

## ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ “ГАРЯЧИХ” НАФТОПРОВІДІВ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

В. Я. Грудз, Н. М. Запхляк, В. Б. Запхляк, І. Р. Микитюк, Л. М. Качан

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: tzen@nimg.edu.ua

У статті розглянуто безтраншейні методи ремонту трубопроводів, які можуть бути застосовані при ремонті нафтопроводів в умовах неповного їх завантаження. Безтраншейні технології реконструкції трубопроводів мають широке застосування через певні переваги, які забезпечують екологічну безпеку та економічну ефективність. Такі технології можна використовувати в умовах, коли неможливо використати відкриті методи ремонту, з мінімальними об'ємами земляних робіт, без пошкоджень існуючих підземних комунікацій, а також при роботі в нестабільних ґрунтових умовах. Основна увага приділяється ремонту за схемою “труба в трубі без руйнування”. Стаття також присвячена вирішенню оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, який протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності, при якому енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність. Автори використовують аналітичні методи та проводять дослідження впливу зміни характеристик трубопроводу на параметри перекачування продукту. Результати дослідження показують, що методи безтраншейного ремонту “гарячих” нафтопроводів є ефективними з економічного та енергетичного погляду. В роботі встановлено, що при ремонті протяжних “гарячих” нафтопроводів з проміжними пунктами підігріву вибір діаметра внутрішнього трубопроводу потребує врахування енерговитрат на цих проміжних пунктах підігріву. Робота містить алгоритм вибору оптимального діаметра та товщини стінки трубопроводу, який може бути корисним для підприємств нафтопродуктування та енергетичних компаній для оптимізації роботи та зменшення енерговитрат на транспортування продукту.

Ключові слова: нафтопровід; неповне завантаження; ремонт; енергоефективність; оптимальний діаметр; в'язкість; густина.

*The article discusses trenchless methods of pipeline repair, which can be used in the repair of oil pipelines in conditions of incomplete loading. Trenchless pipeline reconstruction technologies are widely used due to certain advantages that ensure environmental safety and economic efficiency. Such technologies can be used in conditions where it is impossible to use open methods of repair, with minimal volumes of earthworks, without damage to existing underground communications, as well as when working in unstable soil conditions. The main attention is paid to the repair according to the "pipe in a pipe without destruction" scheme. The article is devoted to solving the optimization problem of choosing the diameter and wall thickness of the internal pipeline, which runs in the repaired one, according to the criteria of minimal heat loss at maximum throughput, in which energy costs for transporting the product will be minimal, which will allow obtaining maximum energy efficiency. The authors use analytical methods and conduct a study of the influence of changes in pipeline characteristics on product pumping parameters. The results of the study show that the methods of trenchless repair of "hot" oil pipelines are effective from an economic and energy point of view. The work established that during the repair of long "hot" oil pipelines with intermediate heating points, the selection of the diameter of the internal pipeline requires taking into account the energy consumption at these intermediate heating points. The work contains an algorithm for choosing the optimal diameter and wall thickness of the pipeline, which can be useful for oil transportation enterprises and energy companies to optimize work and reduce energy costs for transporting the product.*

Key words: oil pipeline; incomplete loading; repair; energy efficiency; optimal diameter; viscosity; density.

### Вступ

Протягом останніх десятиліть трубопровідний транспорт в основному використовувався для постачання споживачам енергоносіїв, зокрема нафти та природного газу. Однак, обсяги транспортування цих ресурсів трубопровідними системами України, які складаються з великої кількості труб різного діаметру, значно зменшилися за останні десять років. Щодо нафти

та нафтопродуктів, обсяги перекачування зменшилися приблизно в 4 рази, а щодо природного газу – це зменшення становить більше ніж в 3 рази. Така ситуація вважається неповним завантаженням трубопровідних системи і є критичною. Тому актуальними є проблеми подовження ресурсу лінійної частини трубопроводів, а отже, і забезпечення їх збереження в умовах скорочення обсягів перекачування [1-5].

З метою подовження ресурсу трубопроводів різного призначення зазвичай застосовуються ремонтні технології, які полягають у відновленні несучої здатності стінки трубопроводу та в ремонті систем захисту її від корозії. Відомо, що 90 відсотків методів ремонту не можуть обійтися без застосування дугового зварювання, однак процес зварювання може призводити до негативних впливів на подальшу експлуатацію трубопроводів. [6-8]

В умовах зменшення завантаженості систем трубопроводного транспорту та можливості зменшення необхідного діаметру для забезпечення відповідної пропускної здатності, велика увага присвячується внутрішньотрубним (безтраншейним) методам ремонту. Безтраншейні технології реконструкції трубопроводів мають широке застосування у зв'язку з певними перевагами, що забезпечують екологічну безпеку та економічну ефективність технології: їх можна використовувати в умовах неможливості використання відкритих способів ремонту, з мінімальними об'ємами виконання земляних робіт, без пошкоджень існуючих підземних комунікацій, а також при виконанні робіт в нестабільних ґрунтових умовах [9, 10].

#### **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

Серед основних способів внутрішньотрубного ремонту трубопроводів можна виділити схему "труба в трубі", яка виконується за наступними методами:

– "GFK-лайнер" – це метод ремонту трубопроводів, при якому довгий фібергласовий (скловолоконний) рукав протягується всередину ремонтваного трубопроводу. Метод дозволяє відновлювати працездатність трубопроводів різного діаметру (від 100 до 1200 мм), які втратили герметичність або пошкоджені внаслідок корозійних чи ерозійних процесів. Суть технології "GFK-лайнер" полягає в тому, що спочатку зона аварійного трубопроводу, який підлягає ремонту, очищається і піддається відеоконтролю внутрішньої поверхні. У разі потреби проводиться підготовка внутрішньої поверхні за допомогою роботизованого інструменту з метою її вирівнювання. Потім за допомогою пристрою для протягування, крізь отвір ремонтваного трубопроводу протягується м'який фібергласовий облицювальний рукав.

– "U-лайнер" – трубу для протягування виготовляють із термопластичної полімерної труби діаметром від 80 до 1200 мм, яка має велику міцність. Перед цим її попередньо деформують в нагрітому стані у формі літери "U" і закручу-

ють на барабан. Такі лайнери роблять з поліетилену або поліетилену, армованого поліефірним волокном, що забезпечує їхнє щільне прилягання до стінки дефектної труби після розширення. Лайнер протягують у дефектну ділянку трубопроводу. Потім обидва кінці лайнера закривають спеціальними заглушками, і трубопровід розширюють до круглої форми тиском пари, яку подають машиною-парогенератором. Однією з найперспективніших технологій безтраншейного ремонту протяжних ділянок трубопроводних мереж є технологія "SmartPipe" (США), яка полягає у використанні подібних лайнерів із здатністю трубопроводу витримувати високий тиск (понад 5 МПа).

– "Труба в трубі без руйнування" – проводиться ремонт пошкоджених сталевих трубопроводів шляхом протягування в них поліетиленових труб короткими або довгими відрізками. Протягування нової поліетиленової труби в сталевий трубопровід проводять з використанням лебідок, гідродомкратів, статичних установок Grundoburst, тракторів, бульдозерів тощо. [9-12].

Наведені методи ремонту передбачають зменшення діаметру трубопроводу, яким транспортується продукт, а отже, і зменшення пропускної здатності трубопроводу. Проте, властивості матеріалу трубопроводу, що протягується, дозволяють отримати кращі температурні характеристики роботи трубопроводу, з точки зору тепловтрат, особливо при транспортуванні нафти, зокрема високов'язкої.

При перекачуванні нафти і нафтопродуктів підземними трубопроводами відбувається їх поступове охолодження внаслідок теплообміну між трубопроводом і навколишнім ґрунтом. Під час руху трубопроводом підігріта рідина може охолонути до температури ґрунту, якщо її додатково не підігрівати. Тому більшість високов'язких нафт і нафтопродуктів перед перекачуванням магістральним трубопроводом попередньо підігрівають в резервуарах з метою зниження їх в'язкості і щоб уникнути закупорювання трубопроводу при їх остиганні по довжині трубопроводу. Підігрів цих продуктів при великій довжині магістрального трубопроводу здійснюється на головній станції та проміжних підігрівальних пунктах (теплових станціях). При розміщенні підігрівальних установок між перекачувальними насосними станціями теплопродуктивність і їх кількість визначаються, виходячи з характеру падіння температури по довжині трубопроводу і забезпечення повного розрахункового напору відповідним насосним обладнанням на станції.

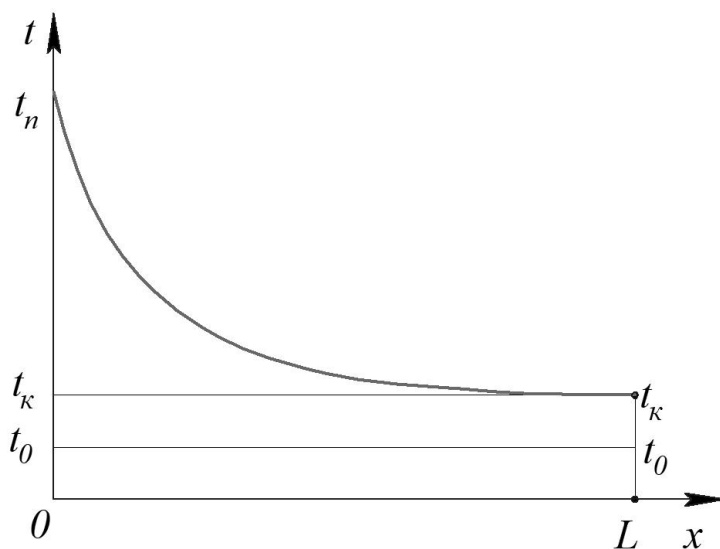


Рисунок 1 – Графік зміни температури нафти по довжині трубопроводу

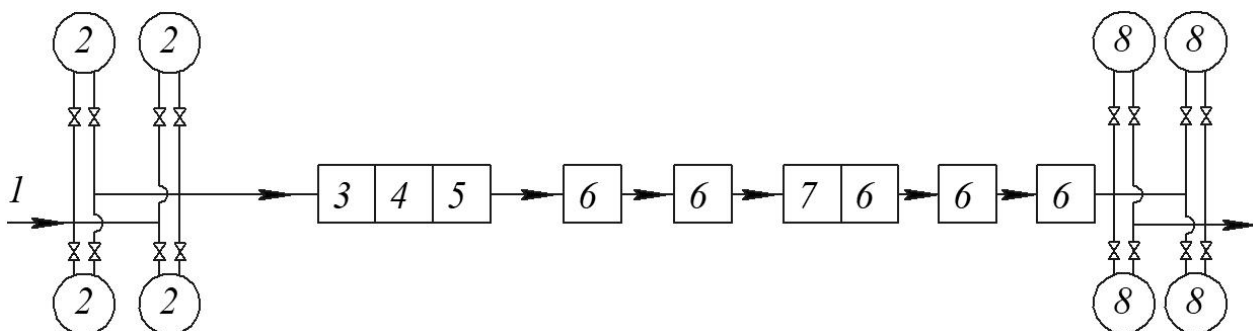


Рисунок 2 – Принципова схема «гарячого» магістрального трубопроводу (нафтопроводу)

На рисунку 1 показано графік зміни температури нафти (або нафтопродукту) по довжині трубопроводу. З графіка видно, що падіння температури на початковій ділянці трубопроводу інтенсивніше, ніж на кінцевих ділянках. Пояснюється це тим, що температура нафти на початковій ділянці вища, а отже, є великі теплові втрати порівняно з тепловими втратами на кінцевій ділянці, якою рухається нафта з нижчою температурою. Перекачування підігрітих нафт і нафтопродуктів трубопроводами умовно називається «гарячим» перекачуванням, а трубопроводи в цьому випадку називають «гарячими» трубопроводами.

На рисунку 2 показано принципову схему «гарячого» магістрального трубопроводу (нафтопроводу). Нафта з родовища трубопроводом 1 подається в резервуарний парк головної перекачувальної станції 2, де в резервуарах, обладнаних підігрівальними пристроями, підтримується необхідна температура нафти. З резервуарів нафта забирається підпірними насосами 3, перекачується через парові або вогневі підігрівачі 4, потім за допомогою основних насосів 5 закачується в магістральний трубопровід. Оскільки, рухаючись трубопроводом, нафта остигає

(що призводить до збільшення втрат на тертя), її підігрівають на проміжних теплових станціях 6, розташованих по довжині нафтопроводу кожні 25-100 км. При великих відстанях теплові станції поєднуються з проміжними перекачувальними станціями 7. Після теплових станцій нафта надходить в резервуари 8 кінцевого пункту нафтопроводу.

При гідравлічному розрахунку гарячих трубопроводів необхідно знати значення в'язкості і густини рідини. З цією метою визначають зміну температури підігрітої рідини по довжині трубопроводу, оскільки в'язкість і густина, що залежать від температури, також змінюватимуться по довжині. Оскільки кожному значенню температури нафти або нафтопродукту відповідає певний гідравлічний нахил, то повну втрату напору визначають на окремих ділянках, приймаючи для нього середні значення температур рідини і ґрунту. Температуру нафти чи нафтопродукту по довжині трубопроводу визначають за формулою В. Г. Шухова

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\frac{K\pi Dx}{\rho Q c}}, \quad (1)$$

де  $t$  – температура нафтопродукту на відстані  $x$  від його початку (наприклад, від теплової станції);

$t_0$  – температура навколишнього середовища (грунту);

$t_n$  – початкова температура нафти або нафтопродукту на початку трубопроводу (початкова температура підігріву теплової станції);

$K$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти або нафтопродукту в довкілля (середній за довжиною трубопроводу);

$D$  – внутрішній діаметр трубопроводу;

$\rho$  – густина нафти або нафтопродукту;

$Q$  – об'ємна витрата;

$c$  – масова питома теплоємність нафти або нафтопродукту.

При заданих значеннях початкової  $t_n$  і кінцевої  $t_k$  температури нафтопродукту (наприклад, між пунктами підігріву) визначають відповідну довжину ділянки трубопроводу за перетвореною формулою (1) відносно  $l$

$$l_{mn} = \frac{\rho Q c}{K \pi D} \ln \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o}. \quad (2)$$

Необхідна кількість пунктів підігріву на трубопроводі тоді дорівнює

$$n_{mn} = \frac{L}{l_{mn}}. \quad (3)$$

Повний коефіцієнт теплопередачі від перекачуваної нафти або нафтопродукту в довкілля залежить від ряду факторів, у тому числі від режиму руху нафти або нафтопродукту, їх фізичних властивостей, від характеру навколишнього середовища, від опорів теплопереходу антикорозійної та теплової ізоляції, відкладів парафіну та бруду для практичних цілей визначається за формулою

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (4)$$

де  $\alpha_1$  – коефіцієнт тепловіддачі нафти або нафтопродукту до внутрішньої стінки труби або відкладів;

$\alpha_2$  – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні трубопроводу в навколишнє середовище;

$\delta_i$  – товщина відкладів парафіну, стінки труби, ізоляції чи теплоізоляції;

$\lambda_i$  – коефіцієнт теплопровідності відкладів, металу, труби, ізоляції.

При розрахунку підземних неізольованих трубопроводів приймають такі значення коефіцієнтів тепловіддачі:  $\alpha_1 = (80-350) \text{ Вм}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $\alpha_2 = (1,5-2) \text{ Вм}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$  і  $K = 2,3 \text{ Вм}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ . Середня температура нафтопродукту  $t_{cp}$  визначається як середньлогарифмічна величина

$$t_{cp} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{\ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}} \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \geq 2, \quad (5)$$

$$t_{cp} = \frac{1}{2}(t_n + t_k) \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} < 2. \quad (6)$$

Для визначення втрат на тертя в “гарячому” трубопроводі є кілька формул, проте через їхню складність для спрощення розрахунку у практиці проєктування ці втрати визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха або узагальненою формулою Лейбензона, розбиваючи трасу на окремі ділянки довжиною по 5-10 км. При цьому вважається, що на кожній з ділянок може одночасно спостерігатися два режими руху рідини – турбулентний на початку трубопроводу при високих температурах нафти або нафтопродукту та ламінарний – наприкінці трубопроводу. Розрахунок можна проводити і для перегону між станціями, якщо режим руху турбулентний. У будь-якому випадку враховується, що, на відміну від “холодних” нафтопроводів або нафтопродуктопроводів, критичне число параметра Рейнольдса (перехідної зони) –  $Re = (1000-2000)$  [13-15].

Очевидно, що коефіцієнт теплопередачі нафти чи нафтопродукту від перекачуваної нафти або нафтопродукту в довкілля при транспортуванні їх трубопроводом, що відремонтований методом “труба в трубі”, буде залежати від діаметра протягнутого трубопроводу, товщини його стінки, матеріалу, з якого він виготовлений, та від речовини, якою заповнено міжтрубний простір – порожнина між старим та протягнутим в ньому трубопроводом. Відповідно, від перелічених параметрів буде залежати характер зміни температури продукту в трубопроводі, в'язкості, а також і коефіцієнта гідравлічного опору по довжині трубопроводу.

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується дана стаття

На даний час існує безліч методів виконання робіт за бестраншейними технологіями, і для вибору оптимального методу не тільки розраховують різні еколого-економічні коефіцієнти, а й розроблено пакет програм, що враховує певні фактори та їх кількість для виявлення кращого методу [16]. Проте, не враховано, що під час проведення ремонту трубопроводів методом “труба в трубі” слід вибрати оптимальний діаметр внутрішніх труб для протягування, при якому буде отримано мінімальні втрати тепла через стінки в навколишнє середовище за максимальної пропускну здатності отриманої

системи. В таких умовах енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність.

#### Формулювання мети та завдань статті

Мета роботи – вирішення оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, що протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- постановка оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки трубопроводу, що протягується в ремонтваному;
- розроблення алгоритму визначення оптимального діаметру та товщини стінки трубопроводу, що протягується в ремонтваному;
- дослідження впливу зміни характеристик трубопроводу, що протягується в ремонтваному, на параметри перекачування продукту.

#### Виклад основного матеріалу

Транспортування нафти чи нафтопродуктів потребує використання надійних трубопроводних систем. Задля підтримання їх надійності на відповідному рівні необхідно своєчасно проводити ремонт. В умовах зменшення об'ємів транспортування одним з найбільш надійних та ефективних методів ремонту може бути метод санації – протягування нової труби в порожнині пошкодженої старої. Від вибору характеристик трубопроводу, що протягується в порожнині існуючого, буде залежати енергоефективність перекачування продукту. Використовуючи наступні вихідні дані: діаметр та товщина стінки існуючого сталевого трубопроводу, тип та характеристика існуючого ізоляційного покриття, властивості транспортованого продукту, профіль траси трубопроводу та дані про температуру ґрунту на глибині закладання трубопроводу, необхідно побудувати залежність втрат напору в протягнутому новому трубопроводі від його діаметру та визначити значення їх мінімуму, яке і буде відповідати оптимальному діаметру трубопроводу для протягування.

Алгоритм проведення розрахунку є наступним:

1. Вибирається матеріал трубопроводу для протягування та задається значення його діаметра  $D_{zn}$  та товщини стінки  $\delta_n$ . При цьому слід враховувати, що максимальне значення зовнішнього діаметра трубопроводу, що протягується, не може перевищувати значення внутріш-

нього діаметра існуючого трубопроводу  $D_{ec}$ , що підлягає ремонту.

2. Трубопровід розбивається на ділянки по 5-10 км.

3. Вибирається значення температури продукту на початку ділянки –  $t_n$ .

4. Задається значення кінцевої температури в першому наближенні –  $t_{кз}$ .

5. За формулою (5) або (6) визначається значення середньої температури на ділянці –  $t_{cp}$ .

6. За формулою Рейнольдса-Філонова визначається в'язкість нафти при  $t_{cp}$

$$v_{t_{cp}} = v_1 \exp \left[ -u(t_{cp} - t_1) \right], \quad (7)$$

де  $u$  – коефіцієнт крутизни віскограмів,

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{v_1}{v_2};$$

$v_1, v_2$  – кінематична в'язкість за температур  $t_1$  і  $t_2$  відповідно.

7. Визначається густина нафти на ділянці за температури  $t_{cp}$

$$\rho_{t_{cp}} = \rho_{20} - \zeta_t(t_{cp} - 20), \quad (8)$$

де  $\zeta_t$  – температурна поправка,  $\zeta_t = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}$ ;

$\rho_{20}$  – густина нафтопродукту при  $20^\circ\text{C}$ ,  $\text{кг/м}^3$ ;

$t$  – температура,  $^\circ\text{C}$ .

8. Визначається приведена продуктивність нафтопроводу до умов завантаженості через коефіцієнт  $k_3$  ( $k_3 < 1$ ), для протягуваного трубопроводу діаметром  $D_{en}$  за формулою

$$Q_n = k_3 \cdot Q. \quad (9)$$

9. За числом Рейнольдса встановлюється режим руху нафти трубопроводом та визначаються коефіцієнти узагальненої формули Лейбензона  $m, A, \beta$  [13, ст. 82].

10. Визначаються втрати напору на тертя в трубопроводі

$$h_\tau = \beta \frac{Q_n^{2-m} v_{t_{cp}}^m}{D_{en}^{5-m}} L_\partial, \quad (10)$$

де  $\beta$  – постійний для певного режиму руху або зони турбулентного режиму комплекс величин

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}. \quad (11)$$

11. Визначається повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище – це комплексний параметр, який визначає теплові втрати при транспортуванні попередньо підігрітих рідин, величину гідравлічних втрат і режим роботи неізотермічного нафтопроводу загалом.

У загальному випадку величина повного коефіцієнта теплопередачі залежить від десятків факторів: фізико-хімічних властивостей нафти, теплофізичних властивостей навколишнього середовища, геометричних параметрів трубопроводу, способу його прокладання, характеристик теплової ізоляції трубопроводу, режиму руху нафти по нафтопроводу тощо [13, 14].

Формула для повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, що оточує нафтопровід, має вигляд

$$\frac{1}{KD_{en}} = \frac{1}{\alpha_1 D_{en}} + \frac{1}{2\lambda_n} \ln \frac{D_{zn}}{D_{en}} + \frac{1}{2\lambda_{м.п.}} \ln \frac{D_{6c}}{D_{zn}} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{D_{3c}}{D_{6c}} + \frac{1}{2\lambda_{i3}} \ln \frac{D_{i3}}{D_{3c}} + \frac{1}{\alpha_2 D_{i3}}, \quad (12)$$

де  $\alpha_1$  – внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби, що протягується;

$D_{3c}$  – зовнішній діаметр нафтопроводу, що підлягає ремонту;

$D_{i3}$  – зовнішній діаметр ізоляції;

$\lambda_n$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труби, що протягується;

$\lambda_{м.п.}$  – коефіцієнт теплопровідності речовини, якою заповнено міжтрубний простір;

$\lambda_c$  – коефіцієнт теплопровідності існуючої сталеві труби;

$\lambda_{i3}$  – коефіцієнт теплопровідності ізоляції;

$\alpha_2$  – зовнішній коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні труби (від ізоляції) у навколишнє середовище.

Величина повного коефіцієнта теплопередачі при підземному прокладанні нафтопроводів залежить здебільшого від величини зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі, який визначається значенням коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні труби може бути визначений за критеріальними рівняннями залежно від режиму руху нафти по нафтопроводу. Критерій Нуссельта для характеристики процесу тепловіддачі від рідини до стінки труби прийнято знаходити за такими формулами [13-14]:

– при  $Re_{cp} < 2000$  (ламінарний режим)

$$Nu_1 = 0,17 Re_{cp}^{0,33} Pr_{cp}^{0,43} Gr^{0,1} \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (13)$$

– при  $Re_{cp} > 10000$  (турбулентний режим)

$$Nu_1 = 0,021 Re_{cp}^{0,8} Pr_{cp}^{0,43} \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (14)$$

де  $cp, cm$  – індекси, які вказують, що параметр обчислюється при середній температурі нафти  $t_{cp}$  і стінки трубопроводу  $t_{cm}$  відповідно;

$Pr$  – критерій Прандтля

$$Pr = \frac{vc\rho}{\lambda}; \quad (15)$$

$Gr$  – критерій Грасгофа

$$Gr = \frac{D^3(t_{cp} - t_{cm})g\beta_n}{\nu^2}; \quad (16)$$

$\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності нафти;

$\beta_n$  – коефіцієнт об'ємного розширення нафти.

Для зведення фізичних властивостей нафти до необхідної температури використовуємо такі математичні моделі:

– для теплоємності нафти

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39 \cdot t_{cp}), \quad (17)$$

– для коефіцієнта теплопровідності нафти

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{20}} (1 - 0,00054 \cdot t_{cp}). \quad (18)$$

Якщо перекачування нафти відбувається при температурах, нижчих за температуру початку кристалізації парафіну, то за рекомендаціями В. І. Чернікіна знаходимо зведену теплоємність нафти з врахуванням прихованої теплоти кристалізації парафіну, що міститься у нафті.

За критерієм Нуссельта визначаємо величину внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_{cp}}{D}. \quad (19)$$

При підземному прокладанні ділянки трубопроводу найбільш точна формула для знаходження зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі від зовнішньої стінки труби (теплової ізоляції) у навколишнє середовище має такий вигляд

$$\alpha_2 = \frac{4\lambda_{cp}}{D_3} \left[ \ln \left( \frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) + \frac{32h_o \lambda_{cp}}{\alpha_o \left( \frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) D_3^2} \right]^{-1}, \quad (20)$$

де  $\lambda_{cp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані;

$h_o$  – глибина залягання осі нафтопроводу;

$\alpha_o$  – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в повітря,  $\alpha_o = (10-18)$  Вт/(м<sup>2</sup>°С).

12. Визначається кінцева температура нафти на ділянці за формулою (1) та порівнюється з прийнятим значенням у пункті 4. Якщо різниця між цими значеннями більша за допустиму величину, то приймається в якості кінцевої

Таблиця 1 – Фізико-хімічні характеристики Прилуцької нафти [13]

Нафта	Густина $\rho_{20},$ $\text{кг/м}^3$	В'язкість, сСт		Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$		Парафін	
		$\nu_{20}$	$\nu_{50}$	з термо- обробкою	без термо- обробки	вміст, %	температура плавлення, $^{\circ}\text{C}$
Прилуцька	825,4	22,1	7,78	-2	-1	10,00	52

температури їх середнє арифметичне значення і розрахунок повторюється з пункту 4.

13. Розрахунок проводиться для низки діаметрів внутрішнього трубопроводу, що протягується всередині існуючого, та за результатами будується графік залежності втрат напору в трубопроводі для кожної ділянки від його діаметра  $h_i(D_{3n})$ . При цьому  $D_{3n} \leq D_{6c}$ .

Контрольний розрахунок проведено для сталевих трубопроводів довжиною 100 км, що підлягають ремонту, діаметром та товщиною стінки –  $D_{3c} \times \delta_c = 159 \times 8$  мм та  $D_{3c} \times \delta_c = 530 \times 8$  мм, якими перекачується Прилуцька нафта, характеристики якої наведено в таблиці 1.

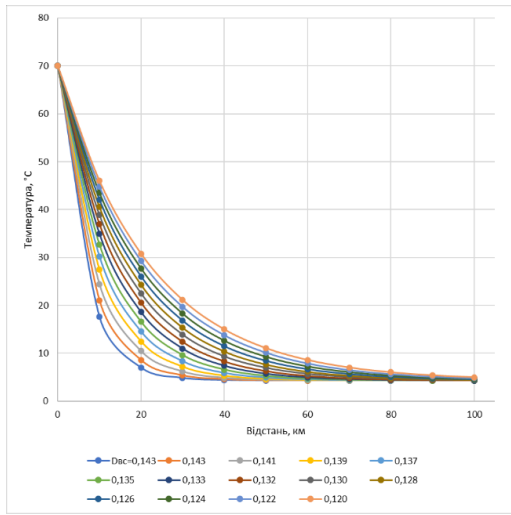
Для кращої візуалізації результатів розрахунку побудовано залежності, які відображають характер зміни температури (рис. 3, а), в'язкості (рис. 3, б), густини (рис. 3, в) нафти та втрат напору (рис. 3, г) по довжині трубопроводу для існуючого сталевих трубопроводу  $D_{6c} = 0,143$  м та для діаметрів поліетиленового трубопроводу, що протягується (0,143-0,120) м. Аналогічні залежності побудовано для трубопроводу  $D_{6c} = 0,514$  м та для діаметрів поліетиленового трубопроводу, що протягується (0,514-0,426) м (рис. 4, а-г).

Також, побудовано залежності втрат напору у внутрішньому трубопроводі для кожної ділянки від його діаметра  $h_i(D_{3n})$  для наведених сталевих трубопроводів, які наведено на рисунках 3, д та 4, д. Аналізуючи дані графіки, встановлено, що зменшення діаметра внутрішнього трубопроводу більш суттєво впливає на збільшення гідравлічних втрат напору, ніж відповідне зменшення в'язкості нафти, яке пов'язане зі зменшенням теплових втрат. Оскільки екстремуму на даних графіках не спостерігається, визначити оптимальний діаметр неможливо. Саме тому пропонується визначати значення оптимального діаметру за суперпозицією кількох критеріїв, які залежать від діаметра внутрішнього трубопроводу, таких як: гідравлічні втрати в трубопроводі, в'язкість та густина нафти (див. рис. 5)

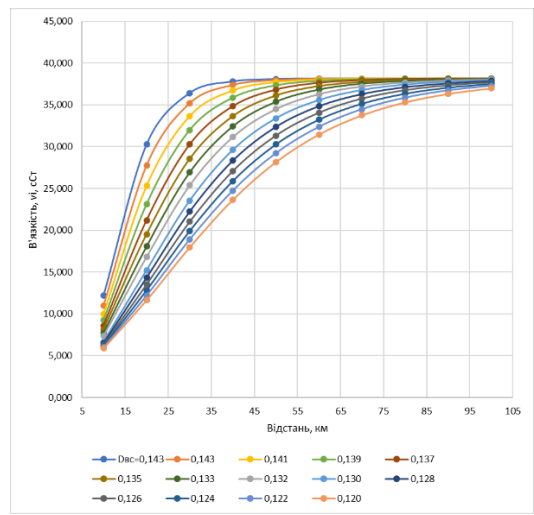
### Обговорення результатів

Аналіз одержаних результатів показує, що способи безтраншейного ремонту “гарячих” нафтопроводів виправдані як з економічної (зменшення витрат на ремонт), так і з енергетичної (витрати на перекачування нафти) точок зору. Зауважимо, що зі зменшенням внутрішнього діаметра “гарячого” нафтопроводу ( $d^{f-m}$ ) гідравлічні втрати зростають, однак при цьому зменшується теплопередача від нафти в довкілля, що сприяє зменшенню середньої по довжині трубопроводу в'язкості нафти ( $\nu^m$ ) і скорочує енергозатрати на транспортування. Однак, зменшення діаметра більш суттєво впливає на гідравлічні втрати енергії, ніж зниження середньої в'язкості. Тому загальні енерговитрати на транспортування зростають. Слід відмітити, що для довгих гарячих нафтопроводів, для яких передбачаються пункти проміжного підігріву нафти, їх кількість згідно з (2) і (3) для відремонтованого безтраншейним способом нафтопроводу зменшується, що призводить до економії енерговитрат на транспортування. Крім того, відзначимо, що для нафтопроводів малого діаметру, при охолодженні нафти, турбулентний режим (зона Блазіуса) переходить у ламінарний, тому співвідношення між зниженням в'язкості і зменшенням діаметру змінюється з  $\nu^{0,25}/d^{1,75}$  до  $\nu/d^4$ , що сприяє зниженню енерговитрат.

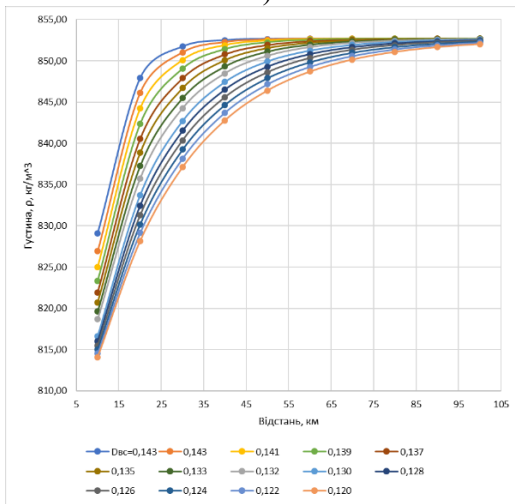
Вказані результати свідчать про доцільність і виправданість способів безтраншейного ремонту нафтопроводів для перекачування в'язких нафт.



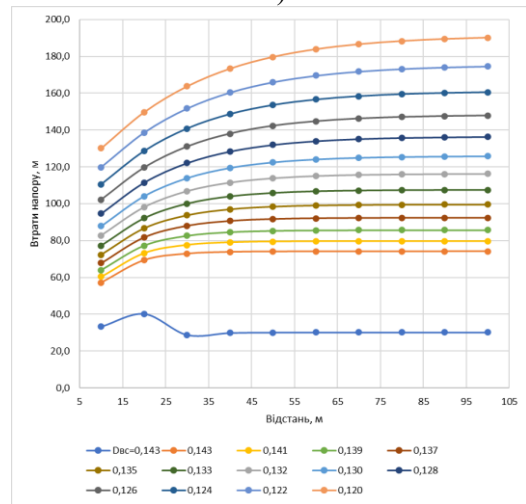
а)



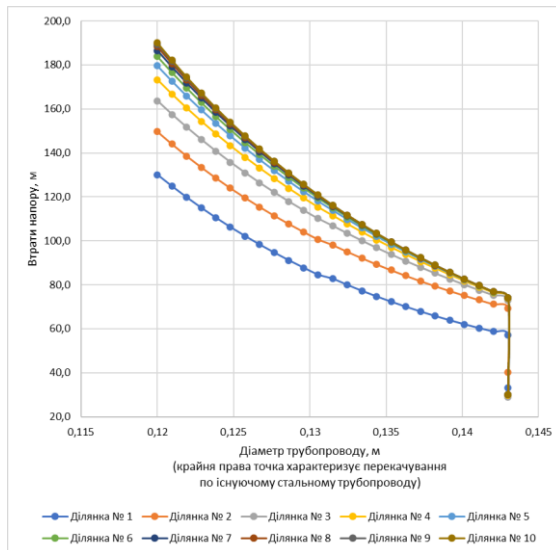
б)



в)



г)



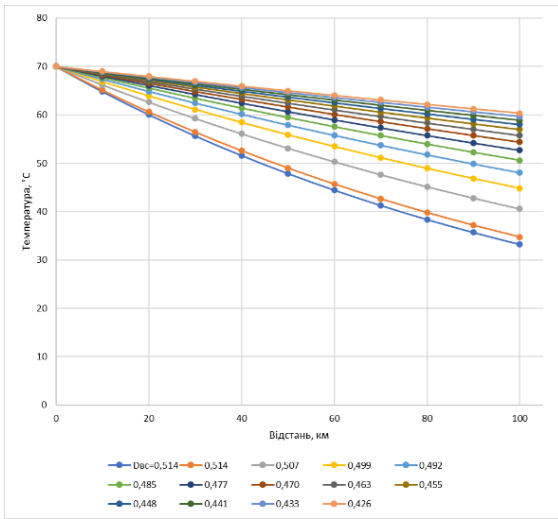
д)

а – характер зміни температури нафти; б – характер зміни в'язкості нафти; в – характер зміни густини нафти; г – характер зміни втрат напору по довжині трубопроводу; д – залежність втрат напору в трубопроводі від його діаметра для кожної ділянки довжиною 10 км

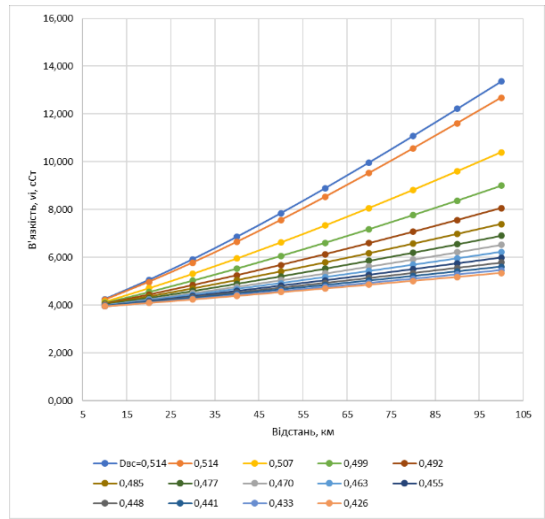
Рисунок 3 – Результати розрахунку параметрів роботи існуючого сталевго трубопроводу

$$D_{зс} \times \delta_c = 159 \times 8 \text{ мм}$$

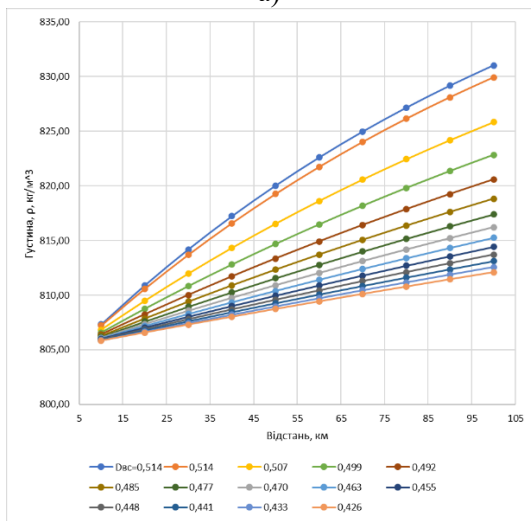




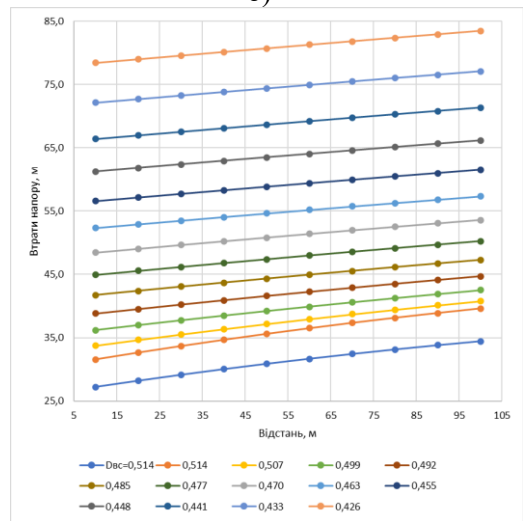
а)



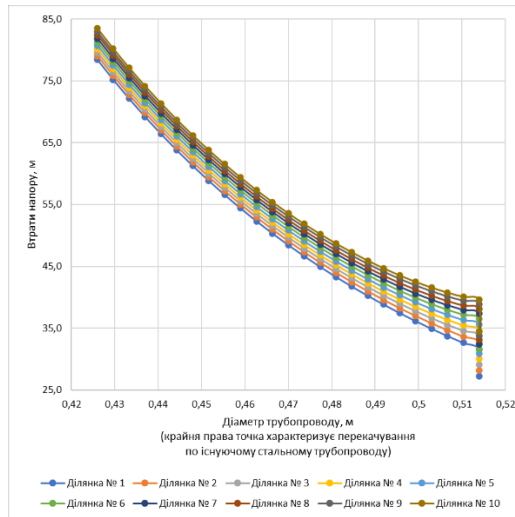
б)



в)



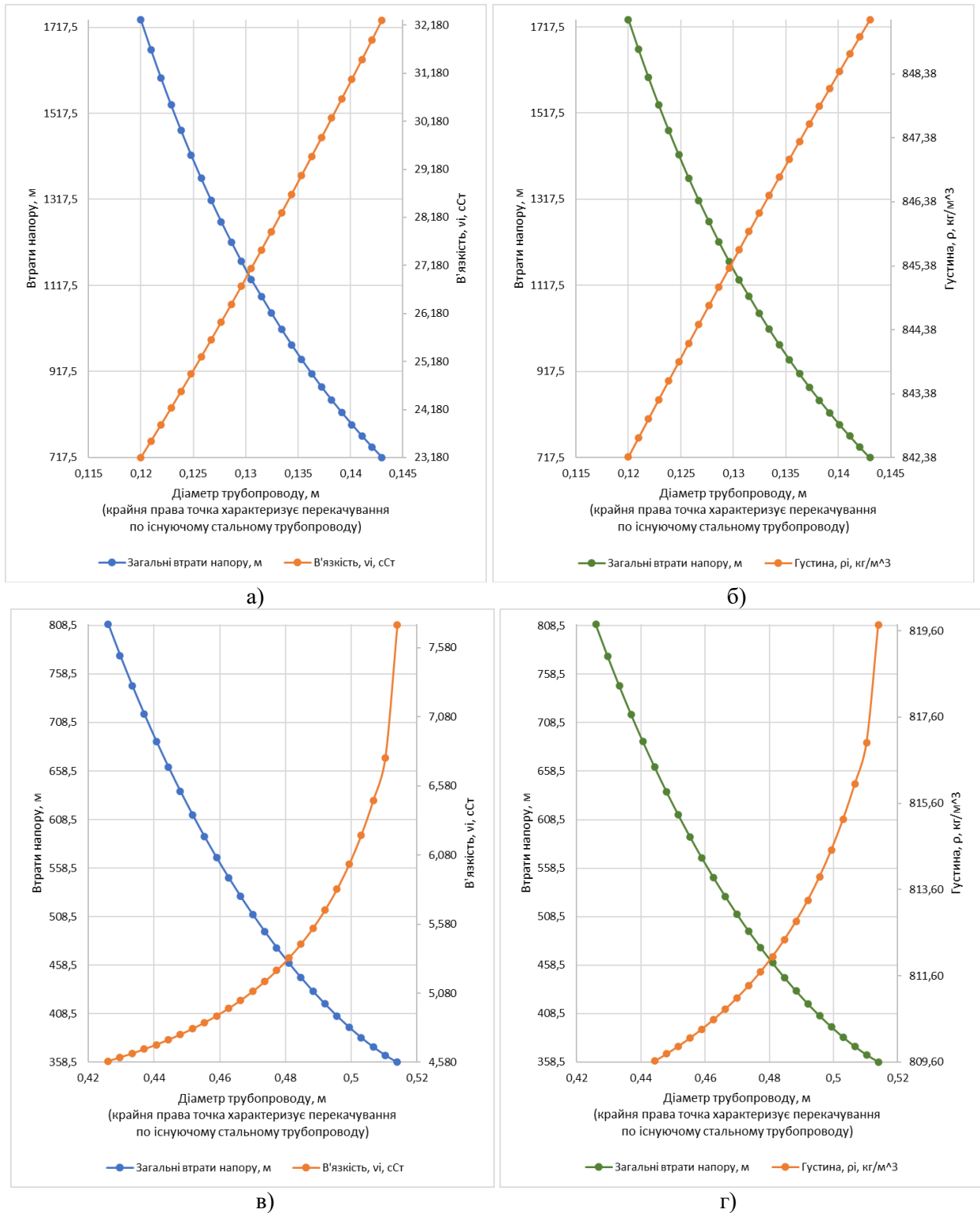
г)



д)

а – характер зміни температури нафти; б – характер зміни в'язкості нафти; в – характер зміни густини нафти; г – характер зміни втрат напору по довжині трубопроводу; д – залежність втрат напору в трубопроводі від його діаметра для кожної ділянки довжиною 10 км

Рисунок 4 – Результати розрахунку параметрів роботи існуючого сталевго трубопроводу  $D_{зс} \times \delta_c = 530 \times 8 \text{ мм}$



*а, б – залежність зміни гідравлічних втрат напору та, відповідно, в'язкості і густини нафти від діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в сталевий  $D_{3\text{х}d_c} = 159\text{х}8$  мм; в, г – залежність зміни гідравлічних втрат напору та, відповідно, в'язкості і густини нафти від діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в сталевий  $D_{3\text{х}d_c} = 530\text{х}8$  мм*

**Рисунок 5 – Визначення оптимального діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в існуючому**

## Висновки

1. Безтраншейні методи ремонту нафтопроводів для перекачування в'язких нафт мають суттєві переваги як з точки зору економії витрат на проведення ремонту, так і з точки зору енерговитрат на транспортування.

2. Запропонована методика і алгоритм розрахунку вибору діаметра внутрішнього трубопроводу для скорочення енерговитрат на транспортування підігрітої нафти. Якщо в результаті реалізації програми не отримано мінімального значення енерговитрат на транспорт нафти, то найбільш ефективним слід вважати спосіб із зазором між трубами не більше 3-5 мм.

3. Для ремонту протяжних "гарячих" нафтопроводів з проміжними пунктами підігріву при виборі діаметра внутрішнього трубопроводу слід враховувати енерговитрати на проміжних пунктах підігріву.

## Література

1. Сучасний стан, проблеми і перспективи створення в Україні нафтового та енергетичного резервів : аналіт. доповідь / [Дудкін О. М., Мінев А. Н., Міцай А. О. та ін.]; за заг. ред. Г. Л. Рябцева та О. М. Суходолі. К.: НІСД, 2018. 160 с.

2. «Укртранснафта» збільшила обсяги прокачування нафти в 2019 році. URL: <https://kosatka.media/category/neft/analytiks/ukrtransnafta-velichila-obemy-prokachki-nefti-v-2019-godu> (дата звернення: 03.07.2023)

3. Група Нафтогаз України. URL: <https://www.naftogaz.com/> (дата звернення: 03.07.2023)

4. Нафта і газ України. URL: <http://surl.li/izyim> (дата звернення: 04.07.2023)

5. АТ «Укртрансгаз». URL: <https://utg.ua/> (дата звернення: 03.07.2023)

6. Бут В. С., Олійник О. І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд і машин*: збірник наукових статей за результатами, отриманими в 2004–2006 рр. Київ : ІЕЗ ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. С. 491–496.

7. Бут В. С., Щербак О. В. Обґрунтування застосування дугового зварювання під час ремонту магістральних трубопроводів під тиском. *Зварювальник*. 2001. № 3. С. 15-19.

8. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II / А. В. Василик, В. Б. Запхляк, І. М. Сем'яник, Н. М. Запхляк. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2015. № 2(39). С. 131-138.

9. Yazdekhasi S. Analysis of factors influencing the selection of water main rehabilitation methods / S. Yazdekhasi, K. Piratla, A. Khan, S. Atamturktur. *NASTT 2014 No-Dig*, Orlando, USA, April 13–17, 2014. 10 p.

10. Suleiman M. Identification of practices, design, construction, and repair using trenchless technology / M. Suleiman, L. Stevens, C. Jahren, H. Ceylan, W. Conway. *Int rans project reports*, Institute for Transportation, Iowa State University, Iowa, October 2010. 64 p.

11. Сучасні технології безтраншейного ремонту теплогазових мереж / К. А. Поляруш, Я. В. Дорошенко, С. І. Тихонов, А. Р. Бабій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 1(58). С. 41–51.

12. Development of trenchless technology of reconstruction of «Pulling pig P» pipeline communications / Ya. Doroshenko, V. Zapukhliak, K. Poliarush, R. Stasiuk, S. Bagriy. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 2, No 1(98). P. 28–38.

13. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: підручник. Івано-Франківськ, 2001. 517 с.

14. Середюк М. Д., Пилипів Л. Д. Трубопровідний транспорт високов'язких вуглеводнів. Івано-Франківськ, 2013. 247 с.

15. Банчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Недра. 1977. 366 с.

16. Marlow D., Gould S., Lane B. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options. *Expert Systems With Applications*. (2015); Volume: 42 (Iss.22); pp. 8658-8668. DOI: 10.1016/j.eswa.2015.07.020.

## References

1. Suchasnyi stan, problemy i perspektyvy stvorennia v Ukraini naftovoho ta enerhetychnoho rezerviv : analit. dopovid / [Dudkin O. M., Miniev A. N., Mitsai A. O. ta in.] ; za zah. red. H. L. Riabtseva ta O. M. Sukhodoli. K.: NISD, 2018. 160 p. [in Ukrainian]

2. «Ukrtransnafta» zbilshyla obsiahы prokachuvannia nafty v 2019 rotsi. URL: <https://kosatka.media/category/neft/analytiks/ukrtransnafta-velichila-obemy-prokachki-nefti-v-2019-godu> (data zvernennia: 03.07.2023) [in Ukrainian]

3. Hrupa Naftogaz Ukrainy. URL: <https://www.naftogaz.com/> (data zvernennia: 03.07.2023) [in Ukrainian]

4. Nafta i haz Ukrainy. URL: <http://surl.li/izyim> (data zvernennia: 04.07.2023) [in Ukrainian]

5. AT «Ukrtranshaz». URL: <https://utg.ua/> (data zvernennia: 03.07.2023) [in Ukrainian]
6. But V. S., Oliinyk O. I. Stratehiia rozvytku tekhnolohii remontu diiuchykh mahistralnykh truboprovodiv. *Problemy resursu i bezpeky ekspluatatsii konstruksii, sporud i mashyn: zbirnyk naukovykh statei za rezultatamy, otrym-?nyny v 2004–2006 rr.* Kyiv: IEZ im. Ye. O. Patona NAN Ukrainy, 2006. P. 491–496. [in Ukrainian]
7. But V. S., Shcherbak O. V. Obruntuvannia zastosuvannia duhovoho zvariuvannia pid chas remontu mahistralnykh truboprovodiv pid tyskom. *Zvariuvalnyk*. 2001. No 3. P. 15-19. [in Ukrainian]
8. Do problemy zvariuvalnykh robot na diiuchykh hazoprovodakh. Chastyna II / A. V. Vasylyk, V. B. Zapukhliak, I. M. Semianyk, N. M. Zapukhliak. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2015. No 2(39). P. 131-138. [in Ukrainian]
9. Yazdekhashti S. Analysis of factors influencing the selection of water main rehabilitation methods / S. Yazdekhashti, K. Piratla, A. Khan, S. Atamturktur. NASTT 2014 No-Dig, Orlando, USA, April 13–17, 2014. 10 p.
10. Suleiman M. Identification of practices, design, construction, and repair using trenchless technology / M. Suleiman, L. Stevens, C. Jahren, H. Ceylan, W. Conway. *Int rans project reports, Institute for Transportation*, Iowa State University, Iowa, October 2010. 64 p.
11. Suchasni tekhnolohii beztransheinoho remontu teplohazovykh merezh / K. A. Poliarush, Ya. V. Doroshenko, S. I. Tykhnov, A. R. Babii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2016. No 1(58). P. 41–51. [in Ukrainian]
12. Development of trenchless technology of reconstruction of «Pulling pig P» pipeline communications / Ya. Doroshenko, V. Zapukhliak, K. Poliarush, R. Stasiuk, S. Bagriy. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 2, No 1(98). P. 28–38.
13. Serediuk M. D., Yakymiv Y. V., Lisafin V. P. Truboprovodnyi transport nafty i nafto-produktiv: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk, 2001. 517 p. [in Ukrainian]
14. Serediuk M. D., Pylypiv L. D. Truboprovodnyi transport vysokoviazkykh vuhlevodniv. Ivano-Frankivsk, 2013. 247 p. [in Ukrainian]
15. Banchuk V. A. Transport i hranenie nefli, nefteproduktov i gaza. M.: Nedra. 1977. 366 p. [in Russian]
16. Marlow D., Gould S., Lane B. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options. *Expert Systems With Applications*. (2015); Volume: 42 (Iss.22); pp. 8658-8668. DOI: 10.1016/j.eswa.2015.07.020.