

## ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ АНАЛІЗ ТА МОДЕЛЮВАННЯ

УДК 65.6(075.8)

### Дослідження теплових та гідравлических характеристик процесу «гарячого» перекачування нафти по магістральним нафтопроводам

І. Л. Бошкова<sup>1✉</sup>, Н. В. Волгушева<sup>2</sup>, Е. І. Альтман<sup>3</sup>, І. І. Мукмінов<sup>4</sup>, К. В. Георгієв<sup>5</sup>

<sup>1-5</sup>Одеський національний технологічний університет, вул. Канатна, 112, Одеса, 65039, Україна

✉ e-mail: <sup>1</sup>boshkova.irina@gmail.com

ORCID: <sup>1</sup><http://orcid.org/0009-0009-5599-2709>; <sup>2</sup><http://orcid.org/0000-0002-9984-6502>; <sup>3</sup><http://orcid.org/0000-0002-8934-2036>; <sup>4</sup><http://orcid.org/0000-0002-3674-9289>; <sup>5</sup><https://orcid.org/0000-0002-7045-8039>

*Розглядається питання зниження енерговитрат на транспортування та нагрівання нафти при «гарячому» перекачуванні по магістральним нафтопроводам. Визначено, що питання «гарячого» перекачування є актуальними для України завдяки тому, що існують геологічні передумови для пошуку значних промислових покладів важких сортів нафт та бітумів, які потребують транспортування. Зазначається, що для вибору раціонального за енергетичними показниками режиму перекачування нафти необхідно визначення співвідношення енергетичних витрат на перекачування. Дослідженням даної роботи був магістральний нафтопровід зовнішнім діаметром  $d = 0,82$  м; по якому перекачується нафта з витратою  $G = 507$  кг/с. Розглядається нафта Яблунівського родовища з відомими даними по в'язкості та густині. Визначені витрати енергії на нагрівання нафти при «гарячому» перекачуванні та довжина нафтопроводу, на якій температура нафти знижується від 50 до 35 °С. Прийнято, що глибина закладання нафтопроводу складає 0,9 м від верху нафтопроводу, тому підземний трубопровід є дрібного закладення. Коефіцієнт тепловіддачі від потоку до внутрішньої поверхні труби пов'язаний з гідравлічним ухилом та описує тепловіддачу в однофазному і двофазному потоці та потоці емульсії в трубі. На підставі розрахунку критичної температури та порівняння її з заданими температурами нафти отримано, що течія як на початку ділянки, так і наприкінці, є турбулентною. Розраховано розподіл середньої за перетином каналу температури нафти по довжині нафтопроводу та потужність на перекачування нафти по нафтопроводу в залежності від початкової температури. Отримано, що затрати енергії на підігрів нафти від 35 до 50 °С значно перевищує витрати на перекачування при температурі нафти 50 °С на початку ділянки, тому для вибору раціонального за енергетичними показниками режиму доцільно знизити витрату теплоти в навколишнє середовище за рахунок використання теплової ізоляції.*

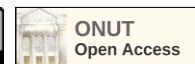
**Ключові слова:** Теплові витрати; Термічний опір; Гідравлічний ухил; Турбулентний режим; Температура нафти; Втрати напору; Раціональний за енергетичними показниками режим

doi: <https://doi.org/10.15673/ret.v61i1.3107>

© The Author(s) 2025. This article is an open access publication

This work is licensed under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC BY)

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



## 1. Вступ

Питання зниження енерговитрат на транспортування та нагрівання нафти при «гарячому» перекачуванні по магістральним нафтопроводам є актуальним та потребує визначення раціональних

режимів перекачування для різних технологічних ділянок нафтопроводів. Важливість рішення проблеми пов'язана з тим, що нафтопровід є одним із важливих транспортних засобів у нафтовій промисловості. В Україні існують геологічні передумови для пошуку значних промислових покла-

дів важких сортів нафти та бітумів, які потребують транспортування. Найпоширенішим способом трубопровідного транспортування в'язкої нафти є перекачування підігрітої нафти, при цьому способом попередньо підігріта нафта надходить в магістральний нафтопровід, потім через певну відстань по трасі встановлюються теплопункти, де відбувається підігрів нафти. Метою роботи є аналіз та визначення співвідношення енергетичних витрат на перекачування нафти та підігрів при транспортуванні по магістральному нафтопроводу та вибір раціонального за енергетичними показниками режиму перекачування.

## 2. Аналіз літературних джерел

Трубопровід є одним із важливих транспортних засобів у нафтовій промисловості, проте стикається з вузькими місцями розвитку, пов'язаними з високим ризиком прийняття рішення [1]. Трубопроводи можна вважати артерією нафтової промисловості, і він відіграє життєво важливу роль у всьому виробництві нафти. За даними [1], на кінець 2020 року загальна протяжність трубопроводів, що експлуатуються, становила приблизно  $201,9 \cdot 10^4$  км у всьому світі, у тому числі  $135,0 \cdot 10^4$  км для використання природного газу,  $40,1 \cdot 10^4$  км для сирової нафти та  $26,8 \cdot 10^4$  км для нафтопродуктів відповідно. У традиційному розвитку нафто- та газопроводів є деякі вузькі місця, такі як низька ефективність управління, висока вартість робочої сили та високий ризик прийняття рішень [2]. В останні роки було проведено багато досліджень щодо зменшення споживання енергії нафтопровідного транспорту. Ці дослідження спочатку встановлюють оптимізаційну модель нафто- та газопровідної системи, а потім розв'язують моделі, щоб знайти придатні операційні параметри [3].

Найпоширенішим способом трубопровідного транспортування в'язкої нафти є перекачування попередньо підігрітої нафти. При цьому способом попередньо підігріта нафта надходить в магістральний нафтопровід, потім через певну відстань по трасі встановлюються теплопункти, де відбувається підігрів нафти.

В Україні існують усі геологічні передумови для пошуку значних промислових покладів важких сортів нафти та бітумів. Важливі й найперспективніші родовища розташовані на крайньому північному заході Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), де вже давно відомі поклади важкої наф-

ти, бітумів і асфальтів (Бахмацьке, Тваньське, Холмське та ін.) Одним з таких родовищ важкої нафти в Україні є Яблунівське родовище [4].

Вплив складу на в'язкість сирової нафти був розглянутий у роботі [5]. За даними авторів, сирову нафту можна розділити на неколоїдні рідини, мальтени та асфальтени; останнім є темно-коричневий порошок, який може агломерувати та підвищувати в'язкість мастила.

Для прогнозування поведінки нафт під час їх видобування та транспортуванні необхідні фізичні властивості нафти, у роботі [6] досліджено в'язкісно-температурні властивості високов'язких нафт із трьох свердловин Яблунівського родовища (Полтавська обл., Україна) за допомогою ротаційного віскозиметра. Важкі нафти є складними рідинами, і їх властивості текучості мають першочергове значення для оцінки їх комерційної цінності або для проектування виробничих і транспортних засобів. Такі сполуки, як асфальтени та кристали парафіну, наприклад, відомі своєю складною фізичною поведінкою та взаємодією, і, отже, вони значною мірою сприяють макроскопічній поведінці потоку сирової нафти [7].

Аналіз даних про залежності динамічної в'язкості та напруження зсуву від швидкості зсуву для першого зразка [6] показує, що при температурі 293 К в'язкість нафти знижується з 4,71 до 2,30 Па·с, коли швидкість зсуву збільшується з 4,52 до  $52,7 \text{ c}^{-1}$ . Подальше підвищення швидкості зсуву до  $452 \text{ c}^{-1}$  призводить до зменшення динамічної в'язкості лише до 2,07 Па·с. При цьому напруження зсуву змінюється криволінійно, варіюючись від 936 до 21,3 Па, що свідчить про те, що зразок нафти за температури 293 К поводить себе як псевдопластична рідина з неньютонівською поведінкою.

Дослідження теплових характеристик нафтопроводу протягом його послідовного процесу від зупинки до повторного запуску [8] ґрунтується на тому, що сьогодні сира нафта залишається одним із найважливіших і стабільних джерел енергії для сприяння економічному розвитку в усьому світі. Щоб забезпечити постійне та надійне постачання сирової нафти, трубопровід відіграє життєво важливу роль у цьому виді транспортування енергії. Під час транспортування сирової нафти по трубопроводах теплові характеристики стають першочерговим завданням. Тому проведено багато досліджень теплових характеристик сирової нафти під час її транспортування по трубопроводах [9, 10] з метою встановлення оптимальних умов для транс-

портування нафти з високою температурою застигання та високої в'язкості магістральними нафтопроводами. Досліджено оптимізацію «гарячого» перекачування шляхом визначення енергозберігаючих умов роботи насосів і нагрівальних печей [11]. Цільова функція оптимальності для ділянки трубопроводу з декількома станціями визначається мінімумом витрат енергії, що споживається насосами та нагрівальними печами. Проблема розділена на безліч підзадач, що перетинаються, з пошуком оптимальної підструктури [12]. Об'єктом кожної підзадачі є функція витрат насосів і опалювальних печей на станціях [13].

В [14] вказується, що на сьогоднішній день актуальними є питання, пов'язані з вирішенням проблеми пошуку ефективного розподілу потоків нафти по системі нафтопроводів з метою зниження сумарних енерговитрат. Вирішення цієї проблеми пов'язане з підбором раціональних режимів перекачування для різних технологічних ділянок нафтопроводів із застосуванням сучасних методів поліпшення енергетичних і транспортних характеристик нафти.

### 3. Аналітичне дослідження процесу «гарячого» перекачування нафти по магістральному нафтопроводу

Магістральними насосами нафта закачується в магістральний трубопровід, в процесі руху в магістральному трубопроводі нафта за рахунок теплообміну з навколишнім середовищем остигає. Тому по трасі трубопроводу через кожні 25...100 км встановлюють пункти підігріву.

Витрата енергії на нагрівання нафти при «гарячому» перекачуванні визначається зміною її температури на ділянці між пунктами підігріву  $\delta t$  при заданій витраті  $G$  за наступною формулою:

$$Q = G \cdot C_p \cdot \delta t, \text{ Вт}$$

Питомі теплові втрати підземного нафтопроводу в навколишнє середовище:

$$q = (\bar{t}_{наф} - t_{zp}) / R \quad (1)$$

де  $t_{наф}$  – середня температура нафти, °С;  $t_{zp}$  – температура ґрунту, °С,  $R$  – термічний опір теплопередачі в інтервалі температур від середньої температури нафти в нафтопроводі  $t_{наф}$  до темпе-

ратури ґрунту  $t_{zp}$ , м·К/Вт.

Довжина нафтопроводу, за якою температура знижується від початкової після підігріву до заданої кінцевої визначається співвідношенням

$$l = Q / q, \text{ м} \quad (2)$$

Дослідженням даної роботи був магістральний нафтопровід наружним діаметром  $d = 0,82$  м; по якому перекачується нафта з витратою  $G = 507$  кг/с. Розглядається нафта Яблунівського родовища, для якої кінематична в'язкість при 35 °С складає  $\nu_{наф35} = 17,6 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, а при 50 °С –  $\nu_{наф50} = 9,8 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, густина нафти за температурою 20 °С –  $\rho = 870$  кг/м<sup>3</sup>.

Термічний опір теплопередачі враховує суму термічних опорів теплопровідності ґрунту, стінки нафтопроводу та тепловіддачі:

$$R = R_{наф} + R_{ст} + R_i + R_{zp} \quad (3)$$

де  $R_{наф}$ ,  $R_{zp}$  – термічний опір тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні нафтопроводу та термічний опір теплопровідності ґрунту, м·К/Вт;  $R_{ст}$ ,  $R_i$  – термічний опір стінки труби й шару ізоляції, м·К/Вт.

Термічний опір ґрунту

$$R_{zp} = \frac{1}{2\pi\lambda_{zp}} \ln \left( \frac{2h}{d} + \sqrt{\frac{4h^2}{d^2} - 1} \right), \text{ Вт/м}\cdot\text{К} \quad (4)$$

де  $\lambda_{zp}$  – теплопровідність ґрунту, 1,75 Вт/(м К);  $h$  – глибина закладення осі нафтопроводу, м;  $d$  – діаметр нафтопроводу, м.

Глибина закладання нафтопроводу складає 0,9 м від верху нафтопроводу, тому підземний трубопровід є дрібного закладення, для якого виконується умова  $h/d \leq 2$ . Тоді за температуру ґрунту  $t_{zp}$  приймається температура зовнішнього повітря, а глибина закладання розраховується як наведена за формулою:

$$h_n = h + h_{\phi}, \text{ м}$$

де  $h_{\phi} = \lambda_{zp} \cdot \alpha_0$ , м – фіктивний шар ґрунту,  $\alpha_0$  – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в навколишнє середовище, який визначається за формулою:

$$\alpha_0 = 5,7 + 3,8 \cdot w, \text{ Вт/м}^2\text{К} \quad (5)$$

де  $w$  – швидкість повітря.

Термічний опір теплопровідності стінки нафтопроводу:

$$R_{cm} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{cm}} \ln \frac{d_{зов}}{d_{вн}}, \text{ м} \cdot \text{К/Вт} \quad (6)$$

Термічний опір тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні нафтопроводу:

$$R_{наф} = 1 / \pi d \alpha_{наф},$$

де  $\alpha_{наф}$  – коефіцієнт тепловіддачі нафти,  $\lambda_{cm}$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу нафтопроводу (сталь), Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $d_{зов}$ ,  $d_{вн}$  – зовнішній та внутрішній діаметр нафтопроводу. Коефіцієнт тепловіддачі від потоку до внутрішньої поверхні труби пов'язаний з гідравлічним ухилом  $i$ :

**Таблиця 1** – Результати розрахунку теплогідравлічних характеристик нафтопроводу

$R_{cp}$ , м·К/Вт	$R_{наф}$ , м·К/Вт	$R_{cm}$ , м·К/Вт	$i$ , м	$\alpha_{наф}$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	$Q$ , Вт	$q$ , Вт/м	$l$ , км
0,162	0,0014	$1,5 \cdot 10^{-4}$	0,0024	292	$15,26 \cdot 10^6$	202	75,4

У неізотермічному трубопроводі в загальному випадку можуть спостерігатися два режими течії: на початковій ділянці при порівняно високій температурі рідини – турбулентний режим, а наприкінці – ламінарний. Температура, що відповідає переходу турбулентного режиму в ламінарний, називається критичною:

$$t_{кр} = t_x + \frac{1}{u} \cdot \ln \frac{v_x \cdot \pi \cdot d \cdot \text{Re}_{кр}}{4 \cdot (G / \rho)} \quad (9)$$

де  $\text{Re}_{кр} = 2320$ ;  $t_x$  – довільна температура, обрана у робочому інтервалі температур;  $v_x$  – кінематична в'язкість нафти при температурі  $t_x$ . Якщо ми не маємо експериментальної кривої температурної залежності в'язкості, то для аналітичного визначення показника крутості віскограми  $u$  необхідно знати в'язкість нафти  $v_1$  і  $v_2$  при двох температурах  $t_1$  та  $t_2$ .

Коефіцієнт крутості віскограми:

$$u = \frac{\ln \frac{v_1}{v_2}}{t_2 - t_1} \quad (10)$$

$$\alpha_{наф} = 0,025 \frac{\lambda_n}{d} \sqrt{i} \cdot \text{Re} \cdot \text{Pr}^{0,43} \cdot \text{Fr}^{-0,5} \quad (7)$$

де числа подоби

$$\text{Pr} = \frac{\nu}{a_n}, \quad \text{Fr} = \frac{w}{g \cdot d}, \quad \text{Re} = \frac{w \cdot d}{\nu}.$$

Формула (7) описує тепловіддачу в однофазному, двофазному потоці і потоці емульсії в трубі.

Гідравлічний ухил визначається за формулою:

$$i = \frac{\lambda \cdot w^2}{2 \cdot d \cdot g} \left( \frac{v_m}{\nu} \right)^{1/3} \quad (8)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного тертя;  $w$  – середня швидкість потоку,  $v_m$ ,  $\nu$  – кінематична в'язкість нафти біля стінки труби та у середині потоку.

Результати розрахунку наведені в табл. 1.

Отримано, що  $t_{кр} < t_i$  – це означає, що течія як на початку ділянки, так і наприкінці, турбулентна.

На ділянці з турбулентним режимом для розрахунку температури у будь-якій точці неізотермічного трубопроводу використовують формулу Шухова:

$$t(x) = t_{cp} + (t_{наф} - t_{cp}) \cdot \exp\left(-\text{Шу}_m \frac{x}{L}\right) \quad (11)$$

де число Шухова

$$\text{Шу}_m = \frac{\pi \cdot d \cdot k \cdot L}{c_v \cdot \rho \cdot Q}$$

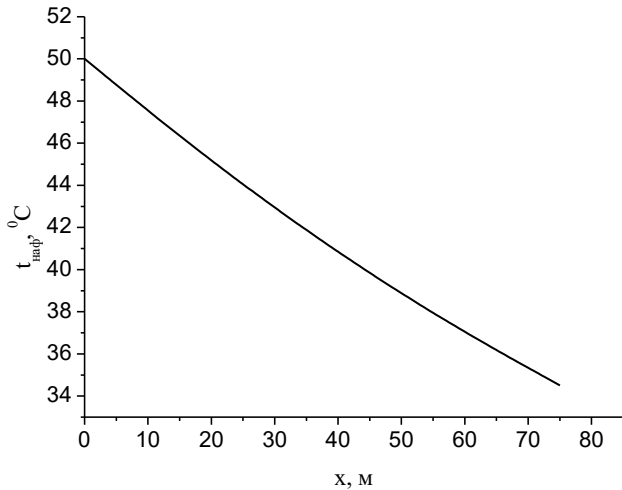
Враховувалося, що  $\pi \cdot d \cdot k = k_l$ , Вт/(м·К).

Коефіцієнт теплопередачі на одиницю довжини  $k_l$  – величина, зворотна сумарному термічному опору  $R$  в інтервалі температур від середньої температури нафти в нафтопроводі  $t_{наф}$  до температури ґрунту  $t_{cp}$ .

Число Шухова для аналізованих умов  $\text{Шу}_m = 0,475$  при  $k_l = 1/R = 6,1$  Вт/(м·К).

Розподіл середньої за перетином температури нафти по довжині нафтопроводу при початковій

температурі 50 °С наведено на рис. 1.



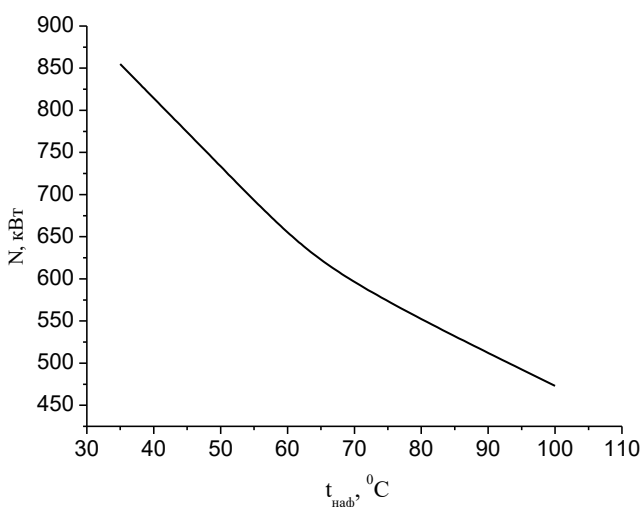
**Рисунок 1** – Розподіл середньої за перетином температури нафти по довжині нафтопроводу

Потужність, що витрачається на перекачування, визначаються формулою:

$$N(T_0) = \frac{g \cdot G \cdot \Delta H(T_0)}{\eta}, \text{ Вт} \quad (12)$$

де  $\Delta H(T_0)$  – втрати напору по довжині нафтопроводу залежно від температури нафти на вході,  $\eta$  – ККД насоса, приймаємо  $\eta = 0,84$ , що відповідає технічним характеристикам магістральних насосів, продуктивність яких відповідає заданій витраті.

Розрахунки проведені для діапазону температур 35...100 °С, при цьому режим течії відповідав області гідравлічних гладких труб, для якої коефіцієнт тертя визначався формулою Блазіуса. Залежність потужності на перекачування від температури представлена на рис. 2.



**Рисунок 2** – Залежність потужності на перекачування нафти по нафтопроводу від температури

Залежність потужності на перекачування нафти від температури в обраному температурному діапазоні має монотонний характер, збільшення температури підігріву призводить до зниження втрат на тертя. Отримано, що потужність на перекачування при температурі нафти 50 °С на початку ділянки складає  $N = 733,5$  кВт, а на підігрів нафти від 35 до 50 °С потрібно затратити  $Q = 15260$  кВт. Тому для вибору раціонального за енергетичними показниками режиму доцільно знизити витрату в навколишнє середовище. За використання теплової ізоляції товщиною 7 см, для якої коефіцієнт теплопровідності складає  $\lambda = 0,03$  Вт/(м·К), термічний опір складає 0,43 м·К/Вт. Тоді загальний опір зміниться з 0,163 до 0,593 м·К/Вт, лінійний коефіцієнт теплопередачі знизиться з 6,1 до 1,7 Вт/(м·К). За залежністю (11) температура на початку ділянки буде складати  $t_{наф} = 39$  °С. Для цих умов теплота нагрівання нафти дорівнює  $Q = 3853$  кВт. Таким чином, можливе зниження енергії на підігрів в 4 рази.

#### 4. Висновки

В умовах транспортування нафти з підігрівом по трубопроводу діаметром 0,82 м з витратою 507 кг/с на ділянці, для якої температура нафти знижується від 50 до 35 °С, зберігається турбулентний режим руху.

Отримано, що потужність на перекачування нафти значно нижче затрат енергії на підігрів нафти. Для вибору раціонального за енергетичними показниками режиму перекачування нафти доцільно знизити витрату в навколишнє середовище, для чого є доцільним використання теплової ізоляції.

При виборі теплоізоляції товщиною 7 см та коефіцієнтом теплопровідності  $\lambda = 0,03$  Вт/(м·К), термічний опір складає 0,43 м·К/Вт, лінійний коефіцієнт теплопередачі знизиться з 6,1 до 1,7 Вт/(м·К). Для цих умов теплота нагрівання нафти дорівнює  $Q = 3853$  кВт. Таким чином, можливе зниження енергії на підігрів в 4 рази.

#### Особистий внесок авторів CRediT

**Бошкова І.Л.:** методичне забезпечення, планування роботи; **Волгушева Н.В.:** створення методологічних засад роботи, методики розрахунків, аналіз даних; **Альтман Е.І.:** інформаційний пошук, корегування розрахунків, аналіз даних; **Мук-**

**мінов І.І.:** математична обробка результатів, участь в проведенні розрахунків; **Георгієш К.В.:** математичне моделювання процесів теплопередачі, участь в проведенні розрахунків та корегуванні методик.

## Література

1. **Z. Li et al.** Review on intelligent pipeline technologies: A life cycle perspective // *Computers & Chemical Engineering*. – 2023. – Vol. 175. – P. 108283. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2023.108283>.
2. **L. Kraidi et al.** An Investigation of mitigating the Safety and Security Risks allied with Oil and Gas Pipeline Project: a case study in Iraq // *Journal of Pipeline Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 1. – Is. 3. – P. 349-359. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2021.08.002>.
3. **S. Peng et al.** Optimization of Oil Pipeline Operations to Reduce Energy Consumption Using an Improved Squirrel Search Algorithm // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – No. 20. – P. 7453. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15207453>.
4. **P. I. Topilnytsky et al.** Physico-chemical properties of high-sulfuric heavy oils from yablunivske deposit // *Chemistry, Technology and Application of Substances*. – 2020. – Vol. 3. – No. 1. – P. 75-82. DOI: <https://doi.org/10.23939/ctas2020.01.075>.
5. **Santos I. C. V. M., Oliveira P. F., Mansur C. R. E.** Factors that affect crude oil viscosity and techniques to reduce IT: A Review // *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. – 2017. – Vol. 11. – No. 2. – P. 115-130. DOI: <https://doi.org/10.5419/bjpg2017-0010>.
6. **Romanchuk O. O., Topilnytsky P. I., Yarmola T. V.** Study of the viscosity-temperature properties of heavy oil from the yablunivsky field of Ukraine // *Chemistry, technology and application of substances*. – 2023. – Vol. 6. – No. 2. – P. 38-48. DOI: <https://doi.org/10.23939/ctas2023.02.038>.
7. **Abivin P., Taylor S. D., Freed D.** Thermal Behavior and Viscoelasticity of Heavy Oils // *Energy & Fuels*. – 2012. – Vol. 26. – No. 6. – P. 3448-3461. DOI: <https://doi.org/10.1021/ef300065h>.
8. **H. Dong et al.** Study on the thermal characteristics of crude oil pipeline during its consecutive process from shutdown to restart // *Case Studies in Thermal Engineering*. – 2019. – Vol. 14. – P. 100434. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100434>.
9. **J. Zhao et al.** Research on heat transfer characteristic of waxy crude oil after oil pipeline shutdown // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. – 2017. Vol. 129. – No. 1. – P. 487-508. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10973-017-6121-y>.
10. **G. Yu et al.** Further study on the thermal characteristic of a buried waxy crude oil pipeline during its cooling process after a shutdown // *Numerical Heat Transfer, Part A: Applications*. – 2017. – Vol. 71. – No. 2. – P. 137-152. DOI: <https://doi.org/10.1080/10407782.2016.1264722>.
11. **Bekibayev T. T., Zhaphasbayev U. K., Ramazanova G. I.** Optimization of oil-mixture "hot" pumping in main oil pipelines // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2017. – Vol. 894. – P. 012127. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/894/1/012127>.
12. **T. T. Bekibayev et al.** Investigation of energy-saving modes of "hot" pumping // *Bulletin of L.N. Gumilyov Eurasian National University. Technical Science and Technology Series*. – 2019. – Vol. 129. – No. 4. – P. 28-34. DOI: <https://doi.org/10.32523/2616-7263-2019-129-4-28-34>.
13. **Gazizova E. R., Gadelshin I. R., Denislamov I. Z.** Calculation of the optimum volume of inhibitor pumping in the wells of vatyegan oil field // *Petroleum Engineering*. – 2019. – Vol. 17. – No. 2. – P. 74. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2019-2-74-79>.
14. **Beloglazov I., Morenov V., Leusheva E.** Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2021. – Vol. 30. – No. 4. – P. 43-51. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2021.11.001>.

Отримана в редакції 01.02.2025, прийнята до друку 04.03.2025

## Research of thermal and hydraulic characteristics of the process of "hot" oil pumping through oil main pipelines

**Iryna Boshkova<sup>1</sup>**, **Natalya Volgusheva<sup>2</sup>**, **Ella Altman<sup>3</sup>**, **Igor Mukminov<sup>4</sup>**, **Kateryna Heorhiiesh<sup>5</sup>**

<sup>1-5</sup>Odesa National University of Technology, 112 Kanatnaya Str., Odessa, 65039, Ukraine;

✉ e-mail: <sup>1</sup>boshkova.irina@gmail.com

ORCID: <sup>1</sup><http://orcid.org/0009-0009-5599-2709>; <sup>2</sup><http://orcid.org/0000-0002-9984-6502>; <sup>3</sup><http://orcid.org/0000-0002-8934-2036>; <sup>4</sup><http://orcid.org/0000-0002-3674-9289>; <sup>5</sup><https://orcid.org/0000-0002-7045-8039>

The issue of reducing energy costs for transportation and heating of oil during "hot" pumping through main oil pipelines is considered. It is determined that the issue of "hot" pumping is relevant for Ukraine due to the fact that there are geological prerequisites for searching for significant industrial deposits of heavy grades of oil and bitumen that require transportation. It is noted that in order to choose a rational mode of oil pumping in terms of energy indicators, it is necessary to determine the ratio of energy costs for pumping. The subject of this work was a main oil pipeline with an outer diameter  $d = 0.82$  m; through which oil is pumped with a flow rate  $G = 507$  kg/s. Oil from the Yabluniv field with known viscosity and density data is considered. Energy costs for heating oil during "hot" pumping and the length of the oil pipeline at which the oil temperature decreases from 50 to 35 °C are determined. It is assumed that the depth of the oil pipeline is 0.9 m from the top of the oil pipeline, so the underground pipeline is shallowly buried. The heat transfer coefficient from the flow to the inner surface of the pipe is related to the hydraulic gradient and describes the heat transfer in single-phase, two-phase flow and emulsion flow in the pipe. Based on the calculation of the critical temperature and its comparison with the specified oil temperatures, it was obtained that the flow both at the beginning of the section and at the end is turbulent. The distribution of the average oil temperature over the channel cross-section along the length of the oil pipeline and the power for pumping oil through the oil pipeline depending on the initial temperature were calculated. It was found that the energy costs for heating oil from 35 to 50 °C significantly exceed the costs for pumping at an oil temperature of 50 °C at the beginning of the section, therefore, to choose a mode that is rational in terms of energy indicators, it is advisable to reduce the flow into the environment by using thermal insulation.

**Keywords:** Thermal surges; Thermal resistance; Hydraulic gradient; Turbulent regime; Oil temperature; Pressure losses; Rational regime in terms of energy indicators.

## References

1. Li, Z., Liang, Y., Liang, Y., Liao, Q., Wang, B., Huang, L., Zheng, J., & Zhang, H. (2023). Review on intelligent pipeline technologies: A life cycle perspective. *Computers & Chemical Engineering*, 175, 108283.
2. Kraidi, L., Shah, R., Matipa, W., & Borthwick, F. (2021). An Investigation of mitigating the Safety and Security Risks allied with Oil and Gas Pipeline Project: a case study in Iraq. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 1, 3, 349-359.
3. Peng, S., Zhang, Z., Ji, Y., & Shi, L. (2022). Optimization of Oil Pipeline Operations to Reduce Energy Consumption Using an Improved Squirrel Search Algorithm. *Energies*, 15(20), 7453.
4. Topilnytskyi, P. I., Romanchuk, V. V., Yarmola, T. V., & Zinchenko, D. V. (2020). Physico-chemical properties of high-sulfuric heavy oils from Yablunivske deposit. *Chemistry, Technology and Application of Substances*, 3(1), 75-82.
5. Santos, I. C. V. M., Oliveira, P. F., & Mansur, C. R. E. (2017). Factors that affect crude oil viscosity and techniques to reduce IT: A Review. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 11(2), 115-130.
6. Romanchuk, O. O., Topilnytskyi, P. I., & Yarmola, T. V. (2023). Study of the viscosity-temperature properties of heavy oil from the Yablunivsky field of Ukraine. *Chemistry, Technology and Application of Substances*, 6(2), 38-48.
7. Abivin, P., Taylor, S. D., & Freed, D. (2012). Thermal Behavior and Viscoelasticity of Heavy Oils. *Energy & Fuels*, 26(6), 3448-3461.
8. Dong, H., Zhao, J., Zhao, W., Si, M., & Liu, J. (2019). Study on the thermal characteristics of crude oil pipeline during its consecutive process from shutdown to restart. *Case Studies in Thermal Engineering*, 14, 100434.
9. Zhao, J., Dong, H., Wei, L., & Zhou, G. (2017). Research on heat transfer characteristic of waxy crude oil after oil pipeline shutdown. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 129(1), 487-508.
10. Yu, G., Yu, B., Liang, Y., Wang, M., Joshi, Y., & Sun, D. (2017). Further study on the thermal characteristic of a buried waxy crude oil pipeline during its cooling process after a shutdown. *Numerical Heat Transfer, Part A: Applications*, 71(2), 137-152.
11. Bekibayev, T. T., Zhabbasbayev, U. K., & Ramzanova, G. I. (2017). Optimization of oil-mixture "hot" pumping in main oil pipelines. *Journal of Physics: Conference Series*, 894, 012127.
12. Bekibayev, T. T., Zhabbasbayev, U. K., Kenzhaliev, B. K., & Ramzanova, G. I. (2019). Investigation of energy-saving modes of "hot" pumping. *Bul-*

*letin of L.N. Gumilyov Eurasian National University. Technical Science and Technology Series, 129(4), 28-34.*

13. **Gazizova, E. R., Gadelshin, I. R., & Denislamov, I. Z.** (2019). Calculation of the optimum volume of inhibitor pumping in the wells of vatyegan oil field. *Petroleum Engineering, 17(2), 74.*

14. **Beloglazov, I., Morenov, V., & Leusheva, E.** (2021). Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises. *Egyptian Journal of Petroleum, 30(4), 43-51.*

---

Received 01 February 2025

Approved 04 March 2025

Available in Internet 31 March 2025