УДК 622.691.4

МІНІМАЛЬНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЯК КРИТЕРІЙ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

Й. В. Якимів, В. М. Кацаба

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 4-21-66; e-mail: tzngkaf@rambler.ru

На роботу трубопровідної системи впливають необхідні обсяги перекачування нафти, та її фізико-хімічні властивості, характеристики насосів, та схема їх включення, а також інші чинники. Оптимальна схема включення насосів вибирається шляхом мінімізації питомих затрат потужності на перекачування нафти і потужності, що втрачається під час регулювання режиму роботи станцій.

Ключові слова: *продуктивність, втрати напору, нафтоперекачувальна станція, потужність.*

Сучасні магістральні нафтопроводи мають дуже складну структуру. Вони обладнані системою регулювання витрати (тиску), великою кількістю основного і допоміжного обладнання, розосередженого на сотні кілометрів. Режими роботи нафтопроводу залежать від фізико-хімічних властивостей продукту, який перекачується, статичних і динамічних характеристик насосно-силового устаткування, температурного режиму перекачування, налагоджування параметрів системи регулювання і від безлічі інших явищ та чинників.

Введення нових прогресивних методів будівництва і експлуатації нафтопроводів, оптимізація режимів перекачування дозволили значно зменшити собівартість перекачування за рахунок зменшення капітальних вкладень і експлуатаційних витрат. Але пошук найбільш досконалих методів експлуатації нафтопроводів продовжується. Дослідники пропонують різні методи визначення оптимальних режимів перекачування нафти по магістральних трубопроводах з урахуванням останніх досягнень в обчислювальній техніці. Витрата електроенергії як критерій оптимальності досить точно відображає економічність роботи нафтопроводу, оскільки є однією з основних статей витрат, що впливають на собівартість перекачування. Тому більшість дослідників за цільову функцію вибирають енергетичні затрати.

Режим роботи магістрального нафтопроводу визначається його продуктивністю, напорами на виході станцій і підпорами на їх вході, енергетичними витратами на перекачування нафти.

На роботу системи нафтоперекачувальні станції – трубопровід безперервно або періодично впливають неритмічність подачі нафти з промислів або інших постачальників, коливання фізико-хімічних властивостей нафти, зміна характеристик насосів і їх переключення, аварійні ситуації та інші чинники. У зв'язку з цим виникає необхідність розрахунку режимів роботи нафтопроводу при різних ступенях його завантаження або визначенні раціональної комбінації включення насосів на перекачувальних станціях. Остання може бути визначена шляхом мінімізації затрат потужності на перекачування нафти і потужності, що втрачається при регулюванні режиму роботи станцій.

Принцип оптимізації полягає в тому, що часто ставлять завдання, в якому той чи інший обсяг нафти необхідно перекачати за той чи інший період часу. Тоді треба орієнтовно вибрати, з якою продуктивністю потрібно проводити перекачування та які насоси слід включати 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 електроенергії.

Як початкові дані для виконання оптимізаційних розрахунків режимів роботи нафтопроводу використовують такі параметри [1,2]:

- фізичні властивості нафти;
- температура перекачування нафти;
- продуктивність перекачування;
- геометричні характеристики трубопровідної системи;
- напірні та енергетичні 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.

Оптимізація режимів перекачування нафти по магістральних нафтопроводах включає такі блоки розрахунків:

1) визначають фізичні властивості нафти (густина і в'язкість) за температури перекачування;

2) розраховують значення максимально допустимих напорів на виході із станцій і мінімально допустимих підпорів на вході у кожну станцію;

3) виконують гідравлічний розрахунок нафтопроводу, в результаті якого визначають загальні втрати напору для кожного перегону між нафтоперекачувальними станціями, за формулою

$$h_i = K\lambda_i \frac{l_i}{D_i^5} Q^2 + \Delta z_i , \qquad (1)$$

де K – сталий комплекс величин,

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

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;

4) знаходять напори, створювані підпірними та основними насосами при розрахунковій продуктивності за формулами

$$h_n = a_n - b_n Q^2; \quad (3)$$

$$h_{ji} = a_{ji} - b_{ji} Q^2; \quad (4)$$

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

5) визначають потужність, яку споживає підпірний насос,

$$N_n = \frac{\rho g Q h_n}{1000\eta_n \eta_{en}}, \text{ кВт}, \quad (5)$$

де ρ – густина нафти; η_{en} – ККД електродвигуна, що є приводом підпірного насоса,

$$\eta_n = \eta_{\max_n}\left[2\frac{3600\,Q}{Q_{н\,n}} - \left(\frac{3600\,Q}{Q_{н\,n}}\right)^2\right], \quad (6)$$

де $\eta_{\max_n}$ – максимальний ККД підпірного насоса; $Q_{н_n}$ – номінальна подача підпірного насоса, м^3/год;

6) обчислюють потужність, яку споживають основні насоси на кожній станції,

$$N_{cm_i} = \frac{\rho g Q\left(H_{cm_i} - h_{n_{(i-1)}}\right)}{1000\eta_i \eta_e}, \text{ кВт}, \quad (7)$$

де $H_{cm_ы}$ – напір на виході насосів i-ої станції; η_i – ККД основних насосів i-ої станції; η_e – ККД електродвигуна, що є приводом основного насоса;

7) якщо підпір на вході в i-ту станцію більший від суми загальних втрат напору на наступному перегоні і мінімально допустимого підпору на вході в наступну станцію, тобто

$$h_{n_{(i-1)}} > h_i + h_{\min_i}, \quad (8)$$

то відпадає потреба у включенні в роботу насосів на станції, що знаходиться на початку перегону. У такому випадку

$$H_{cm_i} = h_{n_{(i-1)}} \quad (9)$$

і потужність, яку споживають насоси на цій станції, дорівнює нулю, тобто $N_{cm_i} = 0$.

При $h_{n_{(i-1)}} < h_i + h_{\min_i}$ на станції повинні включатись в роботу основні насоси і напір, створюваний станцією, визначається за формулою

$$H_{cm_i} = h_{n_{(i-1)}} + h_{1_ш} + h_{2_ш} + h_{3_ш} + h_{4_ш}. \quad (10)$$

У роботу на станції можуть одночасно включатись не більше трьох насосів;

8) ККД кожної нафтоперекачувальної станції залежно від кількості насосів, які повинні включатись в роботу, розраховують за формулою

$$\eta_i = \frac{\sum_{i=1}^{n} h_{ji}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{h_{ji}}{\eta_{ji}}}, \quad (11)$$

де η_{ji} – ККД j-го насоса на i-ій станції,

$$\eta_{ji} = \eta_{\max ji}\left[2\frac{3600Q}{Q_{н\,ji}} - \left(\frac{3600Q}{Q_{н\,ji}}\right)^2\right], \quad (12)$$

де $\eta_{\max ji}$ – максимальний ККД основного насоса; $Q_{н\,ji}$ – номінальна подача основного насоса, м^3/год;

9) розраховують затрати потужності на перекачування нафти в системі трубопроводу

$$N_1 = N_n + \sum_{i=1}^{n} N_{cm_i}, \quad (13)$$

де n – кількість перегонів між станціями;

10) знаходять питомі затрати потужності на перекачування нафти

$$\Delta N = \frac{N_1}{\rho \cdot 10^{-3} Q_{год} L}, \quad (14)$$

де $Q_{год}$ – годинна продуктивність нафтопроводу; L – загальна довжина трубопроводу, км.

За запропонованим алгоритмом розроблено програмне забезпечення, яке дозволяє проводити оптимізаційні розрахунки режимів роботи магістральних нафтопроводів при різних ступенях їх завантаження.

З використанням програмного забезпечення проведено багатоваріантні оптимізаційні розрахунки режимів роботи ділянки магістрального нафтопроводу «Дружба» при перекачуванні суміші російських нафт. Враховуючи міцнісні характеристики труб, на перекачувальних станціях можливе включення не більше двох насосів. Нафтоперекачувальні станції ділянки нафтопроводу оснащені насосами НМ 3600-230 з базовим ротором та ротором 0,7 на подачу 2500 м^3/год. У таблиці 1 наведено можливі включення насосів на станції та відповідний номер режиму роботи станції.

Проведено розрахунки та визначено оптимальні режими роботи обладнання на нафтоперекачувальних станціях при перекачуванні нафти за найнижчої та найвищої температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу при різних значеннях продуктивності. Результати розрахунків зведено до таблиць 2 та 3.

Таблиця 1. Режими роботи станції

№ режиму роботи станції	Комбінація працюючих насосів НМ 3600-230
1	0 з ротором 0,7 + 0 з базовим ротором
2	1 з ротором 0,7 + 0 з базовим ротором
3	0 з ротором 0,7 + 1 з базовим ротором
4	2 з ротором 0,7 + 0 з базовим ротором
5	1 з ротором 0,7 + 1 з базовим ротором
6	0 з ротором 0,7 + 2 з базовим ротором
7	2 з ротором 0,7 + 1 з базовим ротором
8	1 з ротором 0,7 + 2 з базовим ротором

Таблиця 2. Оптимальні режими роботи ділянки нафтопроводу при різних продуктивностях за найнижчої температури

Продуктивність трубопроводу, $м^3$/год	Схема роботи нафтопроводу	Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти, $\frac{кВт \cdot год}{1000\ т \cdot км}$
1300	213, 231, 312, 321	14,46
1400	313, 331	15,37
1500	214, 222, 412	16,73
1600	222, 412	16,20
1700	222, 412	15,72
1800	222, 412	15,28
1900	223, 232, 322, 413	15,99
2000	233, 323, 332	16,62
2100	333	17,18
2200	333	16,71
2300	224, 242, 414, 422	17,58
2400	234, 243, 252, 324, 342, 423, 432	18,09
2500	253, 334, 343, 433, 523	18,55
2600	424	20,43
2700	424	20,09
2800	345, 354, 426, 435, 525, 534, 624	21,18
2900	436, 526, 535	21,48

Загальна кількість всіх імовірних режимів роботи, при яких може проводитись технологічний процес перекачування нафти, становить 446. При цьому продуктивності, які наведені в таблиці 2, можуть забезпечувати 439 схем роботи. При решта семи схемах забезпечується малий об'єм максимального годинного перекачування.

Таблиця 3. Оптимальні режими роботи ділянки нафтопроводу при різних продуктивностях за найвищої температури

Продуктивність трубопроводу, м^3/год	Схема роботи нафтопроводу	Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти, $\frac{кВт \cdot год}{1000\ т \cdot км}$
1500	213, 231, 312, 321	13,31
1600	313, 331	14,16
1700	214, 241, 222, 412, 421	15,72
1800	214, 222, 412	15,28
1900	222, 412	14,87
2000	222, 412	14,50
2100	223, 232, 322, 413, 512	15,17
2200	223, 232, 322, 413	14,80
2300	233, 323, 332	15,36
2400	333	15,86
2500	224, 242, 414, 422	16,91
2600	224, 242, 414, 422	16,61
2700	234, 243, 252, 324, 342, 423, 432, 514, 522	17,07
2800	253, 334, 343, 433, 523	17,48
2900	335, 353, 533	17,84
3000	344, 425, 434, 524	19,83
3100	345, 354, 426, 435, 525, 534, 624	20,14
3200	436, 526, 535, 625, 634	20,40
3300	536, 626, 635	20,61
3400	636	20,78

Аналізуючи дані таблиць 2 і 3, можна зробити висновок, що існують схеми роботи станцій, при яких маємо найменші питомі витрати електроенергії на транспортування нафти для широкого діапазону зміни годинної продуктивності нафтопроводу: схеми включення насосів 222 і 412 найбільш економічні при годинній продуктивності від 1500 до 1800 м^3/год за найнижчої температури і від 1700 до 2000 м^3/год за найвищої температури, отже при продуктивностях від 1700 до 1800 м^3/год вони мають найменші питомі витрати електроенергії на транспортування протягом цілого року. Якщо оптимальна схема роботи має питомі

витрати електроенергії на транспортування нафти менші при більшій витраті, то вона буде оптимальною і при менших подачах.

Перекачування за найвищої температури характеризується меншою в'язкістю нафти та відповідно меншими втратами напору на тертя, тому пропускна здатність системи буде більшою і відбуватиметься так зване "зсування схем", тобто ті схеми, які за найнижчої температури були найкращими для менших продуктивностей, за найвищої температури будуть оптимальними для більших продуктивностей. Схеми, які забезпечували за найнижчої температури продуктивність від 1300 до 1900 м^3/год та від 2200 до 2300 м^3/год, за найвищої температури забезпечують подачу на 200 м^3/год більшу, а ті, які були найкращими для 2400 м^3/год, тепер будуть оптимальними для подачі на 300 м^3/год більшої, тобто 2700 м^3/год. Для більших подач така закономірність не спостерігається, тобто можна зробити висновок, що при "зсуванні схем" втрати напору на тертя більше спричинені в'язкістю нафти, а при більших витратах в трубопровідній системі – продуктивністю нафтопроводу.

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.

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.12.2012 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором ***Середюк М.Д.****,*
д.т.н., професором ***Говдяком Р.М.****(м. Київ)*

MINIMUM POWER CONSUMPTION AS A CRITERION OF OIL-TRUNK PIPELINES OPERATING CONDITIONS OPTIMIZATION

J. Yakymiv, V. Katsaba
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivsk, Karpatska st., 15;
ph. +380 (3422) 4-21-66; e-mail: tzngkaf@rambler.ru

The necessary amount of oil pumping, its physical and chemical properties, pumps characteristics, their inclusion in the scheme and other factors influence the pipeline system operating conditions. The optimum scheme of pumps inclusion is chosen by minimizing the power intensity for oil pumping and the power that is lost during stations operating conditions.

Key words: *productivity, loss of pressure, oil pumping station, power.*