

# ТРАНСПОРТ І ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК (504.05+504.06):622.692.4

## ЗМЕНШЕННЯ РИЗИКІВ НЕБЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДІВ

Г. М. Кривенко, Я. М. Семчук, М. П. Возняк, Л. В. Возняк  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, e-mail: dis@nung.edu.ua

Построена математическая модель движения нефти для прогнозирования технического и экологического рисков при эксплуатации неизо-термических нефтепроводов, где взаимосвязано рассматриваются гидравлический и температурный режимы, а полный коэффициент теплопередачи определяется по предложенной зависимости. Полученная зависимость распределения температур по длине трубопровода дает возможность определить наиболее опасные участки относительно теплового загрязнения.

Developed mathematical model of flow oil allows to calculate thermal and hydraulic processes, studied in mutual connection and the coefficient of thermal transmission is calculated by the prepositional equation. The distribution of temperature along the pipeline gives to determine the dangerous parts of pipelines relative of thermal pollution.

Магістральні нафтопроводи України, довжина яких становить близько 5000 км, прокладені через регіони з різними кліматичними зонами та інженерно-геологічними умовами. Техногенна взаємодія нафтопроводів з довкіллям призводить до деградації природного середовища навіть в умовах безаварійної роботи трубопроводів. Спостерігається ерозія ґрунту на схилах, деструкція ґрунтового шару, утворення ярів, балок.

При експлуатації неізоітермічних нафтопроводів на початковій їх ділянці спостерігається значний перепад температур, який впливає на навколишнє середовище (для підземних нафтопроводів – ґрунт на глибині укладання трубопроводів).

Особливо небезпечні аварійні ситуації на початкових ділянках неізоітермічних трубопроводів, де можуть відбуватися витікання нафти за температур до 50–70°C.

При визначенні кількості рідини, яка може витекти внаслідок пошкоджень неізоітермічного трубопроводу, на значення тиску в точці витоків має вплив також температура нафти, оскільки тепловий та гідравлічний режими взаємозв'язані між собою.

Для прогнозування технічного та екологічного ризиків при експлуатації неізоітермічних трубопроводів сформульована математична модель, у якій повний коефіцієнт теплопередачі визначається за запропонованою математичною залежністю [1], а тепловий та гідравлічний розрахунки розглядаються у взаємозв'язку [2]:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{[K\lambda D \cdot (T - T_0)] \frac{\partial \Phi_1}{\partial T} + \Phi_2 \frac{\partial \Phi_3}{\partial T}}{\frac{\partial \Phi_1}{\partial T} \cdot \frac{\partial \Phi_3}{\partial p} - \left(1 + \frac{\partial \Phi_1}{\partial p}\right) \cdot \frac{\partial \Phi_3}{\partial T}}; \quad (1)$$

$$\frac{dT}{dx} = \frac{\Phi_2 \frac{\partial \Phi_3}{\partial p} + \frac{\partial \Phi_1}{\partial p} [K\lambda D \cdot (T - T_0)]}{\left(1 + \frac{\partial \Phi_1}{\partial p}\right) \cdot \frac{\partial \Phi_3}{\partial T} - \frac{\partial \Phi_1}{\partial T} \cdot \frac{\partial \Phi_3}{\partial p}}. \quad (2)$$

де  $p$  – тиск;  $x$  – лінійна координата;  $K$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище;  $D$  – внутрішній діаметр труби;  $T$  – поточна температура;  $T_0$  – температура навколишнього середовища;

$$\Phi_1 = \frac{M^2}{S^2 \rho}; \quad \Phi_2 = \frac{\lambda M^2}{2D\rho S^2} + \rho g \sin \alpha; \quad \Phi_3 = MI. \quad (3)$$

В (3) – M – масова витрата; S – площа поперечного перерізу трубопроводу; ρ – густина нафти; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; g – прискорення вільного падіння; α – кут нахилу трубопроводу до горизонталі; I – ентальпія.

Система рівнянь розв’язана за допомогою чисельного методу Рунге-Кутта з використанням програми “Excel”.

За результатами розрахунків будують графіки залежності перепаду тиску та температури нафти від довжини трубопроводу (рис. 1, 2) для нафтопроводу Долина-Дрогобич.

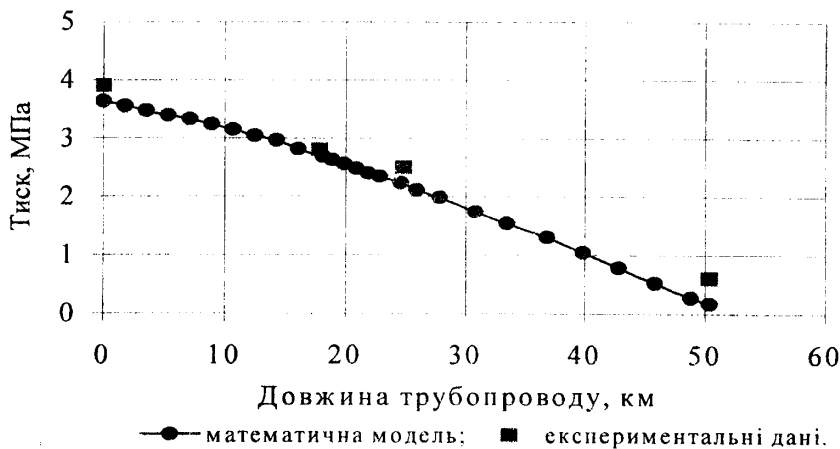


Рисунок 1. Розподіл тиску по довжині трубопроводу Долина–Дрогобич

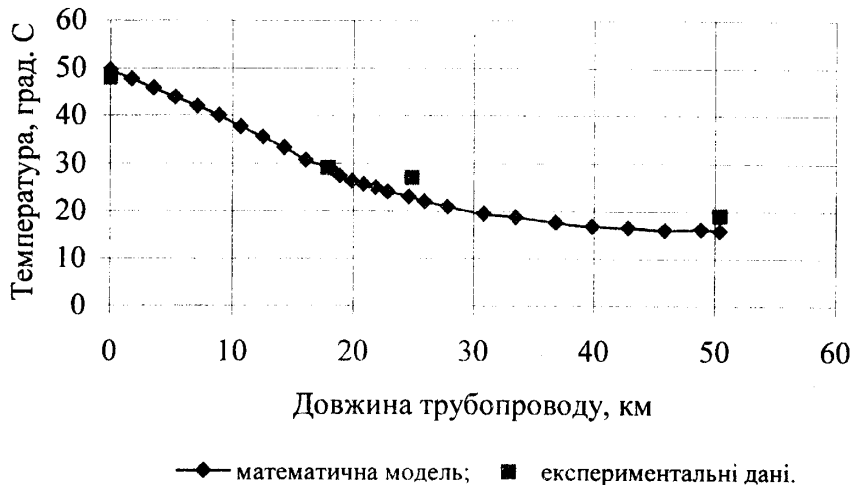


Рисунок 2. Розподіл температури по довжині трубопроводу Долина–Дрогобич

Із аналізу графіків видно, що перепад тиску по довжині трубопроводу та перепад температур не відрізняється більше, ніж на 5,2% і 10% від даних промислових вимірювань, таку розбіжність даних промислових вимірювань та розрахункових можна пояснити тим, що в спрощеній моделі не враховується тепло тертя потоку та прихована теплота кристалізації парафіну.

Оскільки, враховуючи характер розподілу тиску вздовж трубопроводу, прогнозоване значення можливих витікань за розрахованими значеннями тисків згідно з залежністю (1) та промисловими вимірюваннями не відрізняється більше, ніж на 5%, то математичну модель можна використовувати.



вати для прогнозування витікань та тепловиділень у навколишнє середовище при експлуатації магістральних нафтопроводів.

Удосконалення цієї методики полягає в запропонованій математичній моделі визначення повного коефіцієнта теплопередачі залежно від перепаду температур нафти, а також у простоті її реалізації.

Витік нафтопродуктів із пошкоджених трубопроводів призводить до значного впливу на ґрунтово-рослинний шар, гідросферу та атмосферу. Негативний вплив на ґрунтово-рослинний шар зводиться до зниження біологічної продуктивності ґрунтів та фітомаси рослинного покриву.

Внаслідок просочування та фільтрації через ґрунти нафта і нафтопродукти можуть проникати у ґрунтові води, де внаслідок конвективного перенесення розповсюджуються на значні відстані, змінюючи якість води.

Забруднення атмосфери при аваріях на нафтопроводах відбувається внаслідок випаровування легких фракцій нафти, самовільного її загорання. Найбільш небезпечними є окис вуглецю та вуглеводневі сполуки.

Характер розподілу температури вздовж трубопроводу дає можливість виявити найбільш небезпечні ділянки відносно теплового забруднення.

Особливу небезпеку докільню завдає підігріта нафта у випадку аварії на початку трубопроводу, що потрібно враховувати при експлуатації неізотермічного трубопроводу.

Характер розподілу температур, визначений за залежністю (2), дає можливість виявити найбільш небезпечні ділянки щодо температурного перепаду. Наприклад, для трубопроводу, який досліджується, перепад температур на глибині укладання трубопроводу змінюється в середньому від 40°C до 15°C, небезпечною є ділянка завдовжки до 20 км від початку трубопроводу.

За даними промислових вимірювань температури при різних витратах (рис.3) знайдемо осереднені значення початкової та кінцевої температури, за якими можна спрогнозувати тепловиділення в навколишнє середовище при експлуатації неізотермічних трубопроводів.

Внаслідок проведених розрахунків тепловиділення в навколишнє середовище для трубопроводу завдовжки 50,4 км становить  $\Theta=2778$  кДж/с. Оскільки Україна пронизана мережею нафтогазопроводів загальною довжиною до 40 тис. км, то при їх експлуатації відбувається значне теплове забруднення довкілля.

При транспортуванні високов'язких застигаючих нафт із початковою температурою підігріву до 70°C в зимовий період довкола нафтопроводу неминуче з'явиться ареал протавання, що веде до утворення нових смуг стоку вздовж труби, виносу ґрунту і т. д.

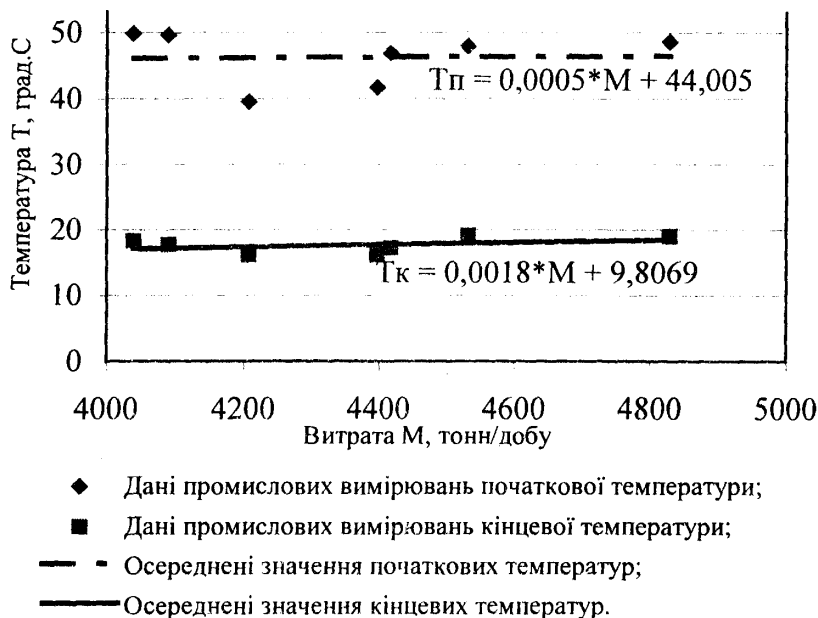


Рисунок 3. Визначення осередненої температури при даній витраті

Використання теплоізоляції лише уповільнює процеси утворення розталих ареалів довкола "теплих" трубопроводів. Теплова дія трубопроводу на навколишнє середовище (зміна режиму ґрунтових вод та ін.) триває протягом усього терміну експлуатації споруди.

Усе це підтверджує, що експлуатація магістральних нафтопроводів неможлива без вимог захисту природи.

Тому особливу увагу потрібно звернути на безаварійну експлуатацію неізотермічних нафтопроводів, що неможлива без комплексного підходу, суть якого полягає в розгляді у взаємозв'язку даних діагностування трубопроводів інтелектуальними поршнями, технологічних режимів експлуатації та рельєфу місцевості, що призведе до зменшення ризиків небезпеки при експлуатації нафтопроводів.

#### Література

1. Кривенко Г. М., Возняк М. П., Возняк Л. В. Математичне моделювання повного коефіцієнта теплопередачі для нафтопроводу // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 5. – С. 41–42.
2. Возняк М. П., Кривенко Г. М., Возняк Л. В. Математична модель неізотермічного руху високо-в'язкої парафінової нафти з урахуванням її ньютонівської поведінки // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – № 4. – С. 41–42.

УДК 622.692.4

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗОВНІШНІХ ФАКТОРІВ НА РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ

*М. П. Возняк*

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, e-mail: dis@nung.edu.ua*

*М. М. Слєпко*

*Одеське районне нафтопровідне управління  
м. Одеса, вул. Атамана Головатого, 16 а, e-mail: slepko13@mail.ru*

*Исследуется влияние частоты электрического тока в сетях внешнего электроснабжения на пропускную способность магистрального нефтепровода и напоры, развиваемые насосами.*

*Investigation of influence current frequency in electrical transmission network on the mass flow rate of main oil pipeline and heads of pump are given.*

На нафтоперекачувальних станціях використовуються відцентрові насоси, робочі характеристики яких побудовані при сталій частоті (номінальній) обертання ротора насоса. Так, для підпірних насосів обертова частота становить 1500 об/хв., а для магістральних – 3000 об/хв. Така частота обертання роторів насосів забезпечується за допомогою приводу.

Як привід на магістральних нафтопроводах використовуються синхронні електродвигуни, обертова частота яких залежить від частоти електричного струму в мережах зовнішнього електропостачання нафтоперекачувальної станції. Одним із основних якісних показників електричного струму в промисловій мережі є частота електричного струму. Згідно з ГОСТ 13109-97 – “Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения” за нормальну прийнята частота 50 Гц. Проте внаслідок сезонної та добової нерівномірності електроспоживання частота струму в електричній мережі може знижуватися. В Україні були періоди, коли частота струму знижувалася більше ніж на 1 Гц і наближалася до 48 Гц.

Вплив частоти струму на параметри насоса досліджено в роботі [1], але враховуючи те, що нафтоперекачувальна станція і лінійна частина нафтопроводу є єдиною гідравлічною системою, виникає запитання, як впливає на режимні параметри системи обрєтова частота електродвигуна, яка в свою чергу функціонально залежить від частоти струму.

Обертова частота  $n$  електродвигуна пов'язана з частотою струму лінійною залежністю

$$n = \frac{f \cdot 60}{p}, \quad (1)$$

де  $f$  – частота електричного струму;

$p$  – кількість пар полюсів на роторі електродвигуна.

В приводі магістрального насоса є одна пара полюсів, а в приводі підпірного – дві пари.

Математична модель напірної характеристики насоса, що працює при змінній частоті обертання  $n$ , може бути одержана за формулами [1]:

$$H = a - b \cdot Q^2, \quad (2)$$

