

ТЕХНОЛОГІЇ ПОСТАВКИ НАФТИ ІЗ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ НА НАФТОПЕРЕРОБНІ ЗАВОДИ УКРАЇНИ

Й. В. Якимів, О. М. Бортняк

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

тел. +380 (342) 72-71-39; e-mail: tzngkaf@rambler.ru

На основі аналізу сучасного стану ступеня завантаженості нафтопроводної системи України розглянута можливість надходження нафти із альтернативних джерел для переробки на вітчизняних нафтопереробних заводах. Розроблено алгоритм і програмне забезпечення для визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів, що дає можливість оцінити річні обсяги перекачування нафти та вибрати раціональні схеми включення насосів на нафтоперекачувальних станціях.

Ключові слова: *пропускна здатність, магістральний нафтопровід, характеристики обладнання, витрати потужності, енергоефективність.*

На сьогоднішній день нафтопроводна система України, якою забезпечувались поставки нафти на нафтопереробні заводи України і здійснювався транзит нафти в країни Західної Європи, працює із значним недовантаженням, більшість нафтопроводів знаходиться в стані консервації. Така ситуація склалась через обмеження поставок російської нафти для завантаження нафтопроводів, що проходять територією України. Тому різко постає питання знаходження і використання альтернативних джерел надходження нафти. Можливими джерелами постачання нафти в Україну є Азербайджан, Казахстан і Туркменістан. Перспективним варіантом відновлення функціонування нафтопроводів України і забезпечення вітчизняних нафтопереробних заводів сировою нафтою є поставки іранської нафти. Доставка нафти може здійснювати морським транспортом до морського нафтового терміналу (МНТ) «Південний» з подальшим використанням трубопроводів Одеса – Броди в аверсному режимі для поставки нафти на нафтопереробні заводи західного регіону України та нафтопроводів Снігурівка – Августівка і Кременчук – Снігурівка, а далі Лисичанськ-Кременчук у реверсному режимі для поставки нафти на нафтопереробні заводи в Херсоні, Кременчуці і Лисичанську. Тому важливим є оцінювання продуктивності трубопроводів для вибору енергоефективних режимів перекачування нафти зазначеними нафтопроводами.

Режими роботи будь-якого нафтопроводу залежать від фізичних властивостей нафти, що перекачується, напірних і енергетичних харак-

теристик насосно-силового устаткування, температурного режиму перекачування, обмежень, які накладаються системою регулювання, та від безлічі інших явищ та чинників.

Вибираючи енергоефективні режими перекачування, можна суттєво зменшити собівартість транспортування нафти. Дослідники пропонують різні методи визначення енергоефективних режимів перекачування нафти магістральними трубопроводами з урахуванням останніх досягнень комп'ютерних технологій. Оскільки споживання електроенергії є однією із основних складових, що впливають на собівартість перекачування нафти, то витрату електроенергії можна вважати як критерій енергоефективності і економічності роботи нафтопроводу.

Основними показниками, якими характеризується режим роботи магістрального нафтопроводу, є його продуктивність, напори на виході станцій і підпори на їх вході, енергетичні витрати на перекачування нафти.

Робота системи нафтоперекачувальні станції (НПС) – трубопровід безперервно або періодично залежить від ритмічності подачі нафти з промислів або інших постачальників, зміни фізико-хімічних властивостей нафти, використання насосів з різними напірними і енергетичними характеристиками і їх переключення тощо. Тому виникає необхідність розрахунку режимів роботи нафтопроводу за різних ступенів його завантаження, вибору раціональної комбінації включення насосів на перекачувальних станціях, що забезпечить мінімальні затрати потужності на перекачування нафти і потужності, що втрачається при регулюванні режиму роботи станцій.

Принцип вибору енергоефективних режимів експлуатації трубопровідних систем полягає в тому, що часто ставиться завдання, в якому той чи інший обсяг нафти необхідно перекачати за той чи інший проміжок часу. Тоді треба орієнтовно вибрати, з якою продуктивністю потрібно проводити перекачування, що визначається схемою включення насосів на станціях. При цьому всьому питомі витрати електроенергії на транспортування нафти повинні бути якомога меншими. Виконання цієї умови забезпечить ефективне використання основного обладнання та суттєву економію енергетичних ресурсів.

Початковими даними для виконання розрахунків з вибору енергоефективних режимів роботи нафтопроводів використовуються такі параметри [1,2]:

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

– напірні та енергетичні характеристики підпірних і основних насосів, встановлених на нафтоперекачувальних станціях;

Вибір енергоефективних режимів перекачування нафти магістральними нафтопроводами включає такі блоки розрахунків:

1) Визначення фізичних властивості нафти (густина і в'язкість) за температури перекачування.

2) Розрахунок значень максимально допустимих напорів на виході із станцій і мінімально допустимих підпорів на вході у кожен станцію залежно від встановлених уставок за максимальним та мінімальним тиском в трубопроводі.

3) Задаються першим наближенням продуктивності і за відомими геометричними параметрами трубопроводу, витратою Q і фізичними властивостями рідини обчислюють число Рейнольда за формулою

$$Re_i = \frac{4Q}{\pi D_i \nu}, \quad (1)$$

де D_i – внутрішній діаметр i -го перегону між станціями; ν – кінематична в'язкість нафти.

4) При визначенні коефіцієнта гідравлічного опору, щоб не допустити заниження величини гідравлічного опору нафтопроводу і врахувати рекомендації чинних норм проектування, використовують методику гідравлічного розрахунку, зручну для реалізації в обчислювальних алгоритмах і програмах [2, 3].

Визначають коефіцієнт гідравлічного опору за формулою Блазіуса

$$\lambda_{oi} = \frac{0,3164}{Re_i^{0,25}}. \quad (2)$$

Використовуючи рекомендації Альтшуля щодо значення еквівалентної шорсткості труби k_e , із рівняння

$$\frac{k_e}{D} = \frac{8,15}{Re_i \sqrt{0,0032 + 0,221 Re_i^{-0,237}}} \quad (3)$$

методом послідовних наближень знаходять перше перехідне число Рейнольда для ідеалізованих умов Re_I .

За формулою

$$k_{eei} = k_e \frac{Re_i - 4000}{Re_I - 4000} \quad (4)$$

обчислюють ефективну еквівалентну шорсткість k_{ee} .

Значення ефективної еквівалентної шорсткості k_{ee} підставляють у формулу Колбрука і Уайта

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{ki}}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re_i \sqrt{\lambda_{ki}}} + \frac{k_{eei}}{3,7 D_i} \right) \quad (5)$$

і методом послідовних наближень знаходять коефіцієнт гідравлічного опору λ_{ki} .

Як кінцевий результат вибирають більше із двох розрахованих значень коефіцієнта гідравлічного опору.

5) Визначають загальні втрати напору для кожного перегону між нафтоперекачувальними станціями за формулою

$$h_i = K \lambda_i \frac{l_i}{D_i^5} Q^2 + \Delta z_i, \quad (6)$$

де K – сталий комплекс величин, $K = 1,02 \cdot 8 / \pi^2 g$; 1,02 – коефіцієнт, що враховує 2% на втрати напору в місцевих опорах від втрат напору на тертя; g – прискорення вільного падіння; l_i – довжина i -го перегону між станціями; Δz_i – різниця геодезичних позначок кінця і початку i -го перегону.

6) Знаходять напори, створювані підпірними та основними насосами при розрахунковій продуктивності за формулами

$$h_{n_o} = a_n - b_n Q^2; \quad (7)$$

$$h_{j_i} = a_{j_i} - b_{j_i} Q^2; \quad (8)$$

де a_n , b_n , a_{j_i} , b_{j_i} – коефіцієнти математичних моделей напірної характеристики підпірного насоса та j -го основного магістрального насоса на i -ій станції; j – номер основного насоса на станції.

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

$$H_{cm_1} = h_{n_o} + \sum h_{j_1}. \quad (9)$$

Якщо $H_{cm_1} > H_{\max_1}$, то для подальших розрахунків приймають $H_{cm_1} = H_{\max_1}$.

8) Обчислюють величина підпору на вході в першу проміжну станцію (в кінці першого перегону)

$$h_{n_1} = H_{cm_1} - h_1. \quad (10)$$

9) Розраховують перевищення підпору на вході в станцію над мінімально допустимою величиною підпору

$$\Delta h_1 = h_{n_1} - h_{\min_1}. \quad (11)$$

10) Визначають напір на виході першої проміжної станції із врахуванням підпору, що передається на цю станцію (напір на початку другого перегону),

$$H_{cm_2} = h_{n_1} + \sum h_{j_2}. \quad (12)$$

Якщо $H_{cm_2} > H_{max_2}$, то напір на початку другого перегону приймають за умовою $H_{cm_2} = H_{max_2}$ і визначають величину підпору в кінці другого перегону

$$h_{n_2} = H_{cm_2} - h_2. \quad (13)$$

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

$$\Delta h_2 = h_{n_2} - h_{min_2}. \quad (14)$$

Такі розрахунки виконують для всіх перегонів між станціями.

Якщо для всіх перегонів перевищення підпорів над мінімально допустимим значенням додатні, то збільшують продуктивність на величину ΔQ і розрахунки повторюють, починаючи від пункту 3.

12) Перший перегін, для якого при певному значенні продуктивності $Q_{год}$ отримано перевищення підпору над мінімально допустимою величиною від'ємне, є лімітуючою ділянкою. Це свідчить про те, що при більших значеннях 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, при якій починається кавітаційний режим роботи насосів.

Після визначення пропускної здатності для кожного варіанта включення насосів оцінюються питомі затрати електроенергії на перекачування нафти. Для цього розрахунки виконуються в такій послідовності:

– обчислюється ККД підпірного та основних насосів, що включаються в роботу:

$$\eta_n = A_n + B_n Q + C_n Q^2, \quad (15)$$

$$\eta_{ji} = A_{ji} + B_{ji} Q + C_{ji} Q^2, \quad (16)$$

де A , B , C – сталі коефіцієнти, що визначаються за координатами трьох точок із паспортної характеристики $\eta - Q$ відповідного насоса;

– визначається тиск, що створює підпірний насос, МПа

$$P_n = \rho g h_n \cdot 10^{-6}; \quad (17)$$

– обчислюється потужність, яку споживає підпірний насос, кВт

$$N_n = \frac{\rho g Q h_n}{1000 \eta_n \eta_{en}}; \quad (18)$$

– розраховується ККД кожної нафтоперекачувальної станції залежно від кількості насосів, які повинні включатись в роботу, за формулою

$$\eta_i = \frac{\sum_{j=1}^n h_{ji}}{\sum_{j=1}^n \eta_{ji}}; \quad (19)$$

– обчислюється потужність, яку споживають насоси на кожній станції, кВт

$$N_{cm_i} = \frac{\rho g Q (H_{cm_i} - h_{n_{(i-1)}})}{1000 \eta_i \eta_e}, \quad (20)$$

де η_e – ККД електродвигуна, що є приводом основного насоса;

– якщо напір на виході станції більший від максимально допустимої величини, тобто $H_{cm_i} > H_{max_i}$, то визначається величина дросельованого напору на цій станції із умови міцності труб

$$h_{op_i} = H_{cm_i} - H_{max_i}. \quad (21)$$

– розраховуються непродуктивні затрати потужності на кожній станції, зв'язані з дроселюванням потоку рідини із умови міцності труб, кВт

$$N_{op_i} = \frac{\rho g Q h_{op_i}}{1000 \eta_i \eta_e}; \quad (22)$$

– визначається величина тиску після регулятора на кожній станції, МПа

$$P_{cm_i} = \rho g H_{cm_i} \cdot 10^{-6}; \quad (23)$$

– розраховується фактичний тиск на вході в кожну станцію (тиск підпору), МПа

$$P_{nd_i} = \rho g h_{n_i} \cdot 10^{-6}; \quad (24)$$

– визначається величина напору, який повинен дроселюватись на останньому перегоні, щоб тиск на вході в кінцевий пункт відповідав розрахунковому залишковому напору

$$h_{op_m} = H_{cm_n} - h_n - h_{min_n}, \quad (25)$$

де H_{cm_n} – напір на виході останньої проміжної НПС;

h_n – загальні втрати напору на останньому перегоні;

h_{min_n} – мінімально допустимий напір у кінці трубопроводу.

– обчислюються непродуктивні затрати потужності, зв'язані з дроселюванням потоку на останньому перегоні, кВт

$$N_{op_m} = \frac{\rho g Q h_{op_m}}{1000 \eta_n \eta_e}, \quad (26)$$

де η_n – ККД останньої станції на трубопроводі.

– розраховуються затрати потужності на перекачування нафти в системі трубопроводу

$$N_1 = N_n + \sum_{i=1}^n N_{cm_i}, \quad (27)$$

де n – кількість перегонів між станціями;

– визначаються непродуктивні затрати потужності, зв’язані з дроселюванням потоку в системі трубопроводу

$$N_{op} = N_{op_m} + \sum_{i=1}^n N_{op_i} . \quad (28)$$

– обчислюється тиск, що відповідає дросельованому напору із умов технології перекачування на останньому перегоні, МПа

$$P_{op_n} = \rho g h_{op_m} \cdot 10^{-6} ; \quad (29)$$

– розраховується тиск, з яким надходить нафта на кінцевий пункт трубопроводу,

$$P_{кп} = P_{нф_n} - P_{op_n} , \quad (30)$$

де $P_{нф_n}$ – розрахунковий фактичний тиск в кінці останньому перегону між станціями;

– знаходяться питомі затрати потужності на перекачування нафти

$$\Delta N = \frac{N_1}{\rho \cdot 10^{-3} Q_{зод} L} , \quad (31)$$

де L – загальна довжина трубопроводу, км.

За цим алгоритмом розроблено програмне забезпечення, яке дозволяє проводити розрахунки з вибору енергоефективних режимів роботи магістральних нафтопроводів за різних ступенів їх завантаження.

З використанням наведеного алгоритму проведені дослідження роботи нафтопроводів Снігурівка – Августівка і Кременчук – Снігурівка в реверсному режимі з частковим використанням нафтопроводу Одеса - Броди (до точки підключення його до нафтопроводу Снігурівка – Августівка) і транзитним перекачуванням через НПС «Снігурівка». При технології перекачування нафти за маршрутом від МНТ «Південний» до НПС «Кременчук» можуть бути задіяні проміжні нафтоперекачувальні станції: НПС «Миколаївська», НПС «Снігурівка» (транзит), НПС «Андріївка», НПС «Широке» і НПС «Пролетарська». Оскільки на ділянці трубопроводу МНТ «Південний» – точка з’єднання нафтопроводів Одеса - Броди і Снігурівка - Августівка – НПС «Миколаївська» система має ділянки різного діаметра, на ділянках НПС «Широке» - НПС «Пролетарська» і НПС «Пролетарська» - НПС «Кременчук» на нафтопроводі є лупінги, то при виконанні гідравлічних розрахунків використані значення еквівалентного діаметра нафтопроводу. Початковими даними для розрахунків є властивості легкої і важкої іранської нафти, проектні дані по нафтопроводах Снігурівка - Августівка та Кременчук - Снігурівка, уставки з максимального і мінімального тиску за даними експлуатації зазначених нафтопроводів та математичні моделі напірних і енергетичних характеристик обладнання, встановленого на нафтоперекачувальних станцій. Коефіцієнти математичних моделей напірних характеристик і характеристик ККД насосів визначені за ви-

разами (7), (8), (15) і (16). Оскільки на кожній станції встановлено чотири основних насоси, характеристики кожного з яких можуть бути різними, то кількість різних режимів перекачування може досягати сотень значень. Метою досліджень був вибір енергоефективних режимів перекачування, які характеризуються найменшими питомими витратами потужності на перекачування певної кількості нафти і найменшою величиною дроселювання із умови міцності трубопроводу та технології перекачування, при якій забезпечується передбачений тиск при приїманні нафти в резервуари.

При перекачуванні важкої іранської нафти в найтепліший період року за режимом ПЗ,1-1-1-1-1 (на МНТ «Південний» працює підпірний насос №3 і основний насос №1, на НПС «Миколаївська», НПС «Снігурівка», НПС «Андріївка», НПС «Широке», НПС «Пролетарська» включені в роботу технологічні насоси № 1), густина нафти $871,8 \text{ кг/м}^3$, кінематична в'язкість $20,1 \text{ сСт}$, пропускна здатність системи $2072 \text{ м}^3/\text{год}$. Для цього режиму сумарні витрати потужності на перекачування нафти складають 10651 кВт , питомі витрати потужності – $12,07 \text{ кВт}/(\text{тис. т}\cdot\text{км})$, сумарні втрати тиску, зв'язані з дроселюванням потоку рідини складають $1,77 \text{ МПа}$. За результатами розрахунків можуть бути оцінені можливі річні обсяги перекачування нафт. Зміна напору на ділянках системи нафтопроводів МНТ «Південний» - НПС «Кременчук» для зазначеного режиму наведена на рис. 1.

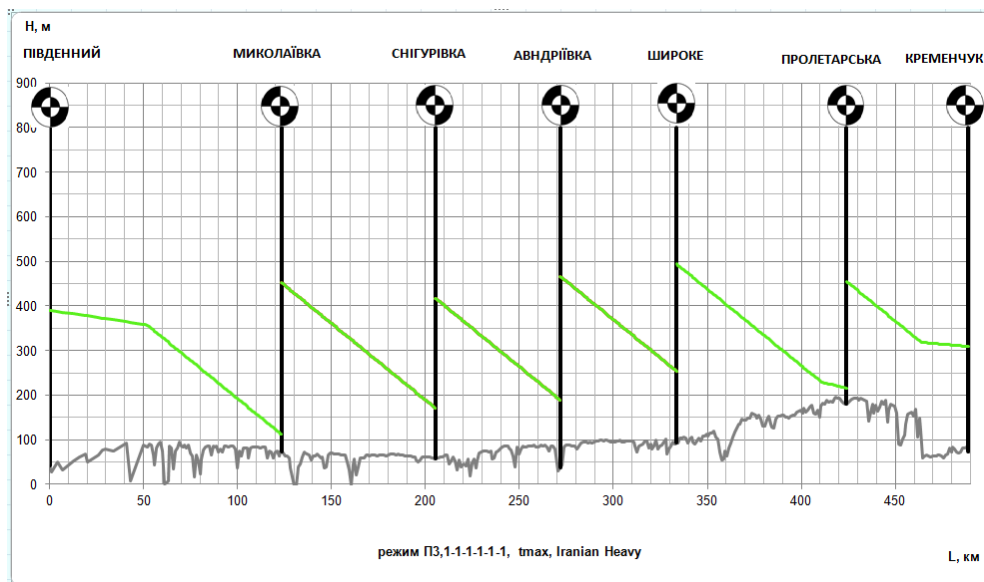


Рис. 1. Зміна напорів на перегонах між нафтоперекачувальними станціями нафтопроводу МНТ «Південний» - НПС «Кременчук»

Комбінуючи схеми включення насосів на нафтоперекачувальних станціях встановлено енергоефективні режими перекачування іранської

важкої нафти з продуктивністю від 790 до 2150 м³/год в найхолодніший період року і з продуктивністю від 700 до 1390 м³/год у випадку перекачування цієї ж нафти в найтепліший період року. Аналогічні розрахунки проведені для перекачування іранської легкої нафти і складають у найхолодніший період року від 780 до 2120 м³/год, а у найтепліший місяць року – від 850 до 2250 м³/год.

Сучасний стан нафтопроводу Одеса - Броди дозволяє здійснювати енергоефективне перекачування іранської важкої нафти в діапазоні продуктивностей 495-1520 м³/год в найхолодніший місяць і в діапазоні продуктивностей 570-1815 м³/год у найтепліший період року, а при перекачуванні іранської легкої нафти відповідні продуктивності складають від 545 до 1735 м³/год в найхолодніший місяць і від 605 до 1995 м³/год в найтепліший місяць. Енергоефективні режими перекачування з більшими продуктивностями у відповідні періоди можуть бути забезпечені при введенні в експлуатацію НПС «Степова» та НПС «Кам'яногірка», що відносяться до другої черги будівництва нафтопроводу.

Проведені дослідження можуть бути використані філіями «Південні магістральні нафтопроводи» та «Придніпровські магістральні нафтопроводи» для вибору енергоефективних режимів перекачування нафти. Проведені дослідження планується поширити на реверсне перекачування нафти трубопроводом Лисичанськ – Кременчук для забезпечення поставок нафти на Лисичанський НПЗ. При цьому реверсну роботу нафтопроводу Лисичанськ – Кременчук можна розглядати як окремого трубопроводу, так і транзитне перекачування нафти через НПС «Кременчук».

Література

1. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
2. Якимів Й.В. Типові технологічні розрахунки трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів: [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / Й.В. Якимів. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 366 с.
3. Середюк М.Д. Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах / М.Д. Середюк, Н.В. Люта // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 35-37.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 17.06.2016 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я.
д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

**TECHNOLOGIES OF OIL SUPPLYING FROM ALTERNATIVE
SOURCES TO THE REFINERIES OF UKRAINE****Y. Yakymiv, O. Bortnyak***Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;**76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska str., 15;**ph. +380 (342) 72 71 39; e-mail: tznkaf@rambler.ru*

Based on the analysis of the current state of load level of oil pipeline system of Ukraine the possibility of oil supplying from alternative sources for processing at domestic oil refineries was considered. The algorithm and software were designed to determine the flow capacity of oil pipelines. This gives the possibility to estimate the annual volume of oil pumping and to select efficient schemes of working pumps at oil pumping stations for their energy efficient operation.

Key words: *flow capacity, main pipeline, equipment characteristics, expenditure of power, energy efficiency.*