

УДК 622.692.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗОВНІШНІХ ЧИННИКІВ НА ТЕМПЕРАТУРНИЙ ТА ГІДРАВЛІЧНИЙ РЕЖИМИ НАФТОПРОВОДУ

**М. П. Возняк, Л. В. Возняк, Г. М. Кривенко,
С. О. Кривенко, Ю. Я. Мойсюк**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (0342) 72 71 39; e-mail: vozniak@tvnet.if.ua*

Нафтопроводи можуть бути прокладені по місцевості, на якій ґрунти неоднорідні по довжині траси, а тому мають різні теплофізичні характеристики.

В роботі досліджено вплив зміни по довжині нафтопроводу теплопровідних властивостей ґрунту, який оточує трубопровід, на температурний і гідравлічний режими нафтопроводу. Аналіз результатів дослідження показав, що розрахунки режимів роботи неізотермічного нафтопроводу необхідно проводити по ділянках, в межах яких коефіцієнт теплопровідності ґрунту є сталою величиною.

Ключові слова: *нафтопровід, температура, коефіцієнт теплопровідності.*

На температурні та гідравлічні процеси неізотермічного нафтопроводу впливає багато чинників, у тому числі і зовнішні. Так, трубопроводи можуть бути прокладені по місцевості, на якій ґрунти неоднорідні по довжині траси, а тому мають різні теплофізичні характеристики. Наприклад, неізотермічний нафтопровід Долина–Дрогобич, який прокладено у передгір'ї Карпат, на своєму шляху перетинає ряд гірських річок і має біля десяти ділянок довжиною від одного до десяти кілометрів, у межах яких теплопровідність ґрунту відрізняється майже у два рази. Відомо, що на загальний коефіцієнт теплопередачі від нафти у ґрунт суттєво впливає повний коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні ізоляції в оточуюче середовище α_2 , який, у свою чергу, залежить від теплофізичних властивостей ґрунту.

Як правило, при теплофізичних розрахунках нафтопроводів, які експлуатуються при стаціонарному режимі, повний коефіцієнт теплопередачі приймають постійним по довжині трубопроводу. У тих випадках, коли ґрунти по трасі неоднорідні, всю ділянку між тепловими станціями розбивають на ділянки, у межах яких теплопровідність ґрунту постійна. Після цього визначають середньозважене значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту за формулою [1,2]

$$\lambda_{\text{н\ddot{o}}} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n \lambda_{\text{\ddot{a}i}} \cdot l_i, \quad (1)$$

де L – довжина трубопроводу між тепловими станціями;

$\lambda_{\text{\ddot{a}i}}$ – коефіцієнт теплопровідності ґрунту на ділянці довжиною l_i .

Значення температур по довжині трубопроводу, які визначені із урахуванням формули (1), будуть відрізнятися від температур, знайдених по ділянках, але кінцева температура буде однаковою. Оскільки на гідравлічний режим (на розподіл тиску по довжині нафтопроводу) впливає температурний режим, то необхідно визначити ступінь впливу цього фактора на величину втрат напору у трубопроводі.

Дослідження впливу зміни коефіцієнта теплопровідності ґрунту по довжині на температурний та гідравлічний режими проведемо для нафтопроводу з такими параметрами: діаметр трубопроводу – 273×9 мм, довжина – 60 км, глибина закладання осі трубопроводу $h_0 = 1$ м, початкова температура нафти $t_{II} = 70^\circ\text{C}$, температура застигання нафти $t_s = 18^\circ\text{C}$, температура ґрунту в непорушеному тепловому стані $t_0 = 2^\circ\text{C}$, масова продуктивність – 200 т/год, по нафтопроводу перекачується нафта Долинського родовища.

Значення коефіцієнтів теплопровідності ґрунту вздовж траси трубопроводу, які закладені в проектну документацію для розрахунку теплогідравлічного режиму нафтопроводу Долина – Дрогобич, наведені в таблиці 1.

Таблиця 1. Значення коефіцієнтів теплопровідності ґрунту

Довжина, км	0-4	4-6	6-11	11-12	12-22	22-27	27-43	43-55	55-60
Коефіцієнт теплопровідності ґрунту, $\lambda_{\text{спis}}$, Вт/(м К)	0,95	1,75	0,95	1,75	0,95	1,75	0,95	1,75	0,95

Дослідження проведемо для двох нафт, фізичні властивості однієї аналогічні властивостям нафти, що перекачується нафтопроводом Долина – Дрогобич, другої приймемо такі ж, які розглянуті в роботі [3]. Фізичні властивості нафти наведені в таблиці 2.

Таблиця 2. Фізико-технічні властивості нафти

Параметр нафти	Значення властивостей нафти	
	Долинського родовища	рекомендованої [3]
Густина за 20°C , кг/м ³	842,7	940
В'язкість за:		
20°C , мм ² /с	28	13,5
40°C , мм ² /с	6,1	2,5
60°C , мм ² /с	5,4	1,7

Температуру на відстані x від початку нафтопроводу визначаємо за формулою Шухова

$$t_x = t_o + (t_n - t_o) \cdot e^{-\frac{K \cdot \pi \cdot D \cdot x}{M \cdot c_p}}, \quad (2)$$

де t_x – температура нафти на відстані x від початку ділянки;

t_n – температура нафти на початку ділянки;

K – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в оточуюче середовище;

D – внутрішній діаметр нафтопроводу;

M – масова продуктивність нафтопроводу;

c_p – питома масова теплоємність нафти при сталому тиску.

Повний коефіцієнт теплопередачі K визначаємо за формулою

$$\frac{1}{K \cdot D} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot D} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln \frac{D_{306}}{D} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_{306}}, \quad (3)$$

де α_1 – внутрішній коефіцієнт тепловіддачі (від нафти до стінки труби);

α_2 – зовнішній коефіцієнт тепловіддачі (від стінки труби до навколишнього середовища);

λ_i – коефіцієнт теплопровідності металу труби і шарів теплової ізоляції;

D_{306} – зовнішній діаметр трубопроводу.

Переважно значення α_1 набагато більше від α_2 , тому при практичних розрахунках можна вважати, що $K = \alpha_2$. Якщо виконується умова $\frac{2 \cdot h_0}{D_{306}} > 2$, то з точністю до 1% зовнішній коефіцієнт тепловіддачі визначається за формулою [1]

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{zp}}{D_{306} \cdot \ln \frac{4 \cdot h_0}{D_{306}}}, \quad (4)$$

де λ_{zp} – коефіцієнт теплопровідності ґрунту.

Оскільки для нафтопроводу виконується умова $\frac{2 \cdot h_0}{D_{306}} = \frac{2 \cdot 1}{0,273} = 7,33 > 2$,

то приймаємо, що $K = \alpha_2$ і

$$K_{cp} = \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^n \alpha_{2i} \cdot l_i. \quad (5)$$

Підставивши у формулу (5) значення α_2 із (4), отримаємо

$$K_{cp} = \frac{1}{L} \cdot \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_{zpi} \cdot l_i}{D_{306} \cdot \ln \frac{4 \cdot h_0}{D_{306}}}. \quad (6)$$

Підставивши значення з таблиці 1 у формулу (6), визначимо

$$K_{cp} = \frac{2 \cdot (0,95 \cdot 4 + 1,75 \cdot 2 + 0,95 \cdot 5 + 1,75 \cdot 1 + 0,95 \cdot 10 + 1,75 \cdot 5 + 0,95 \cdot 16 + 1,75 \cdot 12 + 0,95 \cdot 5)}{0,273 \cdot \ln \frac{4 \cdot 1}{0,273} \cdot (4 + 2 + 5 + 1 + 10 + 5 + 16 + 12 + 5)} =$$

$$= 3,32 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Питому масову теплоємність нафти визначимо за формулою

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_n}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T_{сep}), \quad (7)$$

де ρ_n – густина нафти за температури 293 К;

$T_{сep}$ – середня температура на ділянці нафтопроводу.

В'язкість нафти за середньої температури нафти на ділянці визначимо за формулою Фогеля – Фульчера – Таммана.

$$\nu = \nu_{\infty} \cdot e^{\frac{b}{t-\theta}}, \quad (8)$$

де ν_{∞} , b , θ – коефіцієнти, що визначаються за відомими значеннями в'язкості ν_1, ν_2, ν_3 – за температур t_1, t_2, t_3 .

Втрати напору на ділянці довжиною l_i визначаємо за формулою [1]

$$h_w = 1,02 \cdot \Delta r \cdot \beta \cdot \frac{Q_{сep in}^{2-m} \cdot \nu_{сep in}^m}{D^{5-m}} \cdot l_i, \quad (9)$$

де 1,02 – коефіцієнт, що враховує втрати напору в місцевих опорах;

β , m – коефіцієнти, які залежать від режиму течії рідини;

Δr – поправка на неізотермічність потоку в радіальному напрямку;

$Q_{сep in}$ – об'ємна продуктивність нафтопроводу за середньої температури нафти на ділянці;

$\nu_{сep in}$ – середньоінтегральне значення в'язкості нафти.

Приймаємо, що $\Delta r = 1,05$.

Середньоінтегральне значення в'язкості нафти $\nu_{сep in}^m$ визначимо за формулою Сімпсона

$$\nu_{сep in}^m = \frac{1}{3 \cdot n} \cdot \left[\nu_n^m + 4 \cdot (\nu_1^m + \nu_3^m + \dots + \nu_{n-1}^m) + 2 \cdot (\nu_2^m + \nu_4^m + \dots + \nu_{n-2}^m) + \nu_k^m \right], \quad (10)$$

де n – кількість відрізків, на які розбито ділянку нафтопроводу (повинно бути парне число відрізків);

ν_n – кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти за температури на початку нафтопроводу;

$\nu_1, \nu_2, \dots, \nu_k$ – кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти в кінці кожного відрізка.

За формулою (2) визначимо температуру нафти в кінці кожного із n відрізків нафтопроводу для трьох варіантів розподілу коефіцієнта теплопровідності ґрунту і відповідно повного коефіцієнта теплопередачі:

1) варіант 1:

на 0-20 км $\lambda_{сp} = 1,75 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$, на 20-60 км $\lambda_{сp} = 0,95 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$;

2) варіант 2:

на 0-40 км $\lambda_{cp} = 0,95 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$, на 40-60 км $\lambda_{сер} = 1,75 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$;

3) варіант 3:

на 0-60 км $\lambda_{cp} = \lambda_{сер} = 1,217 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}) = \text{const}$, $K_{cp} = 3,32 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Результати визначення характеру розподілу температури нафти вздовж трубопроводу наведені на рисунках:

- 1 для нафти Долинського родовища;
- 2 для нафти, властивості якої подаються в [3].

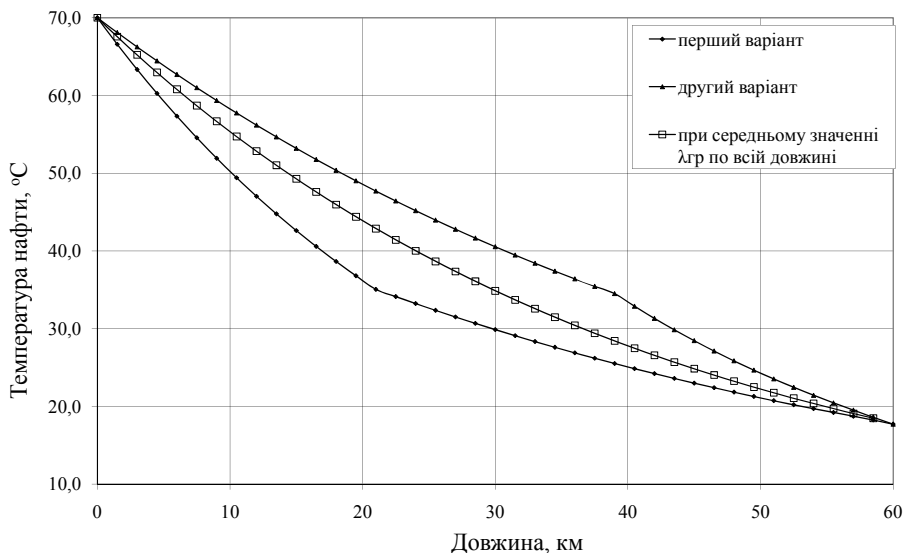


Рис.1. Зміна температури нафти по довжині трубопроводу при перекачуванні нафти Долинського родовища

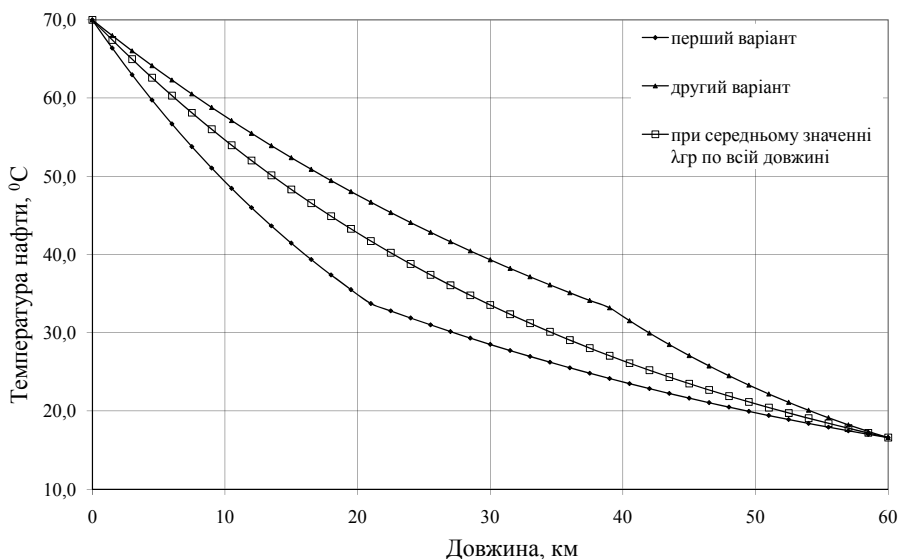


Рис.2. Зміна температури нафти по довжині трубопроводу при перекачуванні нафти, властивості якої наведено у роботі [3]

Також проводимо розрахунки втрат напору для трьох описаних вище варіантів. Результати розрахунку зводимо до таблиць 3 і 4.

Незважаючи на те, що розрахункове значення температури в кінці нафтопроводу при перекачуванні нафти українського родовища є більшою на $1,1^{\circ}\text{C}$ (рис.1 і 2), втрати напору також є більшими.

Таблиця 3. Втрати напору при перекачуванні нафти Долинського родовища

Довжина, км	Втрати напору на тертя, м		
	перший варіант	другий варіант	третій варіант
6	48,2	48,4	48,3
12	96,9	96,9	96,9
18	146,3	145,8	145,9
24	196,7	194,9	195,4
30	248,0	244,5	245,6
36	300,6	294,6	296,7
42	355,2	345,4	349,4
48	413,1	398,3	404,9
54	478,2	455,7	466,1
60	537,7	507,5	521,2

Таблиця 4. Втрати напору при перекачуванні нафти, властивості якої наведено у роботі [3]

Довжина, км	Втрати напору на тертя, м		
	перший варіант	другий варіант	третій варіант
6	29,1	28,9	29,0
12	59,3	58,4	58,7
18	91,3	88,6	89,4
24	125,5	119,6	121,4
30	161,6	151,6	154,9
36	200,0	184,8	190,5
42	241,3	219,6	228,9
48	286,7	258,1	271,3
54	337,8	302,8	319,5
60	378,2	340,8	358,8

Теплогідравлічні розрахунки трубопроводу аналогічного нафтопроводу Долина–Дрогобич, які проведенні по ділянках, в межах яких коефіцієнт теплопровідності ґрунту є сталою величиною ($\lambda_{epi} = const$),

показали, що в залежності від в'язкості нафти втрати напору, визначені при середньозваженому значенні коефіцієнта теплопровідності ґрунту для варіантів, в яких:

– з 0 по 20 км $\lambda_{zp} = 1,75 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ і з 20 по 60 км $\lambda_{zp} = 0,95 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$

були на 3,2...5,4% нижчими;

– з 0 по 40 км $\lambda_{zp} = 0,95 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ і з 40 по 60 км $\lambda_{zp} = 1,75 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$

були на 2,6...5,0% вищими.

Як видно із рисунків і таблиць 3 та 4, за необхідності отримання високої точності визначення розподілу температури і тиску по довжині трубопроводу, теплогідравлічний розрахунок необхідно вести з урахуванням реального розподілу коефіцієнта теплопровідності ґрунту на кожній розрахунковій ділянці, у межах якої коефіцієнт теплопровідності ґрунту λ_{zp} є величиною сталою.

Величина втрат напору на тертя вздовж траси нафтопроводу, а отже і робочий тиск в трубопроводі, відрізняється від значення, визначеного згідно рекомендацій [1]. Якщо нафтопровід прокладено по місцевості із пересіченим профілем траси, то за рахунок різниці геодезичних позначок величини реального тиску в нафтопроводі можуть виходити за межі допустимого. А оскільки нафтотранспортна система України знаходиться в експлуатації в середньому від двадцяти до понад сорока років (залежно від терміну введення в дію її складових), то для їх техногенної безпеки необхідно коригувати тиски на певних ділянках, а тому для неізотермічних нафтопроводів при теплогідравлічних розрахунках необхідно враховувати розподіл теплофізичних властивостей ґрунту по довжині, а сам розрахунок проводити по ділянках, у межах яких теплопровідність ґрунту є сталою величиною.

Література

1. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / Ф.Ф.Абузова, Р.А.Алиев, В.Ф.Новоселов и др.; Под ред. В.Ф.Новоселова. – М.: Недра, 1992. – 320 с.: ил.
2. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П.И.Тугунов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.: ил.
3. Фролов К.Д. Температурный режим “горячего” трубопровода с учетом тепла трения / К.Д.Фролов, М.П.Возняк // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений – Изд-во Львов. ун-та, 1972. – № 9. – С. 161-165.

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.12.2012 р.

Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я., д.т.н., професором Говдяком Р.М.(м. Київ)

**THE INVESTIGATION OF INFLUENCE OF EXTERNAL FACTORS
ON THE THERMAL AND HYDRAULICAL PROCESSES
OF OIL PIPELINE**

**M. P. Vozniak, L. V. Vozniak, G. M. Kryvenko,
S. O. Kryvenko, Yu. Ya. Moisiuk**

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivs'k, Ukraine, Carpatska st., 15;
ph. +380 (0342) 72 71 39; e-mail: vozniak@tvnet.if.ua*

Oil pipelines can be laid on locality on which soils heterogeneous on length routes, and that is why are different thermophysical characteristics.

In-process investigational influence of change on length of oil pipeline of head-conducting properties of soil which surrounds a pipeline, on the the thermal and hydraulic processes of oil pipeline.

The analysis of investigation shows that thermal and hydraulic processes of heat oil pipeline must calculate on the part of pipeline where the thermal coefficient is constant.

Key words: *oil pipeline, temperature, thermal coefficient.*