

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ, СПРИЧИНЕНИХ ЗУПИНКАМИ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

С.Я. Григорський, М.Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tzn g@n u n g . e d u . u a

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено методику розрахунку гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу. Методика дає можливість прогнозувати зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу на першому та завершальному етапі перехідного процесу.

Виконано апробацію методики та індивідуальної комп'ютерної програми шляхом прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи одного із вітчизняних магістральних нафтопроводів. Фактичні та розраховані за програмою режимні параметри роботи магістрального нафтопроводу відрізняються не більше, як на 3 %.

Розроблено технологічні карти оптимальних режимів роботи нафтопроводу за умови їх безпечності щодо реалізації перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Ключові слова: неусталений гідродинамічний процес, хвиля підвищеного тиску, швидкість поширення хвилі тиску, коефіцієнт затухання хвилі тиску, стрибкоподібне підвищення тиску.

По результатам теоретических и экспериментальных исследований разработана методика расчета гидродинамических процессов, вызванных остановками насосных агрегатов НПС магистрального нефтепровода. Методика дает возможность прогнозировать изменения давления на входе и выходе НПС, а также в произвольной точке трассы нефтепровода на первом и завершающем этапе переходного процесса.

Выполнена апробация методики и компьютерной программы путем прогнозирования пропускной способности, режимных и энергетических параметров работы одного из отечественных магистральных нефтепроводов. Фактические и рассчитанные по программе режимные параметры работы магистрального нефтепровода отличаются не больше, чем на 3 %.

Разработаны технологические карты оптимальных режимов работы нефтепровода при условии их безопасности относительно реализации переходных процессов, вызванных остановками насосных агрегатов.

Ключевые слова: неустойчивый гидродинамический процесс, волна повышенного давления, скорость возрастания амплитуды волны повышенного давления, коэффициент затухания волны давления, скачкообразное повышение давления.

Methods for calculation of hydrodynamic processes caused by stops of OPS pumping units of oil trunk pipeline were developed in accordance with the results of the theoretical and experimental studies. The methods provide a possibility to predict changes of pressure at the OPS inlet and outlet and in any point of the pipeline at the first and final stage of the transition process.

Approval of the methods and computer program was performed by predicting transmission capacity, operational and energy parameters of one of the domestic oil pipelines. The actual and calculated by the program operational parameters of the trunk oil pipeline differ by not more than 3%.

Process flow diagrams of optimal oil pipeline operation modes were developed provided that they are safe for carrying out of transition processes caused by stops of pumping units.

Key words: unstable hydrodynamic process, increased pressure wave, pressure wave propagation velocity, pressure wave attenuation coefficient, abrupt pressure increase.

Експлуатація магістральних нафтопроводів передбачає зупинки як окремих насосних агрегатів, так і нафтоперекачувальних станцій (НПС) в цілому. Окрім планових зупинок, зумовлених необхідністю зміни обсягу перекачування нафти, мають місце аварійні зупинки, зумовлені спрацюванням систем технологічного захисту НПС і трубопроводу.

Зупинки насосних агрегатів спричиняють перехідні процеси, які супроводжуються значними змінами тиску на вході і виході НПС, а також по трасі нафтопроводу.

Для забезпечення безпечної та надійної експлуатації нафтопроводу необхідно розробити методику прогнозування параметрів гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Існуючі методики прогнозування параметрів перехідних процесів базується на використанні залежностей, що можуть бути застосовані лише за реалізації в нафтопроводах прямих гідравлічних ударів [1-3]. У процесі зупинки одного чи кількох насосів, зазвичай, не відбувається повної зупинки перекачування. Гідродинаміка такого процесу специфічна, складна для математичного моделювання, пов'язана із характеристиками насосного обладнання НПС магістральних нафтопроводів і тому вимагає окремих досліджень.

У роботах [4, 5] наведено результати експериментальних та теоретичних досліджень закономірностей зміни режимних параметрів експлуатації одного із вітчизняних нафтопроводів під час реалізації перехідних процесів,

спричинених зупинками як окремих насосних агрегатів, так і НПС в цілому. Одержані графічні та аналітичні залежності зміни у часі тиску нафти на вході НПС, на виході НПС, а також у будь-якій точці траси нафтопроводу. Виявлено, що величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС і відповідного зниження тиску на виході НПС на 3-20 % менша за половину величини тиску, який створювали зупинені насоси у момент відключення. Встановлено, що у міру просування хвилі підвищеного тиску трасою нафтопроводу амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску зменшується за експоненціальним законом. При цьому для кожного режиму експлуатації нафтопроводу, для кожної зміни схеми роботи насосів коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску має своє значення. Величина зазначеного коефіцієнта залежить від режимних параметрів роботи нафтопроводу до зупинки, а саме: від витрати нафти у нафтопроводі та значення числа Рейнольдса.

Результати досліджень, наведені у роботах [4,5] стали основою для розроблення методики розрахунку гідродинаміки перехідних процесів у магістральних нафтопроводах за зупинок насосних агрегатів.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є розроблення методики прогнозування параметрів перехідних процесів, спричинених зупинкою насосних агрегатів на НПС магістральних нафтопроводів.

У процесі досліджень вирішувались такі задачі:

- 1) прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів за ustalених режимів експлуатації нафтопроводу;
- 2) прогнозування зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу за першого етапу перехідного процесу;
- 3) прогнозування зміни тиску у нафтопроводі за завершального етапу перехідного процесу.

Об'єкт дослідження – вітчизняні магістральні нафтопроводи.

Предмет дослідження – неусталені гідродинамічні процеси, що виникають при зупинках насосних агрегатів.

Методи дослідження – математичне моделювання закономірностей гідродинамічних перехідних процесів у нафтопроводах за допомогою комп'ютерних технологій.

Як свідчать результати досліджень [2, 3], для прогнозування параметрів перехідних процесів у нафтопроводі у разі зупинки насосних агрегатів необхідно мати такі дані:

- температуру транспортованої нафти, що дає змогу визначити її розрахункову густину і в'язкість;
- пропускну здатність нафтопроводу до зупинки за певної схеми роботи насосних агрегатів і лінійної частини, заданих технологічних

обмежень тиску та розрахункових значень фізичних властивостей нафти;

- тиск і ККД кожного працюючого насоса, тиск на вході та виході кожної проміжної НПС до початку перехідного процесу;

- величину стрибкоподібного підвищення тиску у будь-якій точці траси нафтопроводу та на вході в попередню (за рухом потоку нафти) НПС;

- пропускну здатність нафтопроводу після завершення перехідного процесу за нової схеми роботи насосних агрегатів;

- тиск і ККД кожного працюючого насоса, тиск на вході та виході кожної проміжної НПС після завершення перехідного процесу за нової схеми роботи насосних агрегатів.

Першим кроком прогнозування параметрів перехідних процесів, що спричинені зупинками насосних агрегатів, є визначення пропускної здатності та режиму роботи НПС нафтопроводу до зміни схеми роботи насосів. При цьому визначається витрата нафти в трубопроводі та тиск, що створювали насосні агрегати до зупинки.

Визначення пропускної здатності нафтопроводу за конкретних умов експлуатації є одним із основних технологічних розрахунків. Кожен варіант роботи нафтопроводу характеризується певною пропускну здатністю і певними енерговитратами на транспортування нафти.

Пропускну здатність нафтопроводу будемо вважати максимальну кількість нафти, яка може бути транспортована трубопроводом за певних фізичних властивостей нафти для конкретної схеми роботи насосів та нафтоперекачувальних станцій, для конкретної схеми роботи лінійної частини з урахуванням технологічних обмежень тиску на вході та виході НПС.

Пропускна здатність нафтопроводу (експлуатаційної ділянки) визначається із рівняння балансу створених насосами тисків та загальних гідравлічних втрат тиску в трубопроводі з врахуванням профілю траси і технологічних обмежень тиску на вході та на виході НПС.

У роботах [6,7] запропоновано методику розрахунку пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів за реалізації будь-якого варіанта роботи магістрального нафтопроводу довільної конфігурації.

Комплект вихідних даних для розрахунку режимних та енергетичних параметрів ustalеної роботи нафтопроводу довільної структури включає:

- розрахункову густину нафти;
- розрахункову кінематичну в'язкість нафти;
- кількість перегонів між НПС (кількість НПС);
- внутрішній діаметр ділянок трубопроводу (для трубопроводу складної структури еквівалентний діаметр);
- загальну довжину нафтопроводу;
- довжину ділянок нафтопроводу;
- різницю геодезичних позначок кінця і початку ділянок;

- технологічно необхідний тиск нафти в кінцевому пункті нафтопроводу;
- мінімально допустимий тиск нафти на вході кожної НПС (уставка САР);
- максимально допустимий тиск нафти в трубопроводі (після регуляторів тиску НПС, уставка САР);
- абсолютну еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні труби;
- кількість магістральних насосів, які працюють на кожній НПС;
- масив коефіцієнтів математичних моделей напірних характеристик підпірного та магістральних насосів;
- масив фактичних (паспортних) даних для одержання коефіцієнтів математичних моделей, що описують залежність ККД кожного насоса від його подачі;
- перше наближення витрати нафти в трубопроводі.

Методика визначення пропускної здатності нафтопроводу складається з блоку розрахунку лінійної частини, блоку розрахунку режиму роботи НПС та рівнянь, що регламентують спільну роботу НПС і прилеглих ділянок нафтопроводу. Пропускні здатності нафтопроводу довільної конфігурації визначають методом ітерацій за витратою нафти. Після визначення пропускної здатності нафтопроводу обчислюють енергетичні витрати на реалізацію конкретного варіанта його роботи. Для характеристики енерговитратності транспортування нафти за реалізації будь-якого варіанта роботи нафтопроводу знаходять питомі витрати електроенергії за формулою

$$H_e = \frac{N}{Q_{год} \rho L}, \quad \frac{\text{кВт}}{\text{тис.т} \cdot \text{км}} \quad (1)$$

де N - потужність, спожита насосними агрегатами;

$Q_{год}$ - годинна витрата нафти у нафтопроводі;

ρ - густина нафти за умов перекачування;
 L - довжина нафтопроводу.

Методика розрахунку нафтопроводу за ustalених режимів експлуатації реалізована нами у комп'ютерній програмі RozPr, що створена у середовищі Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Microsoft Excel. Програма дає змогу виконати розрахунок пропускної здатності протяжного нафтопроводу з будь-якою кількістю НПС. Результати розрахунків виводяться у вигляді технологічних карт режимів експлуатації нафтопроводу.

Виконано апробацію методики і комп'ютерної програми шляхом прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи одного із вітчизняних магістральних нафтопроводів. Одержані результати порівнювались із фактичними даними пропускної здатності та інших режимних параметрів, одержаними під час промислових експериментів (див. таблицю 1). Із таблиці 1 випливає, що фактичні і розраховані за програмою RozPr режимні параметри роботи магістрального нафтопроводу різняться не більше, як

на 3 %. Це не перевищує точності розрахункових формул і свідчить про можливість застосування запропонованої методики для прогнозування гідродинамічних параметрів нафтопроводу за ustalених режимів роботи.

За програмою RozPr виконано розрахунок пропускної здатності нафтопроводу "Дружба" для всіх можливих схем роботи насосів. Серед усіх розрахованих кілька тисяч режимів роботи нафтопроводу за допомогою критерію - формули (1) вибрано оптимальні режими, які у певному діапазоні продуктивності відповідають мінімальним питомим витратам електроенергії на транспортування нафти.

Технологічна карта режиму роботи магістрального нафтопроводу за певної схеми роботи насосних агрегатів і конкретних сезонних умов перекачування дає можливість сформувати вихідні дані для розрахунку перехідних процесів, спричинених зупинкою будь-якого насосного агрегату.

Нехай реалізується довільний варіант роботи нафтопроводу за конкретних сезонних умов перекачування і певної схеми роботи насосів на НПС. Витрата нафти в нафтопроводі буде дорівнювати пропускній здатності системи $Q_{год}$.

У певний момент часу за будь-якої причини зупинилися один чи кілька послідовно працюючих насосів на будь-якій проміжній j -ій НПС нафтопроводу. Із технологічної карти режимів роботи знаходять тиск на вході j -ої НПС за ustalеного режиму до зупинки насосів P_{ex_j} .

Тиск нафти на вході даної НПС стрибкоподібно підвищується на величину

$$\Delta P_{ex_j} = 0,5k_p P_0, \quad (2)$$

де k_p - емпіричний коефіцієнт зменшення амплітуди стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС при зупинках насосних агрегатів, який урахує гидравлічні опори вхідних комунікацій НПС;

P_0 - тиск нафти, який створювали зупинені насоси до відключення за витрати $Q_{год}$ відповідно до технологічної карти роботи нафтопроводу.

Після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на вході даної НПС буде становити

$$P_{ex_{nc_j}} = P_{ex_j} + \Delta P_{ex_j}, \quad (3)$$

Визначають значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосних агрегатів. Залежно від кількості одночасно зупинених на НПС насосів знаходять числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску (1/км) залежно від витрати нафти ($\text{м}^3/\text{год}$) і числа Рейнольдса [5]:

- у випадку зупинки одного насосного агрегату

$$K_3 = 2,92 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{год}^{0,724}}{\text{Re}^{0,15}}; \quad (4)$$

Таблиця 1 – Порівняння фактичної та розрахованої за програмою RozPr годинної витрати нафти у магістральному нафтопроводі

№ досліджу	Дата реалізації	Схема роботи насосів	Фактична годинна витрата, м ³ /год	Теоретична годинна витрата, м ³ /год	Відносна похибка, %
1	10.08.12	2п,1,2-3-2,3-2	2132	2142	0,47
2	08.07.12	2п,2-3-4-2	1800	1753	-2,61
3	25.04.12	1п,2-3-3-1	1689	1659	-1,78
4	23.04.12	1п,1,2-3-2,3-3	2096	2090	-0,29
5	25.02.12	2п,1,3-3-1,3-3	2042	2080	1,86
6	21.08.13	1п,1,2-1,3-1,2-1,2	2437	2438	0,04
7	18.09.13	1п,1,2-1,2-2,3-1,2	2430	2416	-0,58
8	26.04.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2370	2364	-0,25
9	15.02.13	1п,2-3-1-1	1634	1616	-1,10
10	09.08.13	1п,1,2-1,3-2,4-1,2	2472	2446	-1,05
11	26.08.13	1п,1,2-2-2,3-2	2145	2137	-0,37
12	23.08.13	1п,1,2-1,2-2,3-1,2	2435	2427	-0,33
13	20.06.13	1п,1,2-1,2-2,3-1,2	2448	2431	-0,69
14	07.06.13	1п,1,2-1,3-1,3-1,2	2454	2433	-0,86
15	26.07.13	1п,1,2-1,3-3,4-1,2	2455	2448	-0,29
16	11.07.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2459	2448	-0,45
17	08.07.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2459	2450	-0,37
18	27.04.13	1п,1,2-3-2,3-2	2073	2071	-0,10
19	06.04.13	2п,1,2-1,3-2,3-1,2	2327	2308	-0,82
20	04.04.13	1п,2-2-3-1	1598	1597	-0,06
21	16.03.13	1п,1,2-1,3-2,3-1,2	2310	2292	-0,78
22	09.02.13	1п,2-3-4-1	1654	1677	1,39
23	08.02.13	1п,2-3-4-1	1651	1626	-1,51
24	11.09.13	1п,1,2-1,3-2,4-1,2	2460	2432	-1,14
25	29.08.13	1п,2-2-3-1	1710	1715	0,29
26	19.08.13	1п,1,2-3-2,3-2	2125	2136	0,52
27	13.09.13	1п,1-2-ТР-ТР	1255	1247	-0,64
28	23.05.13	1п,2-ТР-3-ТР	1170	1130	-3,42
29	18.06.13	1п,1,2-2-2,3-2	2150	2135	-0,70
30	11.07.13	1п,1,2-3-2,3-2	2175	2157	-0,83
31	18.03.13	1п,1,2-3-2,3-1	1969	1987	0,91
32	09.03.13	1п,1,2-3-2,3-1	1982	1981	-0,05
33	25.02.12	2п,1,3-1,3-1,3-1,2	2330	2354	1,03
34	18.01.12	2п,1,3-3-1,3-3	2083	2121	1,82
35	18.07.13	1п,1,2-3-2,3-2	2161	2158	-0,14

- у випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 2,85 \cdot 10^{-6} \frac{Q_{год}^{1,375}}{Re^{0,20}}; \quad (5)$$

- у випадку зупинки трьох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 5,12 \cdot 10^{-5} \frac{Q_{год}^{0,856}}{Re^{0,117}}. \quad (6)$$

Формули (4)-(6) одержані за умов перекачування нафти вітчизняними нафтопроводами (номінальний діаметр трубопроводу 700 мм, швидкість поширення звуку 1110 м/с).

Із технологічної карти режиму роботи нафтопроводу визначають тиск на виході попередньої (за рухом потоку нафти) НПС за усталеного режиму до зупинки $P_{вих\ j-1}$. Обчислюють

величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС

$$\Delta P_{вих\ j-1} = \Delta P_{ex\ j} \exp(-K_3 l_0), \quad (7)$$

де l_0 - відстань по трасі між попередньою НПС і насосною станцією, де відбулася зупинка насосів.

Тиск нафти на виході попередньої НПС після стрибкоподібного підвищення дорівнює

$$\Delta P_{вих_{nc_{j-1}}} = P_{вих_{j-1}} + \Delta P_{вих_{j-1}} \quad (8)$$

Одержане значення порівнюють із максимально допустимим із умов міцності трубопроводу значенням $P_{max.m_j}$.

Для розрахунку останнього етапу перехідного процесу за програмою RozPr визначають пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри нафтопроводу для усталеного режиму роботи із новою схемою роботи насосів. Із технологічної карти знаходять тиск нафти на виході попередньої НПС для нового усталеного режиму роботи $P_{вих_{nz_j}}$.

Прогнозують відносно повільне підвищення тиску на виході попередньої НПС під час завершення перехідного процесу

$$P_{вих_j}(t) = P_{вих_{nc_j}} + (P_{вих_{nz_j}} - P_{вих_{nc_j}})[1 - \exp(-\mu t)], \quad (9)$$

де μ - коефіцієнт математичної моделі,

$$\mu = -\frac{1}{1200} \ln \left(1 - \frac{0,995 P_{вих_{nz_j}} - P_{вих_{nc_j}}}{P_{вих_{nz_j}} - P_{вих_{nc_j}}} \right). \quad (10)$$

Покажемо приклад практичного застосування методики, що пропонується.

Гідродинаміку перехідних процесів досліджували на вітчизняному нафтопроводі з внутрішнім діаметром 702 мм і довжиною 400 км. На трасі нафтопроводу працюють чотири НПС, оснащені нафтовими насосами серії НМ. На трасі нафтопроводу передбачено 14 контрольних пунктів, оснащених сучасними засобами контролю режимних параметрів.

Для нафтопроводу, що досліджувався, встановлено такі обмеження тиску після регуляторів за максимумом:

- робочого тиску (уставка САР) 47 бар;
- тиску автоматичного відключення першого (за рухом потоку нафти) працюючого насосного агрегату 49 бар;
- тиску автоматичного відключення другого працюючого насосного агрегату (відключення НПС) 51 бар.

Останнє значення будемо вважати максимально допустимим із умов міцності трубопроводу.

Розглянемо режим роботи ділянки нафтопроводу, за якого на кожній НПС працює по одному насосному агрегату. Схема роботи насосів така: 1п,2-3-3-1. Виконаємо розрахунок перехідного процесу, спричиненого зупинкою насосного агрегату №1 на НПС 4.

Для розрахунку пропускну здатності нафтопроводу приймаємо густину нафти 880 кг/м³, кінематичну в'язкість нафти 35 сСт, тиск нафти в кінці трубопроводу 1,5 бар. За результатами розрахунку за програмою RozPr на рисунку 1 наведено значення тиску у барах на вході і виході з кожної НПС, тиск, що створюють насоси, загальні втрати тиску на кожному перегоні, ве-

личина тиску на вході в НПС Броди та загальна величина дроселювання для забезпечення міцності трубопроводу. Для даної схеми роботи нафтопроводу пропускну здатність становить 1557 м³/год. Тиск на вході в НПС 4 $P_{ex_4} = 4,2$ бар, тиск, що створює насос №1 до зупинки $P_0 = 18,3$ бар. Тиск нафти на виході НПС 3 до зупинки становив $P_{вих_3} = 26,9$ бар.

За формулою (2) визначаємо стрибкоподібне підвищення тиску на вході даної НПС (приймаємо $k_p = 0,97$)

$$\Delta P_{ex_4} = 0,5 \cdot 0,97 \cdot 18,3 = 8,9 \text{ бар.}$$

Відповідно до формули (3) після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на виході даної НПС буде становити

$$\Delta P_{ex_{nc_4}} = 4,2 + 8,9 = 13,1 \text{ бар.}$$

Обчислюємо середню швидкість руху нафти та значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосного агрегату №1 на НПС 4

$$w = \frac{4 \cdot 1557}{3600 \cdot \pi \cdot 0,702^2} = 1,117 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$Re = \frac{1,117 \cdot 0,702}{35 \cdot 10^{-6}} = 22404.$$

За формулою (4) знаходимо числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску

$$K_3 = 2,92 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{1557^{0,724}}{22404^{0,15}} = 0,0133 \text{ 1/км.}$$

Далі обчислюємо величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході НПС 3 за формулою (7)

$$\Delta P_{вих_3} = 8,9 \cdot \exp(-0,0133 \cdot 96,7) = 2,5 \text{ бар.}$$

За формулою (8) визначаємо тиск нафти на виході НПС 3 після стрибкоподібного підвищення тиску

$$P_{вих_{nc_3}} = 26,9 + 2,5 = 29,4 \text{ бар.}$$

Одержане значення тиску на виході НПС 3 є набагато меншим за максимальне допустиме значення тиску. Умову міцності трубопроводу за перехідного процесу буде забезпечено.

Для розрахунку останнього етапу перехідного процесу за програмою RozPr визначаємо пропускну здатність та режимні параметри нафтопроводу для усталеного режиму роботи із новою схемою роботи насосів на НПС 1п,2-3-3-ТР. Результати розрахунку наведено на рисунку 2.

Для даного режиму роботи нафтопроводу пропускну здатність дорівнює 1362 м³/год. Тиск нафти на виході НПС 3 для нового усталеного режиму роботи (див. рисунок 2)

$P_{вих_{nz_3}} = 36,6$ бар, також є меншим за максимально допустиме значення тиску в лінійній частині нафтопроводу. Використовуючи формули (10) і (9), одержуємо залежність тиску на виході

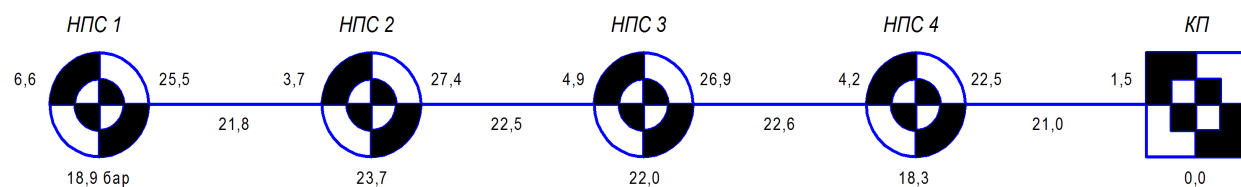


Рисунок 1 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки нафтопроводу (схема роботи насосів 1п,2-3-3-1)

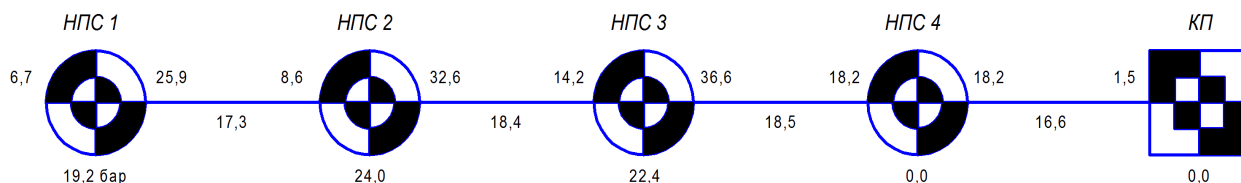


Рисунок 2 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки нафтопроводу (схема роботи насосів 1п,2-3-3-ТР)

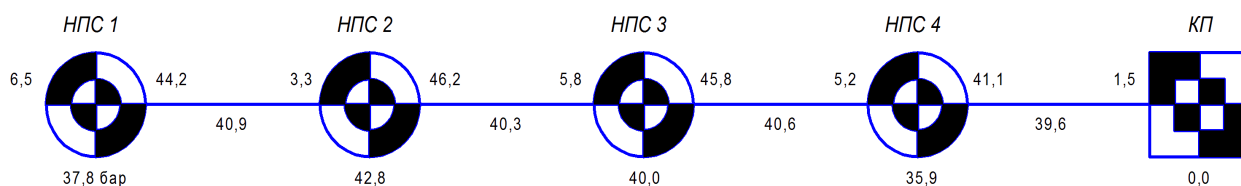


Рисунок 3 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки нафтопроводу (схема роботи насосів 1п,1,2-1,2-2,3-1,2)

НПС 3 від часу t для етапу завершення перехідного процесу

$$\mu = -\frac{1}{1200} \cdot \ln\left(1 - \frac{0,995 \cdot 36,6 - 29,4}{36,6 - 29,4}\right) = 3,06 \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1},$$

$$P_{вих_3}(t) = 29,4 + 7,2 \cdot [1 - \exp(-3,06 \cdot 10^{-3} \cdot t)].$$

Розрахунки показали, що умову міцності нафтопроводу за перехідного процесу буде забезпечено.

Аналогічно розрахуємо режим роботи ділянки нафтопроводу, за якого на кожній НПС працює по два насосних агрегати. Схема роботи насосів така: 1п,1,2-1,2-2,3-1,2. Виконаємо розрахунок перехідного процесу, спричиненого одночасною зупинкою насосних агрегатів №1 та №2 на НПС 4. Для даної схеми роботи нафтопроводу пропускна здатність становитиме 2246 м³/год. Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи нафтопроводу наведено на рисунку 3.

Тиск на вході в НПС 4 $P_{ex_4} = 5,2$ бар, тиск, що створюють насоси №1,2 до зупинки $P_0 = 35,9$ бар. Тиск нафти на виході НПС 3 та НПС 2 до зупинки відповідно $P_{вих_3} = 45,8$ бар та $P_{вих_2} = 46,2$ бар.

За формулою (2) визначаємо стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході НПС 4 після зупинки на ній насосів №1 та №2 (приймаємо $k_p = 0,97$)

$$\Delta P_{ex_4} = 0,5 \cdot 0,97 \cdot 35,9 = 17,4 \text{ бар.}$$

За формулою (3) після стрибкоподібного підвищення тиску нафти на вході НПС 4

$$P_{ex_{nc_4}} = 5,2 + 17,4 = 22,6 \text{ бар.}$$

Середня швидкість руху нафти $w = 1,612$ м/с, значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосних агрегатів №1,2 на НПС 4 $Re = 32332$.

За формулою (5) знаходимо числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску

$$K_3 = 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{2246^{1,375}}{32332^{0,20}} = 0,0146 \text{ 1/км.}$$

Далі обчислюємо величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході НПС 3 та НПС 2 за формулою (7)

$$\Delta P_{вих_3} = 17,4 \cdot \exp(-0,0146 \cdot 96,7) = 4,2 \text{ бар,}$$

$$\Delta P_{вих_2} = 17,4 \cdot \exp(-0,0146 \cdot 192,8) = 1,0 \text{ бар.}$$

За формулою (8) визначаємо тиск нафти на виході НПС 3 та НПС 2 після стрибкоподібного підвищення тиску

$$P_{вих_{nc_3}} = 45,8 + 4,2 = 50,0 \text{ бар,}$$

$$P_{вих_{nc_2}} = 46,2 + 1,0 = 47,2 \text{ бар.}$$

Одержаний тиск нафти на виході НПС 3 після стрибкоподібного підвищення на 1 бар перевищує значення $P_{від_1} = 49$ бар, за якого

САР має відключити перший працюючий насосний агрегат. Значення тиску на виході НПС 2 незначно перевищує уставку САР 47,1 бар. Роз-

глянутий режим експлуатації є безпечним з точки зору міцності трубопроводу.

Висновки

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено методику розрахунку гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу. Методика включає такі розрахункові блоки:

- визначення пропускної здатності та тиску у довільній точці нафтопроводу до зупинки за певної схеми роботи насосних агрегатів і лінійної частини, заданих технологічних обмежень тиску та розрахункових значень фізичних властивостей нафти;

- прогнозування зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу за першого етапу перехідного процесу;

- прогнозування зміни тиску у довільній точці нафтопроводу на завершальному етапі перехідного процесу;

- визначення пропускної здатності і тиску у довільній точці нафтопроводу після завершення перехідного процесу за нової схеми роботи насосних агрегатів.

Методику розрахунку реалізовано в програмному забезпеченні RozPr, яке дає змогу визначити пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри експлуатації нафтопроводу для всіх можливих схем включення насосів; вибрати оптимальні режими за критерієм мінімальних витрат електроенергії на перекачування нафти.

Виконано апробацію методики шляхом розроблення технологічних карт оптимальних режимів роботи нафтопроводу та оцінювання їх безпечності щодо реалізації перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Література

1 Мороз П. А. Нестационарные процессы в магистральном нефтепроводе при изменении режима работы насосных станций / П. А. Мороз, Л. В. Полянская // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 5. – С. 63-68.

2 Вязунов Е. В. О перегрузках по давлению при нестационарных режимах в нефтепроводах, работающих “из насоса в насос” / Е. В. Вязунов, П. А. Мороз // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: РНТС ВНИИОЭНГ. – 1966. – № 1. – С. 12-15.

3 Перевощиков С. И. Определение изменения давления в нефтепроводах при неустановившемся течении жидкости / С. И. Перевощиков // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: РНТС ВНИИОЭНГ. – 1981. – № 2. – С. 6-9.

4 Середюк М. Д. Експериментальні дослідження перехідних процесів у магістральних нафтопроводах, спричинених зупинками насосних агрегатів / М. Д. Середюк, С. Я. Григорський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2013. – № 2 (35). – С. 16-29.

5 Григорський С. Я. Дослідження впливу запинок насосних агрегатів на режим роботи магістральних нафтопроводів // С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – № 1 (36). – С. 92-102.

6 Середюк М. Д. Методика розрахунку режимних та енергетичних параметрів роботи магістральних нафтопроводів / М. Д. Середюк, А. С. Івоняк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – № 1(2). – С. 50-54.

7 Середюк М. Д. Методика нормування витрат електроенергії на транспортування нафти магістральними нафтопроводами / М. Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 2(3). – С. 57-60.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.10.14*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.
(відділ експлуатації ЛЧ МГ
ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)*