

ВПЛИВ ВІДКЛАДЕНЬ ПАРАФІНУ НА ПРОПУСКНУ ЗДАТНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

Й. В. Якимів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: tzngkaf@rambler.ru

Під час експлуатації нафтопроводів відбувається поступове зменшення внутрішнього діаметра трубопроводу за рахунок відкладення парафіну. Розроблено алгоритм визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів і проаналізовано її залежність від товщини відкладень парафіну.

Ключові слова: продуктивність, втрати напору, нафтоперекачувальна станція, ефективний діаметр.

При эксплуатации нефтепроводов происходит постепенное уменьшение внутреннего диаметра трубопровода за счет отложения парафина. Разработан алгоритм определения пропускной способности магистральных нефтепроводов и проанализирована ее зависимость от толщины обложений парафина.

Ключевые слова: производительность, потери напора, нефтеперекачивающая станция, эффективный диаметр.

During the operation of oil pipelines gradual reduction of the inner diameter of the pipe due to deposits paraffin is occurred. The algorithm of determination the capacity of oil pipelines was developed. The dependence of the capacity of the charges of the thickness of the wax was analyzed.

Keywords: productivity, pressure drop, pumping station, the effective diameter.

В процесі експлуатації магістральних нафтопроводів на внутрішній поверхні стінок трубопроводу нагромаджуються різного виду відкладення, які призводять до зниження його пропускної здатності і збільшення витрат на перекачування нафти. Тому дослідження залежності пропускної здатності від товщини відкладень є актуальним. Для визначення пропускної здатності і кількості відкладень проводиться оцінка стану внутрішньої поверхні стінок нафтопроводу. Стан внутрішньої поверхні стінок нафтопроводу оцінюється порівнянням ефективного (фактичного) діаметра трубопроводу D з еквівалентним (номінальним) $D_{екв}$.

Ефективний діаметр – це таке значення внутрішнього діаметра нафтопроводу, яке рівнозначне фактичним втратам напору і враховує вплив різних відкладень на його гідравлічну характеристику. Ефективний діаметр за руху нафти в зоні гідравлічно гладких труб розраховується за фактичними параметрами перекачування для ділянок нафтопроводу між нафтоперекачувальними станціями за формулою

$$D = \left(\frac{0,0251Q^{1,75} \nu^{0,25} L}{H - h - \Delta z} \right)^{1/4,75}, \quad (1)$$

де Q - продуктивність нафтопроводу; ν - кінематична в'язкість нафти; L - довжина ділянки нафтопроводу; H - напір на початку ділянки; h - напір в кінці ділянки; Δz - різниця геодезичних позначок кінця і початку ділянки нафтопроводу.

Якщо ефективний діаметр нафтопроводу порівняно з еквівалентним зменшується більше, як на 1 %, тобто за

$$\Delta D = \left(1 - \frac{D}{D_{екв}} \right) 100 \% \geq 1 \% \quad (2)$$

необхідно проводити очищення нафтопроводу [1, 2].

Отже, ефективний діаметр за різних ступенів відкладень парафіну можна визначити за виразом

$$D = \left(1 - \frac{\Delta D}{100}\right) D_{екв}. \quad (3)$$

Вважаючи, що перегони між нафтоперекачувальними станціями мають однаковий шар відкладень парафіну на стінці трубопроводу, ефективні діаметри на перегонах між станціями будуть однаковими.

При розстановці станцій не завжди буває так, що гідравлічний опір усіх перегонів однаковий, тобто мають місце однакові втрати напору на перегонах між станціями. Не завжди перегін, що має найбільший гідравлічний опір, є лімітуючим, тобто визначає пропускну здатність всього нафтопроводу. Це пояснюється тим, що технологією перекачування нафти накладаються обмеження на величину максимального тиску на виході станцій (залежить від міцності трубопроводу), а також на величину мінімально допустимого тиску на вході у станції (кавітаційний запас насосів). Якщо тиск на виході станцій перевищує максимально допустимий, повинно передбачатись дроселювання із умови збереження міцності трубопроводу. За зниження тиску на вході на станцію нижче мінімально допустимого значення спрацьовує захист на величину цього тиску і перекачувальна станція зупиняється.

Більшість магістральних нафтопроводів тепер працює з недовантаженням, тобто для виконання плану перекачування в роботу достатньо включити один або два насоси на станціях. У таких випадках за певних продуктивностей тиски на виході станцій рідко перевищують максимально допустиму величину, а напори, що створюють насоси, є більшими, ніж ті, що втрачаються на перегонах між станціями, тобто на проміжні станції нафта надходить з деяким підпором, більшим мінімально допустимої величини, і цей напір використовується на наступному перегоні. Якщо на вході в одну із проміжних станцій величина підпору при деякій продуктивності стає меншою мінімально допустимої величини, це свідчить про те, що нафтопровід може нормально працювати тільки за продуктивностей менших цієї величини і такий перегін між станціями визначає продуктивність всього трубопроводу.

Завдання з виявлення максимально допустимої продуктивності нафтопроводу розв'язується методом послідовних наближень. Тому тут доцільне використання комп'ютерних технологій.

Для дослідження впливу товщини відкладень парафіну на пропускну здатність магістрального нафтопроводу використовуються такі початкові дані [3]:

- фізичні властивості нафти;
- температура перекачування нафти;
- геометричні характеристики трубопровідної системи;
- напірні характеристики підпірних і основних насосів, встановлених на нафтоперекачувальних станціях;
- величини максимально допустимих тисків на виході нафтоперекачувальних станцій із умови міцності трубопроводу та мінімально допустимих тисків на вході станцій із умови безкавітаційної роботи насосів.

Визначення пропускну здатності магістральних нафтопроводах включає такі блоки розрахунків:

- 1) Обчислюються фізичні властивості нафти (густина і в'язкість) за температури перекачування.
- 2) Розраховуються значення максимально допустимих напорів на виході із станцій і мінімально допустимих підпорів на вході у кожен станцію.
- 3) Задаються першим наближенням пропускну здатності нафтопроводу Q .
- 4) Виконується гідравлічний розрахунок нафтопроводу, в результаті якого визначаються загальні втрати напору для кожного перегону між нафтоперекачувальними станціями, за формулою

$$h_i = K \lambda_i \frac{l_i}{D_i^5} Q^2 + \Delta z_i, \quad (4)$$

де K - сталий комплекс величин,

$$K = 1,02 \frac{8}{\pi^2 g}; \quad (5)$$

1,02 – коефіцієнт, що враховує 2 % на втрати напору в місцевих опорах від втрат напору на тертя; g - прискорення вільного падіння; λ_i - коефіцієнт гідравлічного опору для i -го перегону, що визначається за відомими формулами гідродинаміки; l_i і D_i - довжина та внутрішній діаметр i -го перегону між станціями; Q - витрата нафти; Δz_i - різниця геодезичних позначок кінця і початку i -го перегону.

5) Обчислюється напір, що створює підпірний насос на головній НС або початку експлуатаційної ділянки,

$$h_{n_o} = a_n - b_n Q^2, \quad (6)$$

де a_n , b_n - сталі коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики підпірного насоса.

б) Визначається напір, що створюють основні працюючі насоси на станції (можлива одночасна робота не більше двох або трьох насосів залежно від марки насосів)

$$H = (a_1 + a_2 + a_3 + a_4) - (b_1 + b_2 + b_3 + b_4)Q^2, \quad (7)$$

де a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , b_1 , b_2 , b_3 , b_4 - сталі коефіцієнти математичних моделей напірних характеристик основних насосів.

7) Розраховується напір на виході головної НС (напір на початку першого перегону)

$$H_{cm_1} = h_{n_o} + H. \quad (8)$$

Напір на виході станції порівнюється із максимально допустимим значенням напору із умови міцності трубопроводу H_{max_1} . Якщо $H_{cm_1} > H_{max_1}$, то для подальших розрахунків приймається

$$H_{cm_1} = H_{max_1}.$$

8) Знаходиться величина підпору на вході в першу проміжну станцію (наприкінці першого перегону)

$$h_{n_1} = H_{cm_1} - h_1. \quad (9)$$

9) Розраховується перевищення підпору на вході в станцію над мінімально допустимою величиною підпору h_{min_1}

$$\Delta h_1 = h_{n_1} - h_{min_1}. \quad (10)$$

10) Якщо $\Delta h_1 > 0$, то визначається напір на виході першої проміжної станції із врахуванням підпору, що передається на цю станцію, (напір на початку другого перегону)

$$H_{cm_2} = h_{n_1} + H. \quad (11)$$

Якщо $H_{cm_2} > H_{max_2}$, то напір на початку другого перегону приймаємо

$$H_{cm_2} = H_{max_2}$$

і визначаємо величину підпору наприкінці другого перегону

$$h_{n_2} = H_{cm_2} - h_2. \quad (12)$$

11) Знаходиться перевищення підпору на вході в другу станцію над допустимою величиною

$$\Delta h_2 = h_{n_2} - h_{\min_2}. \quad (13)$$

Такі розрахунки виконуються для всіх перегонів між станціями.

Якщо для всіх перегонів перевищення підпорів над мінімально допустимим значенням додатні, то збільшуємо продуктивність на величину ΔQ і розрахунки повторюються, починаючи від пункту 4.

12) Перший перегін, для якого за певного значення продуктивності Q отримано перевищення підпору над мінімально допустимою величиною від'ємне, є лімітуючою ділянкою. Це свідчить про те, що за більших значень продуктивності на вході в станцію не забезпечується необхідний підпір і насоси будуть працювати в кавітаційному режимі. Тому пропускною здатністю нафтопроводу можна вважати продуктивність трохи меншу (передостаннє наближення) від тієї продуктивності, за якої починається кавітаційний режим роботи насосів.

Проведено дослідження залежності пропускної здатності ділянки реального магістрального нафтопроводу від товщини парафінових відкладень. На цій ділянці експлуатуються чотири нафтоперекачувальні станції, трубопровід прокладений у дві нитки DN 700, але у зв'язку з недовантаженням розглядається експлуатація однієї нитки. Для перекачування нафти вибрані насоси з номінальною подачею 2500 м³/год. Розглянута робота на кожній станції двох таких насосів. Розрахунки виконані для найнижчої та найвищої температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу, що відповідає найбільшому ($\nu = 45,03$ сСт) та найменшому значенню кінематичної в'язкості нафти ($\nu = 21,49$ сСт) і найбільшому ($\rho = 877,4$ кг/м³) та найменшому значенню густини нафти ($\rho = 866,4$ кг/м³). Дослідження проведені при ступені запарафінування трубопроводу до 1%. За таких відкладень забруднень на стінках згідно з нормативними документами ще допускається експлуатація магістральних трубопроводів.

Результати розрахунків для найнижчої температури наведені в таблиця 1.

Таблиця 1 – Вплив запарафінування трубопроводу на параметри роботи магістрального нафтопроводу

ΔD , %	Ефективний діаметр, м	Загальні витрати потужності, кВт	Об'ємна пропускна здатність, м ³ /год	Масова пропускна здатність, т/год	Питомі витрати електроенергії, (кВт·год)/(тис.т·км)
0	0,702	11966	2148	1884,7	16,09
0,1	0,7013	11954	2144	1881,6	16,11
0,2	0,7006	11942	2139	1877,2	16,13
0,3	0,6999	11930	2134	1872,8	16,15
0,4	0,6992	11917	2129	1868,4	16,17
0,5	0,6985	11905	2124	1864	16,19
0,6	0,6978	11891	2119	1859,2	16,22
0,7	0,6971	11879	2114	1854,8	16,24
0,8	0,6964	11867	2109	1850,4	16,26
0,9	0,6957	11853	2103	1845,6	16,28
1	0,695	11841	2098	1841,2	16,30

За результатами розрахунків побудовані графіки, що характеризують вплив товщини відкладень парафіну на пропускну здатність ділянки магістрального нафтопроводу, витрат потужності

на перекачування нафти та питомих витрат електроенергії. Ці графіки зображені на рисунках 1, 2 і 3.

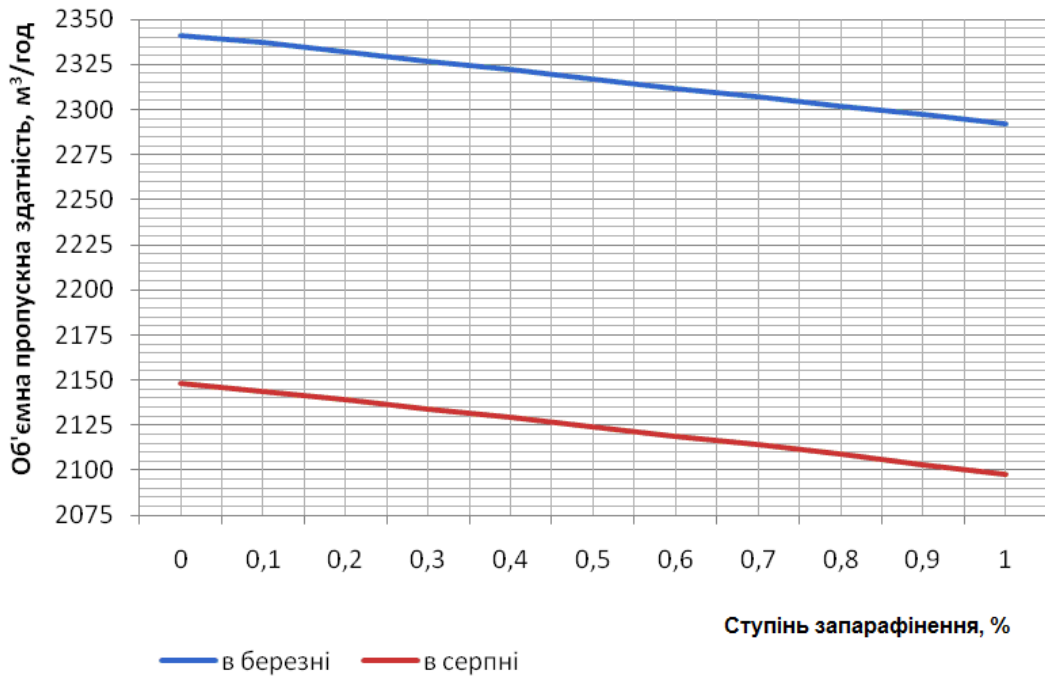


Рисунок 1 – Вплив запарафінення трубопроводу на пропускну здатність

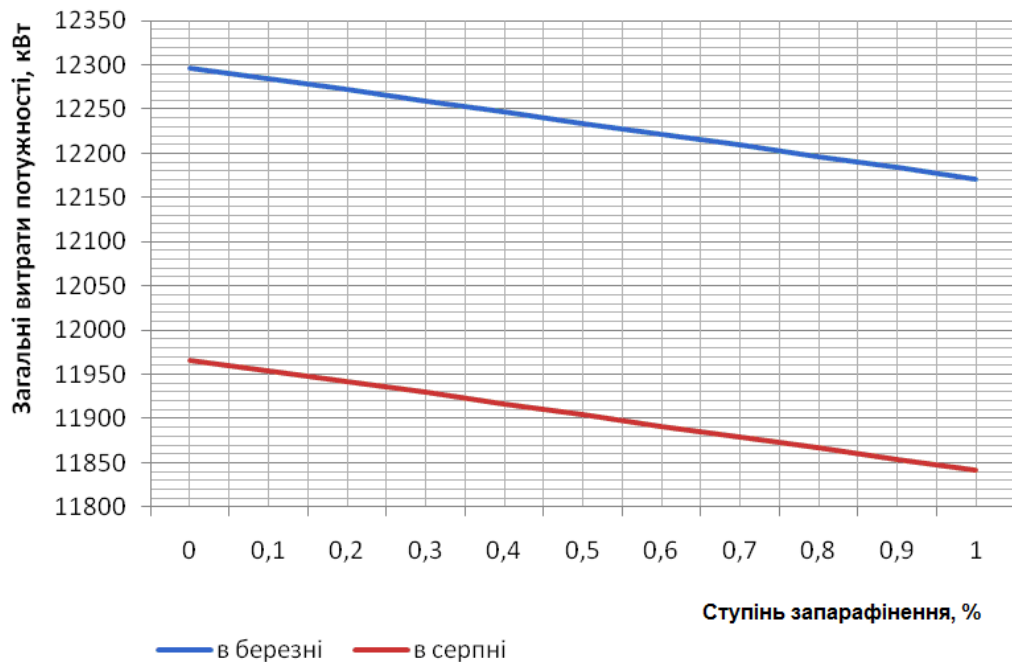


Рисунок 2 – Вплив запарафінення трубопроводу на загальні витрати потужності

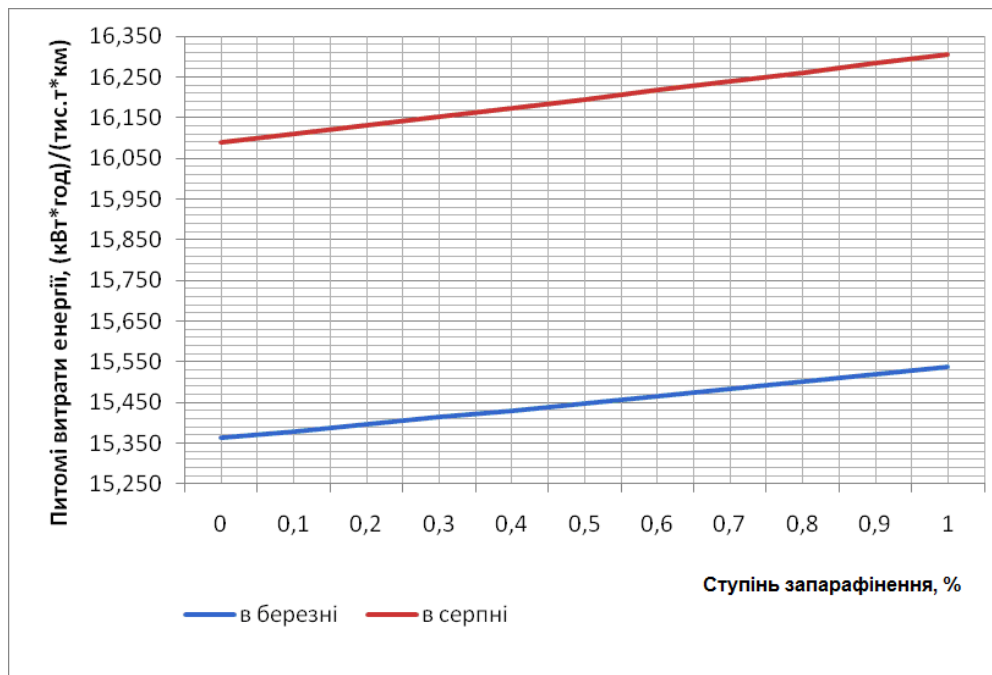


Рисунок 3 – Вплив запарафінення трубопроводу на питомі витрати електроенергії

З рисунків видно, що пропускна здатність і витрати потужності на перекачування нафти за рахунок відкладень парафіну в порожнині трубопроводу на перегонах між станціями поступово лінійно зменшуються, а питомі витрати електроенергії збільшуються.

Література

1. Руководство по очистке магистральных нефтепроводов (РД 39-30-295-79). - Уфа: ВНИИС-ПТнефть, 1980. –41 с.
2. Інструкція по проведенню очищення магістрального нафтопроводу «Дружба» на ділянці Міхалки. – Броди I і II черг від внутрішніх відкладень. – Львів.: 2007. – 17 с.
3. Якимів Й.В. Типові технологічні розрахунки трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів./Й.В. Якимів. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 366 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.06.12

Рекомендована до друку оргкомітетом
міжнародної науково-технічної конференції
“Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”,
яка відбулася 15-18 травня 2012 р.