

УДК 622.692.4

**ЕКСПЛУАТАЦІЯ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ  
ПРИ НЕПОВНОМУ ЗАВАНТАЖЕННІ****М. П. Возняк, Г. М. Кривенко, Л. В. Возняк, С. О. Кривенко***Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
тел. +380 (342) 72-71-16; e-mail: vozniak@tvnet.if.ua*

*Одним із способів перекачування нафти при неповному завантаженні трубопроводів є циклічна експлуатація.*

*Визначено оптимальне число циклів, при якому експлуатаційні витрати на утримання ємності та на виштовхування в'язкої нафти з трубопроводу є мінімальними. Розрахунки проводилися для широкого діапазону масових витрат, з яких випливає, що "гарячий" нафтопровід при його неповному завантаженні не вигідно експлуатувати безперервно.*

**Ключові слова:** *трубопровід, циклічна експлуатація, нафта, продуктивність.*

Україна, продовжує залишатися залежною від поставок російської нафти. Російська Федерація нині експортує до країн Євросоюзу майже 25% від загального споживання ним нафти, 42% – газу, 12% – вугілля та 35% – збагаченого урану.

Росія є основним постачальником енергетичних ресурсів для європейських держав.

Україна та Європейський Союз зацікавлені шукати альтернативні джерела постачань енергетичних ресурсів, особливо з огляду на те, що частка імпортованих до ЄС російських вуглеводнів поступово знижується [1]. Одним із пріоритетних напрямів є пошук нових шляхів постачання нафти та газу. Україна також зацікавлена в розширенні маршрутів постачання енергоресурсів власною територією.

У нафтовій сфері перспективним напрямом співпраці є продовження нафтопроводу "Одеса–Броди" до польського Плоцька та використання його для транспортування енергоносіїв з Каспійського регіону до Центрально-Східної Європи [2].

Важливим також є енергетичне співробітництво в Чорноморському регіоні. За висновком Міжнародного енергетичного агентства, нині близько 30% української транзитної потужності для газу та приблизно 50% транзитної потужності для нафти не використовується.

За таких умов магістральні трубопроводи, як правило, деякий час працюють з неповним завантаженням. Зменшення продуктивності відбувається унаслідок виснаження запасів нафтових промислів, зміною

напрямку вантажопотоків нафти і нафтопродуктів, сезонними коливаннями споживання та іншими причинами. У працях багатьох вчених розглядаються аспекти, пов'язані з експлуатацією неповністю завантажених трубопроводів. Але розв'язані далеко не всі питання оптимальної експлуатації систем магістральних нафтопроводів. Необхідно відмітити, що багато авторів рахують оптимальним такий режим роботи трубопроводу, при якому забезпечується задана продуктивність при мінімумі енергетичних затрат [3]. Такий підхід до вирішення задач з оптимізації є найбільш правильним, оскільки енергетичні затрати складають основну частку всіх затрат. Зменшення продуктивності "гарячого" трубопроводу спостерігається за рахунок зменшення живого перерізу трубопроводу унаслідок утворення парафінових відкладів на внутрішніх стінках труби, що призводить до зміни характеристики трубопроводу, а також до непродуктивних затрат енергії насосно-силового обладнання перекачувальних станцій. Одним із способів перекачування нафти при неповному завантаженні трубопроводів є циклічна експлуатація. Для ізотермічного нафтопроводу, якщо він працює з неповним завантаженням і без відключення насосних агрегатів, циклічна експлуатація буде тим вигіднішою, чим менше завантаження трубопроводу. При роботі ізотермічного нафтопроводу з неповним завантаженням при відключенні насосних агрегатів економічно більш вигідною буде безперервне перекачування нафти, а не циклічне. Необхідне число насосних агрегатів визначають за допомогою гідравлічного розрахунку. А при безперервному перекачуванні високов'язкої нафти з продуктивністю, яка нижча за проектну, для підтримання певного температурного режиму трубопроводу необхідно споруджувати додаткові пункти підігрівання або підвищувати температуру підігрівання на існуючих теплових станціях. У зв'язку з цим капітальні та експлуатаційні затрати можуть настільки вирости, що безперервне перекачування буде економічно не вигідним.

За циклічної експлуатації "гарячого" трубопроводу, коли його робота з повним завантаженням чергується із зупинками, нема необхідності додатково підігрівати нафту. Але для забезпечення безперервності роботи промислу та споживача необхідна наявність певних об'ємів резервуарного парку на початку та в кінці трубопроводу. Також потрібна малов'язка нафта або нафтопродукт в об'ємі, який достатній для заміщення високов'язкого продукту на час зупинки та наступного прогрівання при запуску трубопроводу в експлуатацію. Звідси випливає, що за циклічного перекачування є два види додаткових затрат, із умови оптимізації яких і необхідно визначати умови перекачування.

Можливий також і інший варіант експлуатації "гарячого" трубопроводу. За цим варіантом трубопровід працює зі змінною витратою: деякий час перекачування ведеться з витратою, яка близька до проектної, а деякий час – з набагато меншою витратою за проектну. У цьому випадку також необхідно правильно вибирати витрати, температури пі-

дігрівання та час роботи, щоби здійснити планове перекачування і не “заморозити” трубопровід.

Порівняння дослідних і розрахункових даних показує, що короткочасні зупинки практично не впливають на час виходу трубопроводу на умовно-стаціонарний режим. Якщо час зупинок перекачування відповідає або більше часу перекачування, то час виходу трубопроводу на умовно-стаціонарний режим збільшується порівняно з безперервним “гарячим” перекачуванням. Авторами [3] запропоновано спрощену методику визначення часу виходу трубопроводу на умовно-стаціонарний режим.

В роботах [3, 4] наведено порівняльний економічний аналіз безперервного і циклічного перекачування в’язких нафтопродуктів, що транспортуються по “гарячому” магістральному нафтопроводу в залежності від коефіцієнта завантаження. Порівнюються різні варіанти продуктивності за зведеними річними затратами.

В капітальних затратах враховується вартість спорудження лінійної частини, перекачувальних та теплових станцій, резервуарної ємності на головному, проміжному та кінцевому пунктах. В експлуатаційні затрати входять витрати на утримання перекачувальних та теплових станцій, резервуарних парків, витрати на заміщення та амортизаційні відчислення.

Для цього, щоби не порушувати температурний режим системи труба-грунт при заміщенні в процесі циклічного перекачування, малов’язку нафту потрібно підігрівати до тієї ж температури, що і високов’язку. За відновлення перекачування після зупинки також здійснюється попереднє прогрівання ґрунту малов’язкою рідиною. Ці заходи направлені на те, щоби циклічне перекачування високов’язкої нафти відбувалося без ускладнень. Чим більше число циклів, тим потрібна менша резервуарна ємність на головній та перекачувальних станціях та кінцевому пункті, але тим більші затрати на заміщення. Тому оптимальне число циклів, а відповідно й оптимальна ємність на головному та кінцевому пунктах, визначається із умови мінімуму експлуатаційних затрат на утримання ємності та затрат, пов’язаних із заміщенням. Одержані таким чином число циклів і ємність резервуарного парку на головному та кінцевому пунктах трубопроводу використовуються для складання функцій зведених затрат при циклічному перекачуванні та порівняння їх з зведеними затратами при безперервному перекачуванні.

Отже, магістральний трубопровід при неповному завантаженні можна експлуатувати як безперервно за меншої продуктивності, так і циклічно.

Циклічна експлуатація “гарячих” магістральних трубопроводів полягає в наступному: деяке число днів трубопровід експлуатується з проектною продуктивністю, яка забезпечує розрахунковий тепловий режим

і гідравлічні втрати в межах можливостей насосної станції, а деяке число днів перекачування по трубопроводу не проводиться.

Циклічна експлуатація високов'язкої нафти викликає великі незручності в процесі експлуатації і значно ускладнює тепловий і гідравлічний розрахунки магістрального трубопроводу, але в ряді випадків вона є доцільною.

Порівняння доцільності варіантів безперервного чи циклічного “гарячого” перекачування проводять за зведеними річними затратами.

$$S = E + \varepsilon \cdot K, \quad (1)$$

де  $E$  – експлуатаційні витрати;  $\varepsilon$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;  $K$  – капітальні затрати.

В результаті розрахунків зведених затрат для неперервного  $S_n$  та циклічного  $S_u$  перекачування можна встановити характер їх змін [3].

При відносній витраті  $\varphi = \frac{Q}{Q_1} < (\frac{Q}{Q_1})_e = \varphi_e$  економічно вигідніше циклічне перекачування, а при більшій відносній витраті неперервне перекачування.

Відносна витрата визначається за формулою [3]

$$\varphi_a = \sqrt[3]{\frac{\chi}{2} + \sqrt{\frac{\chi^2}{4} + \frac{\chi^3}{27}}} + \sqrt[3]{\frac{\chi}{2} - \sqrt{\frac{\chi^2}{4} + \frac{\chi^3}{27}}}, \quad (2)$$

де  $\chi$  - коефіцієнт.

Коефіцієнт  $\chi$  визначається за формулою

$$\chi = \frac{N_m^2 \cdot (C_n \cdot (\alpha + \varepsilon) + \beta_m)^2}{2 \cdot Q_1 \cdot \sigma_p \cdot \alpha \cdot u_1 \cdot (3 + \frac{\varepsilon}{\alpha})^2}, \quad (3)$$

де  $N_m$  – число теплових станцій;  $C_n$  – вартість спорудження теплової станції;  $\alpha$  – амортизаційні відрахування об'єктів трубопроводу;  $\varepsilon$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;  $\beta_m$  – експлуатаційні витрати по тепловій станції;  $Q_1$  – проектна продуктивність нафтопроводу (річний обсяг перекачування нафти);  $\sigma_p$  – вартість спорудження одиниці ємності резервуара;  $u_1$  – сумарні затрати для одного циклу на заміщення.

При неперервній експлуатації трубопроводу з продуктивністю, яка менша проектною, необхідні додаткові капітальні затрати і затрати на утримання теплової станції, оскільки число їх збільшується із зменшенням витрати нафтопродукту.

При циклічній експлуатації “гарячого” трубопроводу, коли робота його за повного завантаження чергується із зупинками перекачування, відпадає необхідність спорудження додаткових пунктів підігрівання. Оскільки нафта поступає безперервно, то на початковому і кінцевому пунктах трубопроводу необхідно мати визначену ємність. На період зу-

пинки високов'язка нафта виштовхується із трубопроводу і заміщується малов'язкою. Малов'язкою нафтою проводиться прогрівання трубопроводу перед початком перекачування.

Отже, при циклічному перекачуванні існує два види додаткових витрат: із збільшенням числа циклів ємність зменшується, відповідно зменшуються затрати на її утримання і експлуатацію, але в цей час майже пропорційно числу циклів ростуть затрати на заміщення високов'язкої нафти при кожній зупинці і подальшому прогріванні трубопроводу.

Існує оптимальне число циклів, при якому експлуатаційні витрати на утримання ємності і затрати на виштовхування в'язкої нафти із трубопроводу будуть мінімальними.

Кожній продуктивності відповідає оптимальне число циклів.

Доцільність циклічного перекачування розглянута на конкретному нафтопроводі:

- довжина траси  $l = 58300$  м;
- внутрішній діаметр труб  $d = 257$  мм;
- проектна продуктивність  $M_1 = 1500$  тисяч тонн в рік;
- фактична продуктивність  $M = 480$  тисяч тонн в рік.

У нафтопровід поступає нафта із родовища, середня температура перекачування якої  $t = 30^\circ\text{C}$ . Густина нафти за середньої температури  $\rho_t = 838$  кг/м<sup>3</sup>.

Високов'язка нафта в процесі перекачування заміщується малов'язкою нафтою. Попереднє прогрівання трубопроводу відсутнє.

Визначимо доцільність циклічного перекачування по даному нафтопроводу.

Оптимальне число циклів для перекачування нафти по трубопроводу визначимо за формулою, запропонованою П. І. Тугуновим [3].

$$u_{opt} = \sqrt{\frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{u_1} \cdot (\sigma_p \alpha_n + k \cdot \frac{Q_1 - Q}{Q_1} \sigma_q)}, \quad (4)$$

де  $Q$  – дійсна продуктивність нафтопроводу (річний обсяг перекачування нафти);  $\alpha_n$  – відчислення на поточний ремонт і амортизацію;  $k$  – стала величина;  $\sigma_q$  – затрати на тепло.

Об'ємна витрата

$$Q = \frac{M}{\rho}, \quad (5)$$

де  $M$  – масова витрата.

Число робочих днів експлуатації трубопроводу в рік складає

$$N_p = 365 \frac{Q}{Q_1} = 365 \frac{480 \cdot 10^3}{1500 \cdot 10^3} = 117 \text{ днів.}$$

Число неробочих днів

$$N_n = 365 - 117 = 248 \text{ днів.}$$

Годинна дійсна продуктивність нафтопроводу

$$Q = \frac{480 \cdot 10^6}{365 \cdot 24 \cdot 838} = 65,39 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Годинна проектна продуктивність нафтопроводу

$$Q_1 = \frac{1500 \cdot 10^6}{365 \cdot 24 \cdot 838} = 204,34 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Під час зупинок перекачування високов'язка нафта заміщується малов'язкою нафтою, яку не підігрівають. Отже, затрати на підігрівання нафтопродукту при заміщенні відсутні.

Швидкість руху нафти в трубі

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 204,34}{3,14 \cdot 0,257^2 \cdot 3600} = 1,095 \text{ м/с.}$$

Час заміщення

$$\tau = \frac{l}{v} = \frac{58300}{1,095 \cdot 3600} = 14,79 \text{ год.}$$

Оптимальне число циклів, визначене за формулою (4), складає 14.

Тоді час перекачування в період одного циклу повинен складати 216 годин, а час зупинки - 456 годин.

Сумарна ємність резервуарного парку на головному і кінцевому пунктах, необхідна для здійснення циклічного перекачування, буде дорівнювати

$$V_p = \frac{2Q}{Q_1} \cdot \frac{Q_1 - Q}{C} = \frac{2 \cdot 480 \cdot 10^3 (1500 - 480) \cdot 10^3}{1500 \cdot 10^3 \cdot 0,838 \cdot 14} = 55643 \text{ м}^3.$$

Відносна витрата, визначена за залежністю (2), дорівнює  $\varphi_e = 0,90$ .

$$\varphi = \frac{Q}{Q_1} = \frac{480 \cdot 10^6 \cdot 838}{1500 \cdot 10^6 \cdot 838} = 0,32.$$

Оскільки  $\varphi < \varphi_e$ , то економічно вигідніше циклічне перекачування.

Таким чином, для даного нафтопроводу економічно вигідніше циклічне перекачування. Оптимальне число циклів для даної продуктивності 14. При цьому необхідний об'єм резервуарного парку відповідає наявному.

Також визначено оптимальне число циклів для даного нафтопроводу при зміні продуктивності від 200 до 1400 тисяч тонн в рік. Знаючи число циклів, визначаємо час перекачування та зупинки в одному циклі та сумарну ємність резервуарного парку на головному і кінцевому пунктах, яка необхідна для здійснення циклічного перекачування відповідно за залежностями, наведеними вище (рис. 1).

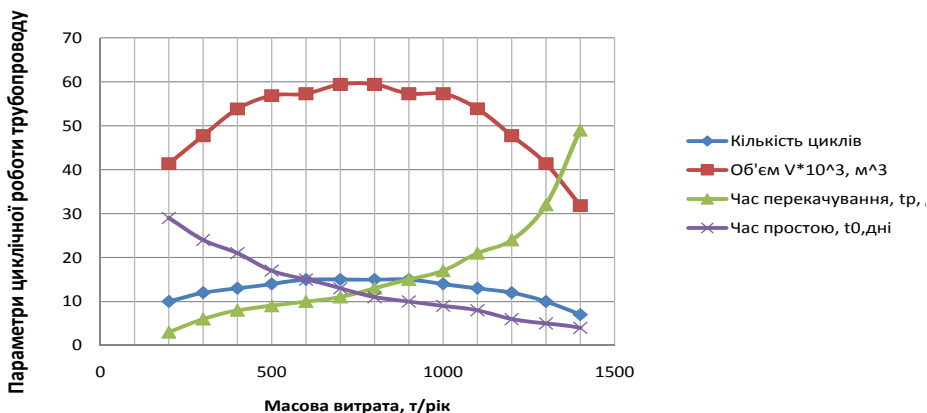


Рис. 1. Параметри циклічної роботи трубопроводу

З аналізу даного рисунка випливає, що за невеликого завантаження трубопроводу число циклів невелике і трубопровід більше простоє, ніж працює. При цьому собівартість перекачування буде високою. Із збільшенням завантаження собівартість перекачування нафти зменшується і за проектною витрати буде мінімальною. Із збільшенням числа циклів необхідний об'єм резервуарного парку зменшується, а отже знижуються затрати на його спорудження та експлуатацію, але збільшуються затрати на заміщення високов'язкої нафти при кожній зупинці. За оптимального числа циклів зведені затрати будуть мінімальними.

Із розглянутого необхідно зробити висновок, що “гарячий” трубопровід при його неповному завантаженні дуже не вигідно експлуатувати безперервно, оскільки у цьому випадку різко зростають затрати на підігрівання нафти до температури, яка необхідна за безперервного перекачування.

### Література

1. Диверсифікація поставок нафти до України: актуальність, проблеми, шляхи їх вирішення [ел.ресурс] / Центр Разумкова // Національна безпека і оборона. – 2009. – № 6. – С. 27-36.
2. Адаменко С.В. Нафтопровід «Одеса – Броди» як чинник енергетичної безпеки України / С.В.Адаменко // Держава та регіони. – 2009. – №3. – С. 13-18.
3. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П.И.Тугунов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
4. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И.Тугунов, В.Ф.Новоселов, А.А.Коршак, А.М.Шаммазов. – Уфа: ООО “Дизайн-ПолиграфСервис”, 2002. – 658 с.

---

*Стаття надійшла до редакційної колегії 20.12.2013 р.  
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я.,  
д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

## **EXPLOITATION OF MAIN OIL PIPELINES AT AN INCOMPLETE LOADING**

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

*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*

*One of methods of pumping oil at an incomplete loading of pipelines is cyclic exploitation.*

*Certainly optimum number of cycles, at which operating costs on maintenance of capacity and on the extrusion of oil from a pipeline is minimum. Calculations were conducted wide for the wide range mass flow rates, from which swims out, that hot oil pipeline at his incomplete load unprofitably to exploit continuously.*

**Key words:** *pipeline, cyclic exploitation, oil, capacity*