

Техніка і технології

УДК 622.692.4

УДОСКОНАЛЕННЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛІННЯ СКЛАДНИМИ НАФТОПРОВІДНИМИ СИСТЕМАМИ ПРИ НЕПРОЕКТНИХ РЕЖИМАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

О.Г.Дзьоба

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42245,
e-mail: fpo@ifdtung.if.ua

Предложена методика оперативного планирования режимов работы сложных нефте- и нефтепродуктопроводных систем в условиях неполной загрузки трубопроводных магистралей с целью минимизации расходов электроэнергии на перекачку. Сформулирована система технологических и режимных ограничений, определяющая построение расчетного алгоритма. Показана эффективность предложенного подхода на примере расчета параметров модельного трубопровода.

In the article there has been offered the method of operative planning of work conditions for the complicated petroleum product and oil pipeline systems under the conditions of partial load of main pipelines having the aim to minimize power consumption necessary for pumping. It has been formulated the system of technological and operating restrictions, determining of calculated algorithm development.

It has been shown the effectiveness of the offered approach by the example of the model of pipeline analysis.

Досвід експлуатації існуючих нафто- і нафтопродуктопроводних систем в Україні протягом останніх 10 років засвідчує погіршення показників ефективності, зростання енергомосткості та собівартості трубопроводного транспорту. Така ситуація складається під впливом цілого ряду об'єктивних причин, серед яких скорочення обсягів транспортування нафти і нафтопродуктів, а відтак зниження рівня завантаження трубопроводних систем та окремих ділянок, зростання цін на всі види ресурсів, що використовуються в процесі експлуатації трубопроводів і, в першу чергу, на паливно-енергетичні ресурси, значний рівень невідповідності існуючого основного обладнання нафтоперекачувальних станцій (НПС) фактичним обсягам перекачки, фізичне та моральне зношення обладнання і т.д. Вказаний перелік не буде повним, якщо ми не згадаємо і про вплив факторів ринкового середовища на ефективність експлуатації існуючих магістральних нафто- і нафтопродуктопроводів. Мова йде насамперед про рівень і динаміку цін на нафту і нафтопродукти, рівень і динаміку платоспроможного попиту на ці ресурси, розвиток та формування альтернативних шляхів і способів постачання енергоресурсів тощо. Вказані обставини унеможливають забезпечення експлуатації магістральних трубопроводів при режимах, близьких до про-

ектних. В цій ситуації актуальними стають питання забезпечення ефективної роботи трубопроводних систем в умовах швидких динамічних змін зовнішнього середовища. Це потребує вирішення цілого ряду нових завдань оптимізації режимів роботи діючих магістральних трубопроводів, зокрема оперативного управління в коротких часових інтервалах.

Ключовим критерієм ефективності управління може слугувати максимізація прибутків від діяльності нафтотранспортних організацій, що досягається в першу чергу за рахунок мінімізації витрат ресурсів. В структурі собівартості транспорту нафти і нафтопродуктів значну частку складають енергетичні витрати. Проблема раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів стоїть сьогодні надзвичайно гостро. Її вирішення слід шукати в площині нормування і жорсткого контролю за використанням паливно-енергетичних ресурсів, а також в реалізації сукупності управлінських дій щодо оперативного технологічного регулювання режимів роботи магістральних нафтопроводів. Нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів є інструментом усунення їх нераціонального використання, спричиненого безгосподарністю та використанням застарілих технологій [1]. На думку автора [1], основними важелями господарського механізму, спрямованого

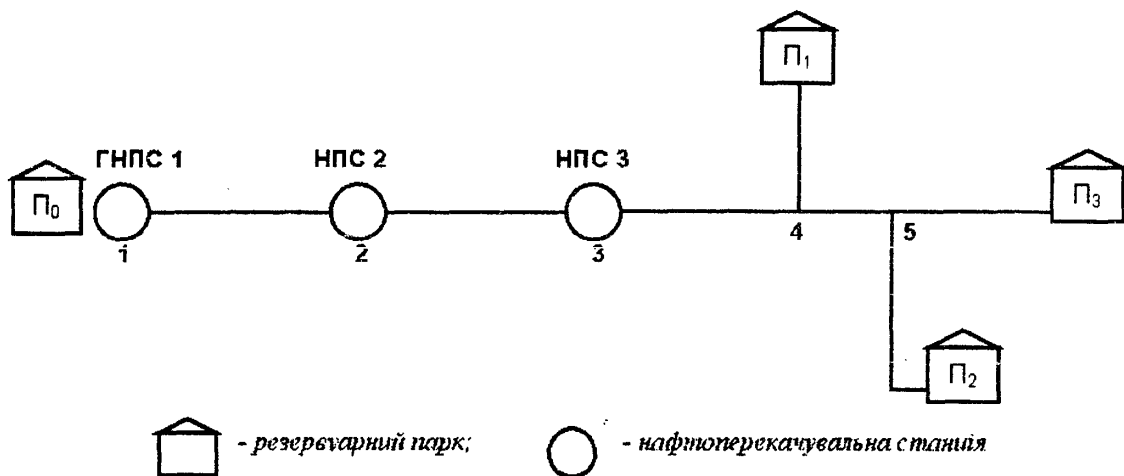


Рисунок 1 — Схема магістрального нафтопродуктопроводу

на раціональне та ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів, є матеріальне заохочення економії паливно-енергетичних ресурсів та фінансова відповідальність за їх нерациональне використання. Не заперечуючи, а навпаки, підтримуючи цю думку, зауважимо, що на сучасному етапі експлуатації магістральних трубопровідних систем є й інші резерви скорочення витрат паливно-енергетичних ресурсів, зокрема за рахунок оптимізації управління технологічними параметрами складної нафтотранспортної системи.

Нафтопровідні та нафтопродуктопровідні системи України характеризуються складною гідравлічною структурою, зокрема наявністю відгалужень, паралельних ниток, вставок різних діаметрів, різних типів перекачувальних агрегатів на НПС тощо. Різними є і місткості резервуарних парків головних споруд та кінцевих пунктів, а також окремих проміжних НПС. Всі ці чинники зумовлюють можливість реалізації багатьох варіантів перекачування комерційних обсягів нафти і нафтопродуктів, кожний з яких характеризується відповідним рівнем енергозатрат та ефективності. Пошук та реалізація оптимальних режимів роботи в конкретних господарських ситуаціях є надзвичайно актуальною проблемою.

Нами запропоновано методику та обчислювальний алгоритм, які дають змогу обґрунтувати оперативні управлінські рішення щодо реалізації ефективних режимів перекачки в умовах складних нафтотранспортних систем при суттєвому відхиленні реальних параметрів роботи від проектних режимів. При формуванні обчислювального алгоритму було закладено принцип пріоритетності інтересів замовників та споживачів транспортних послуг. Новизна запропонованого підходу полягає ще і в тому, що резервуарні парки головних та кінцевих споруд трубопровідної системи, а також парки окремих НПС розглядаються не як пасивний, а як активний елемент транспортної системи, своєрідний акумулятор-регулятор, що значно розширює діапазон вибору режимів перекачки в межах трубопровідної системи.

Розглянемо можливості використання запропонованої методики на прикладі модельної схеми розгалуженого магістрального нафтопродуктопроводу (рис. 1).

Характеристики лінійних ділянок, НПС та резервуарних парків подано у таблицях 1-3.

Завдання розглядалось в такій постановці: необхідно розробити місячний план-графік поставки нафтопродуктів до споживачів, які дислокуються в пунктах Π_1 , Π_2 , Π_3 , за умов мінімізації затрат електроенергії на перекачку. При цьому всі інші статті затрат розглядались як постійні (фіксовані).

Як директивне завдання розглядається умова повного і своєчасного задоволення потреб споживачів у нафтопродуктах протягом планового періоду.

Система обмежень, яка визначає розрахунковий алгоритм та процедуру пошуку оптимального рішення, включає:

1) технологічні обмеження:

– максимально допустимі тиски на виході НПС та в понижених точках траси, виходячи з умов міцності труб;

– мінімально допустимі тиски на вході НПС, виходячи з умов забезпечення безкавітаційної роботи насосів;

– мінімально допустимі тиски в кінцевих ділянках, виходячи з умов забезпечення необхідного напору для заповнення резервуарів;

2) режимні обмеження:

– пов'язані з умовами постачання нафтопродукту на головні споруди нафтопродуктопроводу (рівномірне або циклічне постачання);

– пов'язані з умовами відбору нафтопродуктів споживачами з резервуарних парків Π_1 , Π_2 , Π_3 (рівномірний або циклічний відбір);

– пов'язані з акумулюючою здатністю резервуарних парків, яка визначається їх об'ємом, а також наявністю в них залишків нафтопродукту на початок планового періоду та виходячи з необхідності створення відповідних запасів в резервуарних парках на кінець планового періоду.

Додатковими критеріями при побудові розрахункового алгоритму були:

Таблиця 1 — Характеристика лінійної частини нафтопродуктопроводу

Ділянка нафтопродуктопроводу	Довжина, км	Умовний діаметр, мм
1-2	145	400
2-3	132	400
3-4	73	400
4-5	15	350
4-П ₁	15	250
5-П ₂	20	200
5-П ₃	20	200

Таблиця 2 — Характеристика насосних агрегатів НПС

Номер НПС	Марка насосних агрегатів	Число насосних агрегатів
ГНПС 1	14 НДсН НМ-710-280	1 (підпірний) 3 робочі і 1 резервний
НПС 2	НМ-710-280	3 робочі і 1 резервний
НПС 3	НМ-710-280	3 робочі і 1 резервний

Таблиця 3 — Характеристика резервуарних парків

Номер резервуарного парку	Тип резервуарів	Число резервуарів	Об'єм резервуарного парку, тис.м ³
П ₀	РВС-10000	6	60
П ₁	РВС-5000	4	20
П ₂	РВС-2000	8	16
П ₃	РВС-5000	8	40

– максимальне використання напору, що створюється насосними агрегатами, і, відповідно, мінімальне дроселювання напору;

– мінімізація числа технологічних включень і відключень насосних агрегатів протягом планового періоду;

– мінімізація числа технологічних включень і відключень відводів до споживачів.

Моделювання руху нафтопродукту в окремих ділянках магістрального трубопроводу з урахуванням неізотермічності та ефекту тепла тертя потоку здійснювалося за допомогою відомої системи диференціальних рівнянь руху, енергії та нерозривності [2], представлених у формі

$$\begin{cases} \frac{dP}{dx} + W\rho \frac{dW}{dx} = -\lambda\rho \frac{W^2}{2D} - \rho g \sin \alpha, \\ C_P \frac{dT}{dx} = \lambda \frac{W^2}{2g} - \frac{\pi KD}{G} (T - T_{gp}), \\ W \frac{d\rho}{dT} \frac{dT}{dx} + \rho \frac{dW}{dx} = 0, \end{cases} \quad (1)$$

де: P – тиск нафтопродукту;
 T – температура нафтопродукту;
 W – середня швидкість в довільному перерізі трубопроводу;
 ρ – густина нафтопродукту;
 λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

D – внутрішній діаметр ділянки;

C_P – теплоємність нафтопродукту;

K – повний коефіцієнт теплопередачі від нафтопродукту в навколишнє середовище;

G – масова витрата нафтопродукту;

T_{gp} – температура ґрунту на глибині укладки трубопроводу;

x – поточна лінійна координата ділянки.

Для замикання даної системи диференціальних рівнянь використовувались відомі емпіричні залежності [3, 4] для коефіцієнта гідравлічного опору трубопроводу

$$\lambda = \lambda(Re, \varepsilon), \quad (2)$$

де: Re – критерій Рейнольдса;

ε – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби.

Додаткові обмеження технологічного та режимного характеру, що накладалися на дану систему диференціальних рівнянь, представлені у вигляді сукупності співвідношень

$$P(x) \leq P_{max}, \quad (3)$$

$$P_{ax\ min} \geq \Delta P_{кав} + \Delta P_{техн}, \quad (4)$$

$$P_{Ki} \geq P_{зан\ min}, \quad i = \overline{1,3}, \quad (5)$$

$$x = 0, \quad G_{ii}(t) = const, \quad (6)$$

$$G_{ci}(t) = const, \quad i = \overline{1,3}, \quad (7)$$

Таблиця 4 — Технологічні параметри НПС при базовому режимі перекачки

Дата	ГНПС 1		НПС 2			НПС 3			Витрата електроенергії, кВт·год
	схема включення насосів	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	схема включення насосів	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	схема включення насосів	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	$P_{\text{вх}}, \text{МПа}$	
01.01	1п + 1о	2,51	1о	1,0	3,17	1о	1,77	3,94	37956
...
31.01	1п + 1о	2,51	1о	1,0	3,17	1о	1,77	3,94	37956

Таблиця 5 — Технологічні параметри лінійних ділянок при базовому режимі перекачки

Дата	Обсяг перекачки по ділянках, т			Дросельований на ділянці тиск, МПа			Обсяг поставки нафтопродуктів споживачам, т		
	4-П ₁	5-П ₂	5-П ₃	4-П ₁	5-П ₂	5-П ₃	П1	П2	П3
01.01	1935,48	967,74	2903,33	3,42	3,27	1,77	1935,48	967,74	2903,33
...
31.01	1935,48	967,74	2903,33	3,42	3,27	1,77	1935,48	967,74	2903,33

$$V_j(t) \geq 0, \quad j = \overline{0,3}, \quad (8)$$

$$V_j(t) \leq 0,95V_{\text{рез } j}, \quad j = \overline{0,3}. \quad (9)$$

Обмеження технологічного (3-5) та режимного характеру (6-9) відповідають сформульованій вище у постановочній частині задачі системі обмежень. Так, обмеження (3) означає недопустимість перевищення тиску у будь-якій точці траси вище за допустиме значення міцності труб. Обмеження (4) лімітує мінімально допустиме значення тиску на вході в насосну станцію, виходячи з допустимого кавітаційного та технологічного запасів. Обмеження (5) зобов'язує забезпечити достатній рівень тиску для заповнення резервуарних парків кінцевих ділянок. Обмеження (6) характеризує рівномірність зовнішнього надходження нафтопродуктів в резервуарний парк P_0 головних споруд трубопроводу протягом розрахункового періоду. Обмеження (7) вказує на характер відбору в часі нафтопродуктів споживачами з резервуарних парків P_1, P_2, P_3 (в даному випадку такий відбір здійснюється рівномірно протягом розрахункового періоду). Обмеження (8-9) лімітують мінімальний і максимальний рівні заповнення усіх резервуарних парків системи, які можуть змінюватися в часі протягом розрахункового періоду.

Рівень заповнення резервуарних парків на початок планового періоду та необхідність створення відповідних запасів в резервуарних парках на кінець періоду враховується співвідношеннями (10-11)

$$t = 0, \quad V_j(t) = V_{nj}, \quad j = \overline{0,3}, \quad (10)$$

$$t = t_k, \quad V_j(t) = V_{kj}, \quad j = \overline{0,3}. \quad (11)$$

де: V_{nj} – обсяг нафтопродуктів в j -тому резервуарному парку на початок планового періоду;

V_{kj} – необхідний запас нафтопродукту в j -тому резервуарному парку, який потрібно забезпечити на кінець планового періоду.

Моделювання насосних станцій, зокрема залежностей напору та коефіцієнта корисної дії від витрати, здійснювалося шляхом використання поліномів другого степеня

$$H = A - BQ^2, \quad (12)$$

$$\eta = C_0 + C_1Q + C_2Q^2. \quad (13)$$

Необхідна точність розрахунків забезпечувалась шляхом розбивки повного інтервалу зміни продуктивності (від 0 до Q_{max}) на чотири діапазони, що дало змогу досягти похибки отриманих моделей відносно фактичних характеристик в межах 1%.

В процесі математичного моделювання розгалуженої системи трубопроводів масив можливих режимів роботи формувалась з урахуванням наведеної вище системи обмежень шляхом аналізу різних схем включення насосних агрегатів на НПС та різних схем включення відводів. Як базовий варіант, з яким порівнювалися результати розрахунків за іншими можливими і технологічно досяжними варіантами, використовувалась схема роботи з рівномірною подачею нафтопродуктів по всіх відводах, а добові обсяги перекачки на кінцевих ділянках відповідали добовому споживанню нафтопродуктів споживачами. При цьому рівень залишків нафтопродуктів в резервуарних парках залишався незмінним. При побудові базового режиму використовувалась критерій мінімуму числа робочих насосів. Як плановий період розглядався місяць січень. Місячний план поставки автобензину споживачам становить: P_1 – 60 тис. т, P_2 – 30 тис. т, P_3 – 90 тис. т. Відповідно добові обсяги постачання у січні за умови рівномірного відбору нафтопродукту з резервуарних парків становлять: P_1 – 1935,48 т, P_2 – 967,74 т, P_3 – 2903,23 т. Результати розрахунку базового режиму представлені в таблицях 4, 5.

Проведене моделювання та подальший аналіз режимних параметрів роботи складного нафтопродуктопроводу дали можливість сформулювати набір раціональних режимів та узгодити

Таблиця 6 — Оптимізований план-графік перекачки нафтопродукту

Дата	Номер режиму	ГНПС 1		НПС 2			НПС 3			Обсяг перекачки по ділянці, т			Дросельований на ділянці тиск, МПа			Витрата електроенергії, кВт·год.
		Схема включення насосів	Р _{вхв} МПа	Схема включення насосів	Р _{вхв} МПа	Р _{вхв} МПа	Схема включення насосів	Р _{вхв} МПа	Р _{вхв} МПа	4-П ₁	5-П ₂	5-П ₃	4-П ₁	5-П ₂	5-П ₃	
1.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
2.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
3.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
4.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
5.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
6.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
7.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
8.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	3220,32	1870	1940	0,5	0,15	0,1	24148
9.01	1	1п+1о	2,30	1о	0,173	2,13	1о	0,181	2,140	1062,71	620	640	0,5	0,15	0,1	8049
8 ⁰⁰ -22 ⁴⁸	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
22 ⁴⁸ -24 ⁰⁰	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	230	0	0	0	1154
10.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
11.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
12.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
13.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
14.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
15.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
16.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
17.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
18.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
19.01	3	1п+1о	2,50	-	1,30	1,296	1о	0,183	2,341	0	2550	2550	0	0,12	0,12	17226
20.01	3	1п+1о	2,50	-	1,30	1,296	1о	0,183	2,341	0	2550	2550	0	0,12	0,12	17226
21.01	3	1п+1о	2,50	-	1,30	1,296	1о	0,183	2,341	0	2550	2550	0	0,12	0,12	17226
22.01	3	1п+1о	2,50	-	1,30	1,296	1о	0,183	2,341	0	2550	2550	0	0,12	0,12	17226
23.01	3	1п+1о	2,50	-	1,30	1,296	1о	0,183	2,341	0	2550	2550	0	0,12	0,12	17226
24.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
25.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
26.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
27.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	3976,77	0	2710	0,8	0	0	24069
28.01	2	1п+2о	4,34	-	2,40	2,395	1о	0,610	2,609	135 ³ ,1	0	920	0,8	0	0	8023
8 ⁰⁰ -24 ⁰⁰	3	1п+1о	2,50	-	1,30	1,296	1о	0,183	2,341	0	1680	1680	0	0,12	0,12	11484
29.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
30.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
31.01	4	1п+1о	2,55	1о	1,537	3,74	1о	2,804	5,005	0	0	4580	0	0	0,05	23080
Всього																685141

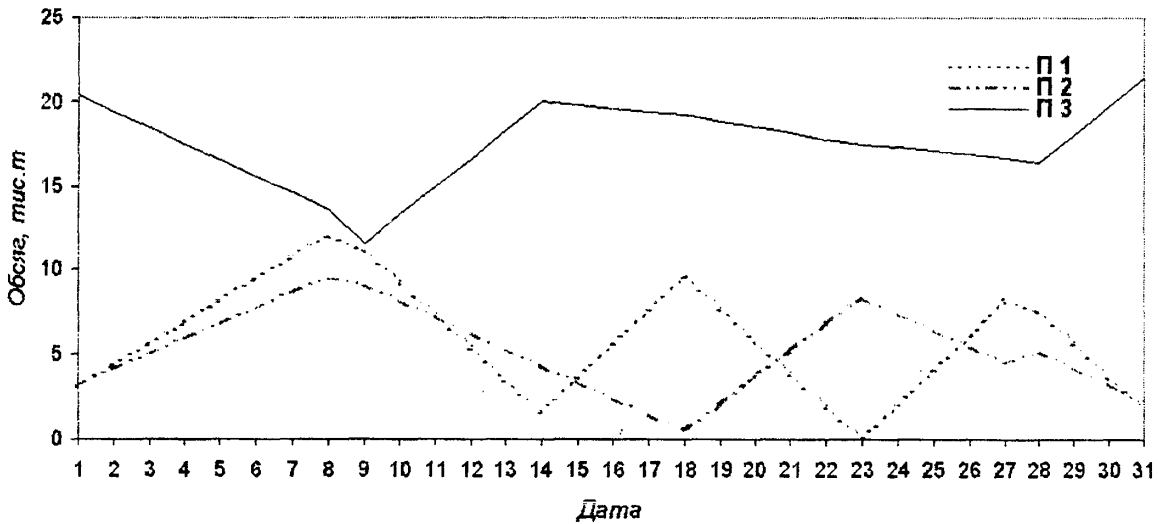


Рисунок 2 — Зміна залишків нафтопродукту в резервуарних парках

їх з системою технологічних і режимних обмежень, що дало змогу побудувати оптимізований план-графік перекачки на січень місяць (таблиця 6). В процесі розрахунків враховувалась можливість використання на НПС насосних агрегатів з двома діаметрами робочих коліс (315 і 285 мм).

Необхідність оперативної зміни режимів протягом планового періоду диктується не тільки вимогою мінімізації затрат енергії, але й неспівпаданням обсягів перекачки нафтопродукту до окремих споживачів з добовими обсягами відбору нафтопродуктів із резервуарних парків.

Згідно з оптимізованим план-графіком виконання директивного завдання постачання нафтопродуктів споживачам досягається шляхом роботи протягом місяця на 4-х режимах, які відрізняються кількістю працюючих насосів та комбінацією їх включення на НПС, діаметрами робочих коліс насосних агрегатів, схемами включення відводів та, відповідно, витратами нафтопродукту по ділянках. Нерівномірність перекачки та годачі нафтопродукту до кінцевих пунктів компенсується акумулюючою здатністю резервуарних парків. На рис. 2 зображено динаміку зміни залишків нафтопродуктів в резервуарних парках станом на кінець доби при реалізації оптимізованого план-графіка перекачки.

Порівняння базового та оптимізованого план-графіків дає підстави констатувати таке. Реалізація базового режиму досягається при використанні на кожній НПС одного основного насосного агрегату. Загальний обсяг роботи насосних агрегатів протягом місяця становить 2232 машино-годин. Витрата електроенергії за місяць при реалізації базового режиму становить 1176,6 тис.кВт-год.

Робота на змінних режимах (згідно з оптимізованим планом-графіком) досягається при затратах робочого часу основного обладнання в обсязі 2123 машино-годин, що на 4,9 % менше порівняно з базовим режимом. Витрата електроенергії при цьому становить 685,1 тис. кВт-год., що на 41,8 % менше ніж при базовому режимі.

Значне скорочення енергозатрат досягається за рахунок зміщення робочої точки на характеристиках насосних агрегатів в зону з вищим коефіцієнтом корисної дії завдяки збільшенню витрати, а також за рахунок використання при низьких витратах насосних агрегатів з меншими діаметрами робочих коліс. Крім того, економія енергозатрат досягається і за рахунок формування режимів таким чином, щоб максимально використовувати напір, що створюється НПС, і відповідно мінімізувати дроселювання напору.

Зауважимо, що складність, багатофакторність та багатомірність використовуваних моделей вимагають проведення розрахунків за допомогою ЕОМ. При цьому, на наш погляд, реалізація запропонованого підходу потребує побудови відповідних розрахункових алгоритмів під кожну конкретну транспортну систему. Це дасть можливість отримати дієвий інструмент оперативного реагування на зміну умов і обсягів поставки нафтопродуктів шляхом реалізації оптимальних схем і режимів перекачки в межах складних трубопровідних систем за швидкоплинних змін ринкової кон'юнктури на ринках нафти і нафтопродуктів.

Література

1. Середюк М.Д. Методика нормування витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2002. — №2(3). — С.57-60.
2. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. Изд. 2-е, перераб. и доп. — М.: Недра, 1975. — 296 с.
3. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. — М.: Недра, 1981. — 256 с.
4. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. — М.: Недра, 1981. — 224 с.