

УДК 622.691.4

Лісафін Володимир Петрович

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри транспорту і зберігання нафти і газу
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Лисафин Владимир Петрович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа
Ивано-Франковский национальный технический
университет нефти и газа

Lisafin V.

Ph.D., associate professor of the department
of transportation and storing of oil and gas
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

**ОСОБЛИВОСТІ ВНУТРІШНЬОСТАНЦІЙНИХ ПЕРЕКАЧУВАНЬ
НАФТИ НА НАСОСНИХ СТАНЦІЯХ МАГІСТРАЛЬНИХ
НАФТОПРОВОДІВ
ОСОБЕННОСТИ ВНУТРИСТАНЦИОННЫХ ПЕРЕКАЧЕК
НЕФТИ НА НАСОСНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ
FEATURES OF OIL PUMPING AT OIL PUMPING STATIONS OF
MAIN OIL PIPELINES**

Анотація: Досліджено застосування підпірних насосних агрегатів нафтоперекачувальних станцій нафтопроводу для внутрішньоскладських перекачувань нафти між окремими резервуарами.

Ключові слова: нафтоперекачувальна станція, насос, трубопровід, резервуар, режим.

Аннотация: Исследовано использование подпорных насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций нефтепровода для внутрискладских перекачек нефти между отдельными резервуарами.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, насос, трубопровод, резервуар, режим.

Summary: Application of booster pumps at oil pumping stations for oil pumping between separate tanks was studied.

Key words: oil pumping station, pump, pipeline, tank, operating mode.

Магістральний нафтопровід це єдиний комплекс, що складається з лінійної частини і насосних станцій, які забезпечують перекачування нафти. Резервуарні парки нафтоперекачувальних станцій є важливою складовою нафтотранспортної системи.

В процесі експлуатації резервуарних парків виникають технологічні ситуації, за яких виникає необхідність перекачування нафти між окремими резервуарами (аварійні ситуації, перерозподіл нафти між резервуарами та інш.) Такі перекачування можна здійснити самопливом або за допомогою насосів. Другий спосіб є більш поширеним.

В технологічних обв'язках нафтоперекачувальних станцій спеціальних насосів для внутрішньостанційних перекачувань не передбачено, тому перекачування здійснюються за допомогою підпірних насосів.

Розглянемо принципову схему перекачування нафти між двома резервуарами (рисунок 1).

Рівняння балансу напорів для трубопровідної обв'язки резервуарів типу РВС (резервуар вертикальний сталевий), що обладнані механічними дихальними клапанами, може бути записано у вигляді

$$H_1 + \Delta z_g - h_g + \frac{P_g}{\rho g} + H_n = H_2 + \Delta z_n + h_n + \frac{P_n}{\rho g}, \quad (1)$$

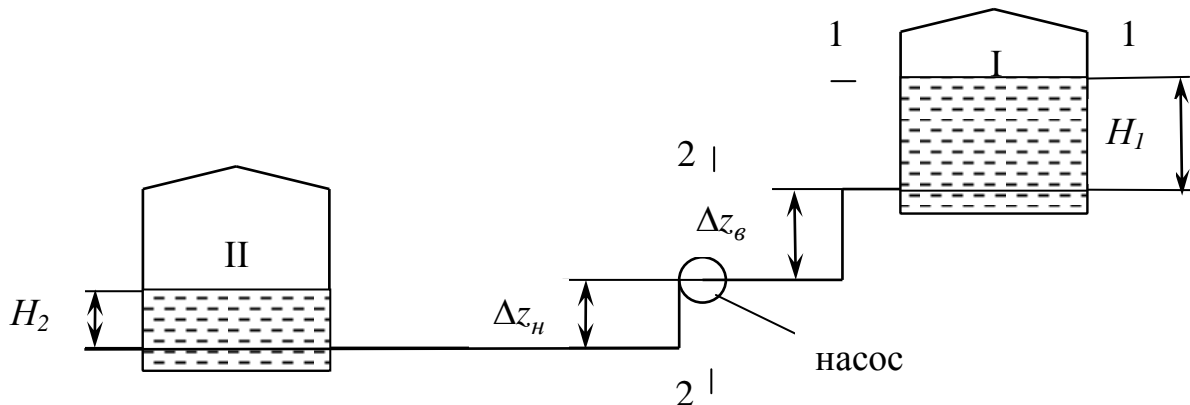


Рис.1 –Принципова схема перекачування нафти між двома резервуарами
(складено автором на підставі [3], с. 68)

де H_1, H_2 - рівні нафти у певний момент часу у резервуарах I і II відповідно;

$\Delta z_g, \Delta z_n$ - різниця геодезичних позначок між резервуарами I і II та насосом;

h_g, h_n - втрати напору у всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах;

P_g, P_n - вакуум у першому резервуарі і надлишковий тиск у другому резервуарі;

H_n - напір, що розвиває насос.

Якщо приймально-роздавальні патрубків резервуарів знаходяться на одному рівні, а резервуари з плаваючою покрівлею, то

$$\Delta z_g = \Delta z_n \text{ і } P_g = P_n. \quad (2)$$

Тоді рівняння (1) спроститься і набуде вигляду

$$H_1 - h_g + H_n = H_2 + h_n. \quad (3)$$

Напірну характеристику насоса представимо у вигляді

$$H_n = a - bQ^2, \quad (4)$$

де a, b - коефіцієнти математичної моделі насоса.

Коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насоса

визначаємо за формулами [1, с. 71]

$$\epsilon = \frac{H_{H1} - H_{H2}}{Q_2^2 - Q_1^2}; \quad (5)$$

$$a = H_{H1} + \epsilon Q_1^2 = H_{H2} + \epsilon Q_2^2, \quad (6)$$

де H_{H1}, H_{H2} - напори насоса при двох відомих значеннях продуктивностей Q_1, Q_2 (значення знаходяться з графічної характеристики насоса).

Втрати напору в трубопроводах складаються з втрат напору на тертя і в місцевих опорах. Слід зауважити, що при відносно невеликій довжині внутрішньостанційні трубопроводи нафтоперекачувальних станцій мають значну кількість місцевих опорів.

Розписуючи складові рівняння (3), отримуємо формулу для визначення пропускної здатності системи "резервуар I – насос – резервуар II" (резервуари з плаваючою покрівлею)

$$Q = \sqrt{\frac{H_1 - H_2 + a}{\epsilon + \chi \left(\sum_{i=1}^n \lambda_{\epsilon_i} \frac{l_{\epsilon_i}}{d_{\epsilon_i}^5} + \frac{\sum_{i=1}^n \xi_{\epsilon_i}}{d_{\epsilon_i}^4} + \sum_{i=1}^n \lambda_{H_i} \frac{l_{H_i}}{d_{H_i}^5} + \frac{\sum_{i=1}^n \xi_{H_i}}{d_{H_i}^4} \right)}}, \quad (7)$$

де χ - сталий коефіцієнт, який дорівнює

$$\chi = \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,81} = 0,0827;$$

$\lambda_{\epsilon_i}, \lambda_{H_i}$ - коефіцієнти гідравлічного опору ділянок всмоктувального і нагнітального трубопроводів, які залежать від числа Рейнольдса і відносної шорсткості труб [1, с. 78 - 80];

l_{ϵ_i}, l_{H_i} - довжини ділянок всмоктувального і нагнітального трубопроводів;

d_{ϵ_i}, d_{H_i} - діаметри ділянок всмоктувального і нагнітального трубопроводів;

$\xi_{\sigma_i}, \xi_{n_i}$ - коефіцієнти місцевих опорів, значення яких орієнтовно можна прийняти, користуючись даними наведеними в [2, с. 316 - 317].

Розв'язок рівняння (7) дозволяє отримати теоретичне значення витрати нафти при її перекачуванні між резервуарами, яке як правило набагато більше номінальної витрати підпірного насоса (приблизно на 30 %), при цьому насос працюватиме в зоні низьких ККД, що є недопустимим.

При визначенні режиму перекачування слід враховувати певні обмеження, які впливатимуть на значення витрати. Це – безкавітаційна робота насоса, напір у нагнітальному трубопроводі, швидкість підйому (опускання) покрівлі або понтону, якщо резервуари ними обладнані.

Розглянемо детально умови роботи всмоктувального трубопроводу насоса.

Рівняння Бернуллі для всмоктувального трубопроводу може бути записане у вигляді

$$\frac{P_{1-1}}{\rho g} + \Delta z_{\sigma} + H_1 = \frac{P_{2-2}}{\rho g} + \frac{W^2}{2g} + h_{\sigma}, \quad (8)$$

де P_{1-1}, P_{2-2} - абсолютні тиски в перерізах 1-1 і 2-2 (рис. 1);

ρ - густина перекачуваної нафти;

W - швидкість руху нафти в всмоктувальному трубопроводі.

Використовуючи підхід автора роботи [3, с. 65] можна отримати вираз для наявного кавітаційного запасу насоса

$$\Delta h = \frac{P_{1-1} - P_s}{\rho g} - (h_{\sigma} - \Delta z_{\sigma} - H_1), \quad (9)$$

де P_s - пружність парів нафти за температури перекачування.

Аналізуючи рівняння (9), можна зауважити, що наявний кавітаційний запас залежить від тиску на поверхні рідини у резервуарі № I, пружності парів нафти, її фізичних властивостей (останні залежать від температури), геометричних характеристик всмоктувального трубопроводу,

характеристик місцевих опорів, рівня нафти в резервуарі. Сам процес всмоктування носить нестационарний характер через зміну рівня рідини у резервуарі.

Розглянемо приклад розрахунку наявного кавітаційного запасу для схеми, яка показана на рисунку 2.

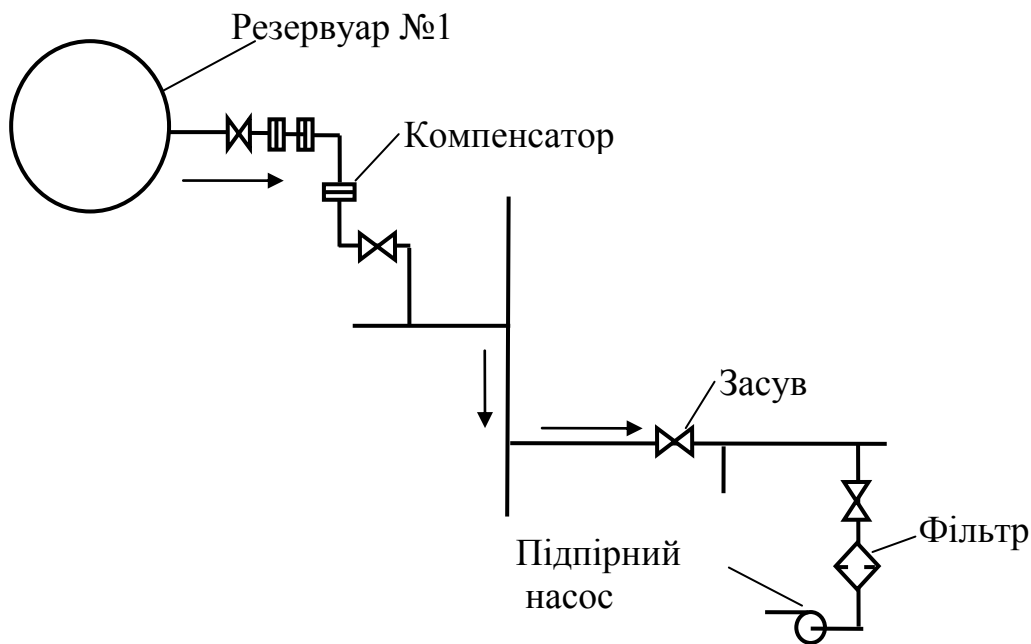


Рис.2 – Технологічна схема всмоктувального трубопроводу
(розробка автора)

Всмоктувальний трубопровід складається з декількох ділянок різного діаметру, має наступні місцеві опори – вихід з резервуара, компенсатори, трійники на прохід, плавні повороти, трійник з поворотом, засуви, фільтр (обчислення показують, що втрати напору в місцевих опорах приблизно в два рази більші, ніж втрати напору на тертя) . Інші дані, що використовувалися при обчисленнях наведені нижче:

- густина нафти за температури 20 °С - 860 кг/м³;
- температура початку кипіння нафти - 55 °С (використовується для визначення пружності парів нафти за прикладною формулою, що наведена в [2, с. 45]);

- кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти за температури 50 °С – 6,8 сСт;
- кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти за температури 20 °С – 16,8 сСт;
- розрахункове значення температури – 17,9 °С (використовується максимальне значення температури, оскільки пружність парів нафти при цьому максимальна);
- різниця геодезичних позначок між приймально-роздавальним патрубком резервуара і насосом – мінус 2,5м.

Результати обчислень наявного кавітаційного запасу ілюструються рисунком 3.

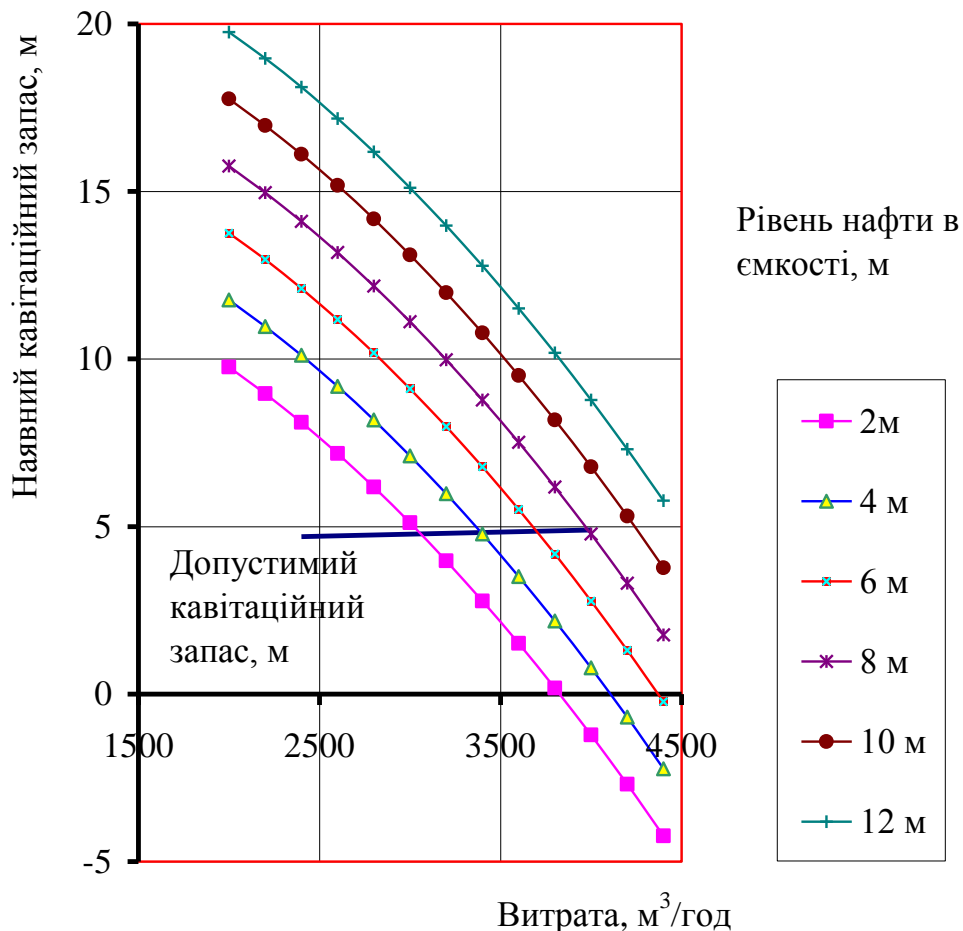


Рис.3 – Залежність наявного кавітаційного запасу від рівня нафти в резервуарі і витрати у всмоктувальному трубопроводі (розробка автора)

Як видно з рисунка, із збільшенням рівня нафти у резервуарі, наявний кавітаційний запас зростає.

Умова безкавітаційної роботи насоса має вигляд

$$\Delta h > \Delta h_0, \quad (10)$$

де Δh_0 - допустимий кавітаційний запас насоса, що визначається характеристикою насоса.

Покажемо криву залежності допустимого кавітаційного запасу від витрати на рисунку 3 (для прикладу взята характеристика насоса НПВ 3600-90). Очевидно, що безкавітаційний режим роботи може бути здійснений за витрат при різних рівнях нафти в резервуарі в зоні, що знаходиться вище кривої допустимого кавітаційного запасу насоса. Обробка графіка на рисунку 3 дозволяє знайти області допустимих і недопустимих (безкавітаційних) режимів роботи всмоктувального трубопроводу (рисунок 4).

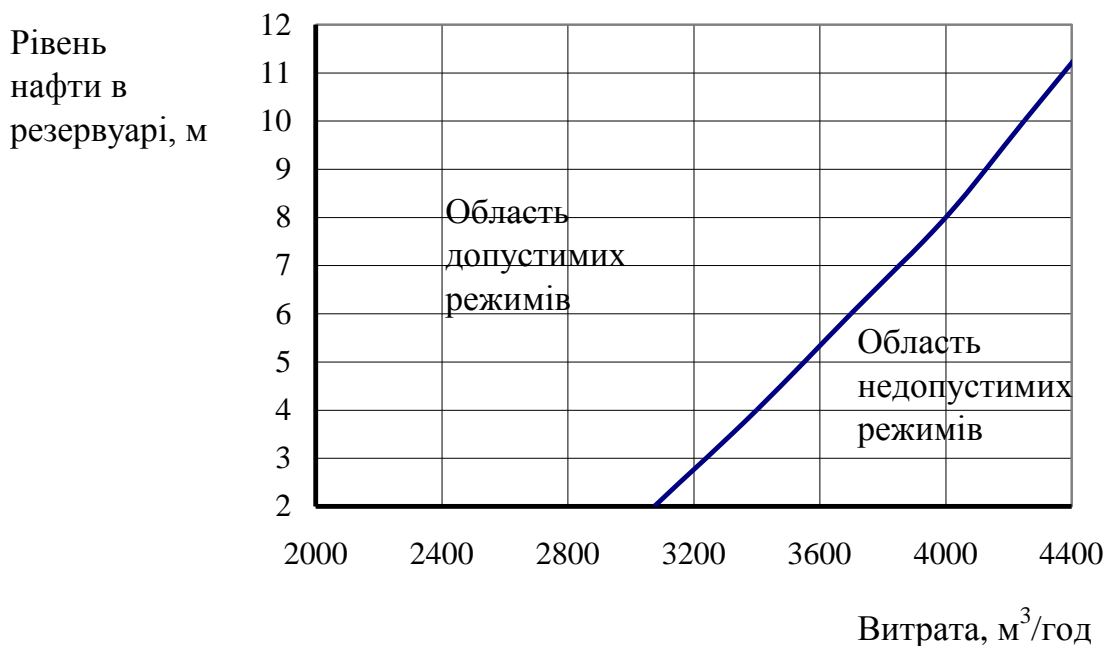


Рис.4 – Області допустимих і недопустимих режимів роботи всмоктувального трубопроводу (розробка автора)

Обчислення наявного кавітаційного запасу за інших значень температури нафти показали, що він мало від неї залежить (за мінімальної температури 4 °С в умовах наведеного прикладу різниця складає 0,5 м і менше, що лежить в межах похибок визначення шорсткості труб, значень коефіцієнтів місцевих опорів).

Що стосується технологічних обмежень при визначенні режиму роботи нагнітального трубопроводу, то в діапазоні продуктивностей підпірних насосів, що використовуються на насосних станціях, швидкість підйому плаваючих покрівель не більше 6 м/год, що відповідає вимогам нормативних документів. Тиск на виході підпірних насосів не перевищуватиме допустимий відповідно до технологічних регламентів експлуатації резервуарних парків, а розрахунки показують, що цей тиск значно вищий за необхідний, що викликає необхідність регулювання режиму (найбільш поширений метод – дроселювання потоку).

Таким чином основним обмеженням при визначенні режиму роботи підпірних насосів при перекачуванні нафти між окремими резервуарами є їх безкавітаційна робота. Визначення зони допустимих режимів повинно здійснюватися у кожному конкретному випадку.

Література:

1. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів : [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
2. Лісафін В.П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / В.П. Лісафін, Д.В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 597 с.
3. Колпаков Л.Г. Эксплуатация магистральных центробежных насосов [Учебное пособие] / Колпаков Л.Г. – Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1988.-115 с.