

ТРАНСПОРТ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

УДК 622.692.4

МЕТОДИ ЗМЕНШЕННЯ НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ ПЕРЕХІДНИХ ПРОЦЕСІВ, СПРИЧИНЕНИХ ЗУПИНКАМИ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ, НА РЕЖИМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДУ

С.Я. Григорський

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

Розглянуто основні методи та технічні засоби для захисту магістральних нафтопроводів від хвиль підвищеного та пониженого тисків. Надано рекомендації щодо вибору режимів експлуатації нафтопроводів за умови мінімального негативного впливу перехідних процесів.

Встановлено, що для неповного завантаження нафтопроводу доцільним є вибір режимів експлуатації, які передбачають роботу одного насоса на всіх НПС або двох насосів на ГНПС та одного насоса на всіх проміжних НПС.

Для реалізації режимів перекачування з двома послідовно працюючими насосами на НПС у випадку відключення будь-якої проміжної НПС необхідно зменшити уставку максимального робочого тиску САР на 5 бар. При цьому пропускна здатність нафтопроводу зменшиться на 3 %, а енерговитратність перекачування нафти зросте на 2 %.

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів, спричинених зупинками насосів на двох НПС встановлено, що відключення насоса у межах 80 с дає змогу без будь-яких технічних засобів компенсувати хвилю підвищеного тиску.

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

Рассмотрены основные методы и технические средства для защиты магистральных нефтепроводов от волн повышенного и пониженного давлений. Предоставлены рекомендации относительно выбора режимов эксплуатации нефтепроводов при условии минимального негативного влияния переходных процессов.

Установлено, что для неполной загрузки нефтепровода целесообразен выбор режимов эксплуатации, предусматривающий работу одного насоса на всех НПС или двух насосов на ГНПС и одного насоса на всех промежуточных НПС.

Для реализации режимов перекачивания с двумя последовательно работающими насосами на НПС в случае отключения любой промежуточной НПС необходимо уменьшить значение максимального рабочего давления САР на 5 бар. При этом пропускная способность нефтепровода уменьшится на 3 %, а энергозатратность перекачивания нефти увеличится на 2 %.

По результатам теоретических и экспериментальных исследований закономерностей переходных процессов, вызванных остановками насосов на двух НПС, установлено, что отключение насоса в пределах 80 с позволяет без технических средств компенсировать волну повышенного давления.

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

The basic methods and technical means to protect oil pipelines from high and low pressure waves were studied. There recommendations on the choice of the operation mode of pipelines in case of the minimum negative impact of transitional processes were proposed.

It was established that the underutilization of the pipeline is the choice of appropriate modes of operation, which include the work of one pump for all NPCs or two pumps in one pump HNPS and all intermediate NPCs.

To implement the transfer modes with two pumps working in series to the NPC when disconnecting any particular NPC is necessary to reduce the maximum working pressure setpoint САР by 5 bar. Thus, the capacity of the pipeline is reduced by 3%, and oil flow energy consumption will increase by 2%.

According to the results of theoretical and experimental studies of patterns of transients caused by pump stops at two NPCs found that turning off the pump within 80 sec allows no technical means to compensate for the increased pressure wave.

Keywords: unstable hydrodynamic process, a wave of high pressure, velocity of pressure wave propagation, wave attenuation coefficient, abrupt increase of pressure.

Для захисту трубопроводу від хвиль підвищеного і пониженого тисків використовують різні методи і технічні засоби. Ці засоби із розвитком техніки і технології трубопровідного транспорту нафти постійно удосконалюються. У трубопровідних системах низького тиску для захисту від хвиль підвищеного і зниженого тисків, що виникають за перехідних процесів, застосовуються зрівнювальні резервуари. Одним із типів зрівнювальних резервуарів, що набув значного поширення, є повітряний ковпак. Цей пристрій дає змогу згладжувати хвилі підвищеного і пониженого тисків, що виникають в трубопроводі під час перехідних процесів. Для згладжування хвиль тиску в магістральних нафтопроводах об'єм повітряного ковпака повинен становити не менше 100 м^3 , що з урахуванням досить високого тиску всередині ковпака робить проблематичним його практичне використання. Ефективне використання повітряних ковпаків можливе лише на коротких трубопроводах малого діаметра [1].

Ефективним технічним засобом захисту трубопроводу від неприпустимого підвищення тиску є запобіжні клапани. Зі збільшенням тиску в трубопроводі вище налаштованого запобіжний клапан автоматично відкривається, і розпочинається скидання рідини в резервну ємність. Запобіжний клапан забезпечує підтримання тиску на заданому рівні. Згідно з нормами технологічного проектування на магістральних нафтопроводах запобіжні клапани встановлюються в таких місцях [2]:

- на технологічних трубопроводах, між підпірними і магістральними насосними агрегатами;
- перед резервуарними парками;
- на проміжних нафтоперекачувальних станціях (НПС) через небезпеку перевищення границі міцності трубопроводу за її зупинки.

Застосовуються два основні типи запобіжних клапанів, а саме: пружинного типу та з газовим акумулятором. Нерідко для забезпечення захисту трубопроводів і обладнання НПС від неприпустимого підвищення тиску необхідно встановлювати декілька запобіжних клапанів. У такому разі пружинні клапани при спрацюванні можуть увійти в режим автоколивань, які призведуть до руйнування устаткування або розриву труби. Для клапанів з газовим акумулятором такі явища не спостерігаються [1].

Регулювання тиску на НПС може здійснюватися такими методами: дроселюванням потоку рідини, перепусканням частини потоку з лінії нагнітання в лінію всмоктування станції, зміною частоти обертання насосних агрегатів [4].

Дроселювання потоку з метою регулювання тиску реалізується за допомогою регулюючих пристроїв, які встановлюються на лінії на-

гнітання НПС. Як регулюючі пристрої застосовуються регулятори тиску різного типу та регулюючі заслінки. При підвищенні тиску на виході НПС вище максимально допустимого або зниженні тиску на вході нижче мінімально допустимого відбувається прикриття регулюючого пристрою, тим самим створюється потужний місцевий опір. Це призводить до того, що витрата рідини через НПС зменшується, тиск на вході станції підвищується, а тиск на виході знижується. Швидкодія регулюючих пристроїв на магістральних нафтопроводах зазвичай становить 20-40 с. Основним недоліком такого методу регулювання є: високі втрати потужності та інерційність регулюючих пристроїв.

Зміна обертової частоти насосних агрегатів може здійснюватися за допомогою електропривода з регульованою обертовою частотою або установкою гідромуфти на валу між електродвигуном і насосом. Зменшення обертової частоти насосних агрегатів призводить до зменшення напору, що створює НПС. Перевагою цього методу є низькі втрати потужності та висока швидкодія. На жаль, на вітчизняних нафтопроводах даний метод регулювання не набув широкого застосування через велику вартість пристроїв для зміни обертової частоти насосних агрегатів [3].

Метод регулювання шляхом перепускання частини рідини з лінії нагнітання по байпасу в лінію всмоктування НПС на вітчизняних магістральних нафтопроводах не застосовується [3].

Максимальний тиск на виході будь-якої НПС визначається границею міцності сталі ділянки нафтопроводу, яка розташована за НПС, а мінімальний тиск на вході – допустимим кавітаційним запасом насосних агрегатів, встановлених на станції. За перехідних процесів у трубопроводі тиск на вході і виході НПС може вийти за зазначені межі. З метою уникнення цього небезпечного явища на НПС передбачається система автоматичного регулювання тиску (САР). Ця система розміщена в лінії нагнітання НПС, налаштована на обмеження тиску на виході НПС не вище за рівень, заданий уставкою максимально допустимого робочого тиску. Обмеження тиску на заданому рівні відбувається за рахунок прикриття регулюючих пристроїв. Якщо тиск в лінії нагнітання НПС підніметься вище за уставку граничного максимального тиску, то спрацює перша ступінь захисту і відбувається відключення насосного агрегата, а якщо тиск продовжує зростати і перевищує рівень, заданий уставкою аварійного максимального тиску, то спрацює другий ступінь захисту і відбувається відключення усієї НПС.

За перехідних процесів швидкість зростання тиску на вході в НПС визначається часом зупинки насосних агрегатів і може досягти

1-3 бар/с. За такої високої швидкості зростання тиску утворюється хвиля підвищеного тиску великої амплітуди, що розповсюджується зі швидкістю звуку у напрямі попередньої НПС. Незважаючи на затухання хвилі тиску у процесі поширення трубопроводом, при досягненні попередньої станції її амплітуда у деяких випадках може бути настільки великою, що через інерційність регулюючий пристрій САР не встигає повністю компенсувати підвищення тиску на виході НПС. Тому може відбутися відключення насосного агрегату або усієї НПС за системою захисту.

До моменту приходу хвилі тиску до попередньої за рухом потоку нафти НПС на більшій частині довжини лінійної ділянки трубопроводу тиск встигає стрибкоподібно зрости до певної величини. Тому прикриття регулювального пристрою і спрацьовування системи захисту на виході попередньої НПС не знижує максимальний тиск на всій довжині ділянки трубопроводу. Для того, щоб не допустити аварійного підвищення тиску в лінійній ділянці трубопроводу, необхідно оперативно зменшити фронт хвилі підвищеного тиску, що утворюється на вході наступної НПС у разі зупинки одного чи кількох насосних агрегатів [1].

Таким чином, аналіз методів і технічних засобів, які застосовуються для захисту трубопроводів від неприпустимих змін тиску, засвідчив, що зрівнювальні резервуари і повітряні ковпаки непридатні для використання на магістральних нафтопроводах. Запобіжні клапани і система автоматичного регулювання тиску, які передбачені на магістральних нафтопроводах, здатні реагувати на відносно повільні зміни тиску на вході і виході НПС. За високої швидкості зростання тиску через інерційність регулюючий пристрій САР не встигає повністю компенсувати підвищення тиску на виході НПС, що може призвести до аварійної ситуації.

Для того, щоб не допустити неприпустимого підвищення тиску на виході НПС, а також в лінійній ділянці нафтопроводу, необхідно оперативно зменшити фронт хвилі підвищеного тиску, що утворюється на вході наступної НПС. Цю функцію за високих швидкостей підвищення тиску здатна ефективно виконати система згладжування хвиль тиску (СЗХТ), використання якої передбачається нормами технологічного проектування нафтопроводів. За відсутності на НПС СЗХТ необхідно розробити інші ефективні методи зменшення негативного впливу перехідних процесів на режим експлуатації магістральних нафтопроводів.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є розроблення рекомендацій щодо зменшення негативного впливу перехідних процесів, спричинених зупинкою насосних агрегатів на НПС магістральних нафтопроводів.

У процесі досліджень вирішувались такі задачі:

1) розроблення принципів вибору режимів експлуатації нафтопроводів за умовою мінімального негативного впливу перехідних процесів;

2) виявлення впливу зниження величини максимального робочого тиску на пропускну здатність та енерговитратність магістрального нафтопроводу;

3) теоретичне обґрунтування можливості компенсації хвилі підвищеного тиску у нафтопроводі зустрічною хвилею пониженого тиску.

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.

Теоретичні та експериментальні дослідження закономірностей гідродинамічних перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, результати яких наведено в роботах [4-6], аналіз фактичних режимів експлуатації магістральних нафтопроводів, дали змогу розробити рекомендації щодо зменшення негативного впливу хвиль підвищеного тиску на надійність і безпеку роботи нафтопровідних систем. Рекомендації розроблені з урахуванням існуючої технології перекачування нафти одним із вітчизняних магістральних нафтопроводів. Зазначений нафтопровід має внутрішній діаметр 0,702 м та довжину близько 400 км. На трасі розміщено чотири НПС, що оснащені насосними агрегатами типу НМ. Відстані між НПС вздовж траси нафтопроводу становлять близько 100 км.

Одним із способів підвищення технологічної безпеки експлуатації магістрального нафтопроводу, який не вимагає жодних матеріальних витрат, є вибір режимів експлуатації, для яких негативний вплив перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, буде мінімальним.

Результати теоретичних і експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів засвідчили, що для всієї множини режимів експлуатації нафтопроводу, що був об'єктом досліджень, величина стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС за зупинки одного насоса не перевищує 3 бар, за одночасної зупинки двох насосів – 5 бар. Якщо НПС працює на два перегони, то величина стрибкоподібного підвищення тиску на її виході не перевищує 1,5 бар за зупинки одного і 2 бар за зупинки двох насосів на наступній працюючій НПС [4-6].

Наведені результати можуть бути критеріями при визначенні безпечності реалізації того чи іншого режиму експлуатації зазначеного нафтопроводу з точки зору впливу перехідних процесів.

За розробленими нами методикою і програмою RozPr, що створена у середовищі Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Microsoft Excel, виконано багатоваріантні

розрахунки нафтопроводу за всіх можливих комбінацій включення насосів. У результаті побудовані технологічні карти режимів експлуатації нафтопроводу, що був об'єктом досліджень.

Аналіз технологічних карт експлуатації нафтопроводу, що досліджувався, за зимових умов і літніх умов засвідчив, що всі режими, які передбачають роботу одного насоса на НПС, є безпечні з точки зору наслідків перехідних процесів. За цих режимів може бути забезпечена продуктивність у межах 750-1650 м³/год у зимовий період та 850-1850 м³/год – у літній. Якщо заданий обсяг перекачування нафти нафтопроводом знаходиться у вказаних межах, не слід без серйозної необхідності використовувати режими перекачування з двома послідовно працюючими насосами на проміжних НПС.

Якщо задана годинна витрата нафти знаходиться у межах 1650-1815 м³/год за зимових умов і від 1850-2000 м³/год за літніх умов перекачування, перевагу, з точки зору перехідних процесів, слід віддавати режимам з двома працюючими насосами на головній НПС та одному насосу на всіх проміжних НПС. Зменшення уставки максимального робочого тиску САР на головній НПС із значення 47 бар до значення 45 бар повністю знімає проблему впливу перехідних процесів на зазначені режими експлуатації нафтопроводу.

Якщо задана годинна витрата нафти перевищує 1815 м³/год за зимових умов і 2000 м³/год за літніх умов перекачування, то виникає необхідність у реалізації режимів роботи, за яких на деяких або всіх проміжних НПС будуть працювати два насосні агрегати. У цих умовах не виключена одночасна зупинка на НПС двох насосів, що спричинить на виході попередньої НПС стрибкоподібне підвищення тиску порядку 5 бар. Якщо попередня НПС за цього режиму мала на виході тиск більший за 46 бар, то таке підвищення тиску може не тільки викликати аварійне відключення станції, але і здатне через інерційність САР вплинути на міцність трубопроводу. За таких умов одним із методів підвищення надійності роботи нафтопроводу є зниження величини уставки САР для всіх проміжних НПС.

Наведені вище принципи вибору раціональних режимів експлуатації з точки зору мінімізації негативного впливу перехідних процесів справедливі не тільки для нафтопроводу, що досліджувався, але і для інших магістральних нафтопроводів, які працюють за неповного завантаження.

Одним із способів зменшення наслідків впливу перехідних процесів на режим роботи магістральних нафтопроводів є зниження уставки максимального робочого тиску САР на виході проміжних НПС.

Вивчення технологічних карт режимів експлуатації нафтопроводу, який досліджувався, дають підстави стверджувати, що зменшення уставки максимального робочого тиску САР до значення 44 бар здатне забезпечити величину тиску на виході всіх НПС після стрибкоподіб-

ного підвищення не вищу, ніж 49 бар. Таке значення тиску згідно з технологічними картами режимів експлуатації нафтопроводу не спричиняє примусову зупинку НПС і забезпечує збереження міцності лінійної частини.

Очевидно, що зниження величини максимального робочого тиску на виході проміжних НПС призводить до зменшення пропускної здатності нафтопроводу і збільшення енерговитратності перекачування нафти.

З метою оцінювання впливу величини максимального робочого тиску на пропускну здатність і енерговитратність нафтопроводу, що досліджувався, за програмою RozPr виконані багатоваріантні гідравлічні розрахунки за значень уставки робочого тиску САР 46, 45, 44, 43 і 42 бар.

Розрахунки показали, що для режимів експлуатації, що відповідають зимовим умовам, зменшення величини уставки робочого тиску САР із 47 до 44 бар, зменшує пропускну здатність нафтопроводу на 1,1-3,2 %. Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти зростають на 0,8-2,1 %. За літніх умов експлуатації зазначене зменшення величини уставки робочого тиску САР зменшує пропускну здатність нафтопроводу на 0,1-2,5 %. Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти зростають на 0,1-1,5 %.

Зменшення величини уставки тиску САР із 47 до 45 бар дасть можливість забезпечити нормальну роботу нафтопроводу за зупинок одного насосного агрегата на будь-якій НПС. За одночасних зупинок на НПС двох насосних агрегатів тиск на виході попередньої станції може вийде за межі 49 бар, що спричинить автоматичне відключення першого за рухом потоку нафти працюючого насоса. Міцність трубопроводу при цьому буде забезпечена.

Для режимів експлуатації, що відповідають зимовим умовам, зменшення величини уставки САР до 45 бар зменшує пропускну здатність нафтопроводу на 0,3-1,8 %. Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти зростають на 0,3-1,2 %. За літніх умов експлуатації з уставкою САР 45 бар зменшення пропускної здатності нафтопроводу буде становити 0,3-1,7%. Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти зростуть на 0,2-1 %.

Вплив величини уставки максимального робочого тиску САР на пропускну здатність нафтопроводу, що досліджувався, ілюструє рисунок 1. На рисунку 2 показано вплив величини уставки максимального робочого тиску САР на енерговитратність транспортування нафти нафтопроводом для одної із схем роботи насосів на НПС.

Дослідження довели, що навіть за умови повного завантаження магістрального нафтопроводу зменшення пропускної здатності для деяких режимів експлуатації на 1-3 % не має принципового значення. Зростання енерговитратності перекачування нафти за пониженого значення уставки САР щодо максимального робочого тиску не перевищує перевитрати енергії, що має місце за реалізації фактичних не

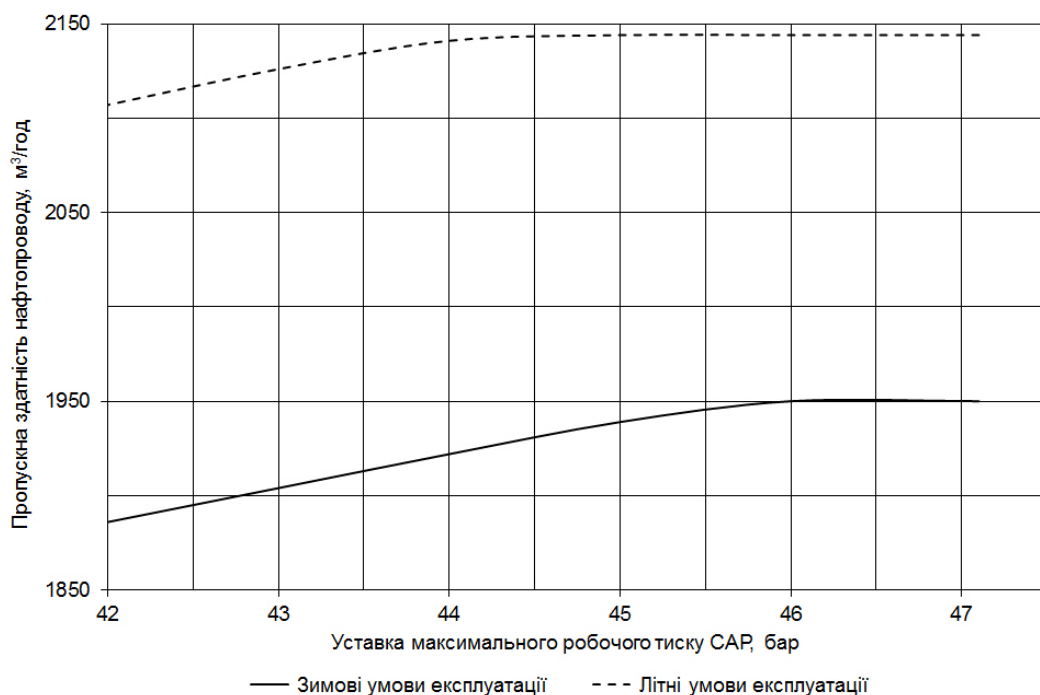


Рисунок 1 – Динаміка зміни пропускної здатності магістрального нафтопроводу від величини уставки максимального робочого тиску CAP за схеми роботи насосних агрегатів 1п,1,2-1-2,3-2

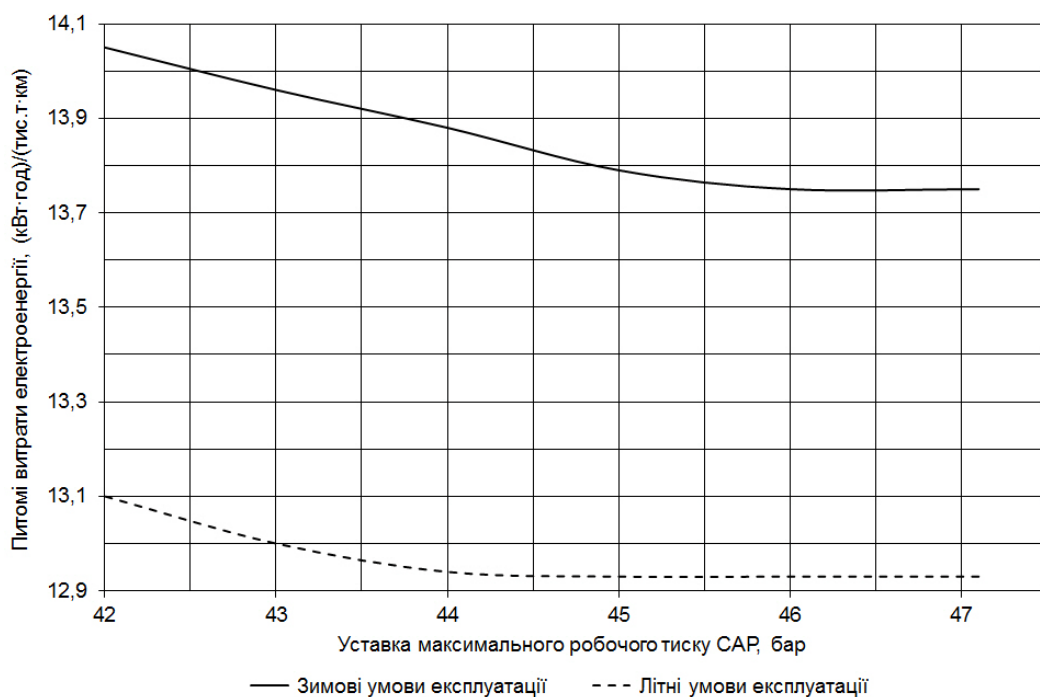


Рисунок 2 – Динаміка зміни питомих витрат електроенергії на перекачування нафти від величини уставки максимального робочого тиску CAP за схеми роботи насосних агрегатів 1п,1,2-1-2,3-2

оптимальних режимів експлуатації за уставки існуючої уставки тиску 47 бар. За неповного завантаження нафтопроводу такий спосіб дає змогу підвищити безпеку і надійність експлуатації з точки зору впливу перехідних процесів.

Одним із ефективних методів усунення негативного впливу перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів на НПС, на режим експлуатації магістральних нафтопроводів, є створення хвилі пониженого тиску,

яка буде рухатися трубопроводом назустріч хвилі підвищеного тиску. Хвиля пониженого тиску створюється шляхом оперативного відключення насосних агрегатів на попередній (за рухом потоку нафти) НПС. При зустрічі хвиль підвищеного і пониженого тисків вони взаємно гасяться і, відповідно, небезпечного підвищення тиску в трубопроводі не відбувається. Цей метод відноситься до активних методів захисту трубопроводів від перевантажень щодо тиску [1, 3].

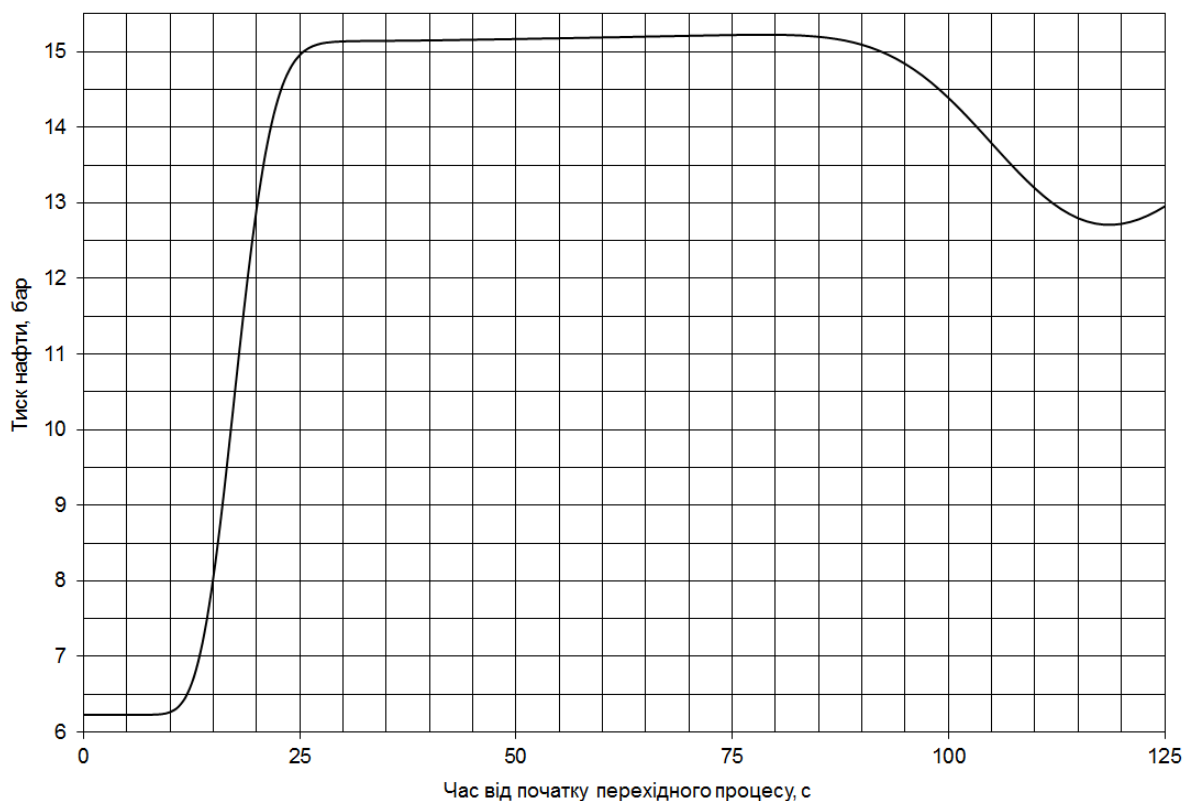


Рисунок 3 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 10 км від кінця модельного трубопроводу

Даний метод вимагає високої надійності лінії зв'язку для оперативного передачі інформації про необхідну зупинку насосних агрегатів на будь-яку НПС.

Недоліком даного методу є те, що відключення насосних агрегатів необхідно здійснювати на всіх проміжних НПС, розташованих перед станцією, де відбулася зупинка одного або кількох насосних агрегатів. Адже кожна примусова зупинка насоса викликає хвилю підвищеного тиску на попередній ділянці нафтопроводу.

З використанням програмного комплексу OLGA7, характеристику якого наведено у роботі [6], нами виконано теоретичні дослідження гідродинаміки перехідних процесів, що виникають у трубопроводі за зупинки на двох НПС насосних агрегатів. Дослідження проведено на модельному трубопроводі, параметри якого близькі до параметрів нафтопроводу, що був об'єктом досліджень. Довжина модельного трубопроводу – 100 км, внутрішній діаметр – 0,702 м. Фізичні властивості транспортованої нафти, відповідають зимовим умовам перекачування: розрахункова густина – 880 кг/м³, в'язкість – 35 сСт. Годинна витрата нафти в трубопроводі – 1600 м³/год.

Спочатку розглянуто таку виробничу ситуацію. У кінці модельного перегону на НПС відбулася зупинка одного насоса, при цьому тиск на вході станції стрибкоподібно збільшився на величину $\Delta P_k = 10$ бар. Одночасно з цим на початку модельного трубопроводу на попередній НПС також відбулася зупинка одного на-

соса, що спричинило зміну тиску на виході станції на величину $\Delta P_n = -10$ бар.

Оскільки швидкість поширення хвиль підвищеного і пониженого тисків є однаковою, то дві хвилі тиску зустрінуться у точці, що знаходиться посередині довжини модельного трубопроводу.

Динаміку зміни тиску у часі під час перехідного процесу для кількох перерізів модельного трубопроводу показано на рисунках 3-5.

Порівняємо між собою закономірності зміни тиску за перехідного процесу, розраховані за програмою OLGA7 (рисунки 3-5) та визначені за методикою, що наведена у роботі [6].

Розглянутий переріз нафтопроводу, розміщений на відстані $l_n = 10$ км від кінця модельного нафтопроводу, де внаслідок зупинки насоса відбулося стрибкоподібне підвищення тиску на 10 бар. Час приходу до зазначеного перерізу хвилі підвищеного тиску становить

$$\tau_n = \frac{l_n}{c}, \quad (1)$$

де c - швидкість поширення хвилі тиску, для нафтопроводу, що досліджувався, $c = 1110$ м/с [4-6],

$$\tau_n = \frac{10}{1,11} = 9 \text{ с.}$$

Значення коефіцієнта затухання хвилі зниженого тиску згідно із залежностями, наведеними у роботі [5], становить $K_s = 0,0135$ 1/км. Величина стрибкоподібного підвищення тиску у даному перерізі нафтопроводу дорівнює

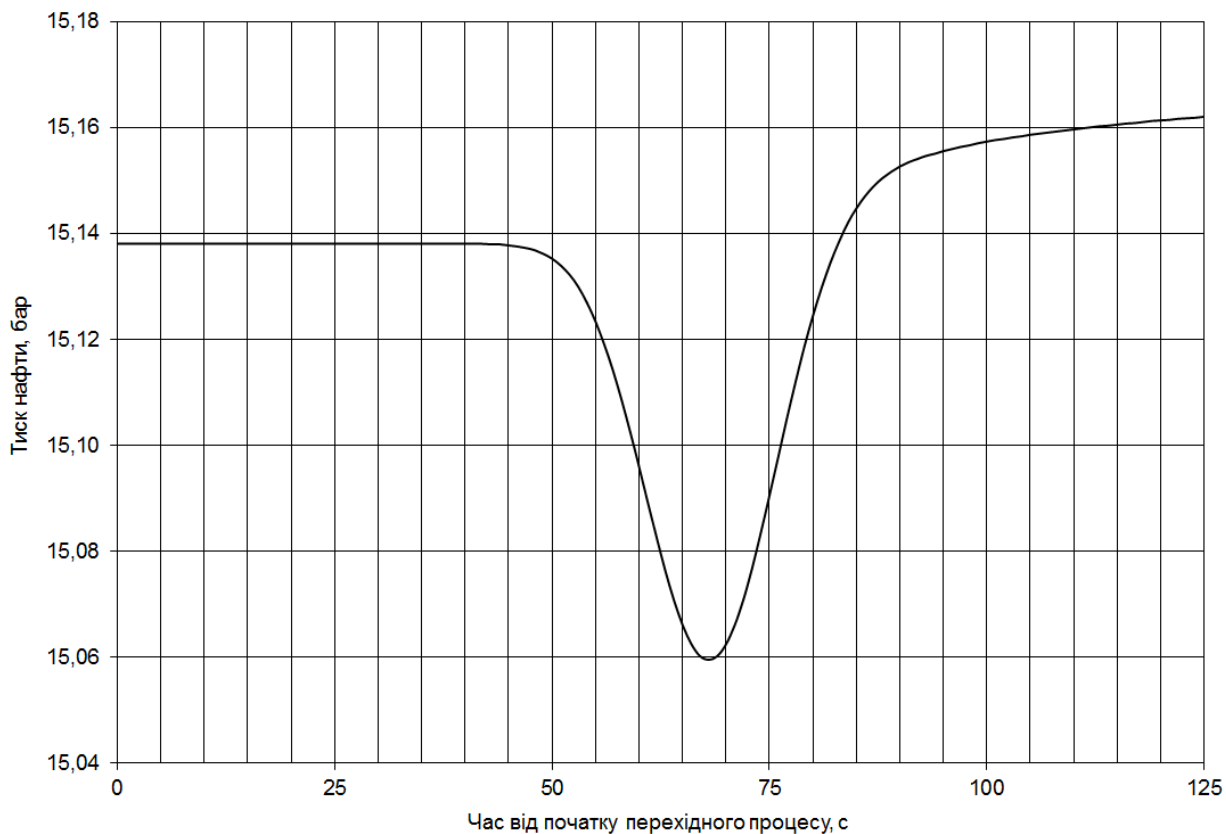


Рисунок 4 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 50 км від кінця модельного трубопроводу

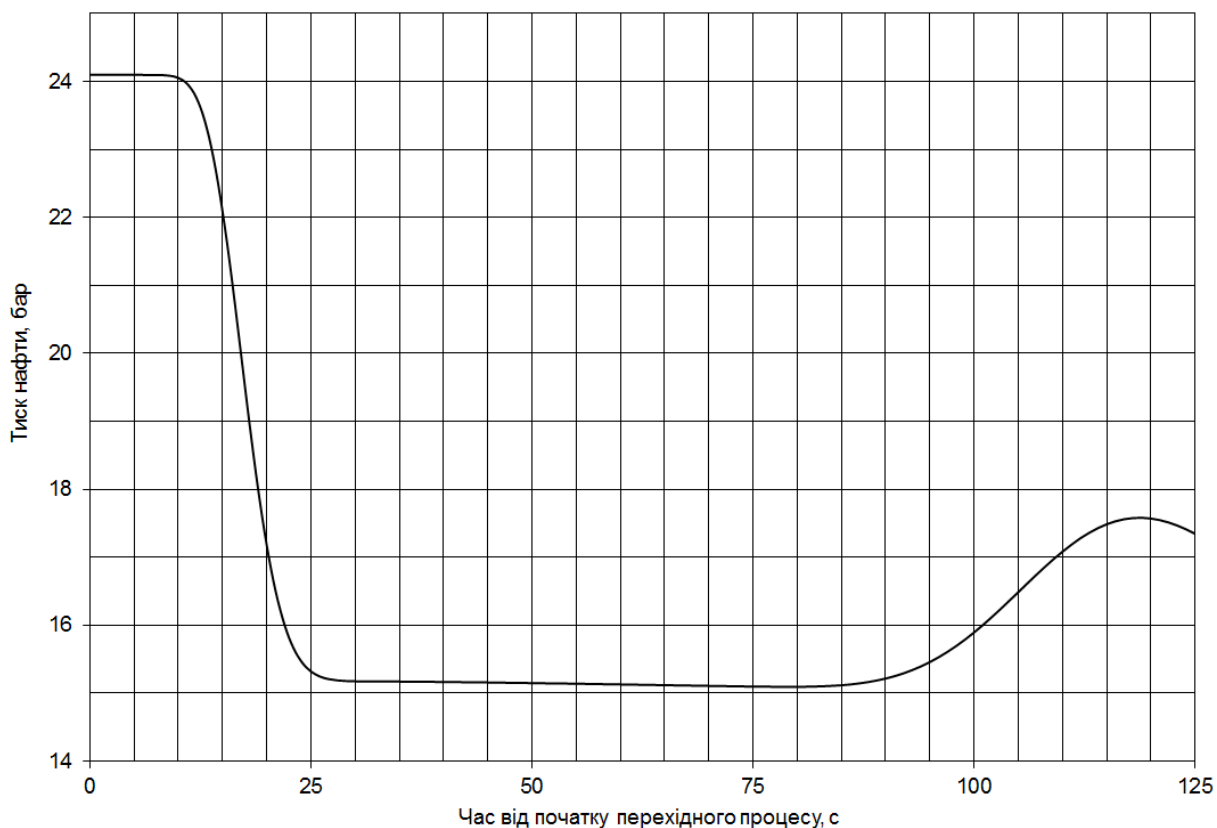
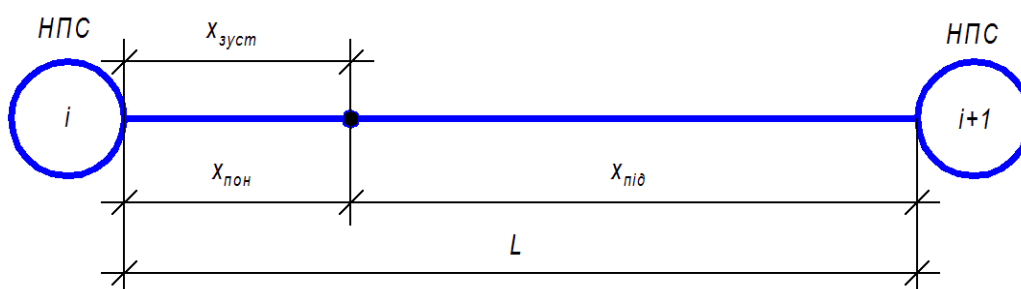


Рисунок 5 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на відстані 90 км від кінця модельного трубопроводу

Таблиця 1 – Порівняння теоретично визначених за програмою OLGA7 та розрахованих за методикою, наведеною у роботі [6], величин підвищення тиску за одночасної зупинки на двох НПС по одному насосу

| Відстань від початку модельного трубопроводу, км | Теоретично визначена стрибкоподібна зміна тиску (бар), спричинена хвилею тиску | | | Розрахована згідно з роботою стрибкоподібна зміна тиску (бар), спричинена хвилею тиску | | |
|--|--|-------------------|-------------------------------------|--|-------------------|-------------------------------------|
| | з кінця нафтопроводу | з попередньої НПС | результуюча після проходження хвиль | з кінця нафтопроводу | з попередньої НПС | результуюча після проходження хвиль |
| 90 | 8,9 | -2,5 | 6,4 | 8,7 | -3,0 | 5,7 |
| 75 | 7,3 | -3,8 | 3,5 | 7,1 | -3,6 | 3,5 |
| 50 | 5,1 | -5,1 | 0 | 5,1 | -5,1 | 0 |
| 25 | 3,8 | -7,3 | -3,5 | 3,6 | -7,1 | -3,5 |
| 10 | 2,5 | -8,9 | -6,4 | 3,0 | -8,7 | -5,7 |


Рисунок 6 – Розрахункова схема ділянки нафтопроводу для визначення лінійної координати зустрічі хвиль підвищеного та пониженого тисків

$$\Delta P = 10 \exp(-0,0135 \cdot 10) = 8,7 \text{ бар.}$$

Час приходу до зазначеного перерізу хвилі пониженого тиску становить

$$\tau_l = \frac{l_l}{c} = \frac{L - l_n}{c}, \quad (2)$$

$$\tau_l = \frac{100 - 10}{1,11} = 81 \text{ с.}$$

Величина стрибкоподібного зниження тиску, що рухається нафтопроводом від його початку, згідно із залежностями, наведеними у роботі [6], становить

$$\Delta P = -10 \exp(-0,0135 \cdot 90) = -3,0 \text{ бар.}$$

У таблиці 1 наведено результати зміни тиску нафти у часі у кількох перерізах нафтопроводу, визначені за програмою OLGA7 і розраховані за методикою, яку наведено у роботі [6].

Із таблиці 1 випливає, що у разі одночасної зупинки на двох сусідніх НПС по одному насосному агрегату хвиля підвищеного тиску, затухаючи за амплітудою, дійде тільки до середини перегону і там повністю компенсується. На половині перегону, що прилягає до наступної НПС, тиск нафти під час перехідного процесу буде суттєво нижчий за величину, що була за усталеного режиму експлуатації нафтопроводу.

Дані таблиці 1 засвідчують, що запропоновані у роботі [6] аналітичні залежності дають змогу достовірно прогнозувати закономірності зміни тиску за перехідних процесів, спричинених зупинкою насосних агрегатів не лише на одній, але і кількох НПС.

На практиці домогтися одночасної зупинки насосів на двох НПС неможливо. Тому після незапланованої зупинки насоса на будь-якій НПС буде мати місце технічна затримка зупинки насоса на попередній НПС.

Залежно від тривалості затримки зупинки насоса на попередній НПС будуть мати місце різні закономірності зміни тиску по довжині нафтопроводу під час перехідного процесу.

Визначимо лінійну координату зустрічі $x_{зуст}$ двох хвиль: підвищеного тиску, яка спричинена зупинкою насосних агрегатів на $(i+1)$ -ій НПС, та хвилі пониженого тиску, яка спричинена зупинкою насосних агрегатів на i -ій НПС (рисунок 6), через інтервал часу $\tau_{зам}$ (час затримки) після зупинки насосів на $(i+1)$ -ій НПС.

Нехай до зустрічі хвиля підвищеного тиску пройшла віддаль $x_{під}$, а хвиля пониженого тиску – віддаль $x_{пон}$. Тому можемо записати рівність

$$x_{пон} + x_{під} = L, \quad (3)$$

де L – довжина перегону між i -ою та $(i+1)$ -ою НПС.

Віддаль, яку пройшли хвилі підвищеного та пониженого тиску, визначаємо за формулами

$$x_{під} = c \cdot \tau_{під}, \quad (4)$$

$$x_{пон} = c \cdot \tau_{пон}, \quad (5)$$

де $\tau_{під}$ – час, протягом якого хвиля підвищеного тиску пройшла віддаль $x_{під}$;

$\tau_{\text{пон}}$ – час, протягом якого хвиля пониженого тиску пройшла віддаль $x_{\text{пон}}$.

Оскільки хвиля пониженого тиску виникла через момент часу $\tau_{\text{зам}}$, тому справедливою є рівність

$$\tau_{\text{нід}} - \tau_{\text{пон}} = \tau_{\text{зам}} \quad (6)$$

Із врахуванням формул (4) та (5) отримуємо систему з двох рівнянь (3) та (6), яка містить дві невідомі величини $\tau_{\text{нід}}$ та $\tau_{\text{пон}}$

$$\begin{cases} c \cdot \tau_{\text{нід}} + c \cdot \tau_{\text{пон}} = L, \\ \tau_{\text{нід}} - \tau_{\text{пон}} = \tau_{\text{зам}}. \end{cases} \quad (7)$$

Розв'язавши систему рівнянь (7), одержуємо

$$\tau_{\text{нід}} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{L}{c} + \tau_{\text{зам}} \right), \quad (8)$$

$$\tau_{\text{пон}} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{L}{c} - \tau_{\text{зам}} \right). \quad (9)$$

Координату зустрічі двох хвиль відносно i -ої НПС визначаємо за формулою (5) із урахуванням формули (9)

$$x_{\text{зуст}} = \frac{1}{2} \cdot (L - c \cdot \tau_{\text{зам}}) \quad (10)$$

Для того, щоб запобігти перевищенню тиску на виході попередньої i -ої НПС, визначимо час затримки із умови, щоб хвилі тиску зустрілись на віддалі не меншій, ніж Δl від i -ої НПС, тобто

$$x_{\text{зуст}} \geq \Delta l, \quad (11)$$

звідси отримуємо

$$\tau_{\text{зам}} \leq \frac{L - 2 \cdot \Delta l}{c}. \quad (12)$$

Отже, для того, щоб хвиля підвищеного та пониженого тиску зустрілись на віддалі, не меншій Δl від i -ої НПС, максимальний час затримки відключення насосних агрегатів має становити

$$\tau_{\text{max}} = \frac{L - 2 \cdot \Delta l}{c}. \quad (13)$$

Розглянемо іншу виробничу ситуацію. У кінці модельного нафтопроводу на НПС відбулася зупинка двох насосів, при цьому тиск на вході станції стрибкоподібно змінився на величину $\Delta P_{\text{к}} = 20$ бар. Робоча витрата нафти до зупинок насосів становила 2250 м³/год. Фізичні властивості нафти такі ж, як у попередній задачі. Із затримкою 60 с на початку модельного нафтопроводу (на попередній НПС) відбулася зупинка одного насоса, що спричинило стрибкоподібну зміну тиску на виході станції на величину $\Delta P_{\text{н}} = -10$ бар.

За формулою (10) знаходимо відстань від попередньої НПС до точки траси нафтопроводу, в якій зустрінуться хвилі підвищеного і пониженого тисків

$$x_{\text{зуст}} = \frac{1}{2} \cdot (100 - 1,11 \cdot 60) = 16,7 \text{ км.}$$

У знайденому перерізі модельного нафтопроводу стрибкоподібні зміни тиску будуть дорівнювати:

- від хвилі підвищеного тиску, що рухається справа, за значення коефіцієнта затухання хвилі тиску $K_3 = 0,0145$ 1/км

$$\Delta P_1 = 20 \exp(-0,0145 \cdot 83,3) = 6,0 \text{ бар;}$$

- від хвилі пониженого тиску, що рухається зліва, за значення коефіцієнта затухання хвилі тиску $K_3 = 0,0167$ 1/км

$$\Delta P_2 = -10 \exp(-0,0164 \cdot 16,7) = -7,6 \text{ бар.}$$

Результуюча зміна тиску після зустрічі двох хвиль тиску

$$\Delta P_{\text{зуст}} = 6 - 7,6 = -1,6 \text{ бар.}$$

Таким чином, зупинка одного насоса із затримкою 60 с на попередній НПС дає змогу повністю компенсувати підвищення тиску, спричинене зупинкою двох насосів на наступній НПС. Динаміку зміни тиску у часі під час описаного вище перехідного процесу для кількох перерізів модельного трубопроводу показано на рисунках 7-9.

Наведені вище результати теоретичних досліджень закономірностей перехідних процесів, спричинених зупинками насосів на двох НПС, засвідчують, що оперативне у межах 80 с відключення насоса на попередній НПС дає змогу без будь-яких технічних засобів компенсувати хвилю підвищеного тиску на виході НПС і на початковій частині ділянки нафтопроводу, яка характеризується високими робочими тисками. Тиск на більшій частині ділянки при цьому буде перевищувати значення, яке відповідає установленому режиму перекачування до зупинок насосів. Однак це не створює небезпеки порушення міцності трубопроводу, оскільки підвищені значення тиску менші за несівну здатність труби. Слід додати, що траса нафтопроводу, який був об'єктом досліджень, характеризується рівнинним рельєфом з невеликою різницею геодезичних позначок ділянок. За таких умов найбільш небезпечними, з точки зору наслідків перехідних процесів, є вихід НПС і початкові частини перегонів між станціями. Якраз ця частина траси може бути добре захищена від перевантажень тиску шляхом оперативного створення зустрічної хвилі пониженого тиску.

Якщо б у другій половині перегонів між НПС були значно понижені ділянки траси, то під час перехідного процесу після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на цих ділянках міг би перевищити несівну здатність трубопроводу. Хвиля пониженого тиску з попередньої НПС у таких випадках не здатна ефективно захистити кінцеву частину перегону. Тому особливості рельєфу траси нафтопроводу, що досліджувався, зменшують небезпеку порушення міцності лінійної частини трубопроводу під час перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

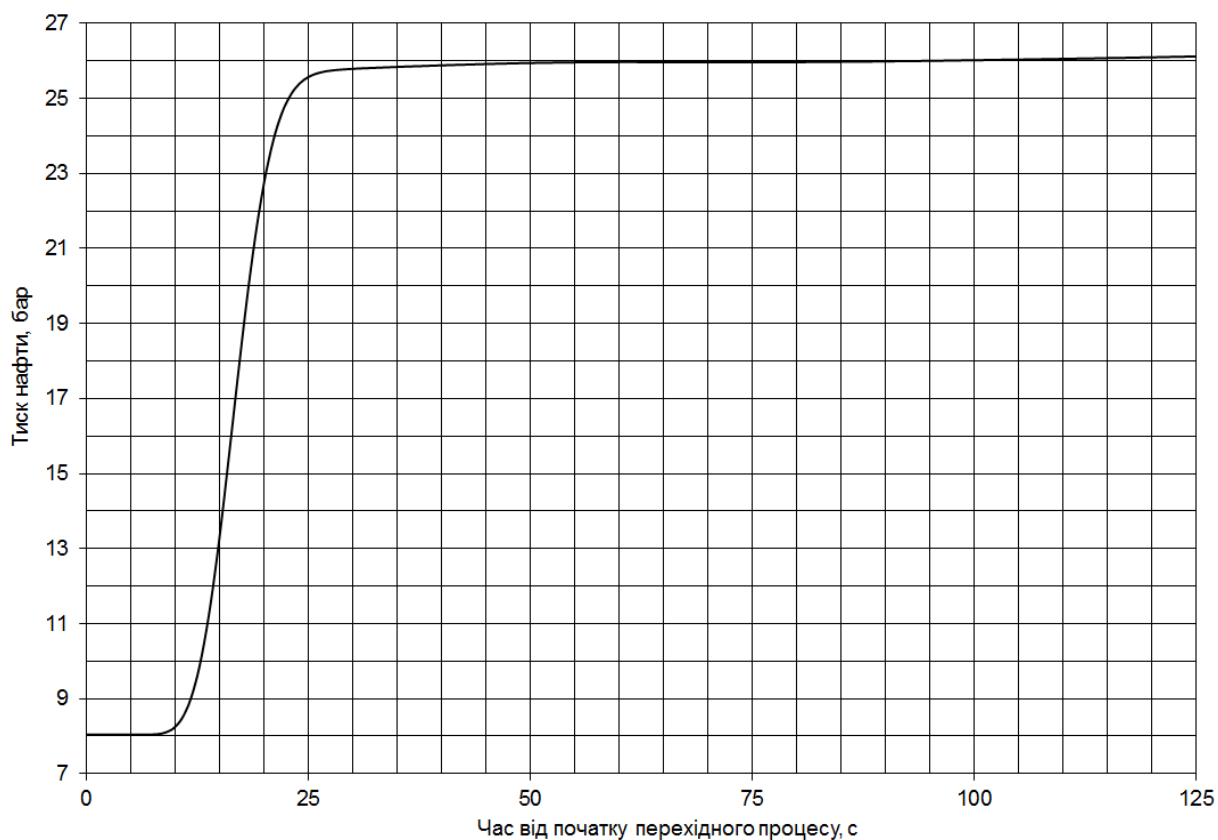


Рисунок 7 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 10 км від кінця модельного трубопроводу (час затримки 60 с)

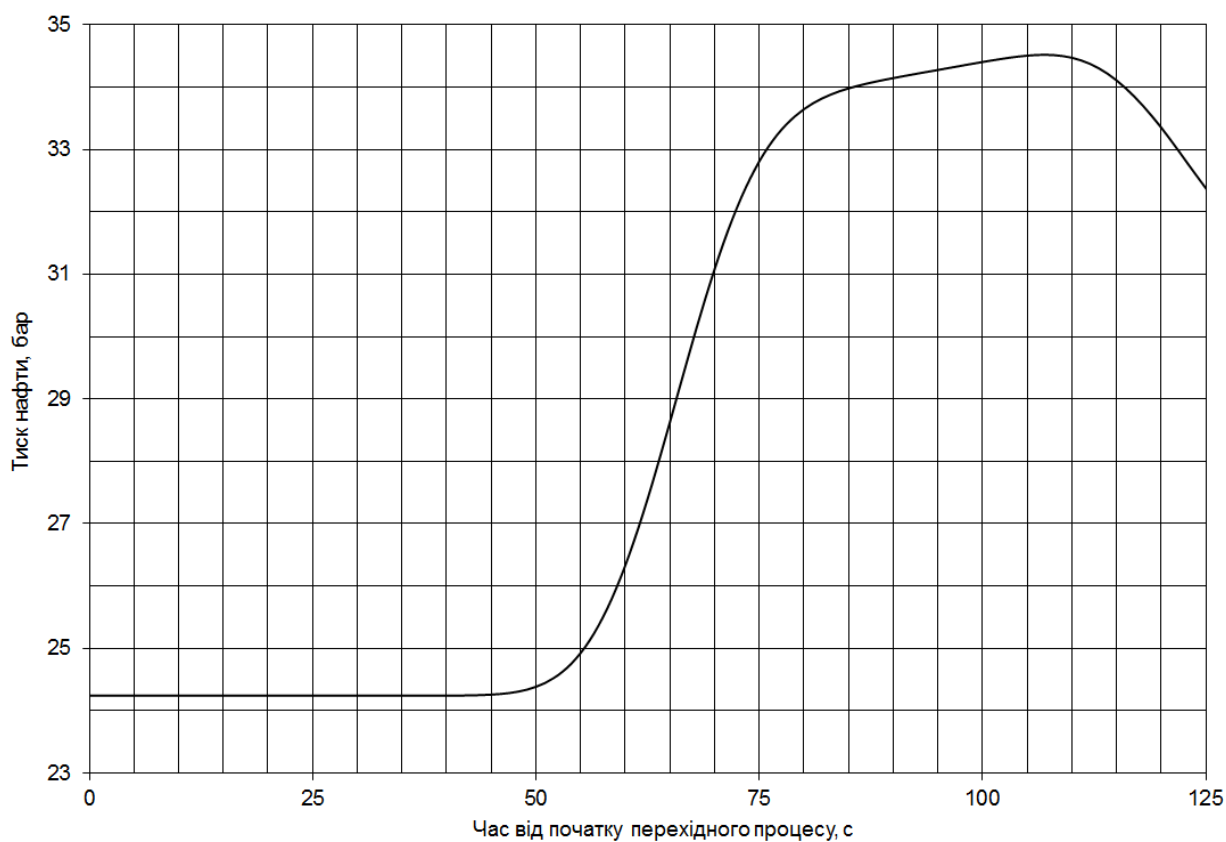


Рисунок 8 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 50 км від кінця модельного трубопроводу (час затримки 60 с)

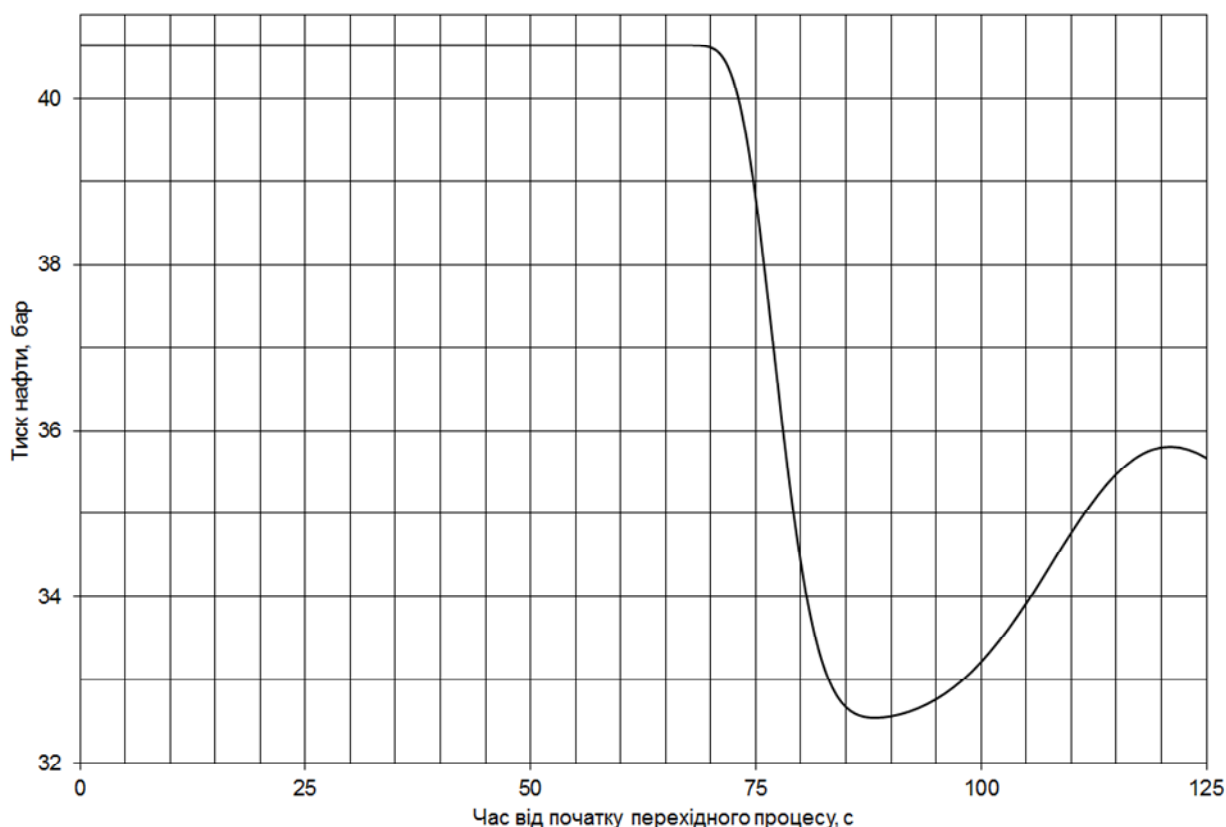


Рисунок 9 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 90 км від кінця модельного трубопроводу (час затримки 60 с)

Висновки

1 Аналіз засвідчив, що за існуючого технологічного процесу параметри експлуатації магістрального нафтопроводу, що був об'єктом досліджень, суттєво різняться від проектних. Виходячи із фактичної несівної здатності металу труби уставки максимального робочого тиску САР становлять 47 бар. За таких уставок тиску на НПС передбачається робота одного або двох послідовно працюючих насосів. Об'єктивне обмеження робочого тиску впливає на параметри перехідних процесів, що супроводжують зупинки насосних агрегатів.

2 За неповного навантаження нафтопроводу доцільним, з точки зору наслідків перехідних процесів, є вибір режимів експлуатації, які передбачають роботу одного насоса на всіх НПС або двох насосів на головній НПС і одного насоса на всіх проміжних НПС.

3 За необхідності реалізації режимів перекачування з двома послідовно працюючими на НПС насосами, доцільним є зменшення уставки максимального робочого тиску САР на величину 5 бар, що гарантує забезпечення міцності нафтопроводу у випадку відключення будь-якої проміжної НПС. При цьому пропускна здатність нафтопроводу зменшиться на 3 %, а енерговитратність перекачування нафти зростає на 2 %.

4 Результати теоретичних та експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів, спричинених зупинками насосів

на двох НПС, засвідчують, що оперативне у межах 80 с відключення насоса на попередній НПС дає змогу без будь-яких технічних засобів компенсувати хвилю підвищеного тиску, спричинену зупинкою двох насосів на наступній НПС. Підвищений тиск буде компенсований на виході попередньої НПС і на початковій частині ділянки нафтопроводу, яка характеризується високими робочими тисками.

5 Траса нафтопроводу, що був об'єктом досліджень, характеризується рівнинним рельєфом з невеликою різницею геодезичних позначок ділянок. За таких умов найбільш небезпечними з точки зору наслідків перехідних процесів є вихід НПС і початкові частини перегонів між станціями. Саме ця частина траси нафтопроводу може бути добре захищена від перевантажень тиску шляхом оперативного створення зустрічної хвилі пониженого тиску.

6 Дослідження засвідчили, що за зупинки одного насоса швидкість зростання тиску, більша за величину 3 бар/с, за якої згідно з нормами технологічного проектування необхідно використовувати на вході НПС СЗХТ, триває тільки 0,5 с, через 6 с після початку перехідного процесу швидкість зміни тиску знижується до безпечної величини 0,3 бар/с. За зупинки на НПС двох насосів швидкість зростання тиску, більша за величину 3 бар/с, триває тільки 2,5 с, через 7 с після початку перехідного процесу швидкість зміни тиску знижується до безпечної величини 0,3 бар/с. Це доводить, що в умовах існуючого технологічного процесу на проміж-

них НПС нафтопроводу, що був об'єктом досліджень, облаштування СЗХТ, що характеризуються значною вартістю, буде малоефективним і неекономічним.

Незначні перевищення тиску на виході НПС над значенням, за якого САР відключає НПС, і яке можна вважати практичною межею міцності трубопроводу, можна компенсувати без застосування складних і дорогих технічних пристроїв, а саме шляхом вибору безпечних режимів експлуатації, коригування уставок САР та оперативного відключення насосів на попередніх НПС.

В подальшому на основі отриманих теоретичних залежностей та результатів промислових експериментів планується розробити комплексну методику розрахунку гідродинамічних процесів, що виникають внаслідок зупинки насосних агрегатів та НПС магістральних нафтопроводів.

Література

1 Адоевский А. В. Моделирование работы нефтепроводов, оборудованных системами сглаживания волн давления: дисс. канд. техн. наук: 25.00.19 / Александр Валентинович Адоевский. – М., 2011. – 170 с.

2 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов : ВНТП 2-86. – [Введены 1987-07-01]. – М.: Миннефтепром, 1987. – 109 с.

3 Магистральные трубопроводы : СНиП 2.05.06 – 85. – [Введены 1986-01-01]. – М: ЦНТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.

4 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.

5 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.

6 Григорський С. Я. Результати експериментальних досліджень закономірностей гідродинамічних процесів у нафтопроводі за зміни кількості працюючих насосних агрегатів / С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1(50). – С. 161-172.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.09.14*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Зайцевим В.В.*

*(Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова, м. Миколаїв)*