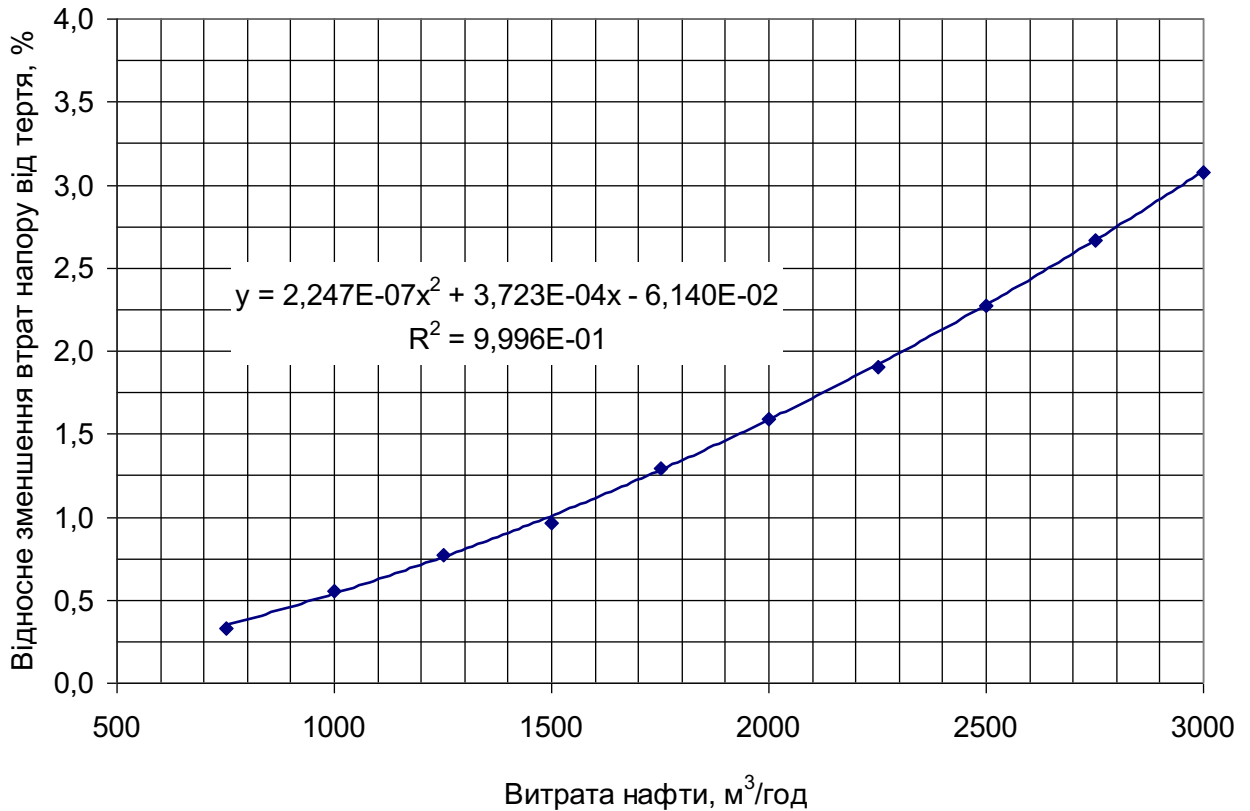


Рис. 5. Залежність відносного зменшення втрат напору нафтопроводі за початкової температури нафти, яка рівна температурі ґрунту

Зазначений діапазон відповідає фактичному діапазону зміни повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище для магістральних нафтопроводів України. Рисунки 6 і 7 ілюструють залежність мінімального значення кінцевої температури нафти та фактичної кінцевої температури нафти у нафтопроводі залежно від витрати нафти та величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту на глибині укладання нафтопроводу.

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів необхідним є визначення їх пропускнув здатності та енергоефективності експлуатації з урахуванням всіх впливових чинників, ц тому числі характеристик лінійної частини та характеристик насосних агрегатів нафтоперекачувальних станцій (НПС) [5; 6].

Тому наступним етапом досліджень стало оцінювання впливу неізотермічного чинника на пропускну здатність магістрального нафтопроводу та питомі витрати електроенергії на транспортування нафти.

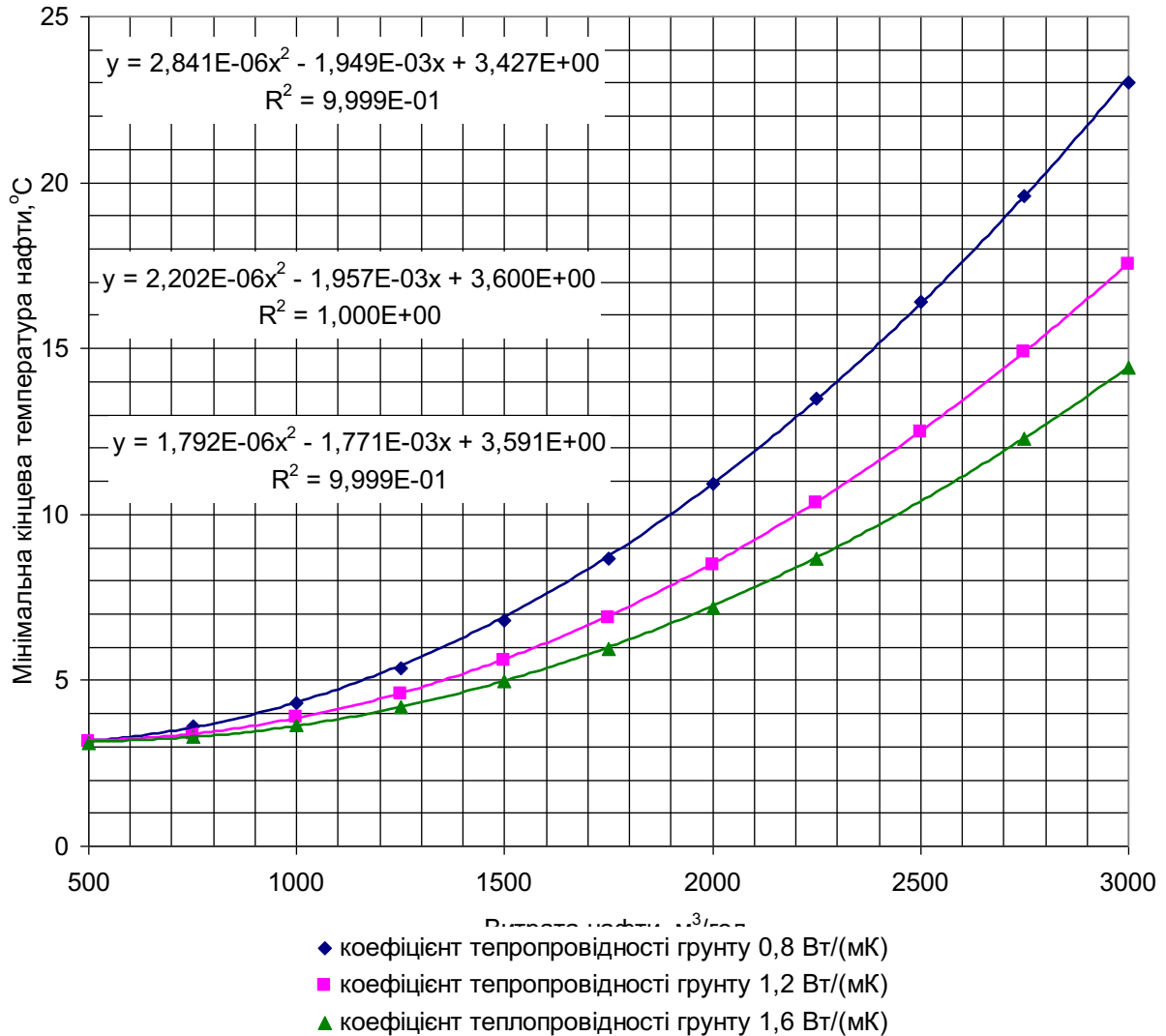


Рис. 6. Залежність мінімального значення кінцевої температури нафти у нафтопроводі залежно від витрати нафти та величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту на глибині укладання нафтопроводу

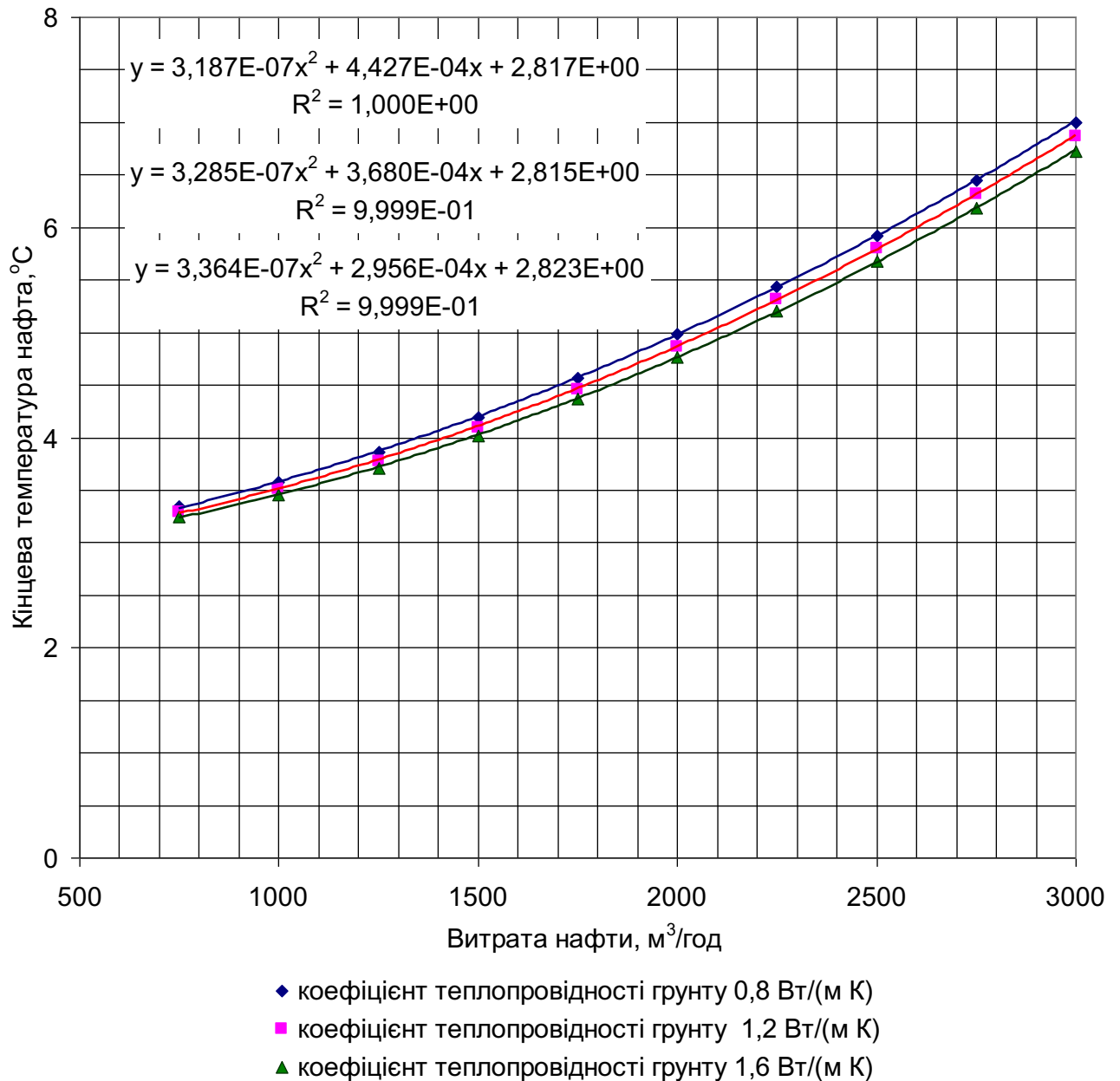


Рис. 7. Залежність кінцевої температури нафти у нафтопроводі залежно від витрати нафти та величини коефіцієнта теплопровідності ґрунту

Для оцінювання впливу неізотермічності на режим роботи гідродиманічної системи НПС - ділянка нафтопроводу розроблено алгоритм і програмне забезпечення, які містять такі елементи [4; 5]:

– блок математичного моделювання характеристик насосів та розрахунку режиму роботи НПС;

- блок теплогідравлічного розрахунку лінійної ділянки нафтопроводу з урахуванням неізотермічності потоку нафти, що базується на аналітичних залежностях, наведених вище;
- блок урахування технологічних обмежень тиску і витрати нафти в елементах нафтопроводу;
- блок обчислення питомих витрат електроенергії на транспортування нафти нафтопроводом.

З метою апробації методики визначимо пропускну здатність та енергоефективність експлуатації модельного нафтопроводу з урахуванням впливу неізотермічності потоку нафти.

Приймаємо, що на НПС встановлено магістральні насоси марки НМ 3600-230 і підпірні насоси марки НПВ 3600-90. Розглянемо випадок послідовної роботи підпірного і трьох магістральних насосів. Максимально допустимий тиск із умови міцності трубопроводу становить 6 МПа. Різниця геодезичних позначок кінця і початку нафтопроводу 120 м. Початкова температура нафти 10 °С, температура ґрунту 3 °С. Вихідні дані для фізичних властивостей нафти аналогічні наведеним вище.

Розрахунки за традиційної методикою дають такі результати: пропускну здатність нафтопроводу $Q_{із} = 2319 \text{ м}^3/\text{год}$; питомі витрати електроенергії на транспортування нафти $H_{із} = 27,02 \text{ кВт}/(1000 \text{ т}\cdot\text{км})$. Врахування неізотермічності потоку нафти дало змогу одержати такі результати: пропускну здатність нафтопроводу $Q_{неіз} = 2481 \text{ м}^3/\text{год}$; питомі витрати електроенергії на транспортування нафти $H_{неіз} = 26,07 \text{ кВт}/(1000 \text{ т}\cdot\text{км})$.

Таким чином, застосування уточненої методики теплогідравлічного розрахунку дало змогу для конкретного випадку уточнити пропускну здатність нафтопроводу на 6,5 % , а енергоефективність транспортування нафти на 3,5 %.

Висновки

1. При експлуатації магістральних нафтопроводів за традиційною технологією перекачування нафти виникає неізотермічність режиму, спричинена двома чинниками: відмінністю температури нафти, що закачується у нафтопровід від температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу та виділенням у трубопроводі тепла тертя потоку нафти.

2. Шляхом теоретичних досліджень з використанням рівнянь трубопровідної гідравліки та теплопередачі запропоновано метод теплогідравлічного розрахунку нафтопроводу, який ураховує вплив неізотермічного чинника.

3. Методом математичного моделювання встановлено, що відносне зменшення втрат енергії на транспортування нафти при врахуванні ефекту неізотермічності за всіх інших однакових параметрів залежить від початкової температури нафти і величини повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище. Для модельного нафтопроводу за початкової температури 10 °С урахування ефекту неізотермічності на 11 % зменшило втрати енергії від тертя при транспортуванні нафти.

4. На базі рівнянь що описують спільну роботу нафтоперекачувальної станції та лінійної частини трубопроводу, розроблено методику визначення пропускної здатності та енергоефективності експлуатації нафтопроводу з урахуванням чинника неізотермічності. Застосування уточненої методики теплогідравлічного розрахунку дало змогу для конкретного випадку уточнити пропускну здатність нафтопроводу на 6,5 % , а енергоефективність транспортування нафти на 3,5 %.

Література

1. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підручник для ВНЗ]. Івано-Франківськ. 2002. 517 с.
2. Середюк М. Д. Проектування та експлуатація нафтопродуктопроводів. Івано-Франківськ. 2002. 282 с.
3. Коршак А. А., Нечваль А. М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: [учебник для вузов]. Уфа: ДизайнПолиграфСервис. 2005. 515 с.
4. Середюк М. Д., Якимив Й. В., Дзеба О. Г. и др. Влияние тепла трения потока на теплогидравлический расчет неизотермического нефтепровода // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1990. Вып. 27. С. 113-115.
5. Середюк М. Д. Івоняк А. С. Методика розрахунку режимних та енергетичних параметрів роботи магістральних нафтопроводів // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2002. № 1(2). С. 50-54.
6. Середюк М. Д. Методика нормування витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2002. №2(3). С. 57-60.