

5

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

На правах рукопису

ГРИГОРСЬКИЙ СТАНІСЛАВ ЯРОСЛАВОВИЧ

УДК 622.692.4 (0.43)
Г83

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВІДІВ
З УРАХУВАННЯМ НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

Середюк Марія Дмитрівна

доктор технічних наук, професор

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом.
Вчений секретар спеціалізованої вченої ради Д 10.052.04 Л.Ф.Шимків П.О.Ш.
24.04.2015р.*

ЗМІСТ

	с.
ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ	
МЕТОДОЛОГІЇ РОЗРАХУНКІВ НАФТОПРОВОДІВ ЗА НЕШТАТНИХ	
РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	
	10
1.1 Характеристика нафтотранспортної системи України.....	13
1.2 Аналіз методів розрахунку перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів у магістральних нафтопроводах.....	18
1.3 Аналіз методів розрахунку параметрів роботи магістральних нафтопроводів з безнапірним рухом рідини.....	35
1.4 Постановка задач досліджень.....	41
РОЗДІЛ 2 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ	
ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У МАГІСТРАЛЬНИХ	
НАФТОПРОВОДАХ ЗА НЕШТАТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	
	43
2.1 Методика експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.....	44
2.2 Результати експериментальних досліджень закономірностей зміни параметрів роботи нафтових насосів у часі в процесі їх зупинки.....	47
2.3 Результати експериментальних досліджень закономірностей поширення хвиль підвищеного тиску в лінійній частині нафтопроводу після зупинки одного чи кількох насосних агрегатів	60
2.4 Висновки по розділу 2.....	85
РОЗДІЛ 3 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ	
ПРОЦЕСІВ У МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДАХ ЗА	
НЕШТАТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	
	87
3.1 Теоретичні дослідження перехідних процесів у магістральних нафтопроводах, спричинених зупинками насосних агрегатів.....	87
3.2 Теоретичні дослідження особливостей гідродинамічних процесів на самопливних ділянках трубопроводів.....	117
3.3 Висновки по розділу 3.....	127

РОЗДІЛ 4 РЕАЛІЗАЦІЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТА РОЗРОБЛЕННЯ РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДІВ ЗА НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ.....	129
4.1 Визначення пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи нафтопроводу для усталених режимів експлуатації.....	131
4.2 Прогнозування параметрів перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу.....	133
4.3 Прогнозування параметрів перехідних процесів у дослідному нафтопроводі “Дружба”.....	138
4.4 Рекомендації щодо мінімізації негативного впливу перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, на режими експлуатації нафтопроводу “Дружба”.....	143
4.4.1 Вибір режимів експлуатації нафтопроводу “Дружба”, для яких негативний вплив перехідних процесів є мінімальним.....	144
4.4.2 Зниження уставки максимального робочого тиску САР на виході проміжних НПС магістрального нафтопроводу “Дружба”.....	145
4.4.3 Створення зустрічної хвилі пониженого тиску шляхом оперативного відключення насосного агрегату на попередній НПС.....	146
4.5 Рекомендації щодо удосконалення експлуатації ділянок нафтопроводів з пересіченим профілем траси.....	155
4.6 Висновки по розділу 4.....	171
ВИСНОВКИ.....	173
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	175
ДОДАТОК А Акт впровадження у виробництво результатів дисертаційної роботи “Удосконалення технології експлуатації нафтопроводів з урахуванням нештатних ситуацій”.....	188
ДОДАТОК Б Характеристика програми RozSd для розрахунку пропускної здатності рельєфного магістрального нафтопроводу з урахуванням гідравлічного опору ділянок з безнапірним рухом рідини.....	191

ВСТУП

Актуальність теми. У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів, особливо за неповного їх завантаження, нерідко мають місце нештатні ситуації. Більшість із них пов'язані із реалізацією різних способів регулювання режимів роботи, а саме: запуск і зупинка нафтоперекачувальних станцій (НПС), запуск і зупинка окремих насосних агрегатів, повне або часткове перекривання запірної арматури, підключення резервуарів, відкриття або закриття відводів тощо. Відключення нафтоперекачувальної станції (НПС) або окремих насосів призводить до підвищення тиску в лінії всмоктування та до падіння тиску в лінії нагнітання. Зазначені ситуації спричинюють суттєві зміни режиму експлуатації трубопроводів, які можуть призвести до перевитрат енергії на транспортування нафти, а в деяких випадках до виникнення аварій.

При експлуатації нафтопроводів, що мають пересічений профіль траси, будь-яка зміна режиму роботи призводить до виникнення або ліквідації самопливних ділянок. На самопливних ділянках має місце безнапірний режим руху рідини, гідродинамічні закономірності якого різняться від традиційного напірного руху рідини в трубопроводі. Для оперативного контролю процесу перекачування нафти необхідно знати положення самопливних ділянок, їх довжину, а основне – ступінь заповнення рідиною. Останнє дуже важливе для контролю матеріального балансу нафти у певний момент часу експлуатації трубопроводу.

На даний час в Україні термін експлуатації магістральних нафтопроводів наблизився або перевищив проектний. Ця обставина значно збільшує ймовірність аварії на лінійній частині нафтопроводу. Ось чому сьогодні одним із важливих завдань є розроблення уточнених методів розрахунку гідродинамічних параметрів нештатних режимів експлуатації нафтопроводів з метою підвищення ефективності та надійності трубопровідного транспорту нафти.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконувалась відповідно до положень “Енергетичної стратегії України на період до 2030 року”, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів

України №1071-р від 24.07.2013 р., “Програми енергозбереження на підприємствах “Нафтогаз України” на 2010-2014 роки”, держбюджетної НДР “Удосконалення технологічних процесів транспортування, зберігання і розподілу вуглеводнів з урахуванням вимог енергоефективності” та госпдоговірної НДР “Дослідження необхідності систем згладжування хвиль тиску на НПС “Плещівка”, НПС “Чижівка”, НПС “Новини” магістрального нафтопроводу “Мозир-Броди”(№ держреєстрації 0113U001389).

Мета і задачі дослідження. Підвищення ефективності та надійності експлуатації магістральних нафтопроводів шляхом мінімізації негативного впливу нештатних ситуацій.

Поставлена мета реалізується через вирішення таких задач:

- виявлення взаємозв’язку між зміною параметрів роботи нафтових насосів у процесі їх зупинки та динамікою зміни тиску нафти на вході і виході НПС;
- встановлення закономірностей перехідних гідродинамічних процесів, спричинених зупинками одного і кількох насосних агрегатів, у довільній точці траси нафтопроводу, а також на вході в попередні НПС;
- встановлення взаємозв’язку між геометричними характеристиками траси нафтопроводу, його пропускнуою здатністю, кількістю ділянок з безнапірним рухом нафти, місцем їх розташування та ступенем заповнення нафтою;
- розроблення математичних моделей для визначення гідродинамічних параметрів нештатних режимів експлуатації нафтопроводів;
- розроблення рекомендацій щодо підвищення ефективності та надійності експлуатації вітчизняних магістральних нафтопроводів шляхом мінімізації негативного впливу нештатних ситуацій.

Об’єктом досліджень є вітчизняні магістральні нафтопроводи.

Предметом досліджень є гідродинамічні процеси на напірних та безнапірних ділянках магістральних нафтопроводів під час реалізації нештатних ситуацій.

Методи дослідження. Обробка результатів експериментальних досліджень виконана з використанням методів статистичного аналізу. При розроб-

ленні математичних моделей гідродинамічних процесів за нештатних режимів експлуатації магістральних нафтопроводів використовувались методи диференціального та інтегрального числення, а також методи математичного моделювання, які реалізовані у комп'ютерних програмах.

Положення, що захищаються. Закономірності гідродинамічних процесів на напірних та безнапірних ділянках нафтопроводів за нештатних ситуацій, що характеризуються зміною енергетичних характеристик насосів та особливостями траси трубопроводу.

Наукова новизна отриманих результатів така:

- уточнено тривалість процесу зупинки нафтових насосів серії НМ, одержано залежності зміни у часі тиску насоса та тиску нафти на вході і виході НПС з урахуванням особливостей технології експлуатації нафтопроводу;

- вперше встановлено динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС на різних етапах перехідного процесу при зупинці одного і двох насосів;

- вперше одержано фактичну швидкість поширення хвилі тиску в нафтопроводі з урахуванням його геометричних і гідродинамічних характеристик;

- уточнено закономірності впливу на інтенсивність затухання хвилі тиску кількості зупинених насосів, геометричних і гідродинамічних характеристик нафтопроводу, режиму перекачування нафти до виникнення нештатної ситуації;

- вперше одержано математичні моделі коефіцієнта затухання хвилі тиску як функцію витрати нафти, числа Рейнольдса, діаметра трубопроводу та швидкості поширення хвилі тиску у випадку зупинки на НПС одного, двох і трьох насосів;

- уточнено закономірності формування самопливних ділянок та вплив параметрів їх роботи на пропускну здатність нафтопроводу, одержано математичні моделі ступеня заповнення самопливних ділянок від витрати та режиму руху нафти.

Практична цінність отриманих результатів.

Запропоновано аналітичні залежності для розрахунку обертової частоти, тиску та продуктивності нафтових насосів серії НМ у процесі їх зупинки.

Розроблено регресійні моделі для коефіцієнта затухання хвилі тиску в магістральному нафтопроводі при зупинках і запусках насосних агрегатів.

Запропоновано метод розрахунку параметрів перехідних процесів, спричинених зупинкою одного, двох і трьох насосних агрегатів на НПС, який дає змогу:

- визначати пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри за ustalених режимів експлуатації нафтопроводу;
- прогнозувати зміни тиску на вході і виході НПС, а також у довільній точці траси нафтопроводу за першого і завершального етапів перехідного процесу.

Розроблено метод розрахунку технологічних параметрів нафтопроводу з пересіченим профілем траси, який дає змогу:

- визначати пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри з урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок;
- знаходити кількість самопливних ділянок, місце їх розташування на трасі нафтопроводу;
- визначати ступінь заповнення перерізу самопливних ділянок нафтою для турбулентного режиму руху в зоні гладкостінного та змішаного тертя;
- контролювати матеріальний баланс транспортованої нафтопроводом нафти для кожного моменту експлуатації.

Розроблено рекомендації щодо підвищення ефективності та надійності експлуатації системи магістральних нафтопроводів “Дружба” шляхом мінімізації негативного впливу нештатних ситуацій.

Особистий внесок здобувача. Основні положення і результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. В опублікованих роботах автором особисто:

- досліджені перехідні процеси, спричинені зупинками насосних агрегатів, та їх вплив на режим роботи нафтопроводу [1-4, 13];
- досліджені закономірності зміни обертової частоти, тиску та продуктивності нафтових насосів серії НМ у часі при їх зупинці [1, 15];

- одержані аналітичні формули, які дають можливість достовірно прогнозувати динаміку зміни тиску на початковому та завершальному етапах перехідного процесу, спричиненого зупинкою на НПС одного чи декількох насосних агрегатів [2, 3];

- розроблено алгоритм математичної обробки результатів експериментальних досліджень коефіцієнта затухання хвилі тиску [3, 4, 14];

- визначено фактичну швидкість розповсюдження хвилі тиску під час перехідних процесів в досліджуваному нафтопроводі [3, 13];

- за результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено метод розрахунку неусталених гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів [5];

- запропоновано метод визначення положення та ступеня заповнення самопливних ділянок нафтопроводів залежно від витрати та режиму руху нафти [7, 8, 10-12];

- розроблено метод розрахунку пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням ділянок з безнапірним рухом нафти [9, 16].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертації доповідались та обговорювались на:

- VII Міжнародній навчально-науково-практичній конференції “Трубопроводный транспорт - 2011” (м. Уфа, 2011);

- VIII Міжнародній навчально-науково-практичній конференції “Трубопроводный транспорт - 2012” (м. Уфа, 2012);

- Міжнародній науково-практичній конференції молодих учених та студентів “Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2012” (м. Івано-Франківськ, 2012);

- Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика - 2013” (м. Івано-Франківськ, 2013);

- IX Міжнародній навчально-науково-практичній конференції “Трубопроводный транспорт - 2013” (м. Уфа, 2013);

- VIII Міжнародній науково-технічній конференції “Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта” (м. Новополюцьк, 2014);

- Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи”, присвяченій 70-річчю газонафтопромислового факультету (м. Івано-Франківськ, 2014).

У повному об’ємі результати досліджень доповідались на засіданні кафедри транспорту і зберігання нафти і газу ІФНТУНГ та науковому семінарі інституту нафтогазової інженерії зазначеного університету.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 16 друкованих праць, із них 9 у фахових виданнях, одна з яких включена до міжнародної наукометричної бази Scopus.

Структура та обсяг роботи. Дисертація викладена на 174 сторінках, складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, 59 рисунків, 15 таблиць, списку використаних джерел, який містить 119 найменувань, та 2 додатків.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ МЕТОДОЛОГІЇ РОЗРАХУНКІВ НАФТОПРОВОДІВ ЗА НЕШТАТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Неусталеними (перехідними) процесами в нафтопроводах називаються такі процеси, в яких характеристики потоку нафти змінюються не тільки від перерізу до перерізу, але і в кожному перерізі трубопроводу залежно від часу. Змінюються тиск, швидкість і витрата рідини, температура потоку тощо. Іншими словами, при неусталеній течії усі ці параметри є функціями не лише від лінійної координати перерізу трубопроводу x , але і від часу t : тиск $P = P(x, t)$, швидкість $w = w(x, t)$, об'ємна витрата $Q = Q(x, t)$, температура $T = T(x, t)$ [1-6].

Неусталені (нестационарні) режими руху нафти в нафтопроводах пов'язані передусім з різними технологічними операціями, що здійснюються у процесі перекачування нафти. Пуск і зупинка нафтопроводу, включення або відключення насосних агрегатів на головній або проміжній нафтоперекачувальній станції, повне або часткове відкриття засуви, перемикання резервуарів, включення або відключення відводів, розрив трубопроводу тощо – усе це призводить до того, що в нафтопроводі розпочинаються зміни, які у вигляді хвиль тиску та витрати рідини поширюються вперед і назад за потоком від місця, в якому ці зміни генеруються. Дані зміни тривають в трубопроводі, як правило, до встановлення нового режиму транспортування, тому неусталені процеси називають ще перехідними режимами.

Густина нафти досить висока, швидкість її руху також, тому потік рідини в трубопроводі має цілком відчутну інерцію, якою не можна нехтувати при здійсненні тієї чи іншої технологічної операції. Тому будь-яка технологічна операція, планова чи непланова, пов'язана зі зміною режиму транспортування, а саме із зміною швидкості течії, веде (згідно із другим законом механіки) до виникнення додаткових сил, що діють на рідину, тобто до коливань тиску. Будь-яке сповільнення потоку викликає хвилю підвищеного тиску, будь-яке прискорення потоку – хвилю пониженого тиску.

Зупинка потоку нафти в трубопроводі за швидкого закриття засуви, за зупинки насоса призводить до стрибкоподібного зростання тиску, що становить понад 1,0 МПа. Підвищення тиску з великою швидкістю поширюється від місця зупинки потоку у вигляді хвилі тиску, здатної розірвати трубу та призвести до аварії. Включення нафтоперекачувальної станції (НПС) на закриту засуву також може викликати стрибкоподібне підвищення тиску, внаслідок чого може бути порушена цілісність нафтопроводу.

Процес експлуатації магістральних нафтопроводів супроводжується запусками і зупинками НПС. Окрім планових зупинок окремих насосів і НПС, що пояснюється необхідністю зміни режиму транспортування нафти, можуть відбуватися аварійні зупинки, зумовлені порушенням електропостачання або спрацьовуванням систем захисту.

При зупинці одного або декількох насосних агрегатів чи НПС в цілому на її вході виникає хвиля підвищеного тиску, а на виході – хвиля пониженого тиску. Аварійна зупинка станції може виникнути внаслідок відключення електроенергії або в результаті спрацьовування станційної системи захисту. При цьому амплітуда хвилі підвищеного і пониженого тиску може становити 1,0-3,0 МПа залежно від параметрів трубопроводу, кількості зупинених насосів, їх характеристик і режиму перекачування [3, 5].

Хвиля підвищення тиску, що утворилася при зупинці НПС, рухається у напрямі попередньої за рухом потоку нафти НПС. При її поширенні в нафтопроводі тиск в окремих перерізах може перевищити максимально допустимий, що може призвести до розриву нафтопроводу. Із прибуттям хвилі підвищеного тиску на попередню станцію тиск на її виході починає швидко зростати. Система автоматичного регулювання тиску (САР), що встановлена на лінії нагнітання НПС, призначена обмежувати тиск на початку лінійної ділянки. Для цього вона прикриває регулюючий пристрій, встановлений в лінії нагнітання НПС. Проте внаслідок певної інерційності САР може невчасно компенсувати підвищення тиску на виході НПС, яке може перевищити гранично допустиме значення. Якщо це відбудеться, то САР послідовно, один за одним, відключить насоси станції, що може призвести до зупинки перекачування [5]. Підвищення тиску перед НПС, у довільній точці траси нафтопроводу викликає додаткове

навантаження на матеріал трубопроводу, здатне викликати його пошкодження або розрив.

Хвиля пониженого тиску поширюється в напрямі до НПС, що розташована далі за рухом потоку рідини. Поширення хвилі розрідження може призвести до зниження тиску до величини пружності насичених парів нафти в лінії всмоктування наступної НПС, що викликає небезпеку кавітації в насосах цієї станції, тому САР також може відключити НПС [3, 5, 7].

Аналогічні явища спостерігаються в процесі запуску насосних агрегатів. При цьому процесі тиск рідини в лінії всмоктування станції зменшується, а в лінії нагнітання збільшується. Насосні агрегати НПС включаються за чергою з інтервалом, зазвичай, близько 5 с, при цьому величина зменшення тиску в лінії всмоктування НПС і збільшення тиску в лінії її нагнітання при пуску одного насоса становить до 1,0 МПа. Запуск насоса може призвести до зменшення тиску на вході станції нижче кавітаційного запасу, що спричинить аварійну зупинку насоса і всієї НПС в цілому. Крім того, при запуску насосних агрегатів на НПС з високим перепадом тиску існує небезпека збільшення тиску на виході до значення вище гранично допустимого, що так само викличе відключення одного насосного агрегату або усієї НПС [3, 5, 8, 9].

Як зазначалось вище, за реалізації перехідних процесів у магістральному нафтопроводі виникають хвилі підвищеного та пониженого тиску, які розповсюджуються в обох напрямках. При поширенні в трубопроводі хвилі тиску відбиваються від різних перешкод, причому амплітуда відбитих хвиль може бути як більшою, так і меншою за амплітуду падаючої хвилі, а сама хвиля змінювати знак – хвиля підвищеного тиску ставати хвилею розрідження і навпаки. Так, наприклад, якщо хвиля підвищеного тиску відбивається від вільної поверхні рідини в резервуарі, то вона перетворюється на хвилю розрідження з тією ж амплітудою, а така ж хвиля, відбиваючись від тупика, подвоює амплітуду. Відбиті хвилі підвищеного і пониженого тиску також можуть призводити до аварійних зупинок НПС унаслідок надмірного підвищення тиску на її виході або пониження на вході [5].

Таким чином, більшість технологічних операцій, необхідних для керування роботою нафтопроводу, а також нештатні ситуації, що виникають спон-

танно, характеризуються значними змінами тиску і здатні призвести до аварійної ситуації. Тому світова практика передбачає встановлення на трубопроводах систем захисту від наслідків перехідних процесів. Складність зазначених систем постійно зростає в міру збільшення складності самих трубопровідних систем, методів і технічних засобів керування процесами перекачування нафти і нафтопродуктів [5].

1.1 Характеристика нафтотранспортної системи України

Україна володіє потужною нафтотранспортною системою з великими транзитними можливостями, на її території розташовані шість крупних нафтопереробних заводів, потенційно здатних не лише забезпечити внутрішній попит на якісні моторні палива, але й експортувати їх до інших країн.

Нафтотранспортна система України, що знаходиться в експлуатації ПАТ “Укртранснафта”, складається з 18 магістральних нафтопроводів (МН) загальною довжиною 4578,6 км. Річна пропускна здатність системи становить: на вході 114 млн.т, на виході – 56,3 млн.т в країни Західної, Центральної та Східної Європи, а також на південь Росії [10].

За необхідності система нафтопроводів у змозі в повному обсязі забезпечити потреби нафтопереробних підприємств, виходячи з їхньої максимальної проектної потужності 50 млн.т на рік. Роботу системи нафтопроводу забезпечує 51 нафтоперекачувальна станція. Всього на нафтопереробних станціях працює 176 насосних агрегатів загальною потужністю 356,9 МВт. Загальна ємність резервуарного парку складає 1085 тис. м³ [10].

Середній строк експлуатації МН становить більше 28 років, а перші побудовані нафтопроводи працюють понад 40 років. За час експлуатації частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання (до 70 %) вичерпала свій ресурс, фізично і морально застаріла і потребує модернізації.

Вказані строки експлуатації нафтопроводів потребують вкладення значних коштів (не менше 500 млн. грн. щорічно) для підтримки їх у справному технічному стані, проведення поточних і капітальних ремонтів, виконання захо-

дів щодо модернізації обладнання і реконструкції. Необхідно довести існуючу систему нафтопроводів до стану, який відповідатиме міжнародним стандартам, що передбачає впровадження нових технологій і обладнання.

До системи ПАТ “Укртранснафта” входять магістральні нафтопроводи “Дружба” та нафтотранспортна система “Придніпровські магістральні нафтопроводи” та нафтопровідна система “Одеса-Броди”. Перша постачає нафту у західному напрямі (до Словаччини, Чехії, Угорщини), друга – до південних чорноморських портів Одеси та Південного.

Нафтопровідна система “Одеси-Броди” була побудована для реалізації північно-західного напрямку транзиту нафти. До неї належать магістральний нафтопровід “Одеса-Броди” (довжина 674 км, пропускна здатність 9-14,5 млн.т нафти на рік) та морський нафтовий термінал “Південний”. На рисунку 1.1 показана схема нафтотранспортної системи України, яка відображає територіальну конфігурацію нафтотранспортного комплексу України [10].

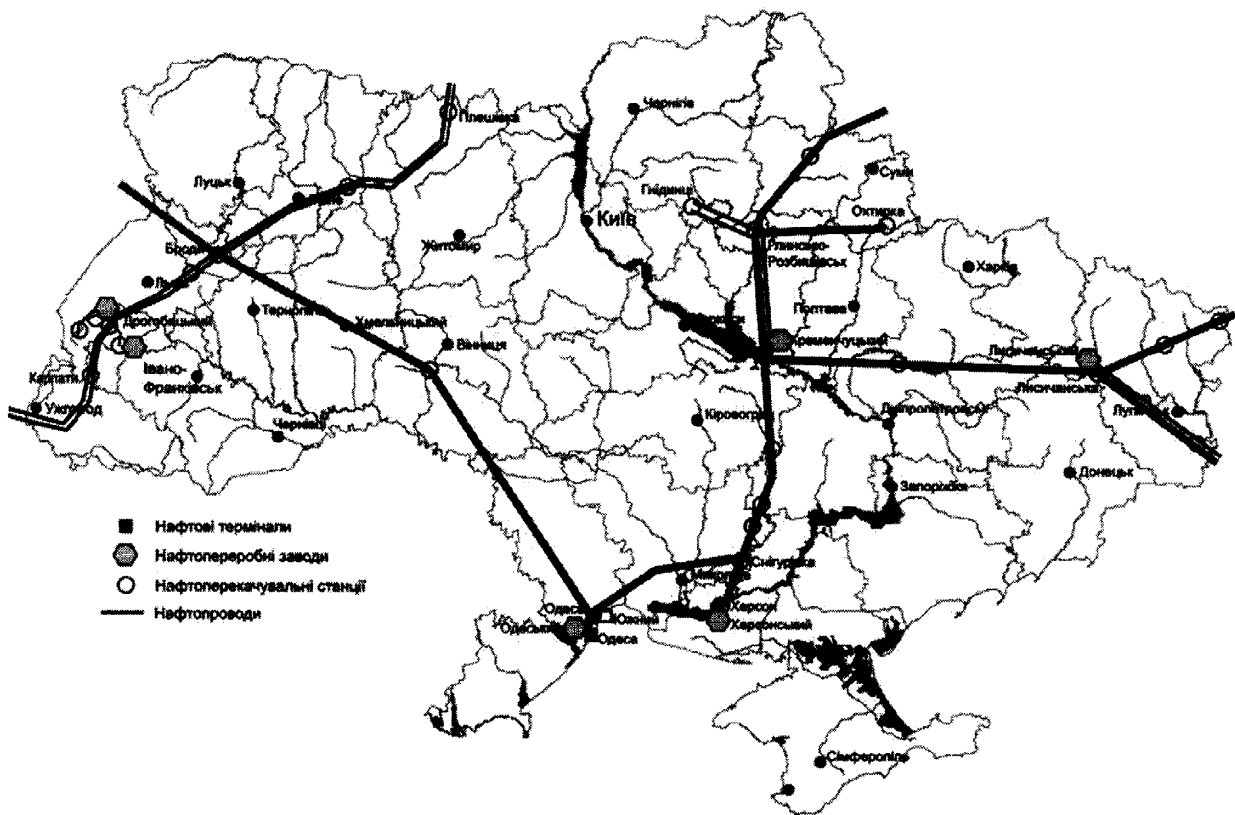


Рисунок 1.1 – Схема нафтотранспортної системи України

Однак, сьогодні нафтовий сектор перебуває у критичному стані: низький рівень власного видобутку нафти не дозволяє забезпечити завантаження вітчиз-

зняних НПЗ в необхідних обсягах; нафтопереробні потужності завантажені на 20 %, нафтотранспортні – на 36 %; на внутрішньому ринку нафтопродуктів імпорт становить до 35 %, що робить його та відповідно – всю національну економіку вкрай уразливими до коливань світових цін [11].

Нафтопровідна система України використовується не на повну потужність. З кожним роком обсяги транзиту нафти територією України зменшуються [11] (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Обсяги трубопровідного транспортування нафти в Україні за 1995-2014 рр.

Рік	Річний обсяг перекачування нафти трубопроводами в Україні, млн.т/рік		
	Транзит	Для НПЗ України	Загальний
1995	50,1	15,2	65,3
1996	53,4	11,2	64,6
1997	52,9	11,2	64,1
1998	53,4	12,0	65,4
1999	53,9	11,3	65,2
2000	56,4	7,6	64,0
2001	48,6	15,0	63,6
2002	27,4	20,6	48,0
2003	33,2	23,5	56,7
2004	32,4	22,4	54,8
2005	31,3	15,3	46,6
2006	33,2	11,7	44,9
2007	39,8	11,1	50,9
2008	32,8	8,2	41,0
2009	29,1	9,4	38,5
2010	20,1	9,7	29,8
2011	17,8	7,4	25,2
2012	14,6	2,6	17,2
2013	15,6	2,0	17,6
2014	15,0	1,8	16,8

В дисертаційній роботі досліджувались нештатні режими експлуатації ділянки нафтопроводу, що належить до філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба”.

Філія “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ПАТ “Укртранснафта” (з 1961 року – ДАТ “Магістральні нафтопроводи “Дружба”) з 2001 року юридично підпорядковується ПАТ “Укртранснафта”. Функціональне призначення філії – здійснення операцій з приймання, зберігання, транспортування та здавання нафти згідно з укладеними договорами.

Основним предметом діяльності МН “Дружба” є транспортування нафти магістральними нафтопроводами із збереженням якісних та кількісних показників для двох західноукраїнських НПЗ (м. Дрогобич і м. Надвірна) та транзитом до країн Європи.

Окрім того, філія МН “Дружба” здійснює експлуатацію об’єктів трубопроводного транспорту, запобігає аваріям, забезпечує охорону земель, вод та інших об’єктів навколишнього середовища від забруднення у відповідності з чинним законодавством України.

Нафта російського походження надходить в Україну з ЛВДС (лінійно-виробнича диспетчерська станція) “Мозир” (Республіка Білорусь) та транспортується на приймально-здавальні дільниці нафти в Словаччині (ПЗД “Будковце”) та в Угорщині (ПЗД “Фенешлітке”), на МНТ “Південний” (морський торговельний порт “Южний”, Україна) та на НПЗ (ВАТ “НПК “Галичина”, м. Дрогобич) та ВАТ “Нафтохімік Прикарпаття” (м. Надвірна).

Нафта українського походження транспортується до ВАТ “НПК “Галичина” нафтопроводами “Долина - Дрогобич”, “Борислав - Дрогобич” та “Орив - Дрогобич”.

До складу філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” входять:

- апарат управління (м. Львів) – забезпечує адміністративне і диспетчерське управління об’єктами магістральних нафтопроводів, закріплених за філією, координує роботу структурних підрозділів філії, вирішує питання виробничої діяльності філії;

- ЛВДС “Броди” та “Сколе”, НПС “Плещівка”, “Чижівка”, “Куровичі”, “Жулин”, Закарпатська дільниця нафтопроводу “Дружба” (ЗДНД), Рівненське та Дрогобицьке нафтопровідні управління, приймально-здавальні дільниці

“Фенешлітке” (Республіка Угорщина) та “Будковце” (Республіка Словаччина), основною функцією яких є прийом нафти від суміжних підприємств, транспортування нафти магістральними нафтопроводами і здавання її споживачам, а також забезпечення надійної і безпечної експлуатації об’єктів магістральних нафтопроводів, закріплених за філією;

- ремонтно-будівельне управління (РБУ) – виконує капітальний та поточний ремонт, капітальне будівництво об’єктів магістральних нафтопроводів, а також інші будівельно-монтажні роботи на об’єктах ПАТ “Укртранснафта”;

- управління зв’язку – забезпечує підрозділи філії технологічним та іншими видами зв’язку;

- управління допоміжних виробництв.

Профіль ділянки траси нафтопроводу “Дружба” на якому проводились дослідження гідродинамічних процесів руху нафти на самопливних ділянках наведено на рисунку 1.2.

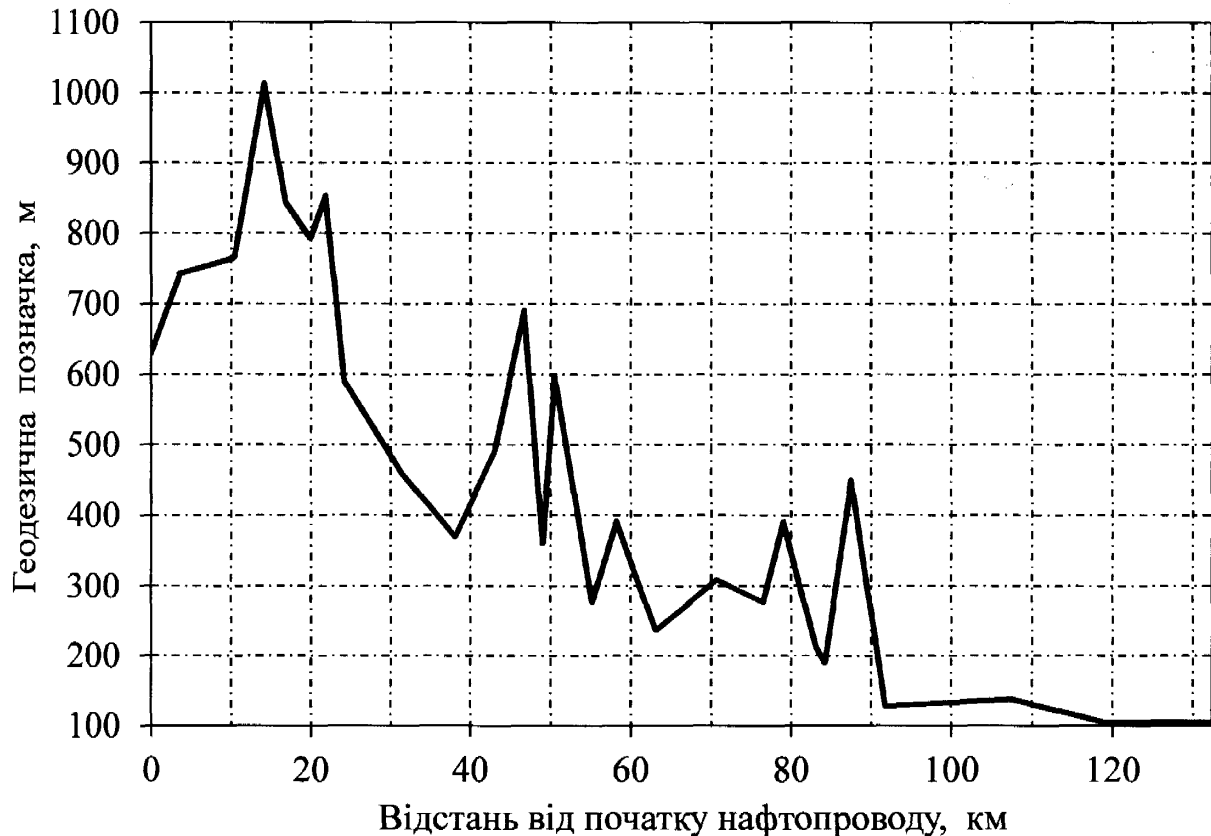


Рисунок 1.2 – Профіль траси магістрального нафтопроводу “Дружба” на ділянці Карпати-Держкордон (II черга)

1.2 Аналіз методів розрахунку перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів у магістральних нафтопроводах

Упродовж багатьох років учені світу займаються дослідженням перехідних процесів, що відбуваються в трубопроводах при перекачуванні рідини. З дослідженнями в цій області тісно пов'язані прізвища таких учених як Н. Е. Жуковський, І. А. Чарний, А. А. Сурін, М. А. Мостков, П. А. Мороз, Д. Н. Смирнов, І. Ф. Лівурдов, С. А. Бобровський, А. Н. Крилов, Ю. Н. Гризодуб, Е. В. В'язунов, М. А. Гусейн-Заде, В. А. Юфін, Б. Л. Кривошеїн, А. М. Стайн, Л. В. Полянська, М. Г. Сухарева, М. В. Лурье, А. Г. Гумерова, Г. Д. Розенберг, Л. С. Лейбензон, И. А. Буяновський, А. Б. Штурмін, Е. Л. Левченко, Л. Аллієві, Р. Леві, О. Шнідер, Л. Бержерон, К. Егер, Р. В. Ангус, А. Гібсон, В. Л. Стрітер, Ж. Пікфорд, Д. Ж. Вуд, Ж. П. Тюліз, Д. А. Фокс та інші [12-72].

Визначну роль в дослідженні явища гідравлічного удару відіграла робота основоположника цієї теорії Н. Е. Жуковського [1]. Значний внесок у розвиток теорії гідравлічного удару зробив італійський інженер Л. Аллієві [2], отримавши так звані “ланцюгові рівняння”. З фундаментальних робіт радянських учених слід відмітити роботи І. А. Чарного [6].

Формула Жуковського для стрибкоподібного підвищення тиску рідини ΔP при прямому гідравлічному ударі в трубопроводі має вигляд [1]

$$\Delta P = \rho w c, \quad (1.1)$$

де ρ - густина рідини за умов перекачування;

w - швидкість руху рідини в трубопроводі до гідравлічного удару;

c - швидкість розповсюдження ударної хвилі в трубопроводі;

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho \left(1 + \frac{Kd}{\delta E}\right)}}, \quad (1.2)$$

K - модуль пружності транспортованої рідини;

E - модуль пружності матеріалу стінок труб;

d - внутрішній діаметр трубопроводу;

δ - товщина стінки труби.

При виведенні формули (1.1) приймали, що кінетична енергія потоку рідини за раптового закриття перерізу труби витрачається в однаковій мірі на стискування рідини та деформацію трубопроводу.

За перекачування нафти за схемою “з насоса в насос” будь-які зміни гідравлічних параметрів в трубопроводі поширюються в обидві сторони від місця їх виникнення та змінюють режим в кожному перерізі трубопроводу. У період перехідного процесу в окремих точках трубопроводу (особливо на вході та виході НПС) величини тиску можуть настільки змінитися, що спричинять аварійний стан трубопроводу.

Найбільш поширеними прикладами неусталеного процесу в магістральному трубопроводі є гідродинамічні процеси, спричинені зупинками відцентрових насосів та НПС в цілому.

Диференціальні рівняння неусталеного руху рідини в трубопроводі можуть бути записані у вигляді [3]

$$\begin{cases} \frac{\partial P}{\partial t} + \rho c^2 \frac{\partial w}{\partial x} = 0, \\ \rho \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \frac{1}{d} \frac{\rho w |w|}{2} - \rho g \sin \alpha(x), \end{cases} \quad (1.3)$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору, складна функція числа Рейнольдса Re та відносної шорсткості внутрішньої поверхні труби ε ;

g - прискорення вільного падіння;

α - кут нахилу осі трубопроводу до горизонту, функція лінійної координати траси трубопроводу x .

Система рівнянь (1.3) є системою квазілінійних рівнянь в частинних похідних гіперболічного типу.

Розрахунок неусталеного руху в трубопроводі представляє задачу, яка полягає у знаходженні розв'язку $P(x, t)$ та $w(x, t)$ системи рівнянь (1.3), що задовольняє початковим умовам

$$P(x, 0) = f(x), \quad w(x, 0) = \varphi(x), \quad 0 < x < l, \quad (1.4)$$

та граничним умовам, які в загальному випадку представляють собою дві задані функціональні залежності типу

$$\begin{cases} F_1\left(P, w, t, \frac{\partial P}{\partial t}, \frac{\partial w}{\partial t}\right)_{x=0} = 0, \\ F_2\left(P, w, t, \frac{\partial P}{\partial t}, \frac{\partial w}{\partial t}\right)_{x=l} = 0, \end{cases} \quad (1.5)$$

де l - довжина трубопроводу.

Розв'язок системи рівнянь (1.3) з урахуванням початкових і граничних умов (1.4) і (1.5) в аналітичному вигляді не може бути знайдений, тому приходить використовувати ті чи інші наближені числові методи [3].

У роботі [73] запропоновано розв'язок системи рівнянь (1.3) методом характеристик для нестационарного процесу, що виникає у разі відключення насосного агрегату на проміжній НПС. Зважаючи на короткочасність зворотного потоку рідини та відносно велику інерційність зворотного клапана прийнято, що закриття зворотних клапанів під час нестационарного процесу не відбувається. Відлік часу процесу проводиться від моменту зупинки електродвигуна насоса.

Для формування граничної умови у місці зупинки насосного агрегату використано рівняння

$$J \frac{\partial n_t}{\partial t} + M_t = 0, \quad (1.6)$$

де J - сумарний момент інерції обертових мас;

n_t - обертова частота ротора насоса в момент часу t ;

M_t - момент на валу насоса в момент часу t .

У результаті використання математичних моделей напірної та енергетичної характеристики насосів рівняння руху насосного агрегату за його зупинки може бути представлено у такому вигляді [73]:

$$J \cdot \frac{dn_t}{dt} + k \cdot \left[\frac{D - N_{TO}}{n_0} \cdot \left(\frac{n_t}{n_0} \right)^2 + \frac{C}{n_0} \cdot Q_t \cdot \left(\frac{n_t}{n_0} \right) + \frac{N_{TO}}{n_0} \right] = 0, \quad (1.7)$$

де k - коефіцієнт пропорційності у формулі для визначення обертового моменту на валу насоса;

C, D - коефіцієнти лінійної математичної моделі потужності насоса;

n_0 - обертова частота вала насоса до його зупинки;

N_{TO} - складова спожитої потужності, що зумовлюється тертям у підшипниках, ущільненнях тощо (перераховується пропорційно обертовій частоті вала насоса).

Рівняння, що описується формулою (1.7), справедливе протягом часу τ , що дорівнює часу поширення хвилі підвищеного тиску зі швидкістю c трубопроводом довжиною $2l$.

У результаті математичних викладок гранична умова для насосного агрегату, що зупиняється, набуває вигляду

$$F_1\left(\Delta H_t, Q_t, \frac{\partial \Delta H_t}{\partial t}, \frac{\partial Q_t}{\partial t}\right) = 0, \quad (1.8)$$

де $\Delta H_t, Q_t$ - диференціальний напір насоса та його об'ємна подача в момент часу t після зупинки електродвигуна насоса.

У разі відомого закону зміни обертової частоти вала насоса в часі після зупинки електродвигуна за формулою (1.8) може бути визначена подача насоса Q_t , після цього може бути обчислений напір насоса в момент часу t

$$\Delta H_t = a \left(\frac{n_t}{n_0} \right)^2 - b Q_t^2, \quad (1.9)$$

де a, b - коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насоса.

На рисунку 1.3 наведені розраховані за формулою (1.8) та одержані експериментальним шляхом графіки зміни тиску нафти при відключенні проміжної НПС (до зупинки працював тільки один насосний агрегат).

Автори роботи зазначають, що різниця результатів за двома методами не перевищує 8 %. Експеримент був проведений на одному з магістральних трубопроводів діаметром 500 мм з відстанню між НПС 100 км. На НПС трубопроводу встановлені магістральні насоси 14Н-12х2. Величина часу швидкоплинно-

го перехідного процесу τ в розрахунках знаходилась в межах 10-20 с, повна зупинка насоса відбулась за 80-100 с [73].

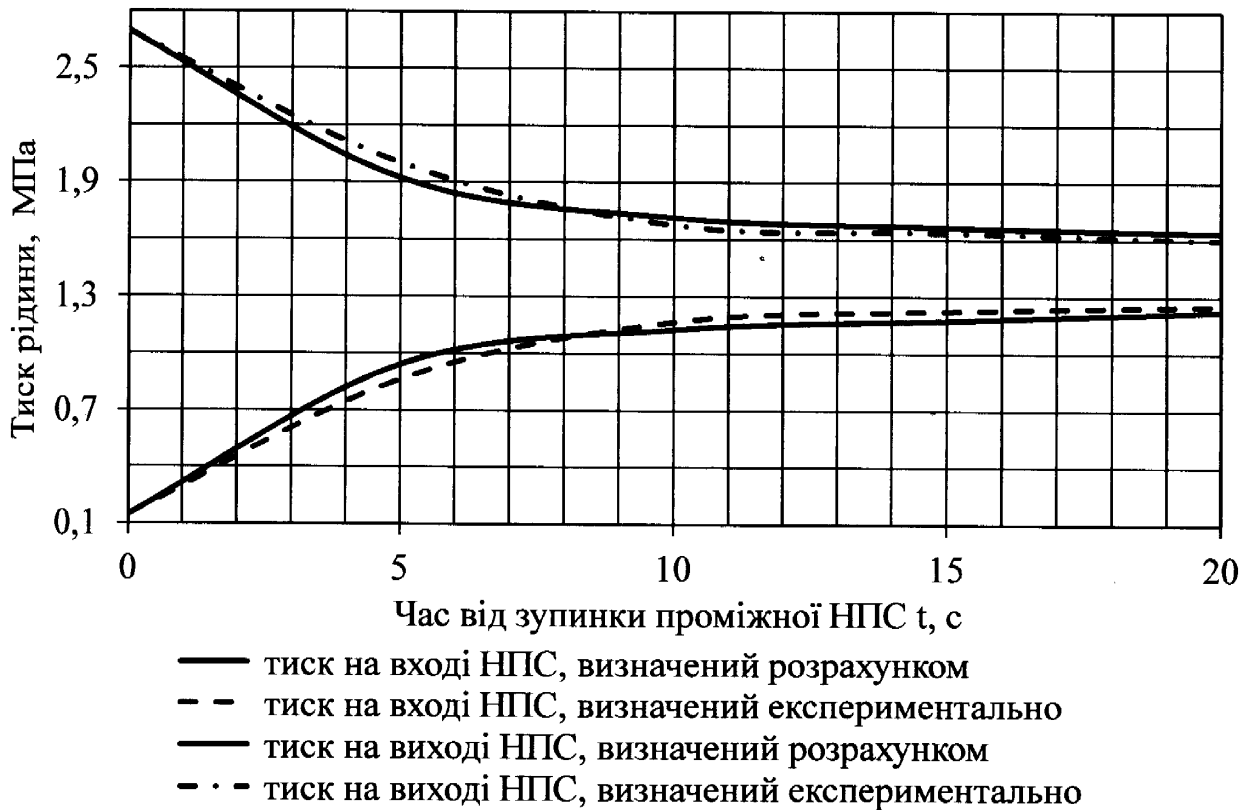


Рисунок 1.3 – Зміна тиску нафти у часі на вході та виході НПС при зупинці насосного агрегату за даними авторів роботи [73]

Слід зазначити, що застосування методики, запропонованої у роботі [73], передбачає наявність закономірностей зміни у часі обертової частоти вала насоса. Окрім того, адекватність даної методики перевірена результатами експериментальних досліджень на трубопроводі, оснащеними насосами старого параметричного ряду, які сьогодні не використовуються на вітчизняних нафтопроводах.

Після відключення насосного агрегату або проміжної насосної станції, як засвідчують теоретичні та експериментальні дослідження [73-75], трубопроводом у напрямі до попередньої насосної станції зі швидкістю звуку рухається хвиля підвищення тиску. Відповідно до роботи [75] тиск рідини у будь-якій точці траси нафтопроводу під час перехідного процесу можна представити так

$$P = P_y + P_n, \quad (1.10)$$

де P_y - тиск нафти у даному перерізі перед зупинкою НПС за усталеного режиму роботи;

P_n - додатковий тиск, що виникає після зупинки насоса або НПС (короткочасне перевантаження по тиску).

В статті [75] пропонується наближений метод аналізу закономірностей перехідних процесів в трубопроводі, спричинених зупинками насосних агрегатів. Нестационарний процес в довільному фіксованому перерізі трубопроводу на віддалі x від зупиненої НПС розбивають на три етапи за часом:

- перший етап тривалістю

$$0 \leq t < x/c; \quad (1.11)$$

- другий етап тривалістю

$$x/c \leq t < (2l-x)/c; \quad (1.12)$$

- третій етап тривалістю

$$(2l-x)/c \leq t < \infty. \quad (1.13)$$

де l - довжина перегону між НПС.

На першому етапі в довільному перерізі x не спостерігається зміни режиму роботи, оскільки збурення від зупиненої НПС ще не досягло цього перерізу трубопроводу. На другому етапі тиск та продуктивність транспортованої рідини змінюються за законами, справедливими для напівнескінченного трубопроводу, оскільки вплив попередньої по потоку станції (відбита хвиля) почне позначатися тільки у момент часу

$$t = (2l-x)/c. \quad (1.14)$$

На третьому етапі позначається вплив відбитої хвилі на режимні параметри роботи довільної точки нафтопроводу. Якщо гранична умова на початку напівнескінченного трубопроводу задана у вигляді залежності $P = \varphi(t)$, то розв'язок для другого етапу задається такою формулою [75]:

$$P_n(x, t) = \varphi\left(t - \frac{x}{c}\right) \cdot \exp\left(-\frac{\alpha x}{2l}\right) + \frac{\alpha x}{2l} c + \frac{\alpha x}{2l} c \int_{x/c}^t \varphi(t - \tau) \cdot \exp\left(-\frac{\alpha c \tau}{2l}\right) \cdot \left[\frac{\alpha}{4l} + \frac{\alpha^3}{128l^3} \cdot (\tau^2 c^2 - x^2)\right] \cdot d\tau, \quad (1.15)$$

де $P_n(x, t)$ - короткочасне перевантаження по тиску рідини в перерізі трубопроводу x у момент часу t ;

α - параметр затухання хвилі підвищеного тиску,

$$\alpha = \frac{P_{mp}}{c \rho w_0}, \quad (1.16)$$

P_{mp} - втрати тиску від тертя на перегоні нафтопроводу в усталеному режимі роботи;

w_0 - швидкість руху рідини до зупинки НПС.

Із формули (1.16) видно, що для конкретного трубопроводу коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску α залежить від режиму його роботи до зупинки насосних агрегатів або НПС.

Усі функції, що входять в підінтегральний вираз другого доданку формули (1.15) перевантаження по тиску $P_n(x, t)$, невід'ємні, і ця складова зростає зі збільшенням верхньої межі інтегрування. Формула (1.15) справедлива до початку третього етапу перехідного процесу, отже, максимальні перевантаження по тиску рідини на третьому етапі визначаються у момент часу, що відповідає формулі (1.14).

Як зазначено у роботі [75], якщо б насосні агрегати не мали інерції і не було б опору для зворотного перетікання рідини з нагнітального трубопроводу станції у всмоктувальний, то тиск транспортованої рідини на всмоктуванні НПС після її зупинки збільшився б миттєво на величину

$$\Delta P_n = 0,5 P_0, \quad (1.17)$$

де P_0 – тиск, що створював насос або НПС в цілому до зупинки.

Такому перебігу процесу перешкоджає інерція обертових мас насосних агрегатів, що призводить до того, що ротори насосів після відключення деякий час обертаються і створюють напір, а також наявність гідравлічного опору для зворотного перетікання рідини. Цей опір представлений передусім зворотним клапаном, що закривається зворотним потоком рідини. Таким чином, стрибкоподібна зміна тиску на всмоктуванні зупиненої насосної станції – це теоретичне максимально можливе зростання тиску і йому відповідають максимальні перевантаження на другому етапі перехідного процесу.

На третьому етапі перехідного процесу виникають додаткові перевантаження щодо тиску. Вони пов'язані з тим, що після прибуття хвилі підвищення тиску на попередню НПС, захист на ній спрацьовує не відразу, а тільки після того, як тиск збільшиться до уставки пристрою захисту. Величина додаткових перевантажень менша за величину ΔP_n , оскільки стрибок тиску поширюється трубопроводом, затухаючи за величиною.

Таким чином, щоб виявити закономірності зміни тиску рідини в трубопроводі після зупинки одного або кількох насосів, необхідно знати закон зростання тиску у часі на вході НПС, де відбулася зміна кількості працюючих агрегатів.

Цими питаннями предметно займалися у шістдесяті-вісімдесяті роки минулого століття Вязунов Е. В., Мороз П. А., Голосовкер Б. І., Перевошиков С. І., Захаров Н. П., Ротте А. Е. [72, 75-86].

У роботі [76] запропонований наближений метод побудови лінії “вибігу” НПС, який може бути використаний для попередніх, орієнтовних розрахунків. Метод базується на застосуванні рівняння руху насосного агрегату у момент зупинки (1.6) і законів подібності відцентрових машин. Напір насоса H в момент часу t після його зупинки визначається за формулою

$$H = \frac{H_0}{\beta^2} \cdot \text{tg}^2(\text{arctg}\beta - \chi t), \quad (1.18)$$

де H_0 - напір насоса до зупинки за номінальної обертової частоти ω_0 ;

β, χ - параметри, які обчислюються за формулами

$$\beta = \sqrt{\frac{N_{ГО}}{N_{ТО}}}, \quad \chi = \frac{N_{ГО}}{J\beta\omega_0^2}, \quad (1.19)$$

$N_{ГО}$ - гідравлічна потужність насосного агрегату за номінальної обертової частоти ω_0 .

Потужність $N_{ТО}$, що витрачається на подолання тертя в підшипниках та сальниках, може бути оцінена приблизно за пусковим моментом агрегату M_n

$$N_{ТО} \cong M_n \cdot \omega_0. \quad (1.20)$$

Гідравлічна потужність насосного агрегату знаходиться за формулою

$$N_{ГО} = N_0 - N_{ТО}, \quad (1.21)$$

де N_0 - повна спожита потужність насоса, визначається з паспортної характеристики насоса за кривою $Q - N$.

Вираз для лінії вибігу НПС (збільшення тиску рідини у часі на вході зупиненої НПС) відповідно до роботи [76] має вигляд

$$\varphi(t) = \frac{H_0}{2} \cdot \left[1 - \frac{1}{\beta^2} \cdot \text{tg}^2(\text{arctg}\beta - \chi t) \right]. \quad (1.22)$$

У роботі [76] наведені лінії “вибігу НПС”, які побудовані за експериментальними даними та за формулою (1.22), (рисунок 1.4).

Слід зазначити, що при виведенні формули (1.22) не були враховані демпферуючі властивості трубопроводу. Окрім того, не врахований той факт, що закони подібності відцентрових насосів виконуються у певному діапазоні зміни обертової частоти. Тому формула (1.22) для розрахунку параметра $\varphi(t)$ дає дещо завищені значення крутизни фронту хвилі тиску. Таким чином, маючи закон зміни напору (тиску) (1.22) на вході відключеної НПС, можна обчислити перевантаження трубопроводу за тиском.

В роботі [77] наводиться формула для обчислення крутизни фронту хвилі тиску, що виникає при зупинці одного або декількох насосних агрегатів на на-

сосній станції. При цьому враховується як інерція агрегату, так і демпферуючий вплив трубопроводу. Формула для визначення крутизни фронту хвиль, які виникають в початковий момент після зупинки насосного агрегату має вигляд

$$\left. \frac{dP_n}{dt} \right|_{t=0} = \frac{a\rho g N_0}{J\omega_0^2} \cdot \frac{1}{1 + \frac{B+b}{c} FgQ_0}, \quad (1.23)$$

де a, b - коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики зупиненого насоса;

B - коефіцієнт математичної моделі напірної характеристики насосів, що залишились в роботі;

F - площа поперечного перерізу трубопроводу;

Q_0 - витрата рідини в трубопроводі до зупинки насоса.

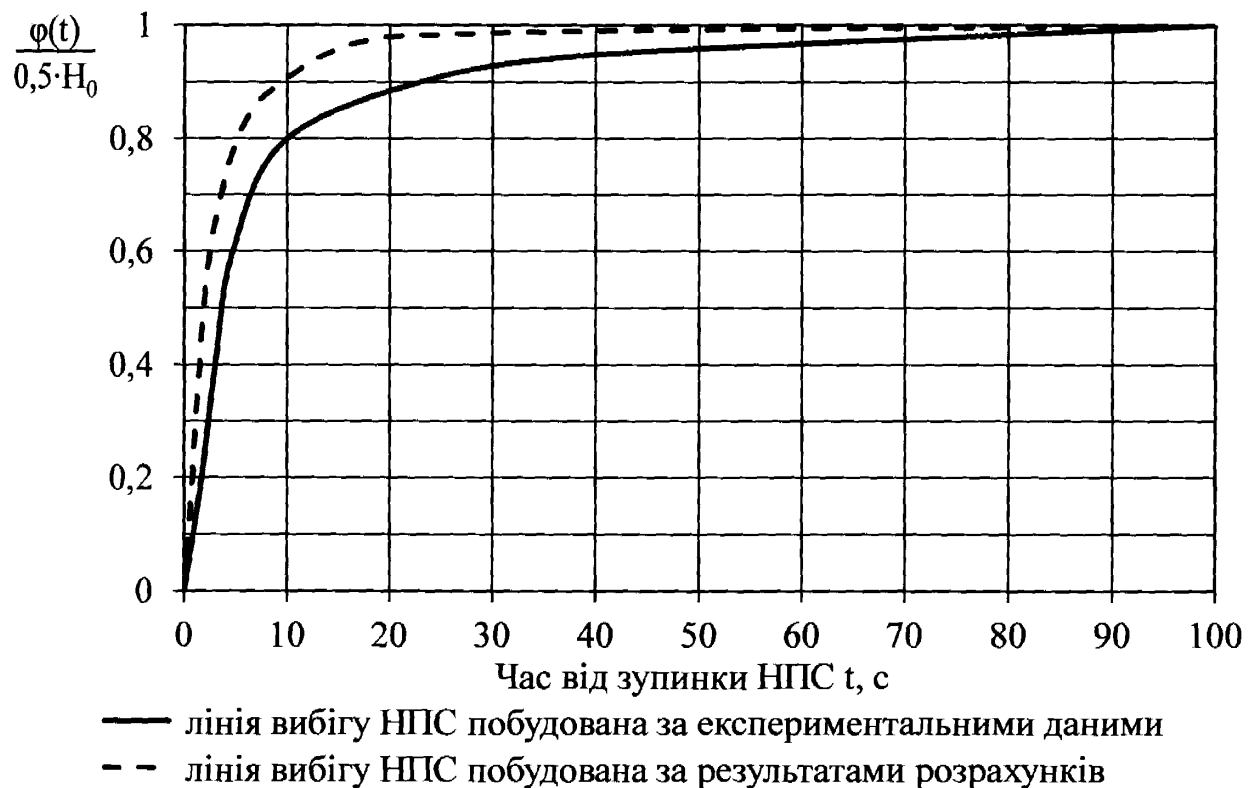


Рисунок 1.4 – Закономірності зміни напору рідини на вході НПС при зупинці насоса за даними авторів роботи [76]

В роботі [77] зазначено, що при відключенні агрегатів на головній НПС крутизна фронту хвилі пониження тиску, яка виникає при цьому, в два рази бі-

льше величини, знайденої за формулою (1.23). За даними авторів роботи [77] наявні експериментальні дані щодо початкової крутизни фронту хвилі при “вигігу” добре узгоджуються з розрахунковою величиною збурення, визначеною за формулою (1.23). Експерименти та обчислення за формулою (1.23) засвідчують, що крутизна хвиль тиску, що виникають при відключенні одного насоса на проміжній НПС, становить 0,3-0,4 МПа/с, а при відключенні насоса на головній НПС 0,6-0,8 МПа/с. Експериментальні лінії зміни у часі тиску нафти на вході та виході НПС при відключенні насосів типу 24 DVS-D наведено на рисунку 1.5.

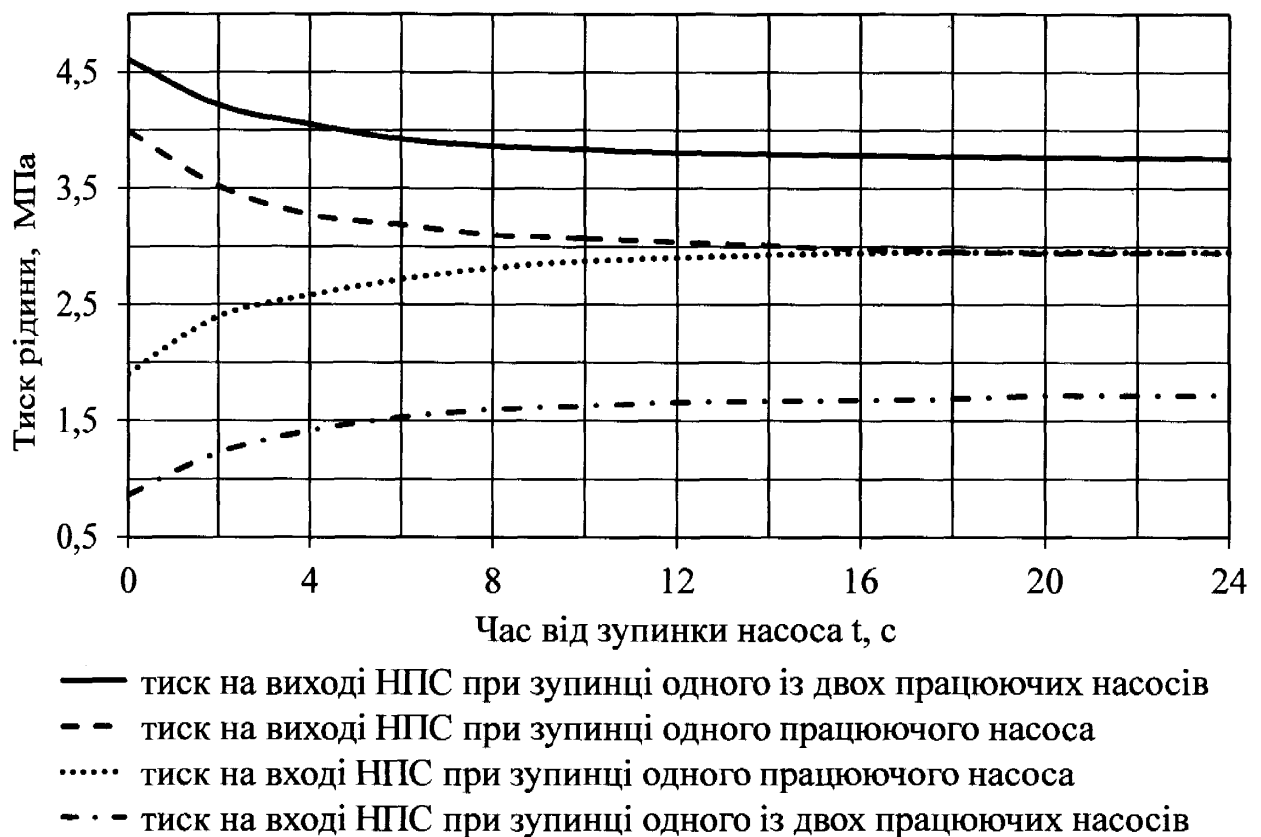


Рисунок 1.5 – Динаміка зміни тиску рідини на вході та виході НПС при зупинці насосних агрегатів за даними авторів роботи [77]

У роботах [78, 79] розглянуто два випадки перехідних процесів, що виникають після зупинки насосного агрегату. З’ясовано, за яких умов має місце кожен з цих випадків і які основні особливості гідродинаміки перехідних процесів. У першому випадку в перехідному процесі витрата рідини через НПС може стати рівною нулю (чи навіть від’ємною), в другому – досягти нового усталеного значення, залишаючись увесь час додатною.

Автори [78, 79] стверджують, що зупинка перекачування відбувається тоді, коли зміна тиску на вході та виході проміжної НПС більша від ударного тиску $P_{уд}$, що обчислюється за формулою Жуковського. Для запобігання зупинки перекачування достатньо, щоб зміна тиску була менше ударного. Напір насосної станції при нульовій продуктивності не менше напору, що створюється насосами, які залишилися в роботі. Отже, зміна тиску на вході та виході НПС не перевищує величини

$$0,5(P_n - P_v - \rho g A), \quad (1.24)$$

де P_n, P_v - тиск на нагнітанні та всмоктуванні НПС в усталеному режимі до зупинки насосів;

A - напір насосів, що залишилися в роботі, за нульової подачі.

Таким чином, щоб уникнути зупинки потоку рідини після відключення одного насосного агрегату, достатньо забезпечити виконання умови [78]

$$0,5(P_n - P_v - \rho g A) \leq P_{уд}. \quad (1.25)$$

Якщо умова (1.25) виконується, перехідний процес проходить так. Витрата рідини та напір зупиненого насоса із зменшенням швидкості обертання ротора знижуються. При деякому значенні витрати та обертової частоти ротора насос вже не створює напору, а представляє собою гідравлічний опір. Зворотний клапан на байпасі насоса відкривається, коли перепад тиску на опорі стане рівним необхідному. Витрата та тиск транспортованої рідини будуть плавно прямувати до значень, що відповідають новому усталеному режиму роботи нафтопроводу, за якого не приймає участь зупинений насос.

Якщо нерівність (1.25) не виконується, то можлива короткочасна зупинка потоку рідини. Перехідний процес складається з таких етапів:

- 1) тиск швидко підвищується на вході та знижується на виході НПС на величину ударного, а продуктивність падає до нуля;
- 2) при швидкодіючих зворотних клапанах відбувається швидке їх закриття на резервних насосах (можливий короткочасний зворотний потік);

3) тиск на вході НПС повільно збільшується, та знижується на виході (потік рідини через НПС відсутній);

4) відновлюється потік рідини через зворотні клапани резервних насосів із плавним переходом на новий усталений режим, коли різниця тисків на виході та вході НПС зрівняється із напором залишених в роботі та зупиненого насосів за нульової витрати.

В роботі [80] перехідний процес, що виникає при зупинці насосного агрегату на НПС, поділено на три фази:

1) Швидкоплинний перехідний процес. Тиск і продуктивність змінюються з великою швидкістю. На цьому етапі динаміка зміни параметрів визначається характеристиками трубопроводу та насосних агрегатів. Фаза закінчується, коли насосні агрегати припиняють чинити суттєвий вплив на перехідний процес, тобто насосний агрегат вже не створює напору. Тривалість фази – секунди.

2) Квазістаціонарний процес. Тиск і продуктивність в трубопроводі змінюються зі значно меншими швидкостями, ніж на першому етапі. Динаміка процесу в основному визначається перетворенням частини енергії, що витрачалась до зупинки агрегату на подолання сил тертя, в потенційну енергію тиску. Цей процес відбувається поступово і триває до приходу відбитої від сусідньої НПС хвилі, тобто протягом 2-5 хв.

3) Завершення перехідного процесу. На цьому етапі продовжуються раніше розпочаті процеси. Окрім того, появляються хвилі тиску, відбиті від інших НПС. Ці хвилі тиску можуть бути досить значними, якщо на інших НПС також відбудеться зупинка насосів. У кінці етапу режимні параметри набувають значень, що відповідають новому усталеному режиму роботи нафтопроводу. Час завершення перехідного процесу можна оцінити приблизно як час подвійного пробігу хвилі по всій довжині трубопроводу. Тривалість третьої фази перехідного процесу для трубопроводів різної довжини змінюється в межах 7-30 хв.

Як зазначалось вище, будь-яка зупинка насосного агрегату може розглядатись як своєрідний гідравлічний удар. На відміну від класичного гідравлічного удару в процесі зупинки одного чи кількох насосів зазвичай не відбувається повної зупинки перекачування. Витрата транспортованої рідини в трубопроводі лише зменшується на певну величину.

У роботі [81] наведена формула для визначення стрибкоподібної зміни тиску ΔP , що зумовлена зміною швидкості руху рідини з величини w_0 до значення w

$$\Delta P = \rho c w_0 \sqrt{1 - \left(\frac{w}{w_0}\right)^2}. \quad (1.26)$$

Права частина виразу (1.26) представляє собою добуток двох величин. Перша з них $\rho c w_0$ - це зміна тиску, спричинена зменшенням швидкості потоку з w_0 до нуля, вона дорівнює зміні тиску за формулою Жуковського (1.1). Друга величина - вираз під коренем, своєрідна поправка до зміни тиску із формули Жуковського, що враховує неповне припинення руху рідини в даному перерізі трубопроводу. Тобто формула Жуковського є частковим випадком залежності (1.26).

На базі залежності (1.26) у роботі [81] запропонована формула для визначення зміни тиску на вході НПС при зупинці всіх насосів

$$\Delta P = \rho c w_0 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{A}{n_0}\right)^2 \cdot \text{tg}^2[\beta \cdot (1 - \chi t)]}; \quad (1.27)$$

$$A = 7,22 \cdot \sqrt{\frac{1 + 6D_2}{k_0 \rho D_2^3}}; \quad \beta = \text{arctg}\left(\frac{A}{n_0}\right), \quad (1.28)$$

де D_2 - зовнішній діаметр робочого колеса насоса, м;

k_0 - коефіцієнт потужності дискового тертя, для більшості магістральних насосів становить $1,5 \cdot 10^{-6}$;

χ - величина, що характеризує інтенсивність зміни продуктивності НПС у часі.

Для оцінки справедливості виразу (1.27) автором статті [81], був проведений промисловий експеримент на НПС, оснащений насосами типу НМ 10000-210 із приводом від електродвигуна СТД-8000. Досліджувались три варіанти зупинки НПС:

I - зупинка одного працюючого насоса;

II - зупинка одного насоса з двох працюючих;

III - зупинка двох насосів із двох працюючих.

Експериментальні дані та результати обчислень за формулою (1.27) представлені на рисунку 1.6, з якого видно задовільну збіжність розрахунку з експериментом.

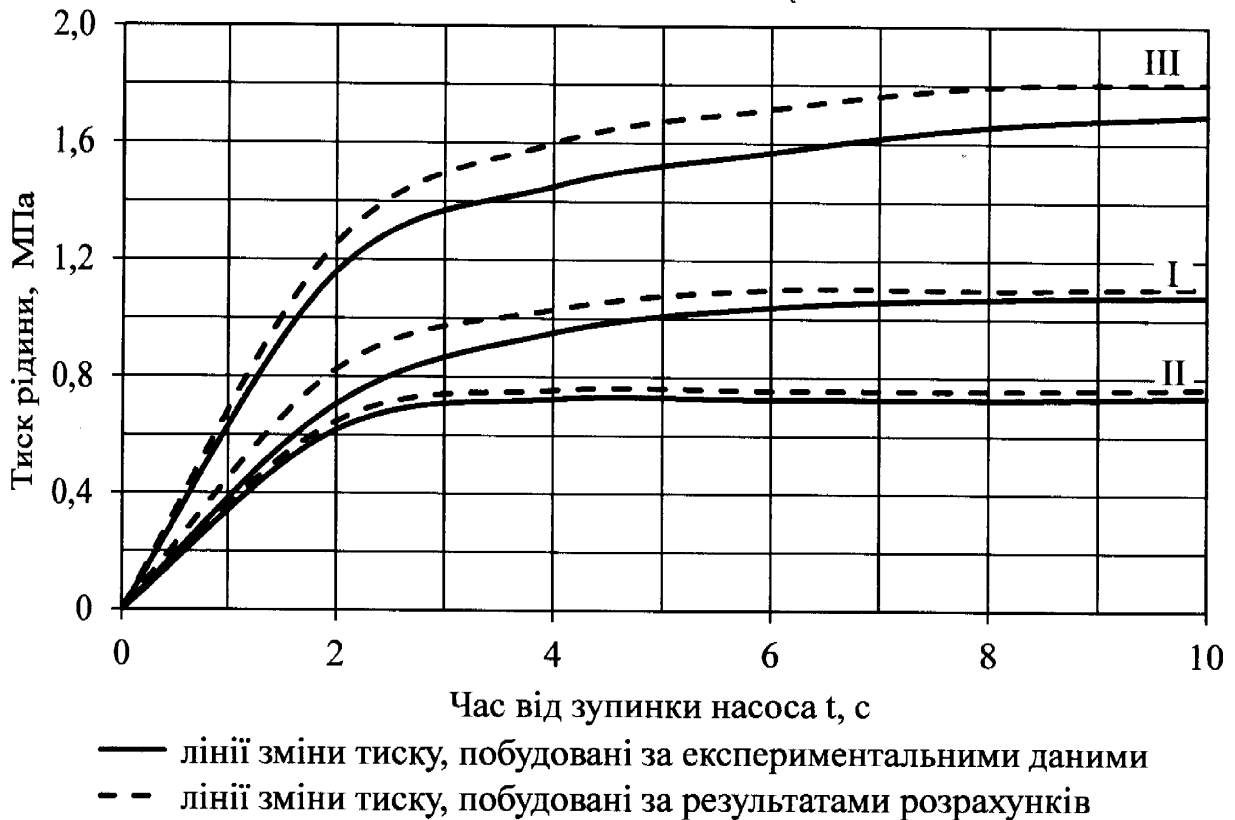


Рисунок 1.6 – Динаміка зміни тиску на вході НПС за різних варіантів зупинки насосних агрегатів за даними авторів роботи [81]

В роботі [82] одержані такі наближені аналітичні залежності зміни продуктивності та тиску, що розвиває НПС в часі, за повної або часткової зупинки НПС

$$Q_{\text{нпс}} = Q_0 \frac{A}{n_0} \operatorname{tg}[\beta(1 - \chi t)], \quad (1.29)$$

$$P_{\text{нпс}} = iP_0 \left(\frac{A}{n_0} \right)^2 \operatorname{tg}^2[\beta(1 - \chi t)] \quad (1.30)$$

Справедливість отриманих виразів перевірялась експериментально. Промислові досліди проводили на НПС, оснащених насосами НМ 10000-210 із приводом від електродвигунів СТД-8000. Зміна тиску, що розвиває НПС після зупинки двох насосів із двох працюючих, наведена на рисунку 1.7. Порівняння експериментальних даних з результатами розрахунків за формулою (1.29) вказує на задовільну збіжність розрахунку з експериментом [82].

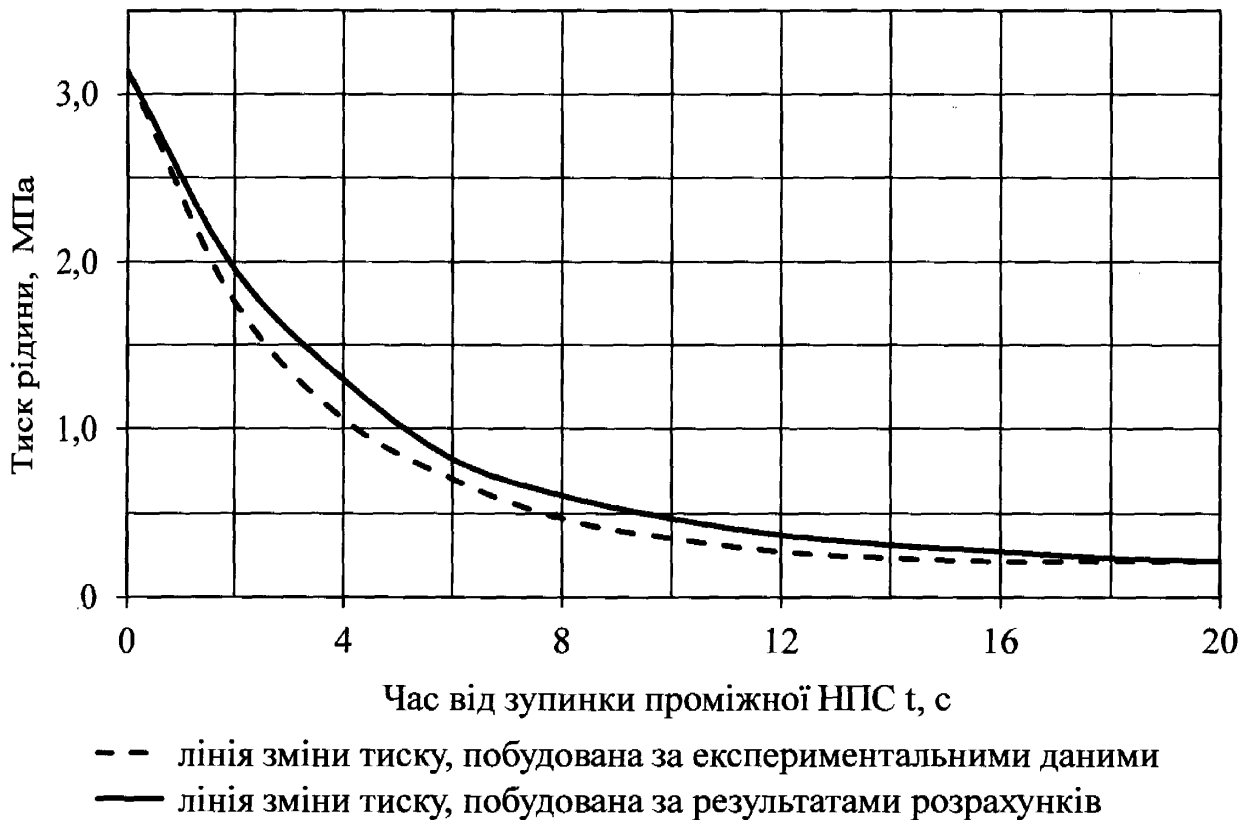


Рисунок 1.7 – Динаміка зміни тиску, що розвиває НПС, після зупинки двох насосних агрегатів із двох працюючих за даними авторів роботи [82]

У роботах М. В. Лур'є, Е. В. В'язунова, Б. М. Прохорова запропонований такий вираз для затухання амплітуди хвилі підвищення тиску за перехідного процесу [3, 78-80]

$$\Delta P(x, t) = \Delta P_n \exp(-K_3 x), \quad (1.31)$$

де ΔP_n - величина стрибкоподібної зміни тиску рідини у місці збурення;

K_3 - коефіцієнт затухання хвилі тиску,

$$K_3 = \frac{\alpha}{2L}, \quad (1.32)$$

$$\alpha = \frac{P_{mp}}{P_{y\partial}}, \quad (1.33)$$

P_{mp} - втрати тиску від тертя в нафтопроводі;

$P_{y\partial}$ - підвищення тиску, що відповідає прямому гідравлічному удару.

Після підстановки аналітичних виразів для втрат тиску і гідравлічного удару у формулу (1.33) одержано такий вираз:

$$K_3 = \frac{\lambda w_0}{4dc}, \quad (1.34)$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору за витрати нафти в нафтопроводі до зупинки перекачування.

Слід зазначити, що методика, що базується на використанні формул (1.31)-(1.34), може бути застосована лише за реалізації в нафтопроводах прямих гідравлічних ударів. Ці явища можуть мати місце за повного раптового закриття запірної арматури на трасі нафтопроводу та повного припинення процесу перекачування нафти. За будь-якої зупинки одного чи кількох насосів на НПС виникає процес, який частково нагадує непрямий гідравлічний удар. Гідродинаміку такого процесу не можна достовірно розраховувати за формулою (1.34).

Викладене вище засвідчує, що в шістдесяті-сімдесяті роки минулого століття питання впливу зупинок насосних агрегатів на режим роботи магістральних нафтопроводів було предметом наукових досліджень низки радянських науковців. Роботи, які були опубліковані, здебільшого розглядали закономірності зміни тиску рідини на вході і виході НПС при зупинці одного чи кількох насосів. Закономірності зміни тиску нафти по трасі нафтопроводу, спричинені зупинками насосних агрегатів, розглянуті недостатньо в теоретичному плані. Окрім того, більшість теоретично одержаних розрахункових залежностей не підтверджені достатньою кількістю дослідних даних, одержаних на діючих магістральних нафтопроводах. Можна відзначити лише одну роботу [86], присвячену експериментальним дослідженням гідродинамічних процесів на нафтоп-

роводах. Зазначені промислові експерименти проведені на нафтопроводі діаметром $DN = 500$ мм, довжиною 579 км, на трасі якого розміщено 5 НПС, які оснащені насосами старого параметричного ряду 14Н-12х2. Для вимірювання тиску рідини застосовувались манометри МСТМ-410, витрати рідини визначалась за допомогою дифманометра ДП-410. Були визначені значення робочих параметрів тиску і витрати рідини для чотирьох режимів роботи нафтопроводу. Побудовані графічні залежності зміни тиску і витрати у часі на вході і виході кожної НПС. Слід зазначити, що одержані залежності можна використовувати лише для виявлення основних тенденцій зміни гідродинамічних параметрів роботи нафтопроводу під час зупинок насосних агрегатів. Через недосконалість засобів контролю режимних параметрів нафтопроводів ніяких кількісних результатів зміни тиску або витрати одержати за результатами цих експериментів неможливо. Окрім того, досліджувались зупинки насосів старого параметричного ряду, які не використовуються сьогодні на вітчизняних трубопроводах.

1.3 Аналіз методів розрахунку параметрів роботи магістральних нафтопроводів з безнапірним рухом рідини

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів та нафтопродуктопроводів, що мають пересічений профіль траси, нерідко реалізуються режими перекачування з так званою перевальною точкою. Від перевальної точки до кінця ділянки трубопроводу нафта або нафтопродукт можуть бути транспортовані за заданої витрати без додаткових витрат енергії за рахунок різниці геодезичних позначок перевальної і кінцевої точок траси.

У випадку виникнення перевальної точки за нею за ходом руху транспортованого продукту відповідно до особливостей профілю траси і режиму роботи трубопроводу формуються самопливні ділянки. На самопливних ділянках транспортований продукт рухається неповним перерізом під дією сили тяжіння. Тиск в парогазовій порожнині залишається практично сталим і рівним пружності насиченої пари транспортованого продукту P_{np} за температури перекачу-

вання. Різниця напорів між початком x_1 і кінцем самопливної ділянки x_2 дорівнює різниці геодезичних позначок цих перетинів $z_1 - z_2$ (рисунок 1.8).

Стаціонарні самопливні ділянки можуть існувати тільки на низхідних ділянках трубопроводу. Початок самопливної ділянки завжди співпадає з однією із вершин профілю траси трубопроводу.

Лінія гідравлічного нахилу на самопливній ділянці проходить паралельно профілю траси на віддалі $P_{np}/(\rho \cdot g)$, що залежить від пружності насиченої пари і густини нафти або нафтопродукту. Звідси випливає, що гідравлічний нахил i на самопливній ділянці дорівнює тангенсу кута нахилу α_n профілю трубопроводу до горизонту $i = \text{tg} \alpha_n$.

Витрата рідини на самопливній ділянці за стаціонарного режиму дорівнює витраті на заповнених ділянках трубопроводу. Швидкість руху рідини на самопливній ділянці w більша за швидкість на напірних ділянках w_0 .

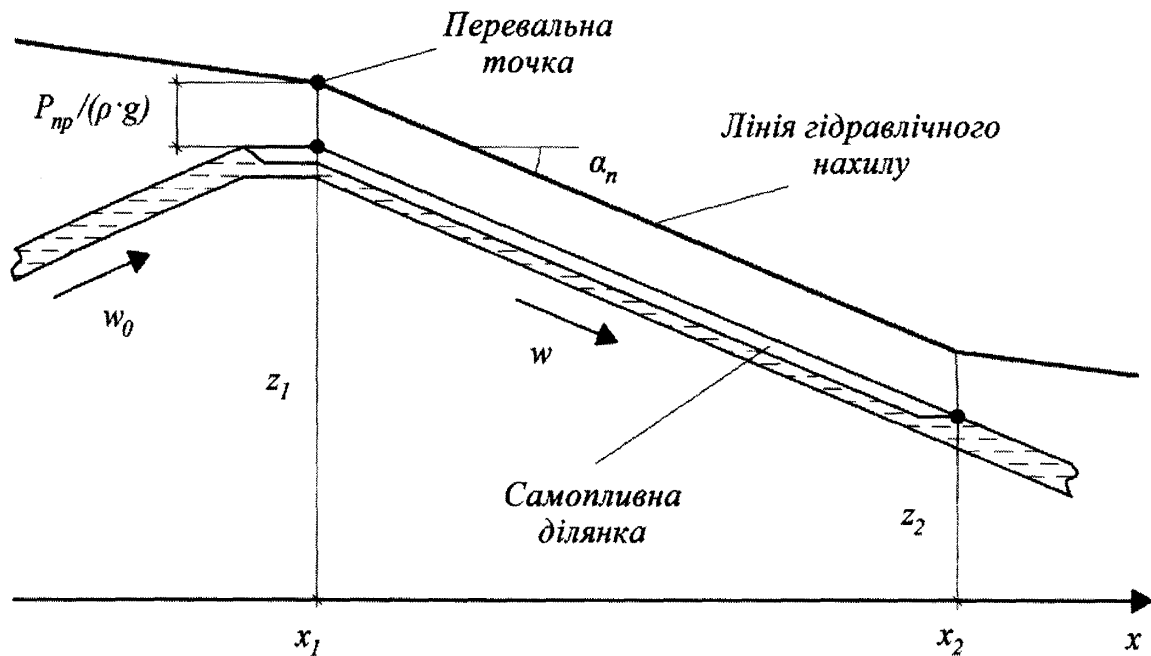


Рисунок 1.8 – Схема самопливної ділянки нафтопроводу

Експлуатація самопливних ділянок трубопроводів має ряд особливостей. Ось чому для оперативного контролю процесу перекачування нафти або нафтопродуктів необхідно знати положення самопливних ділянок, їх довжину, а основне – ступінь заповнення рідиною. Останнє дуже важливе для складання ма-

теріального балансу нафти або нафтопродуктів у кожний момент часу експлуатації трубопроводу.

На сьогодні як вітчизняними [3, 87-97] так і зарубіжними вченими [98, 99, 100] пропонуються графічні методи визначення кількості, місця положення та довжини самопливних ділянок. Такі методи незручні, недостатньо точні і не можуть бути закладені у сучасні алгоритми комп'ютерних розрахунків режимів роботи трубопроводів. Для розрахунку ступеня заповнення перерізу самопливної ділянки здебільшого пропонуються емпіричні залежності [3], адекватність і сфера практичного застосування яких недостатньо обґрунтовані. Також не вказано, яку точність забезпечують ці залежності. Також відсутні формули, які дають змогу розрахувати ступінь заповнення перерізу трубопроводу нафтою як функцію продуктивності та режиму руху рідини.

Гідравлічний розрахунок безнапірних ділянок трубопроводів за усталеної течії рідини здійснюється за формулою Шезі [87, 88, 89, 90]

$$w = C_{ш} \cdot \sqrt{R_2 \cdot i}, \quad (1.35)$$

де w - середня швидкість потоку рідини, м/с;

$C_{ш}$ - коефіцієнт Шезі, м^{0,5}/с;

R_2 - гідравлічний радіус, м;

i - геометричний нахил ділянки.

Коефіцієнт Шезі визначають за однією з емпіричних формул (Павловського, Маннінга, Базена, Куттера та інших вчених [87, 88, 98, 99, 100]), отриманих в результаті узагальнення великого дослідного матеріалу, але без достатнього теоретичного обґрунтування. Цими формулами не можна користуватися в умовах, відмінних від тих, які були характерні для дослідного матеріалу, покладеного в основу тієї або іншої формули. Усі ці формули справедливі тільки в умовах квадратичного режиму опору [87].

Після появи узагальнених формул для гідравлічного розрахунку напірних трубопроводів виникло питання про створення адекватних залежностей для гідравлічного розрахунку безнапірних ділянок магістральних трубопроводів.

За допомогою напівемпіричної теорії турбулентності, розвинутої в роботі [87, 99, 100, 101], виводяться логарифмічна та степенева узагальнені формули для коефіцієнта Шезі у відкритих руслах, що враховують окрім шорсткості і гідравлічного радіусу також вплив геометричного нахилу дна русла та в'язкості рідини. Дані формули дійсні в усій області турбулентного режиму руху. В квадратичній області опору ці формули практично співпадають з формулою Н. Н. Павловського.

Оскільки особливості течії рідини у відкритих руслах чинять свій вплив на закон опору, то формули опору для відкритих русел не можуть бути застосовані для гідравлічного розрахунку безнапірних ділянок магістральних нафтопроводів. У зв'язку з цим виникає необхідність додаткових теоретичних та експериментальних досліджень самопливних ділянок вітчизняних нафтопроводів.

Класична теорія неусталеного руху рідини в трубах, початок якій поклали роботи Картевега, Резаля, Громекі, Жуковського, Лейбензона, Чарного та інших вітчизняних і зарубіжних авторів [3, 6, 60, 87], в більшості випадків непридатна до розрахунку перехідних процесів в магістральних нафтопроводів. Це пояснюється тим, що класична теорія містить одне істотне, хоча і не часто формульоване обмеження про відсутність в рідині фазових переходів. По замовчуванню приймається, що ні за яких умов рідина (нафта або нафтопродукт) не переходить в парогазову фазу навіть при зниженні тиску до пружності насичених парів. Тим часом, при поширенні в трубопроводі хвилі розрідження ця умова порушується в багатьох перерізах трубопроводу і передусім у вершинах його профілю. Коли тиск в хвилі розрідження знижується до значення, рівного пружності насиченої пари, рідина закипає, її стовп розривається, і переріз труби заповнюється частково. З цього часу всі подальші результати, що отримуються за класичною теорією [3, 6], виявляються невірними. Наведемо приклади:

1. При відключенні НПС або насосного агрегату за потоком рідини по трубопроводу поширюється хвиля розрідження. Тиск в такій хвилі знижується, в результаті у вершинах профілю труби можуть утворюватися парогазові пустоти. Останні здатні розростатися і переходити в стаціонарні самопливні ділянки або, навпаки, стискуватися або навіть зникати. На основі класичної теорії розрахувати такі процеси неможливо.

2. При закритті засуви назад по потоку поширюється хвиля підвищеного тиску. Проте при відбиванні цієї хвилі від відкритої поверхні резервуару або парогазової порожнини усередині самого трубопроводу виникає хвиля розрідження [90, 91, 92], яка розповсюджується у зворотному напрямі і знижує тиск в рідині. Внаслідок цього в деяких вершинах профілю труби утворюються тимчасові перевальні точки, виникають парогазові проміжки та рух рідини деякий час відбувається по неповному перерізу. Якщо, тиск в трубопроводі невисокий, то зниження його може викликати розрив потоку і утворення парогазових порожнин. Так, на лабораторних установках можна спостерігати, як рідина перед засувою буквально закипає від різкого зниження тиску. Розрахунок таких процесів на основі класичної теорії неможливий.

3. При включенні відводу до проміжної НПС від місця під'єднання відводу вгору і вниз по потоку поширюються хвилі розрідження, які можуть розірвати стовп рідини в багатьох перерізах профілю трубопроводу і перетворити напірну течію на безнапірну, що характеризується парогазовими порожнинами і самопливними ділянками. Такі явища також не піддаються розрахунку у рамках класичної теорії.

Розрахунок нестационарних процесів на основі класичної теорії неможливий також в трубопроводах, в яких спочатку існували порожнечі або самопливні ділянки. Таким чином, очевидно, що ця теорія має обмежену сферу застосування і потребує удосконалення.

Виникнення або зникнення в трубопроводі парогазових порожнин небезпечно та може представляти загрозу для цілісності трубопроводу. В роботі [92] було виявлено та досліджено джерело виникнення в трубопроводі потужних гідроударних хвиль, які можна назвати “профільним гідроударом”: Наприклад, коли засуву, що встановлена перед ділянкою істотного підйому трубопроводу різко закрили, то хвиля розрідження, що виникає в прилеглій до неї області, змінювалася серією потужних гідравлічних ударів. Спочатку потужні хвилі гідравлічного удару поступово затухали і течія в трубі встановлювалася. Аналогічні явища спостерігалися в трубопроводі при відключенні окремих насосних агрегатів або НПС в цілому.

Природа профільного гідроудару полягає в наступному. При закритті за-

суви, тиск на ділянці підйому трубопроводу падає, і стовп рідини, що підтримується цим тиском починає поступово сповзати вниз, здійснюючи зворотній рух. У цьому зворотному русі рідина прискорюється, та коли парогазові порожнечі, що утворилися перед засувою, будуть ліквідовані, відбувається різка зупинка стовпа сповзаючої рідини, та як наслідок, гідравлічний удар. При цьому потужність такого удару особливо велика, оскільки зворотна течія рідини відбувається на закриту засуву, і як впливає з робіт Н. Е Жуковського[1], амплітуда гідравлічного удару подвоюється.

Відбита від засуви хвиля гідравлічного удару, що супроводжується також зупинкою рідини, поширюється вниз по потоку. Досягаючи тимчасової перевальної точки, в якій сформувалася парогазова порожнина, хвиля відбивається від неї, і вже у вигляді хвилі розрідження прямує назад до засуви, причому стовп рідини на висхідній ділянці повторно починає сповзати до закритої засуви. Відбувається вторинний гідравлічний удар, після якого процес повторюється знову із меншою амплітудою.

У галузевій лабораторії нафтогазової гідродинаміки РГУ нафти і газу ім. І.М. Губкіна створена узагальнена теорія перехідних процесів в магістральних трубопроводах, що дозволяє врахувати виникнення або зникнення в трубі парогазових порожнин та самопливних ділянок [91, 92].

В узагальненій теорії передбачається, що в трубопроводі є напірні ділянки, заповнені повністю та безнапірні, заповнені частково, тиск на яких дорівнює пружності насиченої пари рідини P_{np} . Течія рідини на напірних ділянках описується системою рівнянь (1.3), а на безнапірних – рівняннями, використовуваними в теорії відкритих русел [92]

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho w S}{\partial x} = 0, \\ \frac{\partial \rho w S}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho S w^2 + \rho g \cos \alpha \cdot \int_0^h S dh \right) = -\rho g S \sin \alpha - \frac{\rho g S}{C_{uR}^2} \cdot w \cdot |w|, \end{cases} \quad (1.36)$$

де $S(x, t)$ - “змочена” площа, тобто частина площі перерізу труби, що заповнена рідиною;

$h(x, t)$ - глибина заповнення перерізу рідиною.

Для стаціонарної течії формули Шезі з коефіцієнтом опору у формулі Павловського мають такий вигляд [87, 92]

$$w = C_{ш} \sqrt{R_2 \cdot |\sin \alpha|}; \quad C_{ш} = \frac{1}{n} \cdot R_2^{1/6}, \quad (1.37)$$

де n – коефіцієнт шорсткості.

Для розрахунку течій нафтопродукту на повністю і частково заповнених ділянках трубопроводу, авторами [92] розроблено алгоритм розрахунку, заснований на ідеях відомого математика С.К. Годунова. Цей алгоритм пов'язаний з розглядом так званих задач “про розпад довільного розриву” в системах диференціальних рівнянь гіперболічного типу.

Оскільки система рівнянь (1.36) не розв'язується аналітично в явному вигляді, для одержання розв'язків необхідно використовувати числові методи, які можна реалізувати тільки з використанням комп'ютерних технологій. Також для перевірки адекватності запропонованої уточненої методики розрахунку неусталених процесів на безнапірних ділянках магістральних нафтопроводів необхідно провести експериментальні дослідження.

1.4 Постановка задач досліджень

Огляд літературних джерел виявив, що за роки незалежності в Україні не опубліковано ні однієї роботи, яка б досліджувала в теоретичному або експериментальному плані закономірності гідродинамічних процесів в нафтопроводу, спричинені зупинками насосних агрегатів. Враховуючи неповну завантаженість вітчизняних нафтопровідних систем, необхідність регулювання їх продуктивності шляхом зміни кількості працюючих насосів на НПС, велику імовірність зупинки насосних агрегатів у разі спрацювання систем технологічного захисту НПС, питання виявлення закономірностей гідродинамічних процесів в

нафтопроводі, спричинених зупинками насосних агрегатів, має велике теоретичне і практичне значення.

Аналіз літературних джерел щодо методів розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок магістральних нафтопроводів показав, що переважна більшість робіт присвячена дослідженню відкритих каналів та русел і не враховує особливості безнапірного руху нафти в трубопроводах. Для розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок магістральних нафтопроводів застосовують переважно графічні методи, які є недостатньо точними та незручними для практичного користування.

Узагальнення робіт, присвячених розрахункам режимів роботи магістральних нафтопроводів за нештатних ситуацій дали змогу сформулювати такі задачі досліджень:

- виявлення взаємозв'язку між зміною параметрів роботи нафтових насосів у процесі їх зупинки та динамікою зміни тиску нафти на вході і виході НПС;
- встановлення закономірностей перехідних гідродинамічних процесів, спричинених зупинками одного і кількох насосних агрегатів, у довільній точці траси нафтопроводу, а також на вході в попередні НПС;
- встановлення взаємозв'язку між геометричними характеристиками траси нафтопроводу, його пропускною здатністю, кількістю ділянок з безнапірним рухом нафти, місцем їх розташування та ступенем заповнення нафтою;
- розроблення математичних моделей для визначення гідродинамічних параметрів нештатних режимів експлуатації нафтопроводів;
- розроблення рекомендацій щодо підвищення ефективності та надійності експлуатації вітчизняних магістральних нафтопроводів шляхом мінімізації негативного впливу нештатних ситуацій.

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДАХ ЗА НЕШТАТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів часто реалізуються нештатні режими, що характеризуються неусталеними (перехідними) гідродинамічними процесами. Як зазначалось вище, при неусталених процесах у нафтопроводах режимні параметри потоку нафти змінюються не тільки від перерізу до перерізу, але і в кожному перерізі трубопроводу залежно від часу. Аналіз експлуатації магістральних нафтопроводів засвідчує, що найбільш характерними і поширеними прикладами перехідних процесів є гідродинамічні процеси, спричинені зупинками окремих відцентрових насосів та НПС в цілому.

Для забезпечення ефективною та надійною експлуатації магістральних нафтопроводів необхідно мати як теоретичні, так і експериментальні дослідження закономірностей перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів. У шістдесяті-вісімдесяті роки минулого століття радянські вчені присвятили низку робіт теоретичним дослідженням закономірностей перехідних процесів у трубопроводах. Так у роботах М. В. Лур'є, П. А. Мороза, Л. В. Полянської, Е. В. В'язунова, В.С. Семенякіна, В.С. Станева [3, 5, 7-72, 75-77] наведено результати теоретичних досліджень динаміки зміни тиску в лінійній частині трубопроводів при перехідних процесах, спричинених зупинками насосних агрегатів. Роботи Е. В. В'язунова, Б. І. Голосовкера, С. І. Перевощикова, А. Е. Ротте [78-86] містять результати теоретичних досліджень закономірностей перехідних процесів в трубопровідних комунікаціях нафтоперекачувальних станцій при зупинках і запусках одного чи кількох насосних агрегатів.

У той же час слід відзначити недостатнє підтвердження закономірностей гідродинаміки перехідних процесів в нафтопроводах результатами лабораторних та промислових експериментів. Експериментальним дослідженням гідро-

динамічних процесів в діючому нафтопроводі присвячено роботу [86], опубліковану в 1964 році. Досліди були проведені на одному із російських нафтопроводів з номінальним діаметром 500 мм, нафтоперекачувальні станції якого оснащені нафтовими насосами старого параметричного ряду. Результати цих експериментів застаріли і їх не можна застосовувати для аналізу закономірностей зміни тиску при зупинці сучасних насосних агрегатів на вітчизняних нафтопроводах.

Наведене вище визначає актуальність та важливість експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів в нафтопроводах, результати яких наведено нижче.

2.1 Методика експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів

Метою досліджень було встановлення експериментальним шляхом на діючому вітчизняному магістральному нафтопроводі закономірностей гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

В процесі досліджень вирішувались такі задачі:

- 1) виявлення закономірностей зміни обертової частоти, тиску і подачі нафтових насосів серії НМ у часі при їх зупинці;
- 2) встановлення закономірностей зміни тиску транспортованої рідини на вході і виході НПС при зупинці одного і кількох насосних агрегатів;
- 3) виявлення закономірностей поширення хвиль підвищеного тиску у лінійній частині трубопроводу при зупинці насосних агрегатів.

Для того, щоб проаналізувати перевантаження лінійної частини нафтопроводу за тиском під час перехідних процесів необхідно мати закон зміни тиску на вході і виході НПС, на якій відбулася зупинка одного чи кількох насосних агрегатів. У роботах [76, 82] розроблено наближені методи побудови лінії “вигібу” НПС, які можуть бути використані лише для орієнтовних розрахунків.

Для їх застосування необхідно знати момент інерції обертових мас кожного типу насоса. Ця величина не наводиться в паспорті насосів, відсутня в технічній літературі, і може бути обчислена за законами теоретичної механіки лише приблизно.

Промислові експерименти гідродинаміки перехідних процесів виконано на вітчизняному нафтопроводі номінальним діаметром 700 мм і довжиною 400 км [102, 103, 104]. На трасі нафтопроводу працюють чотири НПС, оснащені нафтовими насосами серії НМ та NGK. На трасі нафтопроводу передбачено 15 контрольних пунктів, оснащених сучасними засобами контролю режимних параметрів. Для вимірювання тиску транспортованої рідини використано давачі тиску типу Mikrotran F-R Fishers з класом точності 0,075-0,1. Технічну характеристику давачів тиску, які використовувались у процесі промислових експериментів, наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Технічна характеристика давачів тиску Mikrotran F-R Fisher

Місце знаходження	Клас точності	Діапазон вимірювання, МПа
НПС 2		
вхід НПС	0,075	0-4,0
вихід насоса №1	0,1	0-6,0
вихід насоса №2	0,1	0-6,0
вихід насоса №3	0,1	0-6,0
після САР	0,075	0-7,5
вихід НПС	0,075	0-7,5
НПС 3		
вхід НПС	0,1	0-4,0
вхід насоса №1	0,1	0-4,0
вихід насоса №1	0,1	0-6,0
вихід насоса №2	0,1	0-6,0
вихід насоса №3	0,1	0-6,0
після САР	0,1	0-6,0
вихід НПС	0,1	0-6,0
НПС 4		
вхід НПС	0,075	0-4,0
вихід насоса №1	0,075	0-6,0
вихід насоса №2	0,075	0-6,0
вихід насоса №3	0,075	0-6,0
до САР	0,075	0-7,5
після САР	0,075	0-7,5

За реалізації швидкоплинних перехідних процесів у нафтопроводі вимірювання тиску нафти проводилось щосекунди. Розрахункову схему експлуатаційної ділянки вітчизняного нафтопроводу, яка була об'єктом промислового експерименту, зображено на рисунку 2.1.

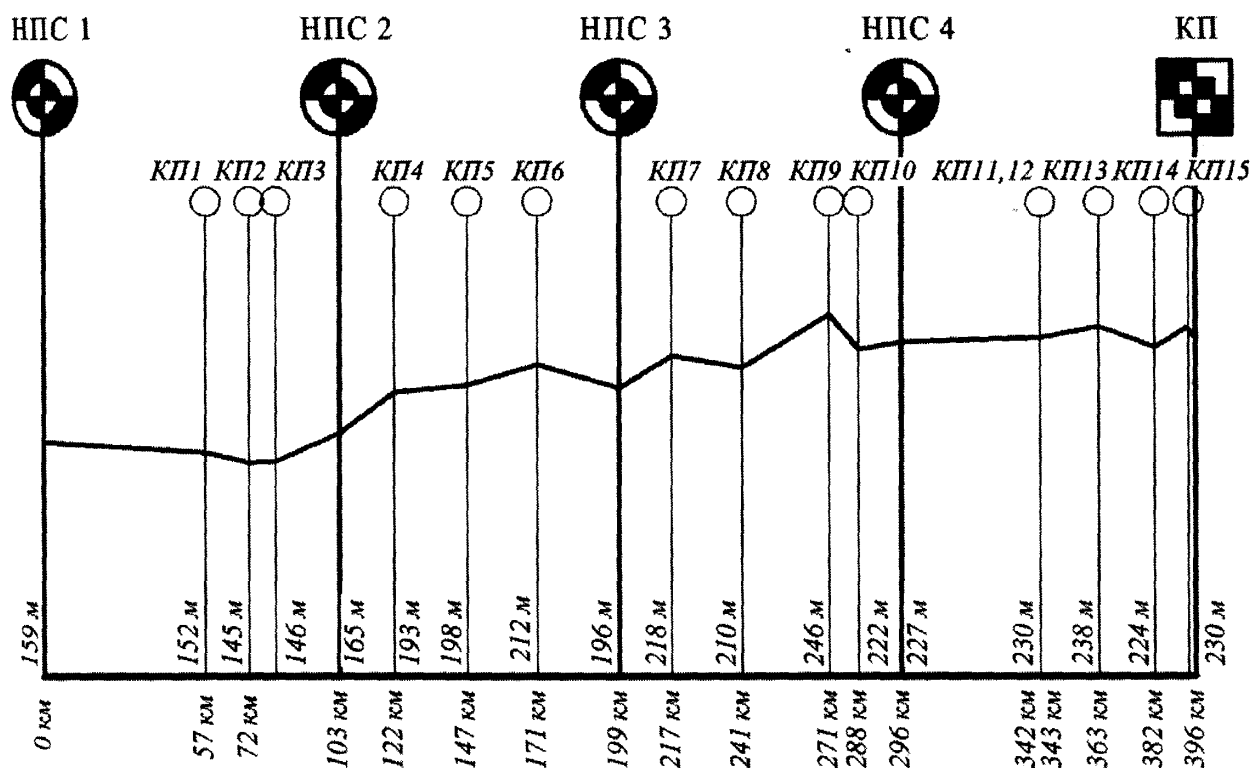


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема експлуатаційної ділянки вітчизняного нафтопроводу, на якій проведено промислові експерименти

Режим роботи магістрального нафтопроводу безпосередньо залежить від фізичних властивостей транспортованої рідини.

При проведенні промислових експериментів густина транспортованої нафти варіювала у діапазоні від 866 до 875 кг/м³. Коефіцієнт кінематичної в'язкості нафти варіював від 16 до 27 сСт. Фізичні властивості нафти для конкретного режиму роботи експлуатації визначались в умовах лабораторії філії "Магістральні нафтопроводи "Дружба" відповідно до чинних стандартів з використанням сертифікованих приладів.

2.2 Результати експериментальних досліджень закономірностей зміни параметрів роботи нафтових насосів у часі в процесі їх зупинки

Першим етапом експериментальних досліджень перехідних процесів в нафтопроводах стало встановлення закономірностей зміни обертової частоти, створеного насосом тиску, а також величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти на вході НПС під час зупинки нафтових насосних агрегатів [102].

Дослідження проведено для нафтового насоса марки НМ 3600-230, який широко застосовуються на вітчизняних нафтопроводах. Насос оснащений змінним ротором на номінальну подачу $1800 \text{ м}^3/\text{год}$. У момент зупинки параметри роботи зазначеного насоса були близькі до номінальних. Рисунки 2.2 та 2.3 ілюструють зміну обертової частоти насосного агрегату при його зупинці та результати математичного моделювання одержаних закономірностей для одного з експериментів.

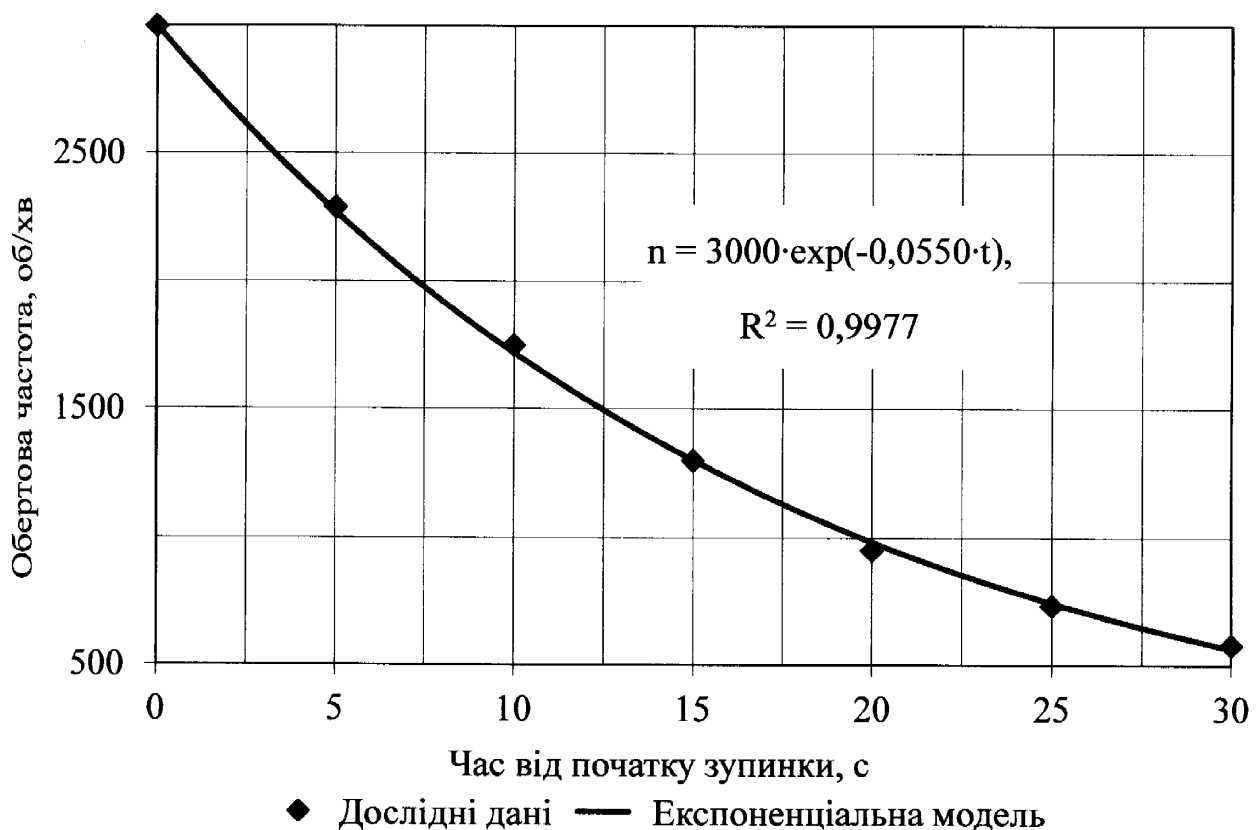


Рисунок 2.2 – Зміна обертової частоти насосного агрегату при його зупинці за результатами експерименту (етап 1)

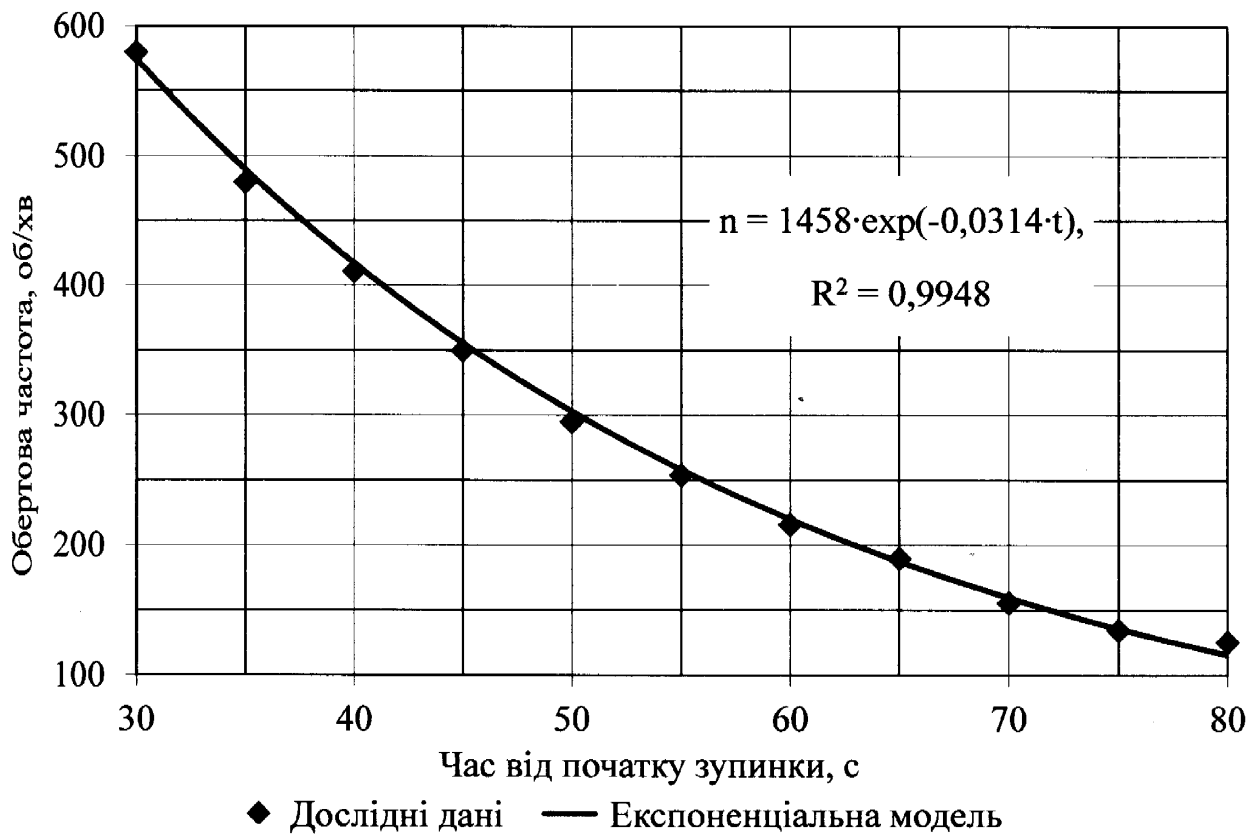


Рисунок 2.3 – Зміна обертової частоти насосного агрегату при його зупинці за результатами експерименту (етап 2)

Із рисунків 2.2 та 2.3 випливає, що процес зупинки насосного агрегату триває до 80 с. За цей час обертова частота насоса зменшується від 3000 об/хв до 120 об/хв. Аналіз експериментальних даних засвідчив, що процес зменшення обертової частоти насоса можна розбити на два етапи. Перший етап, тривалістю до 30 с (рисунок 2.2), характеризується більшою інтенсивністю зменшення обертової частоти, на другому етапі (рисунок 2.3), обертова частота насоса зменшується повільніше. Зміну обертової частоти насоса у часі для кожного етапу можна достовірно описати експоненціальною функцією (об/хв):

- у діапазоні часу від 0 до 30 с

$$n = 3000 \exp(-0,0550t); \quad (2.1)$$

- у діапазоні часу від 30 до 80 с

$$n = 1458 \exp(-0,0314t). \quad (2.2)$$

Результати експериментальних досліджень зміни обертової частоти насосного агрегату в процесі його зупинки дають змогу визначити момент інерції конкретного насоса. Методику цього розрахунку наведено нижче. Окрім того, наявність закономірностей зміни обертової частоти дає змогу достовірно прогнозувати зміну подачі і тиску насоса під час його зупинки, що створює можливість закономірностей зміни тиску на вході НПС і по трасі нафтопроводу.

Для цього застосовано рівняння руху насосного агрегату в процесі його зупинки у вигляді

$$I \frac{d\omega}{dt} + M = 0, \quad (2.3)$$

де I - момент інерції обертових мас насосного агрегату;

ω - кутова швидкість вала насоса;

M - момент опору, що залежить від кутової швидкості вала насоса.

З урахуванням зв'язку між кутовою швидкістю ω і обертовою швидкістю, вираженою в обертах за хвилину n , розв'язок рівняння (2.3) відносно моменту інерції насосного агрегату набуває вигляду

$$I = -\frac{30M}{\pi \frac{dn}{dt}}. \quad (2.4)$$

За результатами диференціювання рівняння (2.1) одержано такий вираз:

$$\frac{dn}{dt} = -165 \exp(-0,0550 \cdot t). \quad (2.5)$$

Прийнято час $t = 10$ с від початку зупинки насосного агрегату НМ 3600-230 зі змінним ротором на номінальну продуктивність 1800 м³/год. Із рівняння (2.5) знайдено

$$\left. \frac{dn}{dt} \right|_{t=10} = -95.$$

За формулою (2.1) обчислено обертову частоту насоса $n = 1730$ об/хв у заданий момент часу зупинки. За формулами подібності відцентрових машин знайдено напір і подачу насоса. Визначено потужність насоса у зазначений момент його зупинки

$$N = 294 \text{ кВт.}$$

Момент опору на валу насосного агрегату для заданого моменту зупинка насосного агрегату знайдено за формулою

$$M = \frac{30N}{\pi n}, \quad (2.6)$$

$$M = \frac{30 \cdot 294000}{\pi \cdot 1730} = 1623 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

За формулою (2.6) визначено момент інерції обертових мас магістрального насосного агрегату НМ 3600-230 зі змінним ротором на номінальну продуктивність $1800 \text{ м}^3/\text{год}$

$$I = 163 \text{ кг}\cdot\text{м}^2.$$

З використанням теорії подібності відцентрових машин за наявності закономірності зміни обертової частоти насоса визначено зміну у часі його тиску (за густини 870 кг/м^3) та об'ємної подачі. Одержані результати щодо зміни тиску для першого етапу зупинки насоса, для якого справедливі закони подібності відцентрових машин, наведено на рисунку 2.4.

Виконано математичне моделювання графічної залежності на рисунку 2.4. У результаті одержано таку аналітичну залежність тиску насоса (МПа) від часу, відрахованого від початку зупинки (с)

$$P = 1,96 \cdot \exp(-0,1099 \cdot t), \quad (2.7)$$

де $1,96$ – тиск нафти, який створював насос до зупинки за робочої подачі і номінальної обертової частоти ротора.

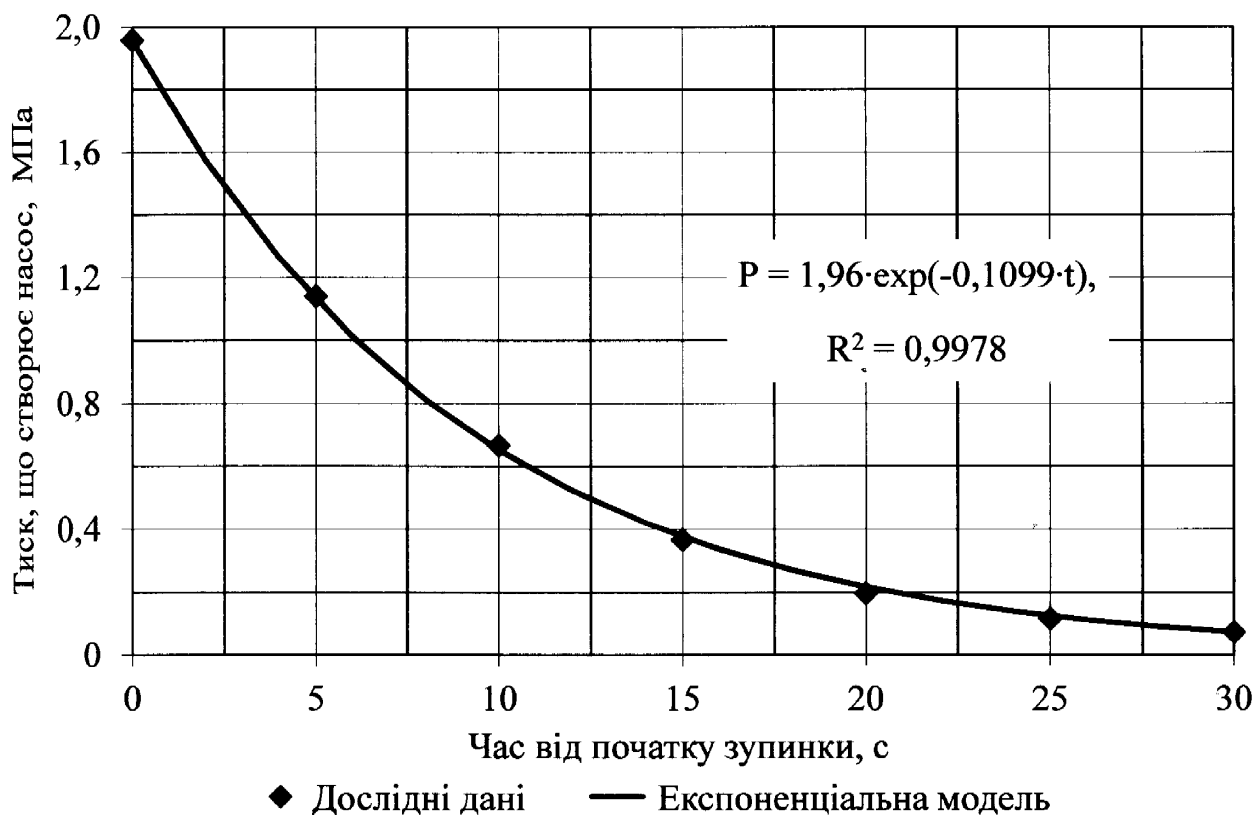


Рисунок 2.4 – Зміна тиску, створеного насосом, у часі для першого етапу зупинки насосного агрегату

Як впливає із рисунка 2.4, протягом короткого часу (до 20 с) від початку зупинки насосного агрегату тиск, створений насосом, інтенсивно зменшується від 2,0 до 0,2 МПа, далі насос перестає виконувати свою функцію збільшення тиску транспортованої рідини і перетворюється у значний місцевий гідравлічний опір.

Практично миттєва (стрибкоподібна) зміна тиску, створеного насосом, спричинює, відповідно до закону збереження енергії, раптову зміну тиску на вході і виході відповідної НПС. Як зазначалось вище, якщо б насосні агрегати не мали інерції та не було б опору для зворотного перетікання рідини з нагнітального трубопроводу станції у всмоктувальний, то тиск транспортованої рідини на вході НПС після зупинки насосного агрегату збільшився б миттєво на величину [102, 105]

$$\Delta P_{ex} = 0,5 \cdot P_0, \quad (2.8)$$

де P_0 – тиск нафти, який створював насос до зупинки за робочої подачі і номінальної обертової частоти ротора.

На виході НПС тиск транспортованої рідини після зупинки насосного агрегату миттєво зменшився б на аналогічну величину

$$\Delta P_{вих} = 0,5 \cdot P_0. \quad (2.9)$$

Можна прогнозувати, що через наявність інерції обертових мас насосних агрегатів, а також наявність гідравлічного опору для зворотного перетікання рідини, фактична величина підвищення тиску на вході НПС, де були зупинені насоси, буде дещо менша за величину, знайдену за формулою (2.8). Тому стрибкоподібна зміна тиску на всмоктуванні зупиненої насосної станції, обчислена за формулою (2.8), – це теоретичне максимально можливе зростання тиску і йому відповідають максимальні перевантаження під час перехідного процесу.

Промислові експерименти засвідчили, що зміни тиску на вході і виході НПС після зупинки насосного агрегату відбуваються не миттєво, а протягом часу до 20 с. При зупинці насоса, що досліджувався, одержано таку закономірність підвищення тиску на вході НПС (МПа) від часу (с):

$$\Delta P_{вх} = 0,98 \cdot [1 - \exp(-0,1099 \cdot t)]. \quad (2.10)$$

Графічну залежність підвищення тиску на вході НПС під час першого етапу зупинки насосного агрегату ілюструє рисунок 2.5.

Із рисунка 2.5 видно, що протягом 20 с після зупинки насосного агрегату підвищення тиску транспортованої рідини на вході НПС практично досягає величини, що відповідає формулі (2.8), тобто половині тиску, який створював насос до зупинки. Залежність підвищення тиску на вході НПС (МПа) від часу, відрахованого від початку зупинки насосного агрегату (с), можна адекватно описати поліноміальною функцією [102]

$$\Delta P_{вх} = 5,242 \cdot 10^{-5} \cdot t^3 - 3,793 \cdot 10^{-3} \cdot t^2 + 9,840 \cdot 10^{-2} \cdot t. \quad (2.11)$$

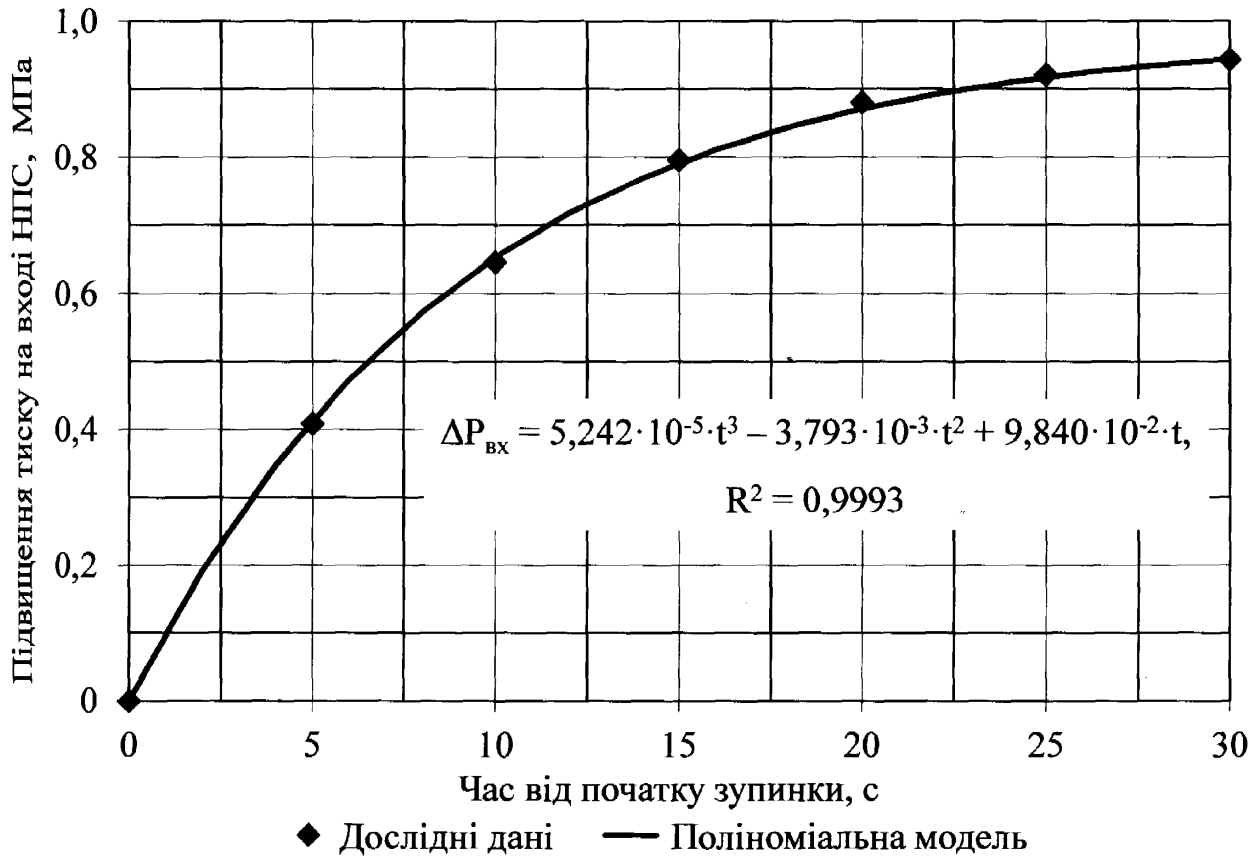


Рисунок 2.5 – Залежність підвищення тиску на вході НПС від часу, відрахованого від початку зупинки насосного агрегату

Порівняємо між собою результати розрахунку величини підвищення тиску рідини на вході НПС залежно від часу за методикою, що пропонується, і двома раніше розробленими методиками, авторами яких є Е. В. В'язунов і С. І. Перевощиків [76, 82].

Використовуючи визначене дослідним шляхом значення моменту інерції обертових мас насосного агрегату НМ 3600-230 зі змінним ротором на номінальну продуктивність 1800 м³/год $I = 163 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, за формулами (1.18)-(1.23) визначаємо закономірність зміни у часі підвищення тиску на вході НПС при зупинці насоса. Одержані дані наносимо на рисунок 3.6. Аналогічні обчислення проводимо за формулами, які запропоновані у роботі С. І Перевощикова [82], результати розрахунку зображені на рисунку 2.6.

Аналіз засвідчує, що наявні методики не забезпечують необхідну точність розрахунку величини підвищеного тиску на вході НПС після зупинки насосних

агрегатів. Методика розрахунку, автором якої є Е. В. В'язунов, завищує значення тиску рідини за фіксованого значення тривалості процесу зупинки, максимальна похибка результатів становить 30 %.

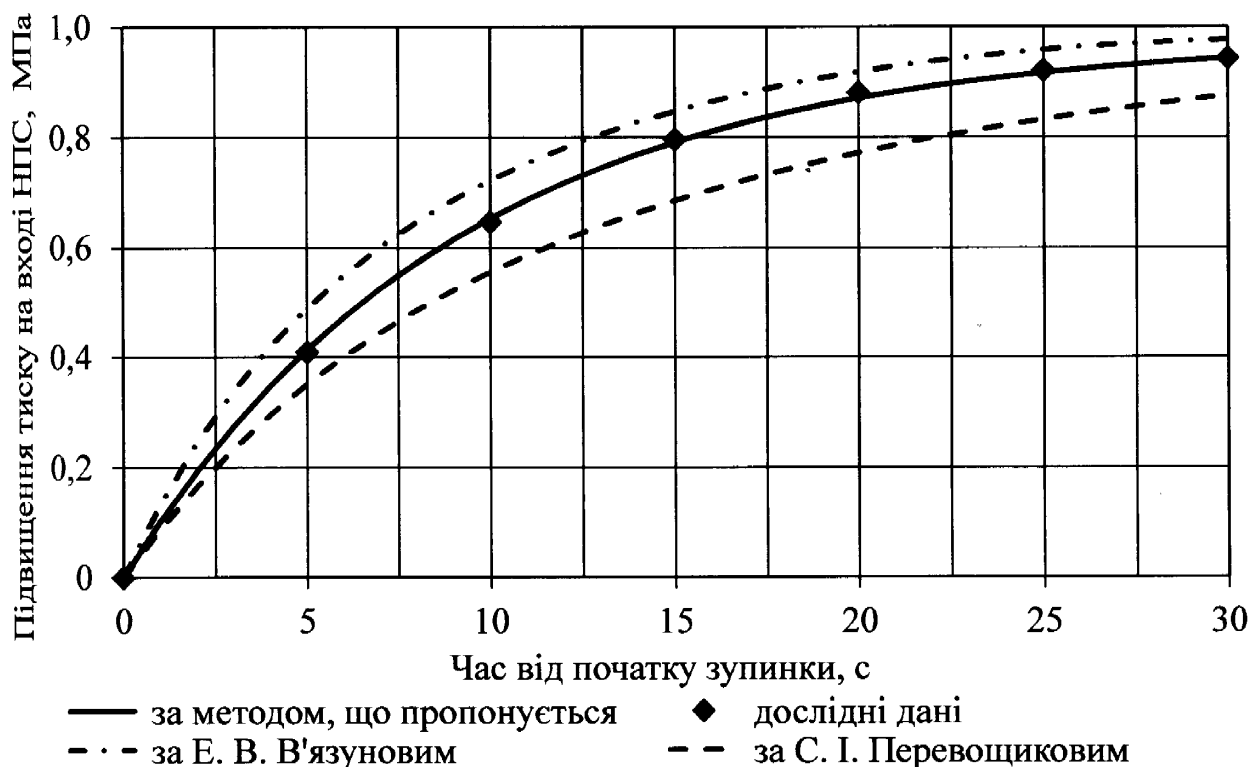


Рисунок 2.6 – Порівняння наявних і запропонованої методик прогнозування підвищення тиску рідини на вході НПС, спричинене зупинкою насоса

Методика розрахунку, автором якої є С. І Перевощикова, навпаки занижує значення тиску рідини за фіксованого значення тривалості процесу зупинки, максимальна похибка результатів становить 15 %. Методика прогнозування зміни параметрів роботи насоса під час його зупинки, яка пропонується у даній роботі, передбачає використання фактичних закономірностей зміни обертової частоти вала насоса, які одержані шляхом опрацювання дослідних даних.

Як зазначалось вище, максимально можливе стрибкоподібне зростання тиску на вході НПС відповідно до формули (2.8) дорівнює половині величини тиску, який створювали до зупинки один чи кілька послідовно працюючих насосів. Виконання зазначеної умови перевірялось шляхом обробки параметрів експлуатації вітчизняного нафтопроводу протягом 2012-2013 рр. Одержані ре-

зультати щодо дослідних і теоретично очікуваних значень стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки насосів наведені у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Порівняння дослідних і теоретично очікуваних значень стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки насосів

№ режиму	Дата реалізації	Тиск, створений насосами, що зупиняються, МПа	Підвищення тиску на вході НПС, МПа		Значення емпіричного коефіцієнта k_p	Зміна схеми роботи насосів
			теоретичне значення	дослідне значення		
1	10.08.2012	1,88	0,94	0,89	0,948	Зупинка МА №2 НПС 4
2	08.07.2012	1,96	0,98	0,95	0,970	Зупинка МА №2 НПС 4
3	25.04.2012	1,96	0,98	0,94	0,959	Зупинка МА №1 НПС 4
4	23.04.2012	1,72	0,86	0,83	0,965	Зупинка МА №3 НПС 4
5	25.02.2012	2,40	1,20	1,02	0,849	Зупинка МА №1 НПС 3
6	21.08.2013	1,98	0,99	0,85	0,861	Зупинка МА №1 НПС 3
7	18.09.2013	1,98	0,99	0,77	0,782	Зупинка МА №3 НПС 3
8	26.04.2013	2,02	1,01	0,85	0,845	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,67	0,83	0,66	0,788	Зупинка МА №1 НПС 4
9	15.02.2013	1,76	0,88	0,83	0,950	Зупинка МА №1 НПС 4
10	09.08.2013	1,98	0,99	0,84	0,851	Зупинка МА №1 НПС 2
		2,02	1,01	0,95	0,942	Зупинка МА №2 НПС 3
		1,61	0,80	0,66	0,817	Зупинка МА №1 НПС 4
11	26.08.2013	1,92	0,96	0,85	0,888	Зупинка МА №2 НПС 3
		1,90	0,95	0,87	0,918	Зупинка МА №2 НПС 4
12	23.08.2013	2,02	1,01	0,89	0,883	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,63	0,81	0,66	0,807	Зупинка МА №1 НПС 4
13	20.06.2013	2,02	1,01	0,89	0,883	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,63	0,81	0,68	0,831	Зупинка МА №1 НПС 4

Продовження таблиці 2.2

№ режиму	Дата реалізації	Тиск, створений насосами, що зупиняються, МПа	Підвищення тиску на вході НПС, МПа		Значення емпіричного коефіцієнта k_p	Зміна схеми роботи насосів
			теоретичне значення	дослідне значення		
14	07.06.2013	2,00	1,00	0,85	0,853	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,63	0,81	0,66	0,807	Зупинка МА №1 НПС 4
15	26.07.2013	2,00	1,00	0,84	0,843	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,63	0,81	0,66	0,807	Зупинка МА №1 НПС 4
16	11.07.2013	1,98	0,99	0,84	0,851	Зупинка МА №1 НПС Плещівка
		1,63	0,81	0,66	0,807	Зупинка МА №1 НПС 4
17	08.07.2013	2,00	1,00	0,80	0,804	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,63	0,81	0,66	0,807	Зупинка МА №1 НПС 4
18	27.04.2013	1,94	0,97	0,87	0,899	Зупинка МА №2 НПС 3
19	06.04.2013	1,98	0,99	0,84	0,851	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,69	0,84	0,81	0,965	Зупинка МА №2 НПС 4
20	04.04.2013	2,14	1,07	1,04	0,972	Зупинка МА №3 НПС 3
		1,77	0,88	0,85	0,967	Зупинка МА №1 НПС 4
21	16.03.2013	2,08	1,04	0,91	0,877	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,71	0,85	0,84	0,989	Зупинка МА №2 НПС 4
22	09.02.2013	1,75	0,87	0,85	0,978	Зупинка МА №1 НПС 4
23	08.02.2013	2,32	1,16	1,15	0,992	Зупинка МА №4 НПС 3
		1,73	0,86	0,85	0,989	Зупинка МА №1 НПС 4
24	11.09.2013	2,00	1,00	0,87	0,873	Зупинка МА №1 НПС 2
		1,96	0,98	0,77	0,780	Зупинка МА №2 НПС 3
		1,63	0,81	0,66	0,807	Зупинка МА №1 НПС 4
25	29.08.2013	2,03	1,02	0,95	0,937	Пуск МА №2 НПС 3

Продовження таблиці 2.2

№ режиму	Дата реалізації	Тиск, створений насосами, що зупиняються, МПа	Підвищення тиску на вході НПС, МПа		Значення емпіричного коефіцієнта k_p	Зміна схеми роботи насосів
			теоретичне значення	дослідне значення		
26	19.08.2013	2,00	1,00	0,89	0,892	Пуск МА №1 НПС 2
		1,64	0,82	0,67	0,812	Пуск МА №1 НПС 4
27	13.09.2013	2,32	1,16	0,89	0,771	Пуск МА №4 НПС 3
28	23.05.2013	2,22	1,11	0,98	0,885	Пуск МА №3 НПС 2
		1,68	0,84	0,66	0,784	Пуск МА №1 НПС 4
29	18.06.2013	2,02	1,01	0,86	0,854	Пуск МА №1 НПС 2
		1,64	0,82	0,68	0,826	Пуск МА №1 НПС 4
30	11.07.2013	1,99	1,00	0,85	0,857	Пуск МА №1 НПС 2
		1,63	0,81	0,67	0,819	Пуск МА №1 НПС 4
31	18.03.2013	2,08	1,04	0,87	0,840	Пуск МА №1 НПС 2
		1,65	0,82	0,67	0,810	Пуск МА №2 НПС 4
32	09.03.2013	2,08	1,04	0,85	0,821	Пуск МА №1 НПС 2
		1,67	0,83	0,68	0,812	Пуск МА №2 НПС 4
33	25.02.2012	4,08	2,04	1,82	0,894	Зупинка МА №1,3 НПС 3
34	18.01.2012	4,40	2,20	1,77	0,805	Зупинка МА №1,3 НПС 3
35	18.07.2013	3,79	1,89	1,57	0,829	Зупинка МА №2,3 НПС 3
36	31.08.2013	3,88	1,94	1,54	0,793	Зупинка МА №2,3 НПС 3
37	13.03.2013	4,10	2,05	1,77	0,861	Зупинка МА №1,3 НПС 2
		3,94	1,97	1,84	0,935	Зупинка МА №1,3 НПС 3
		3,39	1,70	1,64	0,965	Зупинка МА №1,2 НПС 4
38	23.02.2013	4,12	2,06	1,77	0,857	Зупинка МА №1,3 НПС 3
		3,71	1,85	1,59	0,857	Зупинка МА №2,3 НПС 3

Закінчення таблиці 2.2

№ режиму	Дата реалізації	Тиск, створений насосами, що зупиняються, МПа	Підвищення тиску на вході НПС, МПа		Значення емпіричного коефіцієнта k_p	Зміна схеми роботи насосів
			теоретичне значення	дослідне значення		
38	23.02.2013	3,51	1,76	1,71	0,972	Зупинка МА №1,2 НПС 4
39	03.04.2013	4,06	2,03	1,77	0,870	Зупинка МА №1,3 НПС 2
		1,86	0,93	0,84	0,905	Зупинка МА №2 НПС 3
		3,43	1,72	1,68	0,977	Зупинка МА №1,2 НПС 4

Аналіз даних таблиці 2.2 засвідчує, що фактична величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС на 3-23 % менша за теоретично очікуване значення, а саме половину тиску, що створювали в момент відключення зупинені насоси. З урахуванням даних таблиці 2.2 формулу (2.8) можна записати у вигляді

$$\Delta P_{vx} = k_p \Delta P_{vxm} = k_p 0,5 P_0, \quad (2.12)$$

де k_p – емпіричний коефіцієнт зменшення стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС при зупинці насосів, зумовлений наявністю гідравлічних опорів вхідних комунікацій станції.

Конкретне значення коефіцієнта k_p залежить від десятків чинників, а саме від особливостей трубопровідної обв'язки НПС, технічних характеристик зворотних клапанів, типу і кількості насосів, що зупиняються, режимних параметрів перекачування нафти тощо. Відповідно до даних таблиці 2.2 для умов експлуатації даного нафтопроводу за 2012-2013 рр. дослідні значення цього коефіцієнта знаходились у діапазоні 0,77-0,97.

Для прогнозних розрахунків параметрів перехідних процесів в нафтопроводі, спричинених зупинками насосних агрегатів, доцільно приймати максимальне значення $k_p = 0,97$.

Для прикладу покажемо дослідні дані змін тиску на вході НПС для одного із режимів роботи нафтопроводу. Вибрано усталений режим роботи, який реалізувався 25 квітня 2012 р. і за якого на кожній із чотирьох НПС працювало по одному магістральному насосу. Витрата нафти в нафтопроводі до зупинки насосного агрегату становила $1690 \text{ м}^3/\text{год}$. О 20 год 13 хв була здійснена зупинка насосного агрегату на НПС 4. У результаті протягом 10-20 с, тобто практично миттєво, тиск нафти на вході НПС 4 збільшився із величини $0,35 \text{ МПа}$ до значення $1,29 \text{ МПа}$ (рисунок 2.7). Після цього протягом 25-30 хв спостерігалось повільне підвищення вхідного тиску нафти до значення $1,75 \text{ МПа}$. Це значення, як показали розрахунки, добре корелюється із прогнозованим тиском нафти на вході НПС 4 для нового усталеного режиму роботи, що відповідає роботі нафтопроводу при відключеній НПС 4.

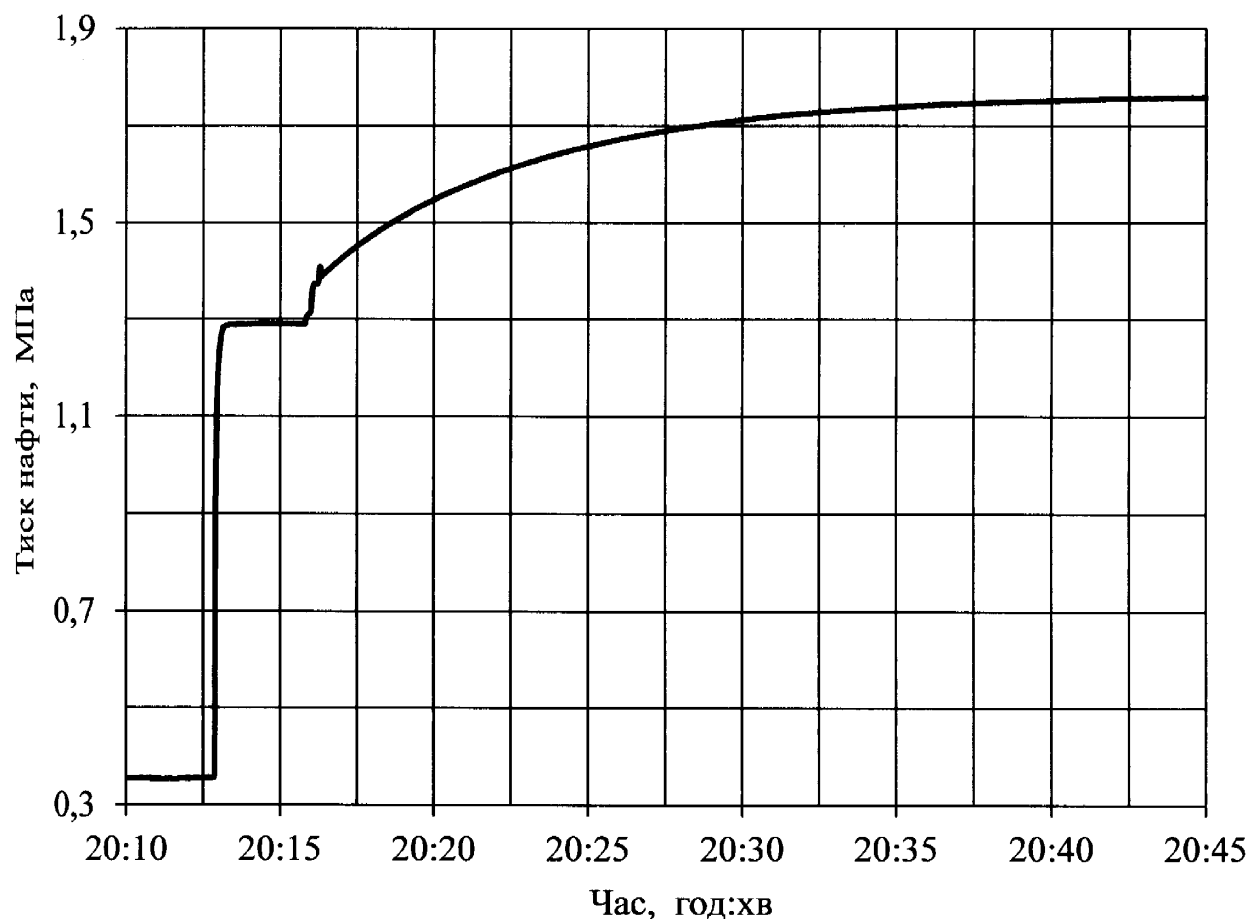


Рисунок 2.7 – Зміна тиску нафти на вході НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки $1689 \text{ м}^3/\text{год}$)

До зупинки фактичний тиск насоса становив 1,97 МПа. Стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході НПС Новини (рисунок 2.7) під час експерименту становило $\Delta P_{\text{ex}_\phi} = 0,94$ МПа. Це значення близьке до теоретично очікуваного підвищення тиску нафти на вході НПС $\Delta P_{\text{ex}} = 0,98$ МПа відповідно до формули (2.8).

Таким чином, за результатами промислових експериментів на діючому нафтопроводі нами виявлені закономірності зміни параметрів роботи нафтових насосів під час зупинки, встановлені зміни у часі величини підвищення тиску транспортованої нафти на вході НПС.

Ці результати стали базою для подальших досліджень закономірностей поширення хвиль підвищеного тиску в лінійній частині нафтопроводу після зупинки одного чи кількох насосних агрегатів на НПС.

2.3 Результати експериментальних досліджень закономірностей поширення хвиль підвищеного тиску в лінійній частині нафтопроводу після зупинки одного чи кількох насосних агрегатів

Наступним етапом досліджень стало виявлення закономірностей поширення хвиль підвищеного тиску в лінійній частині нафтопроводу після зупинки одного чи кількох насосних агрегатів.

Відповідно до результатів теоретичних досліджень, імпульс підвищеного тиску, що утворився на вході НПС, де відбулась зупинка насосного агрегату, зі швидкістю поширення звуку у рідині у вигляді хвилі підвищеного тиску поширюється до попередньої НПС (за рухом потоку нафти) і далі до початку експлуатаційної ділянки нафтопроводу. Швидкість розповсюдження хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі визначається за формулою [1]

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{K} + \frac{\rho D}{\delta E}}}, \quad (2.13)$$

де K - модуль пружності транспортованої нафти;

D - внутрішній діаметр трубопроводу;

E - модуль пружності трубної сталі.

Для умов проведення промислового експерименту швидкість поширення хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі, розрахована за формулою (2.13) з використанням загальноприйнятих довідкових даних, мала становити $c = 995$ м/с.

Оскільки для реального нафтопроводу низка параметрів, що входить у формулу (2.13), не є сталими величинами, а змінюються по довжині (товщина стінки труби, механічні властивості сталі тощо), то доцільно за даними промислових експериментів уточнити швидкість розповсюдження хвилі підвищеного тиску для конкретної нафтотранспортної системи.

Для визначення фактичної швидкості поширення хвиль тиску в нафтопроводі опрацьовані дані низки промислових експериментів, проведених у моменти зупинок насосних агрегатів. Одержані результати для кількох режимів експлуатації нафтопроводу зведено у таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Фрагмент дослідних даних щодо швидкості поширення хвилі тиску в дослідному нафтопроводі

Місце знаходження	Час виникнення хвилі тиску	Віддаль від місця виникнення хвилі, км	Час проходження хвилі тиску до вибраної точки, с	Швидкість поширення хвилі тиску, м/с
НПС 4, 23.04.2012 (зупинка МА №3)				
НПС 4	6:31:42	0	0	-
КП9	6:32:04	24	22	1091
КП8	6:32:31	54	49	1102
КП7	6:32:52	78	70	1114
КП6	6:33:35	124	113	1097
НПС 3	6:33:09	97	87	1115
КП12	6:32:25	48	43	1116
КП13	6:32:43	68	61	1115
КП14	6:33:00	87	78	1115
Середня швидкість				1108

Закінчення таблиці 2.3

Місце знаходження	Час виникнення хвилі тиску	Віддаль від місця виникнення хвилі, км	Час проходження хвилі тиску до вибраної точки, с	Швидкість поширення хвилі тиску, м/с
НПС 3, 18.01.2012 (зупинка МА №1,3)				
НПС 3	17:59:25	0	0	-
КП1	18:01:32	141	127	1110
КП2	18:01:21	126	116	1086
НПС 2	18:00:53	96	88	1091
КП4	18:00:34	76	69	1101
КП5	18:00:11	51	46	1109
КП6	17:59:50	27	25	1080
КП7	17:59:41	19	17	1118
КП8	18:00:02	43	37	1162
КП9	18:00:29	73	64	1141
КП10	18:00:46	90	81	1111
НПС 4	18:00:53	97	88	1102
Середня швидкість				1110
НПС 4, 25.04.2012 (зупинка МА №1)				
НПС 4	20:12:52	0	0	-
КП9	20:13:14	24	22	1091
КП8	20:13:41	54	49	1102
КП7	20:14:02	78	70	1114
НПС 3	20:14:19	97	87	1115
КП6	20:14:45	124	113	1097
КП10	20:12:58	7	6	1167
КП12	20:13:35	48	43	1116
КП13	20:13:55	68	63	1079
Середня швидкість				1110

Із таблиці 2.3 випливає, що згідно з результатами промислового експерименту усереднене значення швидкості поширення хвилі тиску в нафтопроводі становить $c = 1110$ м/с, що на 12 % перевищує значення, розраховане за формулою (2.12). Це значення нами використовувалось при прогнозуванні часу приходу хвиль підвищення чи зниження тиску в довільну точку траси досліджуваного нафтопроводу.

Для одержання закономірностей зміни тиску в лінійній частині нафтопроводу, спричинених зупинками насосних агрегатів, нами опрацьовані статистичні дані кілька сотень режимів експлуатації за 2012-2013 роки.

Для прикладу проаналізуємо характер зміни тиску по трасі нафтопроводу для режиму експлуатації, який реалізувався 25 квітня 2012 р. і за якого на кожній із чотирьох НПС працювало по одному магістральному насосу. На рисунку 2.8 наведено результати вимірювання зміни тиску нафти на КП 8, який розміщений на ділянці нафтопроводу між НПС 3 і НПС 4, на якій відбулось відключення насосного агрегату. Зазначений контрольний пункт знаходиться на відстані 54 км від місця виникнення хвилі підвищеного тиску.

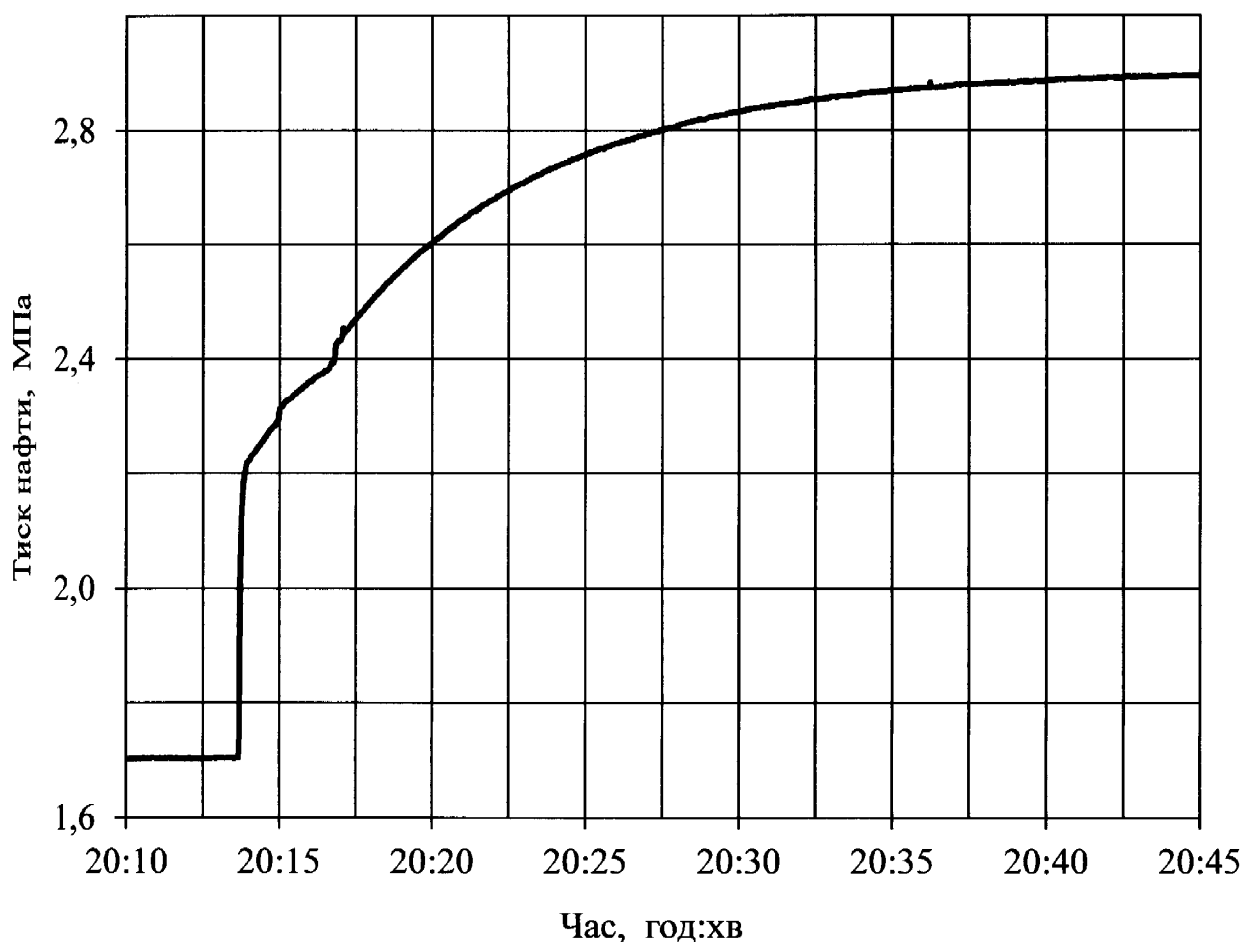


Рисунок 2.8 – Зміна тиску нафти на відстані 54 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

Рисунок 2.9 характеризує картину зміни тиску нафти при перехідному процесі на вході НПС 3, яка розміщена на відстані 97 км від джерела збурення. На рисунку 2.10 зображено результати вимірювання зміни тиску при перехідному процесі на виході НПС 2, яка розміщена на 193 км від місця виникнення збурення.

Рисунки 2.7-2.10 виявили однакову тенденцію зміни тиску нафти під час перехідного процесу. У момент підходу хвилі підвищеного тиску до контрольного пункту спостерігалось стрибкоподібне зростання тиску нафти, після цього тиск нафти у даному перерізу трубопроводу протягом 25-30 хв повільно зростає, і далі стабілізувався на величині, що відповідає новому усталеному режиму експлуатації нафтопроводу. Чим далі від місця збурення знаходився контрольний пункт, тим менша величина стрибкоподібного підвищення тиску транспортованої нафти внаслідок затухання перехідного процесу, спричиненого гідравлічними втратами енергії.

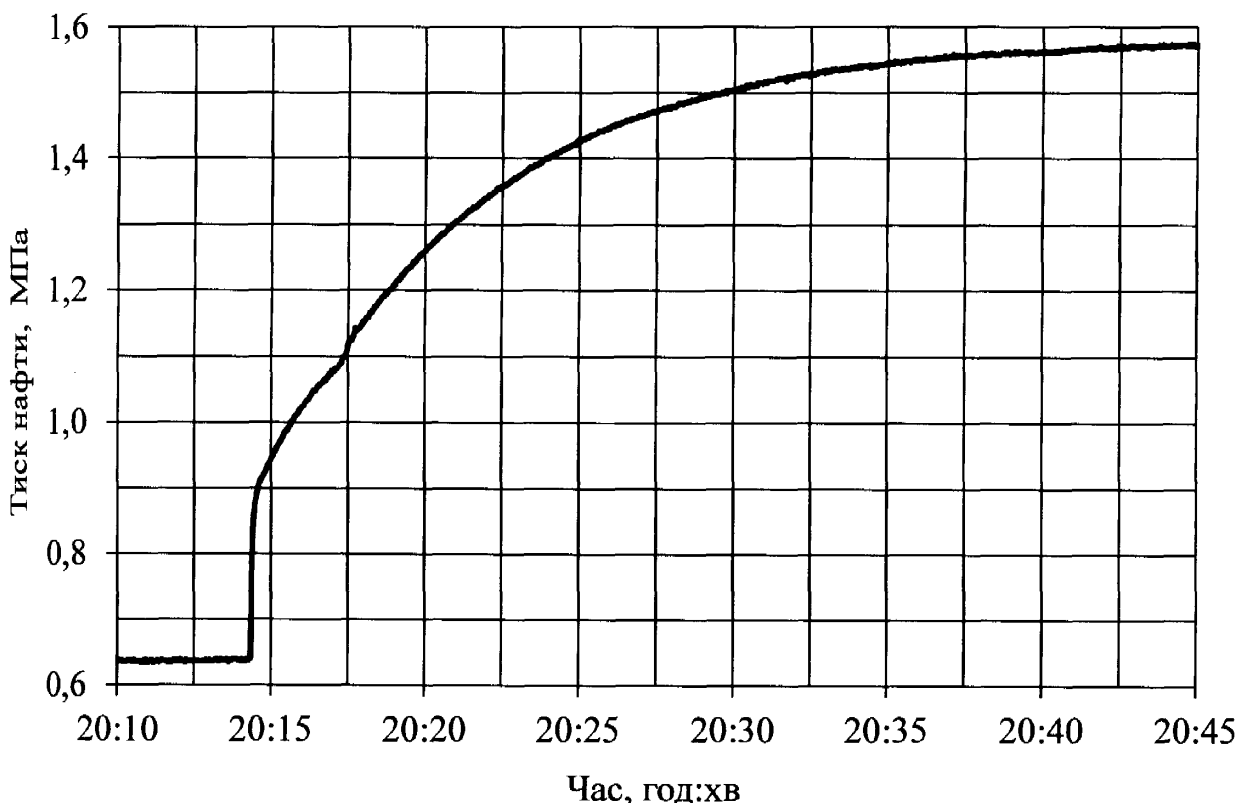


Рисунок 2.9 – Зміна тиску нафти на відстані 97 км від НПС 4 (на вході НПС 3) при зупинці насосного агрегату за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

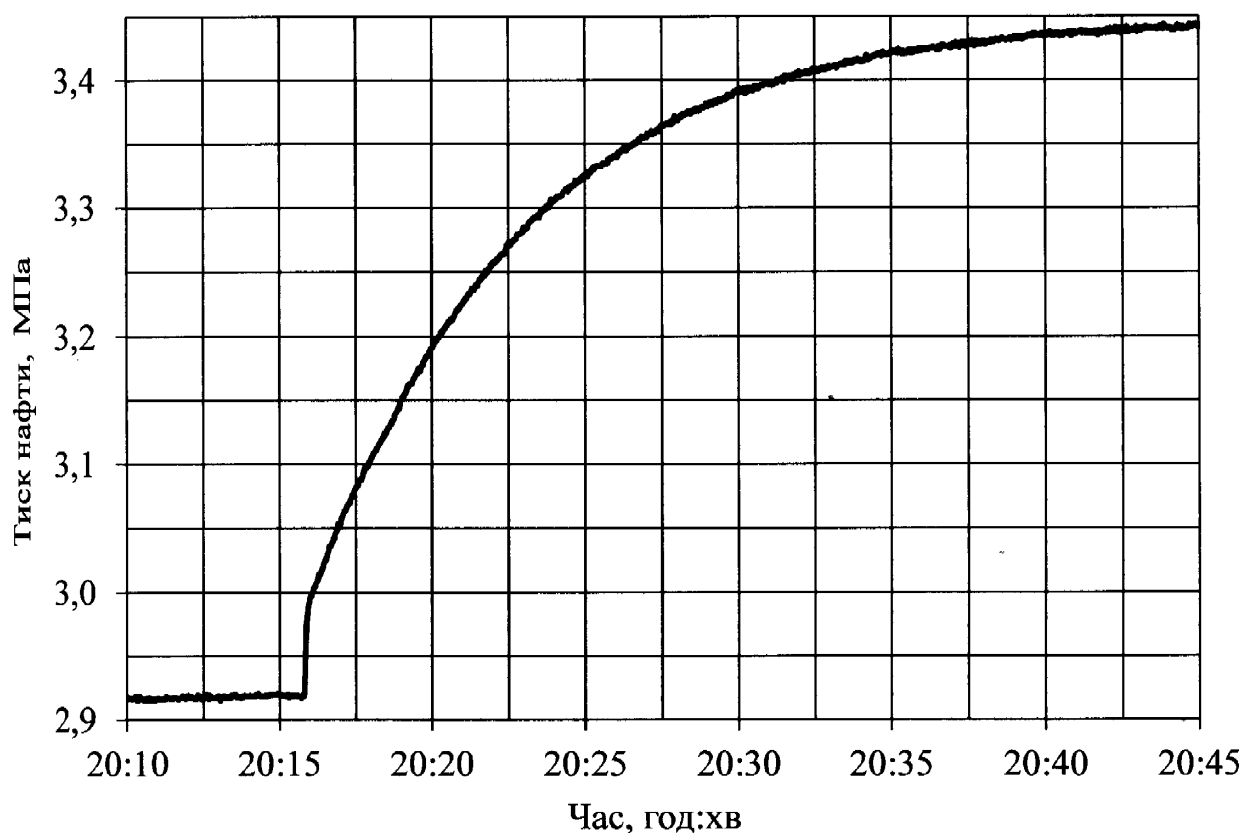


Рисунок 2.10 – Зміна тиску нафти на відстані 193 км від НПС 4 (на виході НПС 2) при зупинці насосного агрегату за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

За дослідними даними, що наведені на рисунках 2.7-2.10, побудовано графічну залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти при перехідному процесі від відстані по трасі трубопроводу до місця відключення насоса (рисунок 2.11). Виконано математичне моделювання одержаної графічної залежності засобами Microsoft Excel.

Встановлено, що залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до місця відключення насоса можна достовірно описати експоненціальною залежністю [102-106]

$$\Delta P = \Delta P_n \exp(-K_3 x), \quad (2.14)$$

де ΔP_n – стрибкоподібне підвищення тиску на вході НПС, де відбулася зупинка одного або кількох насосів;

K_3 – коефіцієнт затування хвилі підвищеного тиску;

x – відстань по трасі нафтопроводу від місця виникнення збурення тиску до довільної точки траси.

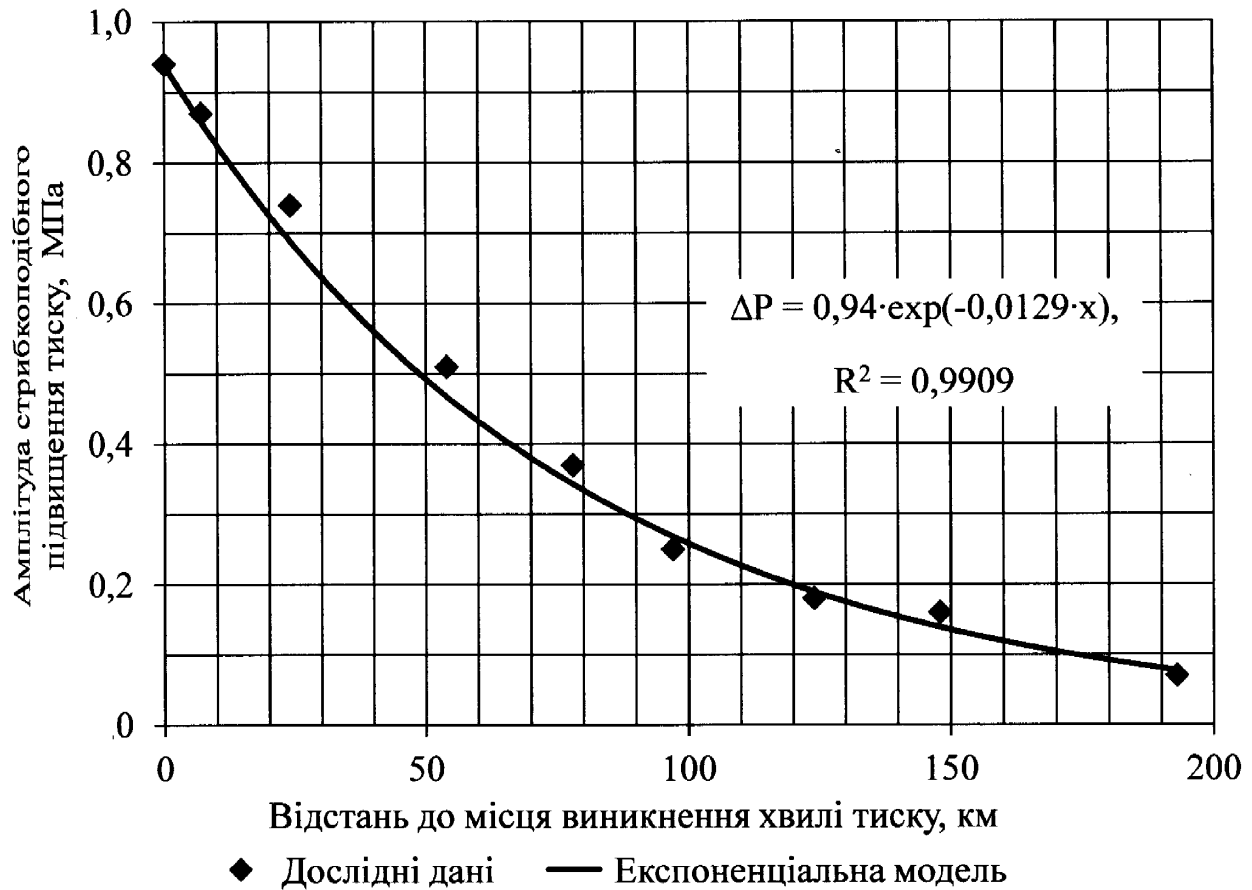


Рисунок 2.11 – Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до НПС 4, де зупинили насосний агрегат, за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

Із рисунка 2.11 випливає, що для дослідів, результати якого проаналізовані вище, одержано таку залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти (МПа) від відстані до місця відключення насоса (км)

$$\Delta P = 0,94 \exp(-0,0129x). \quad (2.15)$$

Для характеристики інтенсивності затування хвилі підвищення тиску уведемо поняття відносного (щодо максимального значення) стрибкоподібного

підвищення тиску нафти у довільному перерізі трубопроводу. Для наведеного вище досліді залежність відносного підвищення тиску нафти від відстані до місця відключення насоса (км) можна достовірно описати поліноміальною функцією (рисунок 2.12)

$$\delta_p = 1 - 9,830 \cdot 10^{-3} x + 2,657 \cdot 10^{-5} x^2. \quad (2.16)$$

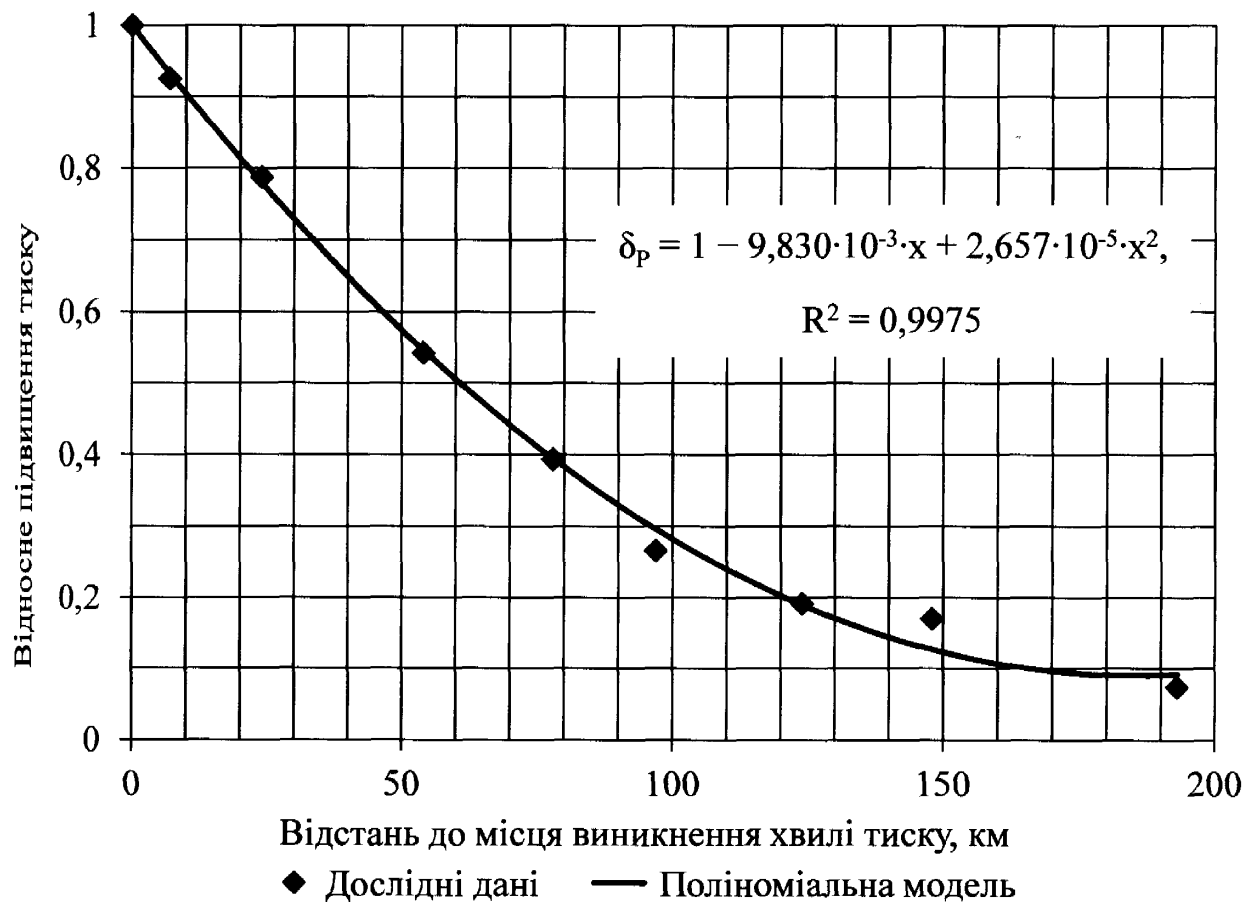


Рисунок 2.12 – Залежність величини відносного підвищення тиску нафти від відстані до НПС 4, де зупинили насосний агрегат, за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів нерідко спостерігаються ситуації, за яких після зупинки насосного агрегату відразу слідує запуск насосного агрегату на тій же НПС.

Для проведення відповідного експерименту вибрано усталений режим експлуатації нафтопроводу, за якого на НПС 1 і НПС 3 працювало послідовно

по два магістральні насоси, а на НПС 2 і НПС 4 працювало по одному магістральному насосу. Витрата нафти в нафтопроводі до зупинки насосного агрегату становила $2096 \text{ м}^3/\text{год}$.

23 квітня 2012 р. о 6 год 31 хв 30 с була здійснена зупинка насосного агрегату на НПС 4. Через 50 с запущений в експлуатацію інший насос на тій же НПС.

Результати вимірювання зміни тиску нафти на вході НПС 4 при перехідному процесі характеризує рисунок 2.13.

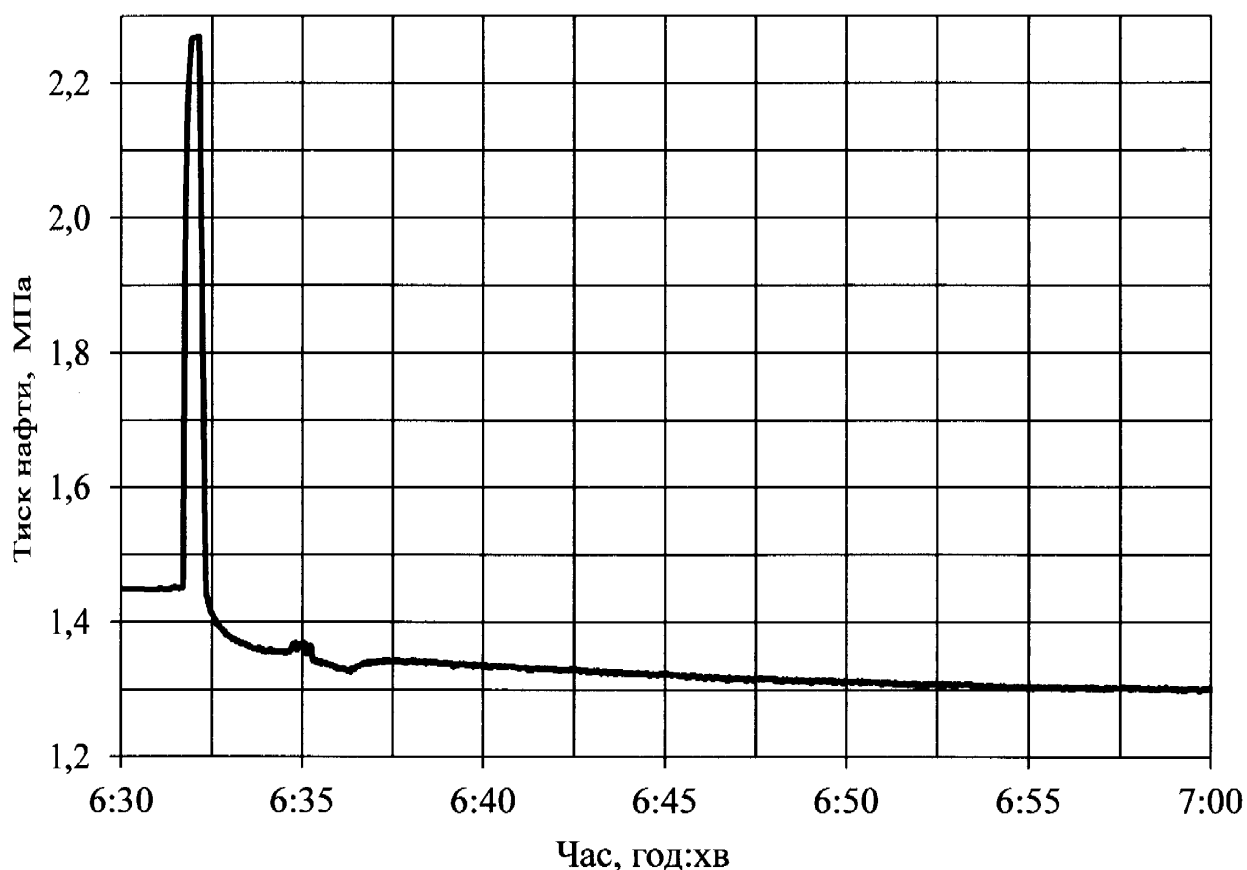


Рисунок 2.13 – Зміна тиску нафти на вході НПС 4 при зупинці і подальшому запуску насосного агрегату за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки $2096 \text{ м}^3/\text{год}$)

Практично миттєво тиск на вході НПС 4 збільшився із величини 1,44 МПа до значення 2,27 МПа (рисунок 2.13). Після цього через 10-20 с спостерігалось миттєве зниження вхідного тиску нафти до значення 1,44 МПа. Далі

протягом 25-30 хв тиск нафти повільно зменшувався і стабілізувався на величині 1,30 МПа, що добре корелюється із тиском нафти на вході НПС 4 для нового усталеного режиму роботи нафтопроводу.

До зупинки фактичний тиск насоса становив 1,72 МПа. Стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході НПС 4 (рисунок 2.13) під час експерименту становило $\Delta P_{ax\phi} = 0,83$ МПа. Це значення практично відповідає теоретично очікуваному підвищенню тиску нафти $\Delta P_{ax} = 0,86$ МПа за формулою (2.8).

Динаміку зміни тиску при перехідному процесі на виході НПС 4 характеризує рисунок 2.14.

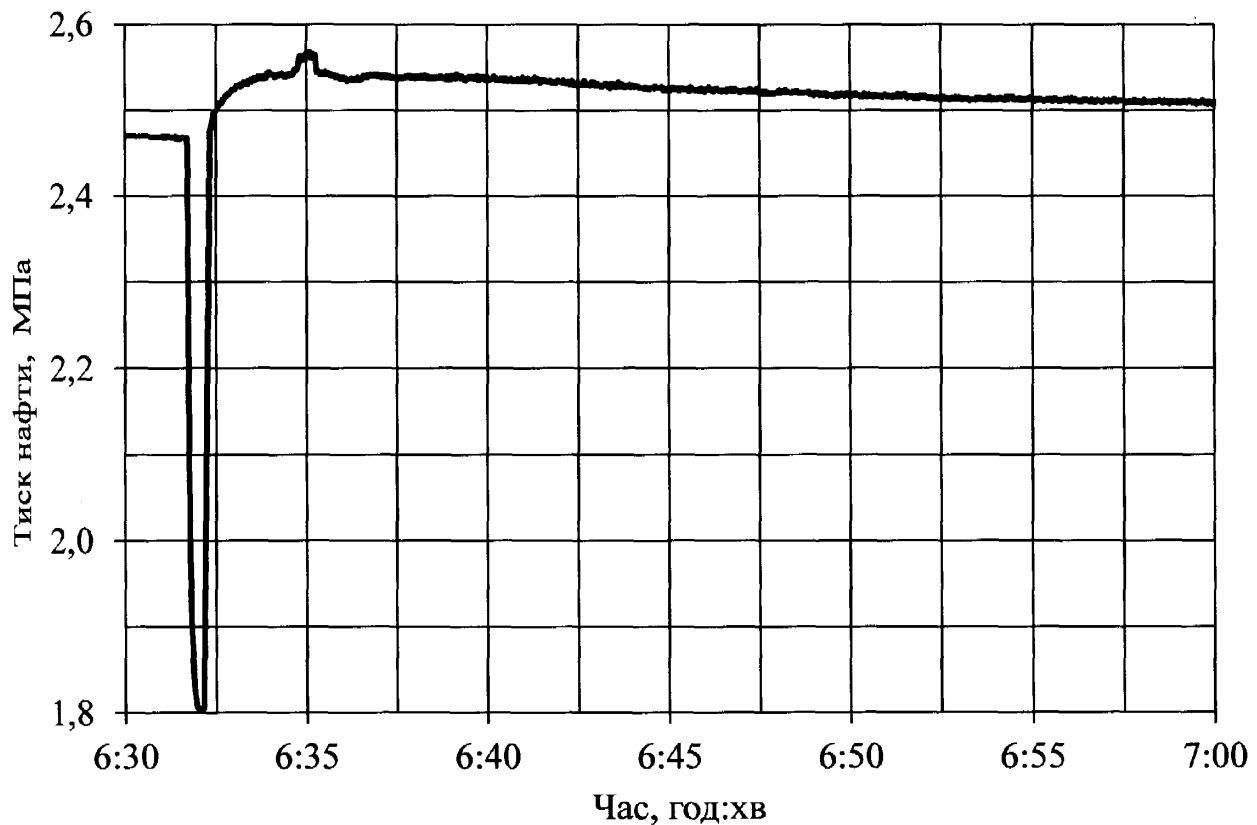


Рисунок 2.14 – Зміна тиску нафти на виході НПС 4 при зупинці і подальшому запуску насосного агрегату за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 2096 м³/год)

Із рисунка 2.14 видно, що після зупинки насосного агрегату тиск на виході НПС 4 протягом 10 с зменшився з 2,47 МПа до значення 1,80 МПа, а після за-

пуску насоса в експлуатацію практично миттєво зріс до величини 2,5 МПа. Після цього протягом 25-30 хв тиск нафти повільно стабілізувався на величині 2,52 МПа, що відповідає прогнозованому тиску на виході НПС 4 для нового усталеного режиму роботи нафтопроводу.

За дослідними даними побудовано графічну залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти при перехідному процесі від відстані по трасі трубопроводу до місця відключення насоса (рисунок 2.15). Виконано математичне моделювання графічної залежності засобами Microsoft Excel.

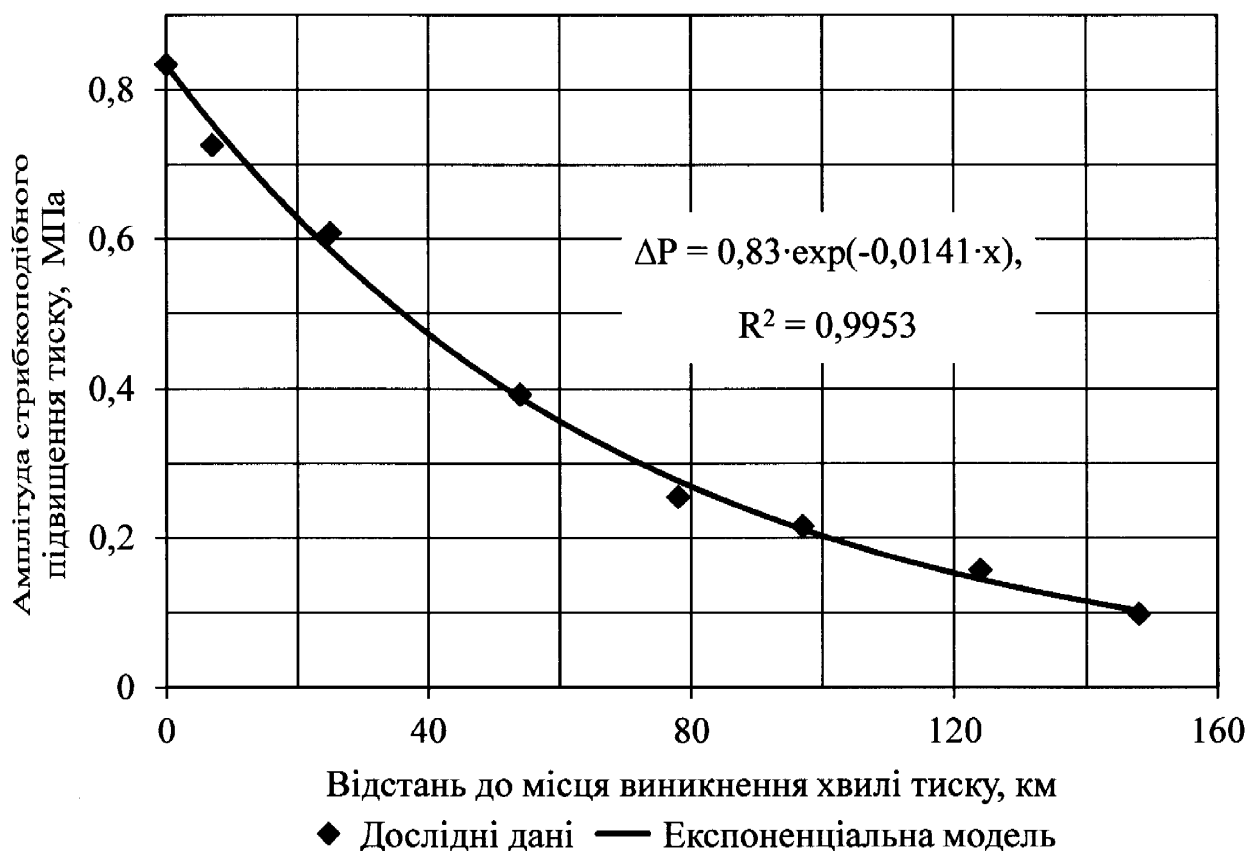


Рисунок 2.15 – Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до НПС 4, де відбулись зупинка і подальший запуск насоса, за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 2096 м³/год)

Встановлено, що залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до місця відключення насоса також можна достовірно описати експоненціальною залежністю вигляду (2.14)

$$\Delta P = 0,83 \exp(-0,0141x). \quad (2.17)$$

У формулі (2.17) значення коефіцієнта затухання хвилі тиску при перехідному процесі дещо відрізняється від величини, одержаної у попередньому досліді. Це відповідає теоретичним розробкам, які встановили залежність даного коефіцієнта від фізичних властивостей транспортованої рідини і параметрів режиму її руху в трубопроводі [3, 5].

У практиці експлуатації досліджуваного нафтопроводу нерідкі випадки одночасної зупинки не одного, а кількох насосних агрегатів. На нафтоперекачувальних станціях нафтопроводу, на якому проводилися експерименти, можуть послідовно працювати не більше двох магістральних насосних агрегатів.

Вимірювання тиску проведені для усталеного режиму експлуатації нафтопроводу, при якому на НПС 1 та НПС 3 працювало послідовно по два насоси, а на інших НПС – по одному магістральному насосу. Об'ємна витрата нафти в нафтопроводі до зупинки становила 2083 м³/год.

18 січня 2012 р. о 17 год 59 хв 30 с відбулась повна зупинка НПС 3, тобто одночасна зупинка двох послідовно працюючих насосів. З метою запобігання виникнення значних перевищень тиску протягом кількох хвилин були здійснені зупинки по одному насосу на НПС 1 та НПС 4.

Зміну тиску під час перехідного процесу на вході зупиненої НПС 3 характеризує рисунок 2.16. Із рисунка 2.16 видно, що протягом 10-20 с тиск нафти на вході НПС 3 збільшився із величини 0,45 МПа до значення 2,55 МПа. Після цього протягом 30-35 хв спостерігалися складні зміни тиску, величина яких є результатом накладання кількох хвиль тиску, спричинених відключенням насосів на інших НПС. Далі тиск нафти стабілізувався на значенні 2,0 МПа, що відповідає тиску нафти на вході НПС 3 для нового усталеного режиму роботи нафтопроводу.

До зупинки фактичний тиск, створений двома насосами, становив 4,40 МПа. Стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході НПС 4 (рисунок 2.16) під час експерименту становило $\Delta P_{\text{вх}\phi} = 1,77$ МПа. Отже, коефіцієнт зме-

шення стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у формулі (2.12) в даному випадку дорівнює $k_p = 0,8$.

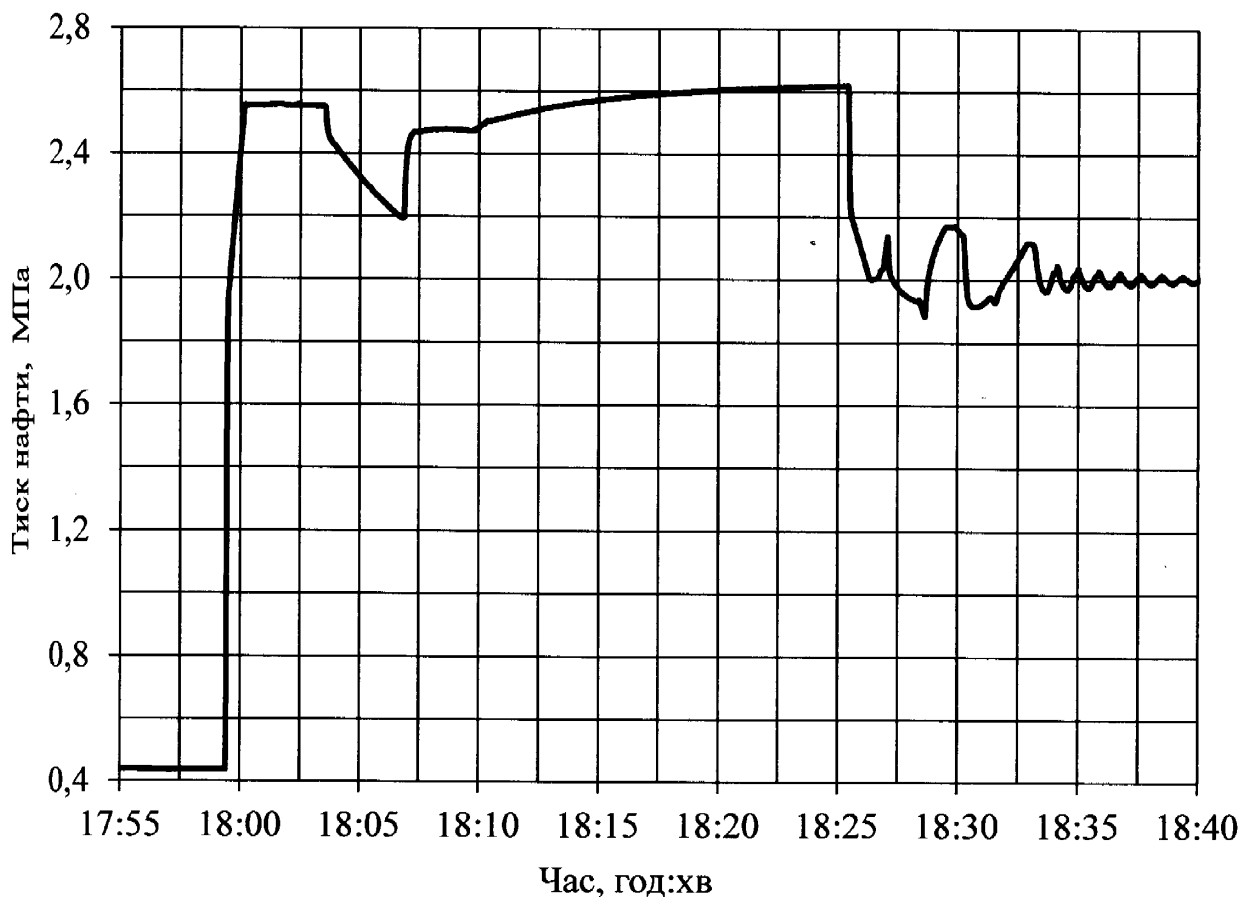


Рисунок 2.16 – Зміна тиску нафти на вході НПС 3 при зупинці двох насосних агрегатів за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 2083 м³/год)

За дослідними даними побудовано графічну залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти при перехідному процесі від відстані по трасі трубопроводу до місця відключення насосів (рисунок 2.17). Виконано математичне моделювання одержаної графічної залежності засобами Microsoft Excel. Встановлено, що залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані по трасі нафтопроводу x до місця відключення насоса також можна достовірно описати експоненціальною залежністю вигляду (2.14)

$$\Delta P = 1,77 \exp(-0,0124x). \quad (2.18)$$

Значення коефіцієнта затухання відрізняється від попередніх дослідів, що пояснюється іншими режимними параметрами роботи вітчизняного нафтопроводу та відповідає теоретичним основам гідродинаміки.

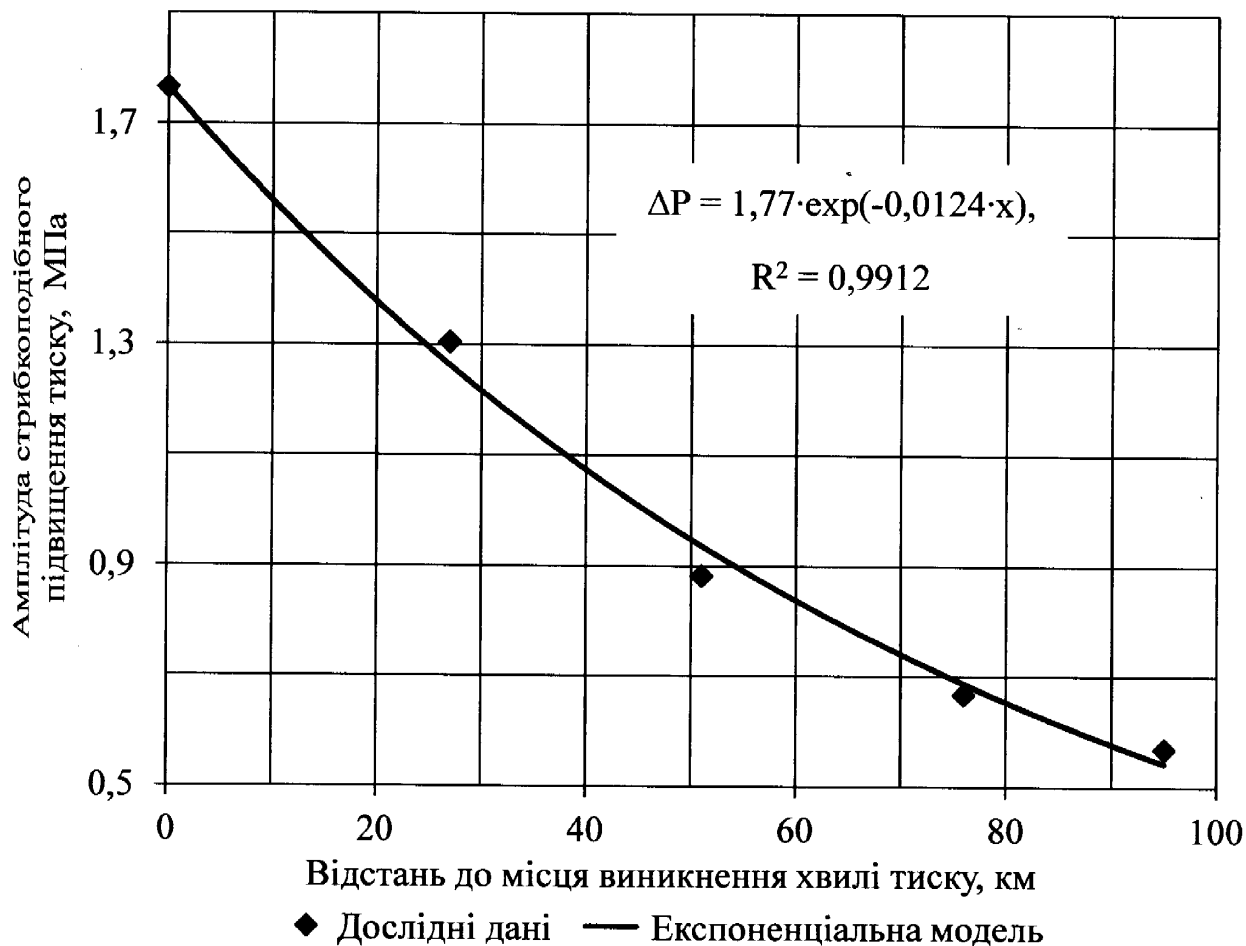


Рисунок 2.17 – Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до НПС 3, де зупинили два насосні агрегати, за результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 2083 м³/год)

Аналогічно опрацьовані та проаналізовані результати промислових експериментів для кількох десятків режимів експлуатації дослідного нафтопроводу, пов'язаних із зупинкою і запуском насосних агрегатів на проміжних НПС. Шляхом математичного моделювання з використанням комп'ютерних технологій одержані експоненціальні моделі залежності величини стрибкоподібного підвищення тиску при перехідному процесі від відстані до місця виникнення збурення – зупинки або запуску одного чи двох насосних агрегатів. У таблиці

2.4 наведені фактична величина початого підвищення тиску на вході НПС і розраховані за дослідними даними значення коефіцієнта затування хвилі підвищення тиску.

Таблиця 2.4 – Дослідні значення коефіцієнта затування хвилі підвищення тиску при зупинках і запусках насосних агрегатів на НПС досліджуваного нафтопроводу

№ режиму	Дата реалізації	Дослідне значення підвищення тиску на вході НПС, МПа	Дослідне значення коефіцієнта затування хвилі тиску, км ⁻¹	Величина підвищення тиску на виході попередньої НПС, МПа		Зміна схеми роботи насосів
				дослідне	розраховане за моделлю	
1	10.08.2012	0,89	0,0136	0,23	0,24	Зупинка МА №2 НПС 4
2	08.07.2012	0,95	0,0126	0,28	0,28	Зупинка МА №2 НПС 4
3	25.04.2012	0,94	0,0129	0,26	0,28	Зупинка МА №1 НПС 4
4	23.04.2012	0,83	0,0141	0,21	0,21	Зупинка МА №3 НПС 4
5	25.02.2012	1,02	0,0145	0,26	0,25	Зупинка МА №1 НПС 3
6	21.08.2013	0,85	0,0148	0,20	0,20	Зупинка МА №1 НПС 3
7	18.09.2013	0,77	0,0146	0,19	0,19	Зупинка МА №3 НПС 3
8	26.04.2013	0,85	0,0148	0,17	0,19	Зупинка МА №1 НПС 2
		0,66		0,14	0,16	Зупинка МА №1 НПС 4
9	15.02.2013	0,83	0,0134	0,23	0,23	Зупинка МА №1 НПС 4
10	09.08.2013	0,84	0,0149	0,17	0,18	Зупинка МА №1 НПС 3
		0,95	0,0149	0,23	0,23	Зупинка МА №2 НПС 3
11	26.08.2013	0,87	0,0141	0,23	0,22	Зупинка МА №2 НПС 4
12	23.08.2013	0,89	0,0147	0,19	0,20	Зупинка МА №1 НПС 2
13	20.06.2013	0,89	0,0147	0,19	0,20	Зупинка МА №1 НПС 2
14	07.06.2013	0,85	0,0149	0,18	0,18	Зупинка МА №1 НПС 2
15	26.07.2013	0,84	0,0153	0,18	0,17	Зупинка МА №1 НПС 2

Продовження таблиці 2.4

№ режиму	Дата реалізації	Дослідне значення підвищення тиску на вході НПС, МПа	Дослідне значення коефіцієнта затухання хвилі тиску, км ⁻¹	Величина підвищення тиску на виході попередньої НПС, МПа		Зміна схеми роботи насосів
				дослідне	розраховане за моделлю	
16	11.07.2013	0,84	0,0156	0,18	0,17	Зупинка МА №1 НПС 2
17	08.07.2013	0,80	0,0156	0,18	0,16	Зупинка МА №1 НПС 2
18	27.04.2013	0,87	0,0140	0,21	0,23	Зупинка МА №2 НПС 3
19	06.04.2013	0,84	0,0156	0,16	0,17	Зупинка МА №1 НПС 2
20	04.04.2013	1,04	0,0132	0,27	0,29	Зупинка МА №3 НПС 3
		0,85		0,21	0,24	Зупинка МА №1 НПС 4
21	16.03.2013	0,91	0,0155	0,15	0,18	Зупинка МА №1 НПС 2
		0,84		0,18	0,19	Зупинка МА №2 НПС 4
22	09.02.2013	0,85	0,0132	0,24	0,24	Зупинка МА №1 НПС 4
23	08.02.2013	1,15	0,0133	0,33	0,32	Зупинка МА №4 НПС 3
24	11.09.2013	0,66	0,0142	0,15	0,17	Зупинка МА №1 НПС 4
25	29.08.2013	0,95	0,0130	0,27	0,27	Пуск МА №2 НПС 3
26	19.08.2013	0,89	0,0133	0,24	0,25	Пуск МА №1 НПС Плещівка
27	13.09.2013	0,89	0,0099	0,32	0,34	Пуск МА №4 НПС 3
28	23.05.2013	0,98	0,0095	0,36	0,39	Пуск МА №3 НПС 2
29	18.06.2013	0,86	0,0148	0,21	0,21	Пуск МА №1 НПС 2
30	11.07.2013	0,85	0,0145	0,20	0,21	Пуск МА №1 НПС 2
31	18.03.2013	0,87	0,0147	0,21	0,21	Пуск МА №1 НПС 2
32	09.03.2013	0,85	0,0153	0,20	0,20	Пуск МА №1 НПС 2
33	25.02.2012	1,82	0,0138	0,43	0,44	Зупинка МА №1,3 НПС 2
34	18.01.2012	1,77	0,0124	0,54	0,54	Зупинка МА №1,3 НПС 3
35	18.07.2013	1,57	0,0118	0,47	0,47	Зупинка МА №2,3 НПС 3

Закінчення таблиці 2.4

№ режиму	Дата реалізації	Дослідне значення підвищення тиску на вході НПС, МПа	Дослідне значення коефіцієнта затухання хвилі тиску, км ⁻¹	Величина підвищення тиску на виході попередньої НПС, МПа		Зміна схеми роботи насосів
				дослідне	розраховане за моделлю	
36	31.08.2013	1,54	0,0123	0,46	0,47	Зупинка МА №2,3 НПС 3
37	13.03.2013	1,77	0,0142	0,41	0,41	Зупинка МА №1,3 НПС 2
		1,84		0,45	0,47	Зупинка МА №1,3 НПС 3
		1,64		0,41	0,42	Зупинка МА №1,2 НПС 4
38	23.02.2013	1,77	0,0142	0,41	0,41	Зупинка МА №1,3 НПС 2
		1,59		0,41	0,41	Зупинка МА №2,3 НПС 3
		1,71		0,43	0,43	Зупинка МА №1,2 НПС 4
39	03.04.2013	1,77	0,0142	0,37	0,41	Зупинка МА №1,3 НПС 2
		1,68		0,43	0,43	Зупинка МА №1,2 НПС 4

Таким чином, після зупинки за будь-якої причини на НПС одного чи кількох насосних агрегатів протягом 10-20 с на вході відповідної насосної станції формується хвиля підвищеного тиску, яка потім із швидкістю $c = 1100$ м/с поширюється трасою нафтопроводу. Із рисунків 2.7-2.10 видно, що за підходу хвилі до довільного перерізу трубопроводу відбувається практично стрибкоподібне підвищення тиску, амплітуда якого відчутно зменшується по трасі трубопроводу і може бути визначена за формулами вигляду (2.14).

Оскільки відстань між проміжними НПС на трасі досліджуваного нафтопроводу близька до 100 км, то час підходу хвилі підвищеного тиску до виходу попереднього (за рухом нафти) становить 90 с, тобто всього 1,5 хв.

Із таблиці 2.4 випливає, що за результатами промислових експериментів у випадку зупинки одного насосного агрегату амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС для всіх режимів експлуатації не перевищувала 0,36 МПа. У випадку зупинки двох послідовно працюючих насо-

сних агрегатів амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску на виході попередньої НПС для розглянутих режимів експлуатації не перевищувала 0,54 МПа.

Експерименти засвідчили, що якщо хвиля підвищеного тиску проходила два перегони між НПС, то амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску становила максимально 0,15 МПа для випадку зупинки одного насоса і 0,25 МПа у разі одночасної зупинки на НПС двох послідовно працюючих насосів.

У будь-якому перерізі нафтопроводу, який розміщений до місця зупинки насосів, перехідний процес не завершується практично миттєвим підвищенням тиску. Після стрибкоподібного підвищення тиску, що триває секунди, протягом 20-30 хв відбувається значно повільніше зростання тиску нафти до значення $P_{y_{нз}}$, що має місце за нового усталеного режиму експлуатації нафтопроводу. Цьому режиму відповідає нова схема роботи насосів на НПС та нове значення робочої витрати транспортованої нафти.

Режимні параметри роботи нафтопроводу після завершення перехідного процесу залежать від схем роботи насосів на НПС до і після зупинки, від схеми роботи лінійної частини, від технологічних обмежень щодо тиску, від сезонних умов перекачування тощо. Для конкретної зупинки насоса на певній НПС зазначені параметри можуть бути знайдені шляхом аналізу дослідних даних вимірювання тиску і витрати нафти.

Шляхом опрацювання даних промислових експериментів нами одержана така закономірність підвищення тиску від часу у довільному перерізі нафтопроводу на заключному етапі перехідного процесу, спричиненому зупинкою насоса (таблицю 2.5)

$$P(x, t) = P_{nc} + (P_{y_{нз}} - P_{nc})[1 - \exp(-\mu t)], \quad (2.19)$$

де P_{nc} – тиск рідини у довільному перерізі нафтопроводу після стрибкоподібного підвищення, визначеного за формулою (2.14)

$$P_{nc} = P_y + \Delta P, \quad (2.20)$$

$P_{y_{nz}}$ – тиск нафти у довільному перерізі нафтопроводу за нового усталеного режиму експлуатації;

μ – коефіцієнт математичної моделі,

$$\mu = -\frac{1}{1200} \ln \left(1 - \frac{0,995 P_{y_{nz}} - P_{nc}}{P_{y_{nz}} - P_{nc}} \right), \quad (2.21)$$

На рисунках 2.18-2.20 зображені фактична і розрахована за формулами (2.19)–(2.21) динаміка зміни тиску на заключному етапі перехідного процесу, спричиненому зупинкою насоса 9.02.13 р. на НПС 4, для таких перетинів нафтопроводу: на вході НПС 4 – рисунок 2.18, на відстані 9 км від НПС 4 – рисунок 2.19, на відстані 25 км від НПС 4 – рисунок 2.20.

Аналіз графіків, зображених на рисунках 2.18-2.20 засвідчує, що формули (2.19)–(2.21) дають можливість достовірно прогнозувати динаміку підвищення тиску нафти на заключному етапі перехідного процесу, причиненого зупинкою на НПС одного чи кількох насосних агрегатів.

Як зазначалось вище, перший стрибкоподібний і другий заключний, більш повільний, етапи зміни тиску у будь-якому перерізі трубопроводу за перехідного процесу суттєво відрізняються за швидкістю зміни тиску нафти.

За результатами промислових експериментів визначена динаміка зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного і двох насосних агрегатів. На рисунку 2.21 зображена динаміка зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного насоса на першому етапі перехідного процесу – під час стрибкоподібного зростання тиску.

Таблиця 2.5 – Характерні значення тиску для перехідного процесу, спричиненого зупинкою одного насосного агрегату на вході НПС, де зупинили насосний агрегат та на виході попередньої НПС

№ режиму	Дата реалізації	Значення параметрів на НПС, де відбулась зупинка, МПа				Значення параметрів на попередній НПС, МПа				Зміна схеми роботи насосів
		тиск на вході НПС до зупинки	величина стрибкоподібного підвищення тиску	тиск на вході НПС після підвищення тиску	тиск на вході НПС для нового усталеного режиму	тиск на вході НПС до зупинки	величина стрибкоподібного підвищення тиску	тиск на виході НПС після підвищення тиску	тиск на виході НПС для нового усталеного режиму	
1	25.04.2012	0,35	0,94	1,29	1,76	1,11	0,26	1,37	1,92	Зупинка МАН№1 НПС Новини
2	15.02.2013	0,50	0,83	1,33	1,80	2,71	0,23	2,94	3,65	Зупинка МАН№1 НПС Новини
3	04.04.2013	0,59	1,04	1,63	2,17	3,02	0,27	3,29	3,72	Зупинка МАН№3 НПС Чижівка
4	09.02.2013	0,52	0,85	1,37	1,80	2,82	0,24	3,06	3,70	Зупинка МАН№1 НПС Новини
5	08.02.2013	0,49	1,15	1,64	2,21	2,75	0,33	3,08	3,52	Зупинка МАН№4 НПС Чижівка

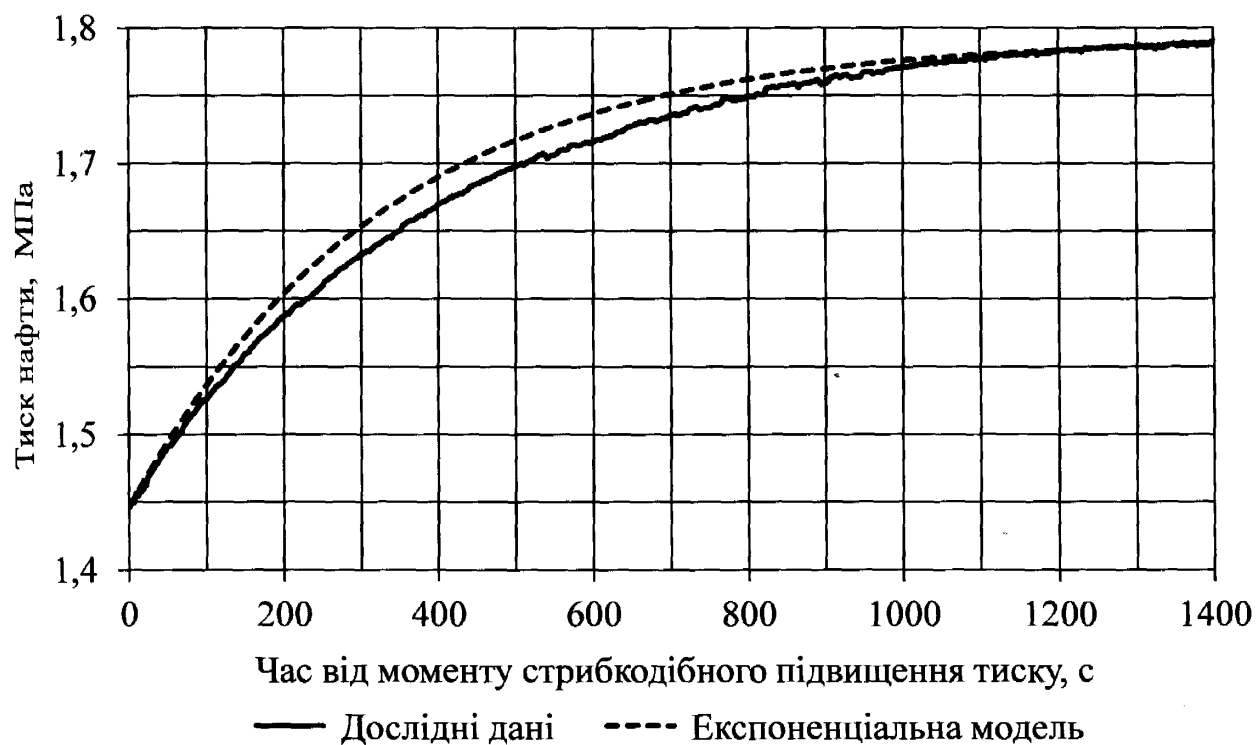


Рисунок 2.18 – Динаміка зміни тиску у часі на заключному етапі перехідного процесу, спричиненому зупинкою насоса на НПС 4, (вхід НПС 4)

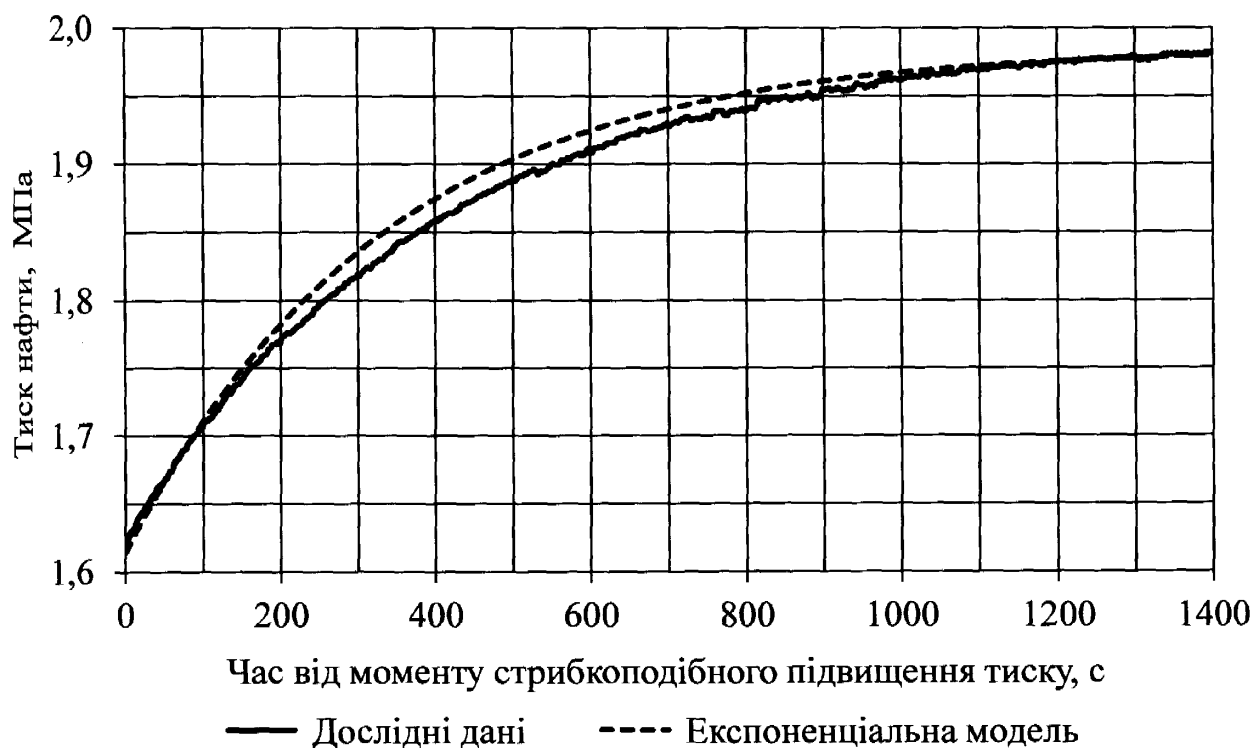


Рисунок 2.19 – Динаміка зміни тиску у часі на заключному етапі перехідного процесу, спричиненому зупинкою насоса на НПС 4,
(на відстані 9 км від НПС 4)

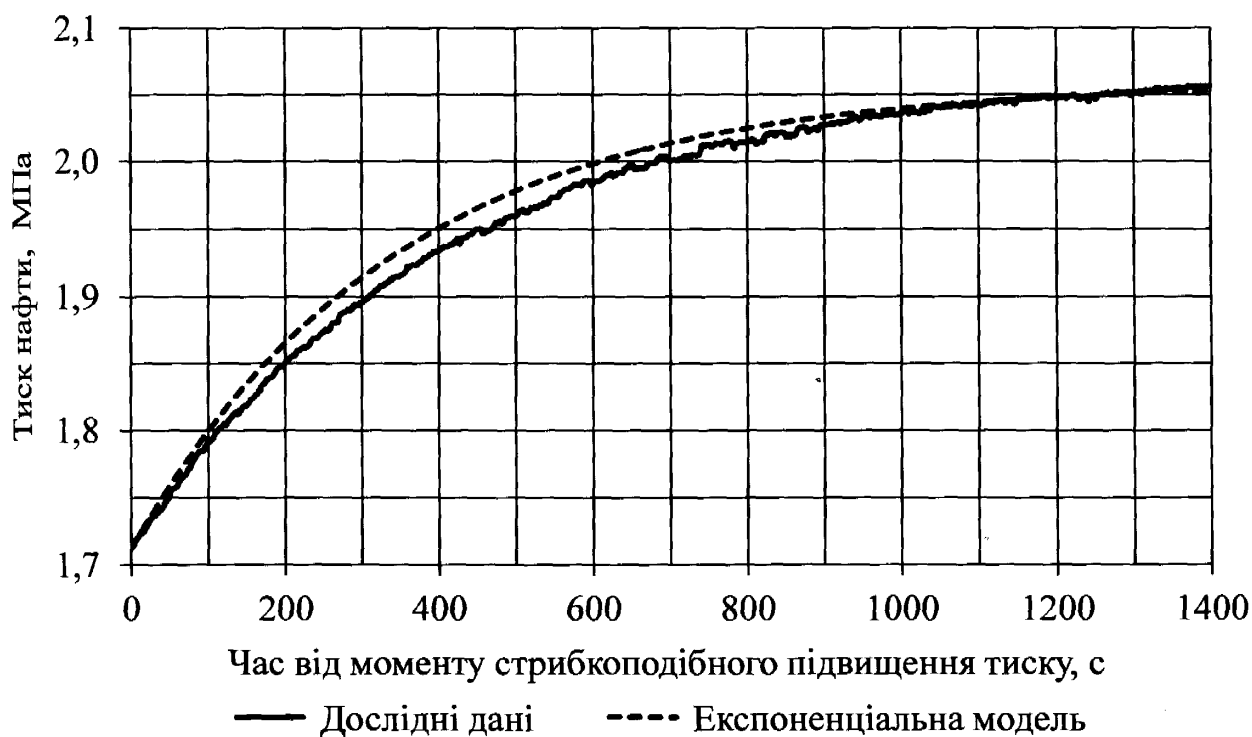


Рисунок 2.20 – Динаміка зміни тиску у часі на заключному етапі перехідного процесу, спричиненому зупинкою насоса на НПС 4, (на відстані 25 км від НПС 4)

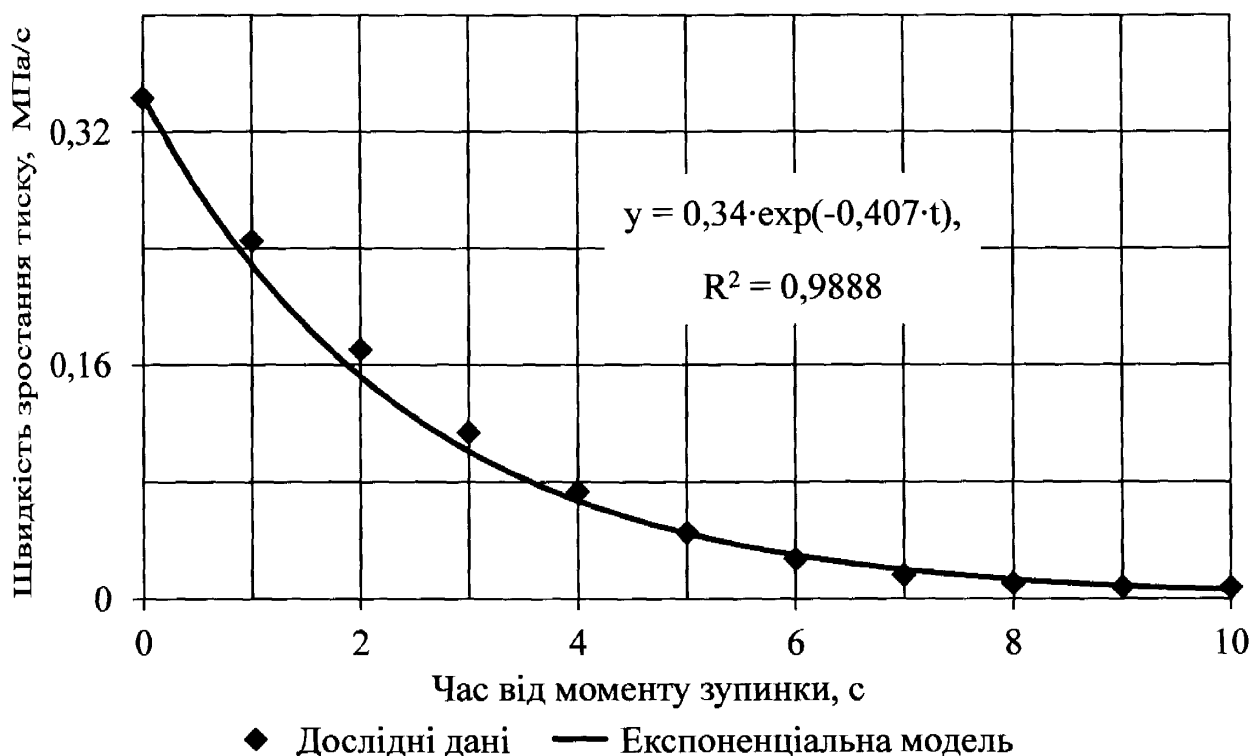
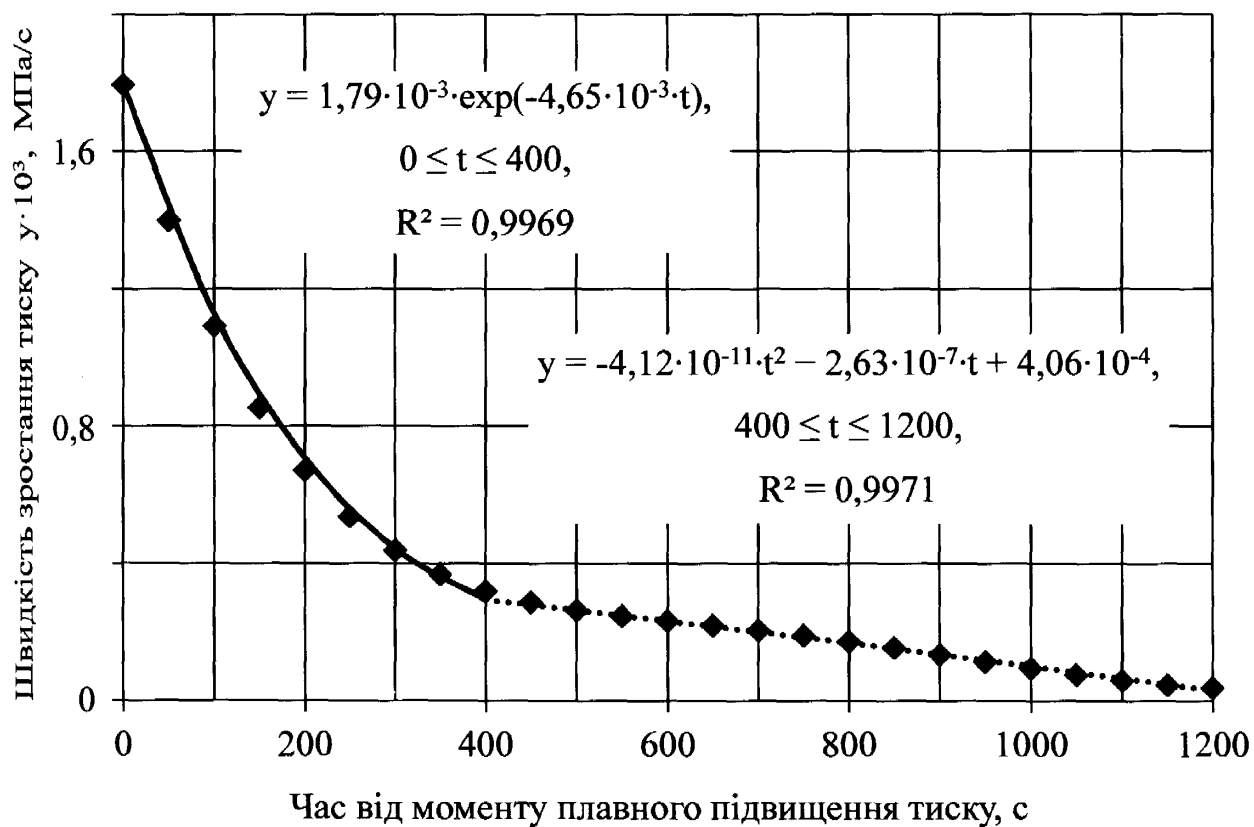


Рисунок 2.21 – Динаміка зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС 4 після зупинки МА №1 під час стрибкоподібного підвищення тиску (перший етап перехідного процесу)

Із рисунка 2.21 випливає, що максимальне значення швидкості зміни тиску 0,34 МПа/с відповідає початку перехідного процесу. Протягом 10 с швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується за експоненціальним законом від значення 0,34 до 0,01 МПа/с. Закономірність зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС (МПа/с) від часу від початку перехідного процесу (с) може бути достовірно описана такою залежністю

$$y = 0,34 \exp(-0,407t). \quad (2.22)$$

На рисунку 2.22 зображена динаміка зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці одного насоса на заключному етапі перехідного процесу – під час повільного зростання тиску.



◆ Дослідні дані — Експоненціальна модель Поліноміальна модель

Рисунок 2.22 – Динаміка зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС 4 після зупинки МА №1 під час повільного підвищення тиску (заключний етап перехідного процесу)

Із рисунка 2.22 випливає, що максимальне значення швидкості зміни тиску $1,8 \cdot 10^{-3}$ МПа/с відповідає початку заключного етапу перехідного процесу. Протягом 20 хв швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується від значення $1,8 \cdot 10^{-3}$ МПа/с практично до нуля, що відповідає стабілізації тиску і встановленню нового усталеного режиму роботи нафтопроводу. Закономірність зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС (МПа/с) від часу від початку другого етапу перехідного процесу (с) може бути достовірно описана такими залежностями:

- у діапазоні часу від 0 до 600 с

$$y = 1,79 \cdot 10^{-3} \exp(-4,65 \cdot 10^{-3} t); \quad (2.23)$$

- у діапазоні часу від 600 до 1200 с

$$y = -4,12 \cdot 10^{-11} t^2 - 2,63 \cdot 10^{-7} t + 4,06 \cdot 10^{-4}. \quad (2.24)$$

Максимальне значення швидкості підвищення тиску під час першого етапу перехідного процесу майже у 200 разів перевищує аналогічне значення для заключного етапу перехідного процесу. Звідси випливає, що небезпеку для експлуатації магістрального нафтопроводу представляє виключно перший етап перехідного процесу – стрибкоподібне підвищення тиску, спричинене зупинкою чи запуском насосних агрегатів на НПС.

Очевидно, що швидкість зміни тиску на вході НПС буде залежати від кількості одночасно зупинених чи запускених в експлуатацію насосів. Рисунок 2.23 ілюструє одержану за результатами промислового експерименту динаміку зміни у часі швидкості підвищення тиску на вході НПС при зупинці двох послідовно працюючих насосів на першому етапі перехідного процесу – під час стрибкоподібного зростання тиску.

Із рисунка 2.23 випливає, що максимальне значення швидкості зміни тиску $0,86$ МПа/с відповідає початку перехідного процесу. Протягом 10 с швидкість підвищення тиску на вході НПС зменшується за експоненціальним законом від значення $0,86$ до $0,01$ МПа/с.

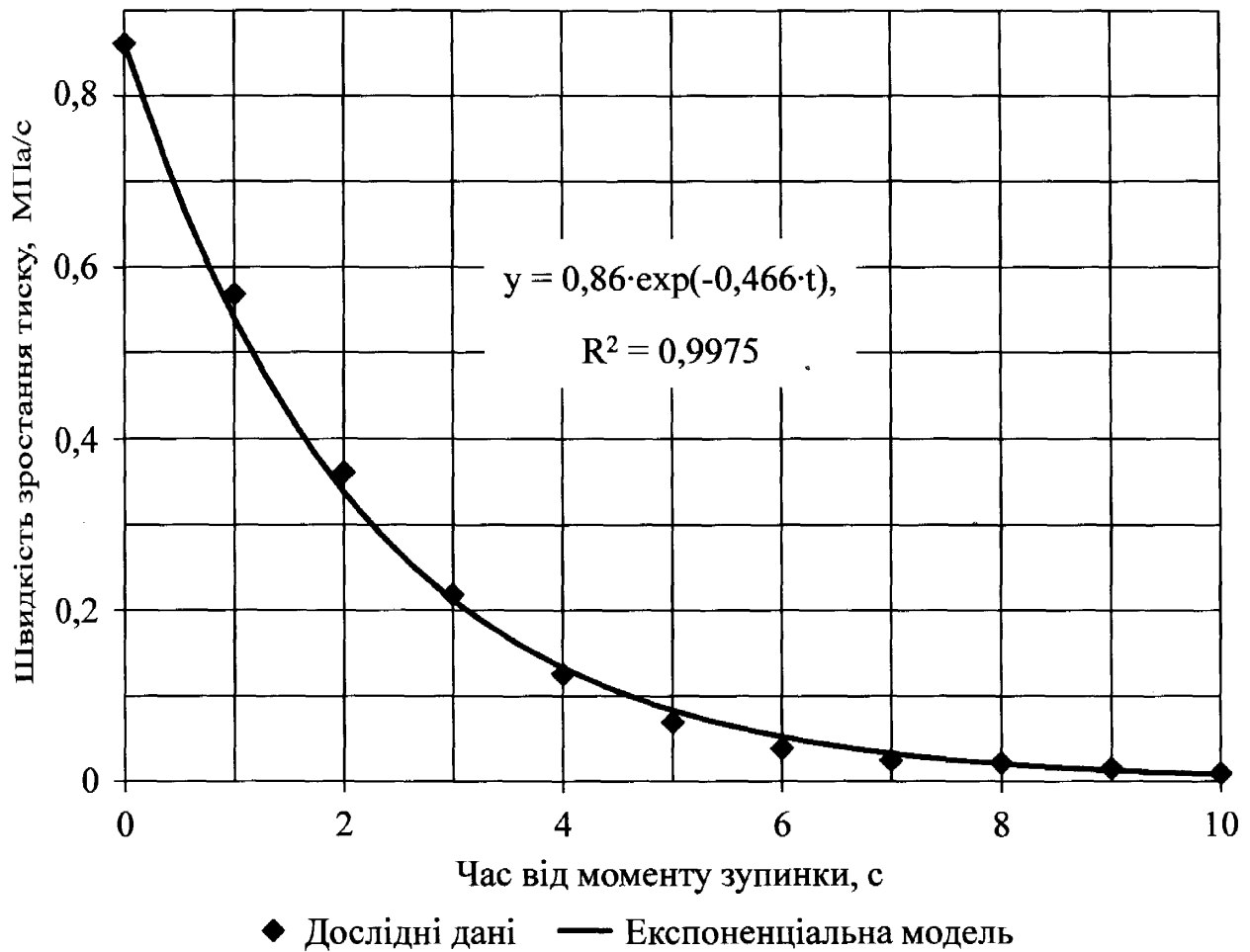


Рисунок 2.23 – Динаміка зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС 3 після зупинки МА №1,3 під час стрибкоподібного підвищення тиску (перший етап перехідного процесу)

Закономірність зміни швидкості підвищення тиску на вході НПС (МПа/с) від часу від початку перехідного процесу (с) може бути достовірно описана такою залежністю

$$y = 0,86 \exp(-0,466t). \quad (2.24)$$

Як засвідчили експерименти, за одночасної зупинки на НПС двох послідовно працюючих насосів максимальне значення швидкості підвищення тиску під час першого етапу перехідного процесу в 430 разів перевищує аналогічне значення для заключного етапу.

2.4 Висновки по розділу 2

Експериментальні дослідження перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, які проведені на діючому магістральному нафтопроводі, дали змогу зробити такі висновки:

1. Тривалість зупинки нафтових магістральних насосних агрегатів серії НМ становить до 80 с. Процес зупинки насосного агрегату включає два етапи, що характеризуються різною інтенсивністю зменшення обертової частоти. У кінці першого етапу тривалістю до 20 с насос втрачає 90 % створеного напору і перестає виконувати свою функцію.

2. Закономірність зміни обертової частоти нафтового насоса у часі достовірно описується експоненціальною функцією.

3. При відключенні насоса (НПС) спостерігається швидке підвищення тиску на її вході і відповідне зменшення тиску на її виході. Максимальна зміна тиску становить $\Delta P = 0,5 \cdot P_0$, де P_0 тиск насосів, що зупинилися, за витрати нафти до зупинки. Тривалість процесу швидкої зміни тиску нафти не перевищує 10-20 с.

4. Загальна тривалість перехідних процесів залежить від геометричних характеристик ділянок трубопроводу, гідродинамічних характеристик насосів, фізичних властивостей транспортованої рідини, режимних параметрів роботи нафтопроводу.

5. За результатами експериментів встановлена фактична швидкість поширення хвилі підвищеного тиску нафти в нафтопроводі. Її величина на 12 % перевищує значення, розраховане за загальноприйнятою формулою.

6. Виявлена така тенденція зміни тиску нафти під час перехідного процесу. У момент підходу хвилі підвищеного тиску до контрольного пункту спостерігалось стрибкоподібне зростання тиску нафти, після цього тиск нафти у даному перерізу трубопроводу протягом 25-30 хв повільно зростав, і далі стабілізувався на величині, що відповідає новому усталеному режиму експлуатації нафтопроводу.

7. Оскільки нафта є реальною рідиною і характеризується в'язкістю, амплітуда хвилі тиску при русі трубопроводом помітно зменшується, що призводить до її затухання. Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску від відстані до місця виникнення збурення можна достовірно описати експоненціальною залежністю. Коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску залежить від геометричних характеристик ділянок трубопроводу, фізичних властивостей транспортованої рідини та режимних параметрів роботи.

8. Шляхом експериментальних досліджень з використанням сучасних засобів вимірювання вперше одержані закономірності гідродинамічних перехідних процесів в магістральних нафтопроводах з урахуванням специфіки насосного обладнання та технології експлуатації.

9. Одержані математичні моделі дають змогу достовірно прогнозувати швидкість поширення та амплітуду хвиль підвищеного тиску у трубопроводі. Це дає змогу підвищити ефективність та надійність роботи системи керування режимами роботи магістральних нафтопроводів, запобігти виникненню аварійних ситуацій.

РОЗДІЛ 3

ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДАХ ЗА НЕШТАТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

У розділі 2 наведено результати промислових експериментів щодо зміни режимних параметрів експлуатації вітчизняного нафтопроводу під час реалізації перехідних процесів, спричинених зупинками і запусками як окремих насосних агрегатів, так і НПС в цілому. У результаті одержані графічні та аналітичні залежності зміни у часі тиску нафти на вході НПС, на виході НПС, а також у будь-якій точці траси нафтопроводу.

Оскільки провести експериментальні дослідження та одержати дослідні значення коефіцієнта затухання хвилі для всіх можливих режимів роботи нафтопроводу неможливо, то необхідним є виконання теоретичних досліджень, які б дали можливість одержати універсальні залежності коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску від геометричних характеристик трубопроводу, фізичних властивостей транспортованої нафти і режимних параметрів її перекачування.

3.1 Теоретичні дослідження перехідних процесів у магістральних нафтопроводах, спричинених зупинками насосних агрегатів

Як зазначено у розділі 1, більшість розрахункових математичних моделей неусталеної течії мало стисливої рідини в трубопроводі базується на застосуванні такої системи диференціальних рівнянь [3, 6, 74, 93 103]:

$$\begin{cases} \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\lambda w |w|}{2d} = 0, \\ \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial t} + c^2 \frac{\partial w}{\partial x} = 0, \end{cases} \quad (3.1)$$

де P – зведений тиск,

$$P = \rho g z + P_c, \quad (3.2)$$

z – геодезична позначка осі трубопроводу;

P_c – величина статичного тиску в трубопроводі;

x – лінійна координата, що відлічується вздовж осі труби в напрямі руху рідини;

t – часова координата.

У системі (3.1) перше рівняння – це закон зміни кількості руху (рівняння руху потоку), а друге – закон збереження маси потоку рідини (рівняння нерозривності потоку). Всі інші позначення параметрів такі, як розділі 1.

Для проведення гідродинамічних розрахунків перехідних процесів системи рівнянь (3.1) необхідно розв'язати спільно з початковими і граничними умовами, а також умовами сумісності, що моделюють роботу технологічного обладнання на нафтопроводі.

Оскільки система рівнянь (3.1) не розв'язується аналітично в явному вигляді, для одержання розв'язків необхідно застосовувати ті чи інші числові методи, які реалізуються за допомогою комп'ютерних технологій.

Якраз із розвитком високошвидкісних комп'ютерів почалася нова ера у сфері теоретичних досліджень перехідних процесів в трубопроводах. У першу чергу швидкодіюча обчислювальна техніка дала змогу значно скоротити час, необхідний для проведення розрахунків. З'явилася можливість створювати теоретичні розрахункові моделі складних трубопровідних систем.

При виконанні теоретичних досліджень методом математичного моделювання з використанням комп'ютерних технологій застосовуються два підходи. Перший із них полягає у розробці оригінального програмного забезпечення для розв'язання системи диференціальних рівнянь (3.1) з урахуванням специфіки об'єкта дослідження. Недоліком такого підходу є доведення адекватності запропонованої комп'ютерної моделі, тобто необхідність порівняння одержаних результатів з результатами розрахунку за перевіреними та узаконеними про-

грамними продуктами. За другого підходу для розв'язування задачі використовується ліцензоване стандартизоване програмне забезпечення, яке за правильного застосування гарантує одержання адекватних результатів.

Для моделювання перехідних процесів в магістральних нафтопроводах нами використаний програмний комплекс OLGA7, розроблений норвезькою компанією SPT Group (Scandpower Petroleum Technology AS). Стосовно експлуатації магістральних нафтопроводів, програмний комплекс OLGA7 дає можливість моделювати складні виробничі ситуації, спричинені нестационарними гідродинамічними процесами (запуск і зупинка одного і кількох насосних агрегатів тощо), заздалегідь передбачити різні ефекти, пов'язані з нестабільністю потоку в трубопроводі, прогнозувати будь-які штатні ситуації, визначати ефективність тих чи інших заходів щодо запобігання аваріям та нештатним ситуаціям.

Математичне моделювання неусталених гідродинамічних процесів розпочалось із створення у середовищі програмного комплексу розрахункової схеми досліджуваного нафтопроводу. Принципова розрахункова схема об'єкта математичного моделювання в програмному комплексі зображена на рисунку 3.1.

У комп'ютерну програму для моделювання неусталених режимів роботи нафтопроводу необхідно ввести такі дані:

- фізичні властивості транспортованої нафти (густина та динамічна в'язкість за умов перекачування);
- профіль траси нафтопроводу та кліматичні умови в районі прокладання траси;
- масив відстаней між нафтоперекачувальними станціями, геодезичних позначок НПС, внутрішніх діаметрів всіх лінійних ділянок нафтопроводу, мінімально допустимих тисків на вході в кожен НПС, максимально допустимих (робочих) тисків на всіх лінійних ділянках;
- дані з паспортних (фактичних) характеристик насосів (напір, потужність, коефіцієнт корисної дії), що встановлені на головній і проміжних НПС.

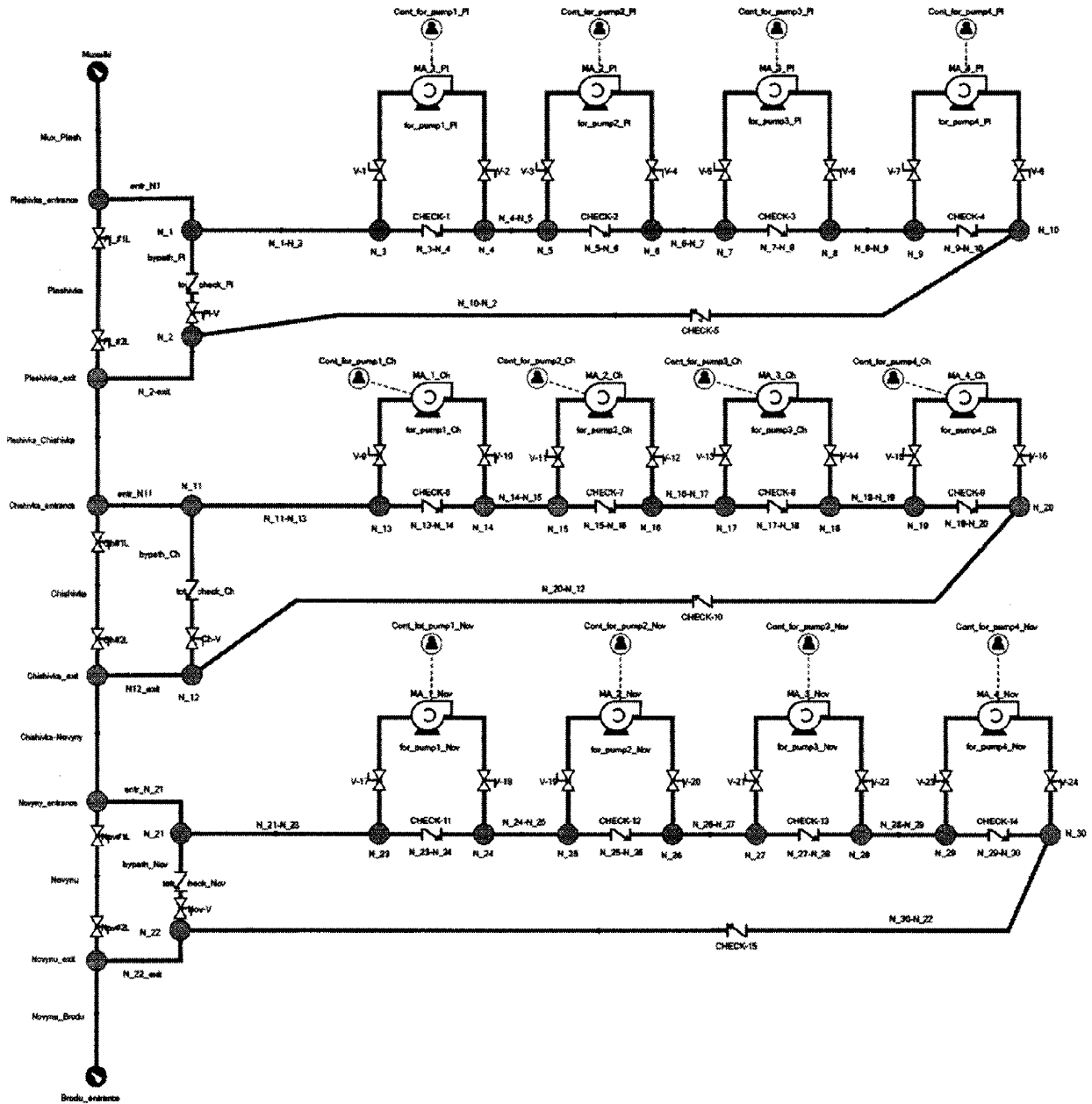


Рисунок 3.1 – Принципова розрахункова схема досліджуваного нафтопроводу в програмному комплексі

Спочатку за допомогою програмного комплексу імітувався усталений режим перекачування для певної схеми роботи насосів на НПС, певної схеми роботи лінійної частини, заданих технологічних обмежень щодо тиску, заданих фізичних властивостей транспортованої нафти. Визначалася пропускна здатність нафтопроводу та режим роботи кожної НПС: тиск нафти на вході і виході, ККД насосів, необхідна величина дроселювання тощо.

Одержані дані порівнювались з результатами аналогічних розрахунків зазначеного нафтопроводу у разі усталеного режиму роботи за розробленою нами програмою RozPr, що створена у середовищі Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Excel. Аналіз засвідчив, що результати розрахунків за двома програмами практично збігаються.

Результати розрахунку усталеного режиму експлуатації досліджуваного нафтопроводу слугували початковими умовами для розв'язування системи диференціальних рівнянь (3.1) числовими методами за допомогою програмного комплексу.

Як початкова умова приймалась знайдена експериментальним шляхом закономірність зміни у часі тиску нафти на вході НПС, спричинена зупинкою насосів, у вигляді формули (2.10). Тиск нафти у кінці ділянки під час першого етапу перехідного процесу вважався сталою величиною.

Шляхом математичного моделювання за стандартизованою програмою визначене теоретичне значення швидкості поширення хвиль тиску в досліджуваному нафтопроводі. У таблиці 3.1 наведені результати визначення цього параметра для режиму експлуатації нафтопроводу, який був реалізований 18 січня 2012 року.

Таблиця 3.1 – Фрагмент даних щодо швидкості поширення хвилі тиску в досліджуваному нафтопроводі за стандартизованою програмою

Місцезнаходження	Віддаль від місця виникнення хвилі, км	Час проходження хвилі тиску до вибраної точки, с	Швидкість поширення хвилі тиску, м/с
НПС 3, 18.01.2012 (зупинка МА №1,3)			
НПС 3	0	0	-
КП6	27	25,2	1071
КП5	51	46,2	1104
КП4	76	70,2	1083
НПС 2	96	88,2	1088
КП3	117	106,8	1096
КП2	126	115,2	1094
КП1	141	127,8	1103
Середня швидкість			1091

Закінчення таблиці 3.1

Місцезнаходження	Віддаль від місця виникнення хвилі, км	Час проходження хвилі тиску до вибраної точки, с	Швидкість поширення хвилі тиску, м/с
НПС 4, 25.04.2012 (зупинка МА №1)			
НПС 4	0	0	-
КП10	7	6,0	1167
КП9	24	21,6	1111
КП8	54	49,2	1098
КП7	78	70,2	1111
НПС 3	97	90,0	1078
КП6	124	111,0	1117
КП5	148	133,6	1108
Середня швидкість			1113
НПС 4, 23.04.2012 (зупинка МА №3)			
НПС 4	0	0	-
КП10	7	6,4	1094
КП9	24	22,2	1081
КП8	54	50,4	1071
КП7	78	71,2	1096
НПС 3	97	88,0	1102
КП6	124	113,2	1095
КП5	148	135,0	1096
Середня швидкість			1091

Теоретично одержане значення швидкості поширення хвиль тиску в нафтопроводі практично співпало із значенням, що було визначене дослідним шляхом. Різниця результатів не перевищує 1 %, що знаходиться у межах точності гідродинамічних розрахункових формул.

За допомогою програмного комплексу проведено моделювання процесу зупинки магістрального насоса №1 на НПС 4, що відбулось 25 квітня 2012 року. Витрата нафти до зупинка становила $1689 \text{ м}^3/\text{год}$.

У результаті теоретичним шляхом одержано такі графічні закономірності стрибкоподібних змін тиску у різних точках траси нафтопроводу за час перехідного процесу, спричиненого зупинкою насосного агрегату на НПС 4 (рисунки 3.2-3.7). Аналіз засвідчив, що тенденції стрибкоподібних змін тиску, одержані теоретично, аналогічні тим, що виявлені дослідним шляхом.

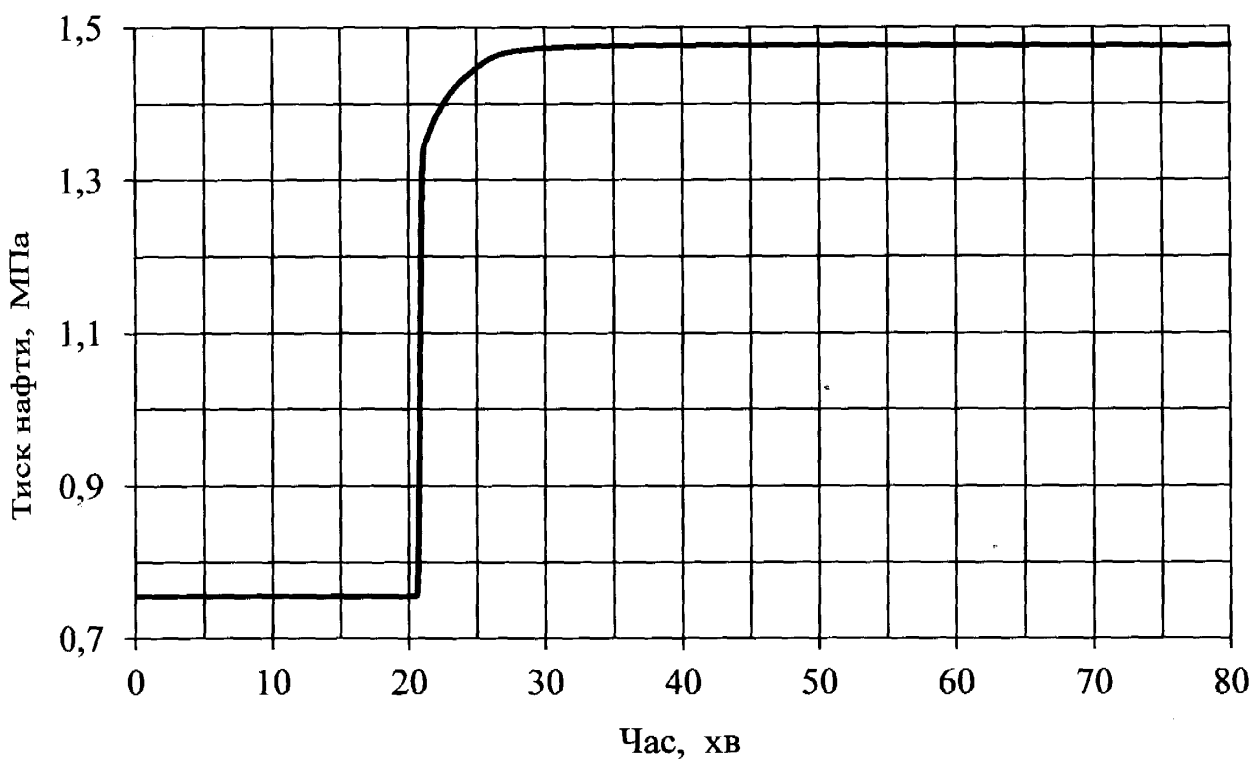


Рисунок 3.2 – Зміна тиску нафти на відстані 25 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами теоретичних досліджень (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

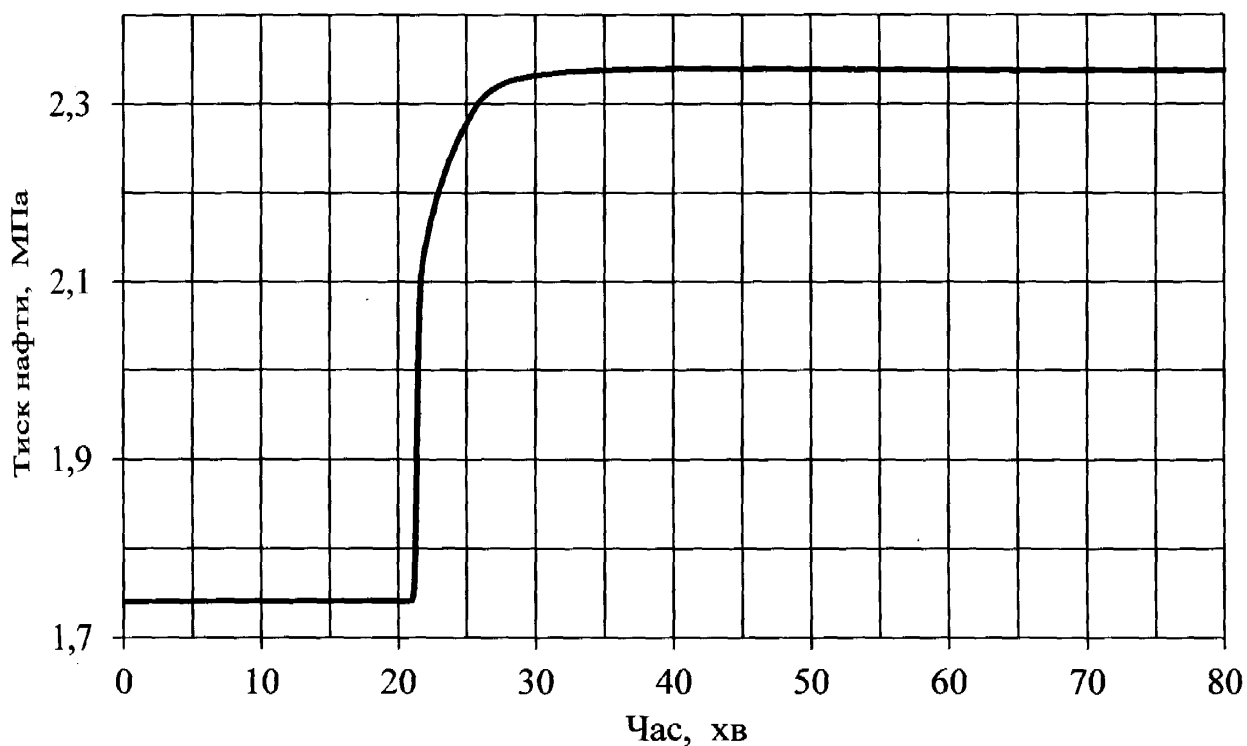


Рисунок 3.3 – Зміна тиску нафти на відстані 54 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами теоретичних досліджень (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

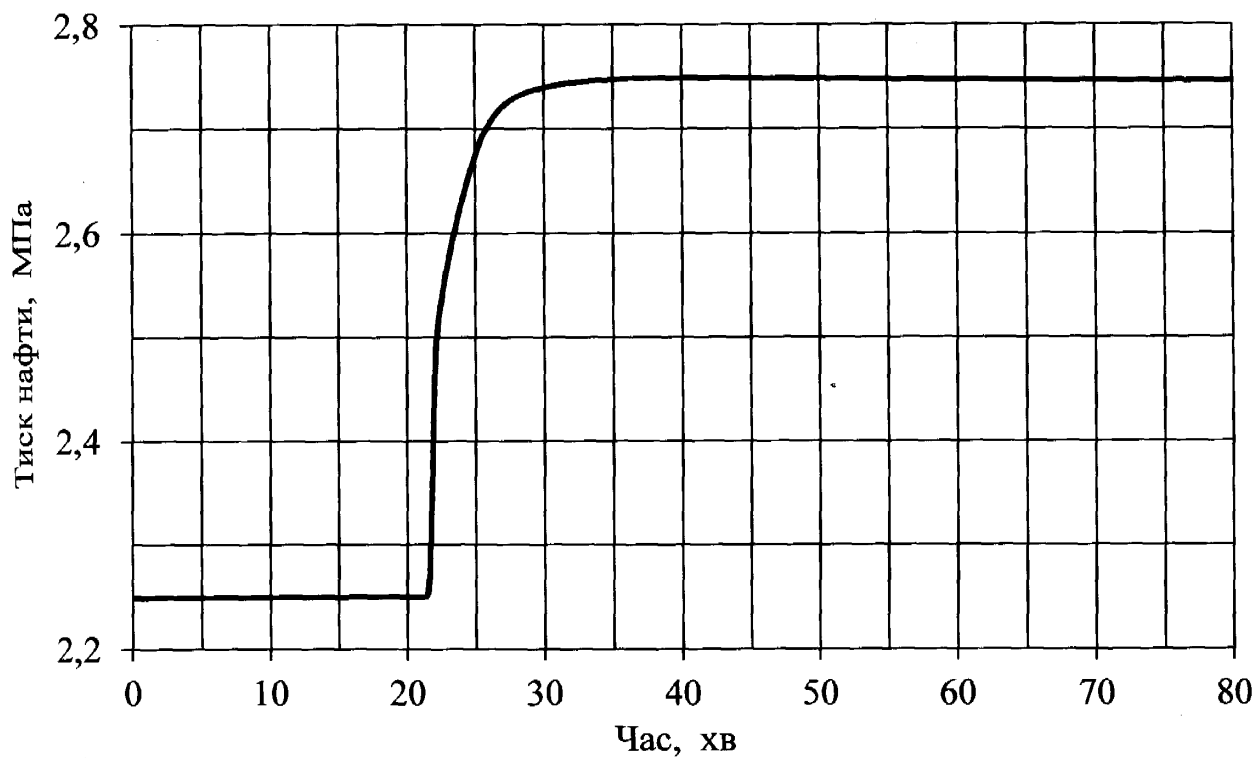


Рисунок 3.4 – Зміна тиску нафти на відстані 78 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами за результатами теоретичних досліджень (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

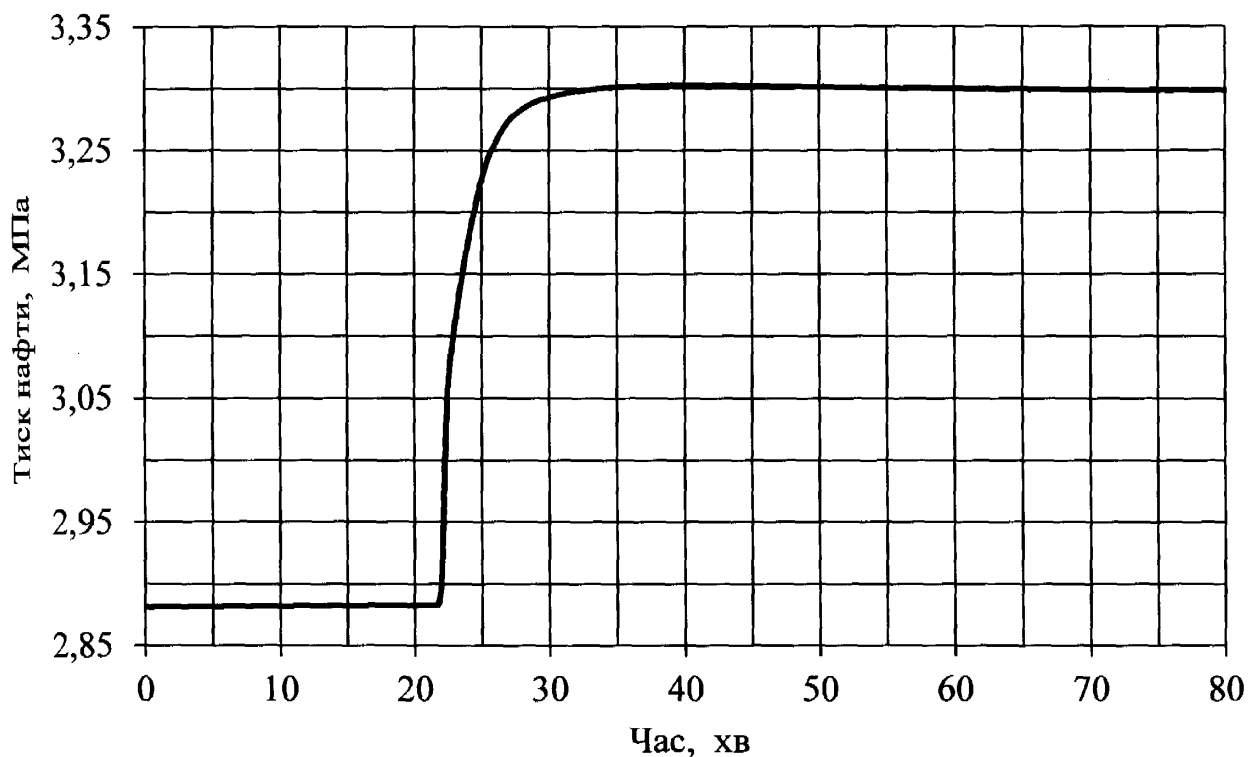


Рисунок 3.5 – Зміна тиску нафти на відстані 97 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами за результатами теоретичних досліджень (витрата нафти до зупинки 1689 м³/год)

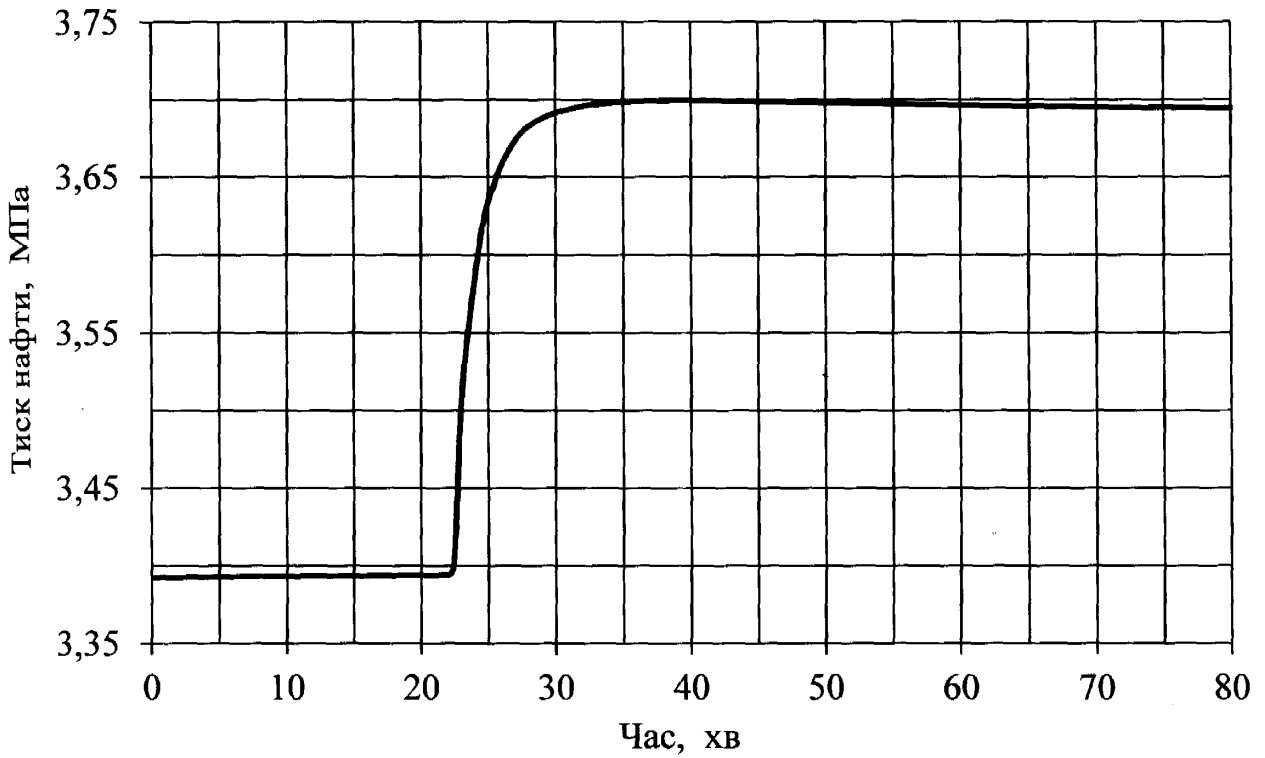


Рисунок 3.6 – Зміна тиску нафти на відстані 124 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами теоретичних досліджень (витрата нафти до зупинки $1689 \text{ м}^3/\text{год}$)

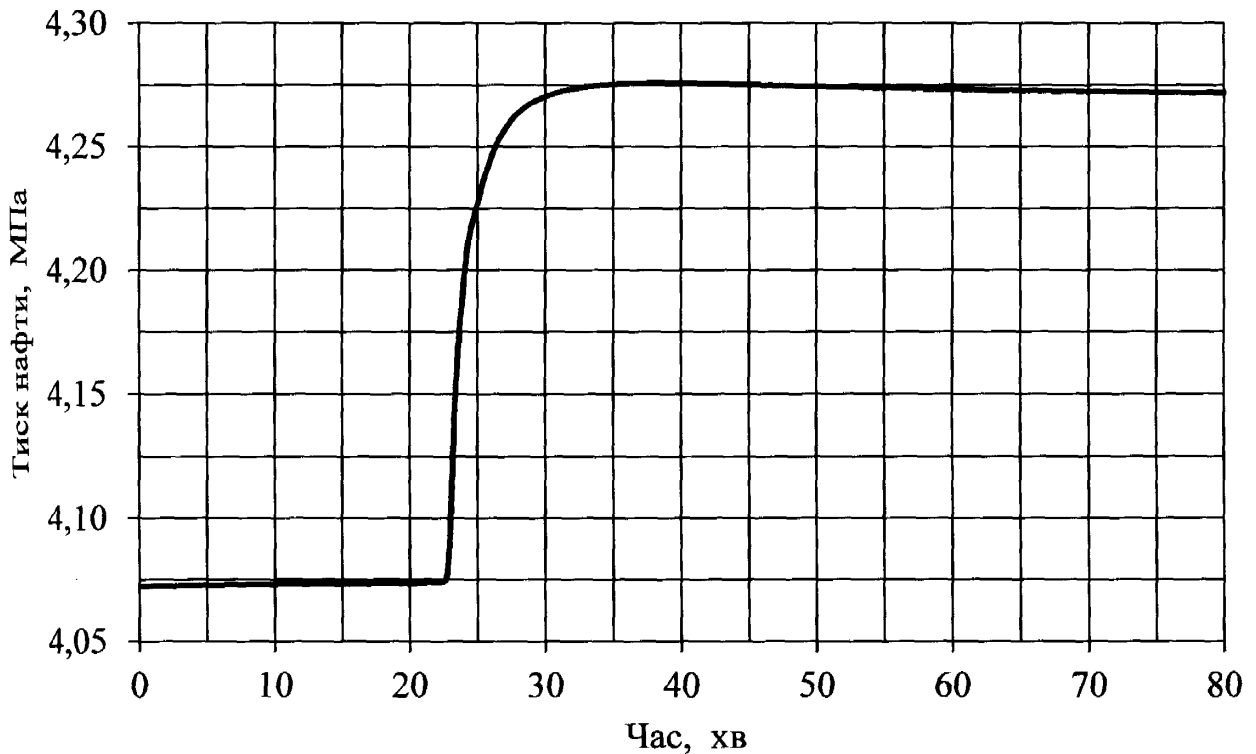


Рисунок 3.7 – Зміна тиску нафти на відстані 148 км від НПС 4 при зупинці насосного агрегату за результатами теоретичних досліджень (витрата нафти до зупинки $1689 \text{ м}^3/\text{год}$)

На рисунку 3.8 зображені одержані теоретично за програмою та визначені експериментальним шляхом графічні закономірності зміни по довжині нафтопроводу величини стрибкоподібного підвищення тиску, спричиненого зупинкою насосного агрегату для режиму експлуатації, що мав місце 25 квітня 2012 р. Виконано їх математичне моделювання експоненціальними функціями засобами Microsoft Excel.



Рисунок 3.8 – Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до НПС 4, де зупинили насосний агрегат, за теоретичними розрахунками та результатами експерименту (витрата до зупинки 1689 м³/год)

Порівняння теоретично прогнозованих і фактично зафіксованих закономірностей стрибкоподібних змін тиску за перехідного процесу, спричиненого зупинкою насосного агрегату, засвідчило збіжність результатів для режиму експлуатації, що досліджувався. Для режиму експлуатації вітчизняного нафтопроводу, що був реалізований 23 квітня 2012 р., результати порівняння теоре-

ичних і дослідних закономірностей зміни величини стрибкоподібного підвищення тиску по трасі нафтопроводу показано на рисунку 3.9. Аналогічна картина одержана для інших перехідних режимів експлуатації досліджуваного нафтопроводу.



Рисунок 3.9 – Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти від відстані до НПС 4, де зупинили насосний агрегат, за теоретичними розрахунками та результатами експерименту (витрата нафти до зупинки 2096 м³/год)

З метою одержання математичних моделей коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску як функції режимних параметрів і фізичних властивостей нафти за програмним комплексом виконано багатоваріантні гідродинамічні розрахунки модельного нафтопроводу у разі зупинки одного і двох насосних агрегатів на НПС 3.

Аналізували закономірності зміни амплітуди хвилі підвищеного тиску на відстані до 200 км.

У процесі досліджень витрату нафти в модельному нафтопроводі змінювали у межах від 1000 до 2700 м³/год, розрахункову кінематична в'язкість варіювали у діапазоні від 10 до 30 сСт. Ці значення відповідають фактичним режимам експлуатації досліджуваного нафтопроводу.

Приймали, що величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки одного насоса становить 1,0 МПа, у разі зупинки двох послідовно працюючих насосів 2,0 МПа.

За допомогою програми визначали теоретичну величину стрибкоподібного зростання тиску у кількох точках траси нафтопроводу, а також на вході станцій, які розміщені до місця відключення насосів (за рухом потоку нафти). Розрахунок одного неусталеного режиму роботи модельного нафтопроводу за програмою тривав протягом двох годин.

За результатами розрахунків побудовані графічні залежності коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску від відстані до місця виникнення збурення. Методом найменших квадратів визначено коефіцієнт затухання хвилі тиску для певних значень об'ємної витрати в трубопроводі до зупинки насоса та фізичних властивостей нафти. Приклад одержаних результатів для одного із досліджень наведено на рисунку 3.10.

Таблиця 3.2 узагальнює результати теоретичних досліджень закономірностей перехідних процесів у модельному нафтопроводі у разі зупинки одного насосного агрегату. Для кожного режиму, що моделювався, знайдено такі параметри: число Рейнольда Re , коефіцієнт гідравлічного опору λ , теоретичний коефіцієнт затухання хвилі тиску K_{z_m} та коефіцієнт детермінації, значення якого підтверджує адекватність одержаних математичних моделей.

Таблиця 3.3 містить аналогічні результати теоретичних досліджень за програмним комплексом у разі зупинки на НПС модельного нафтопроводу двох послідовно працюючих насосних агрегатів.

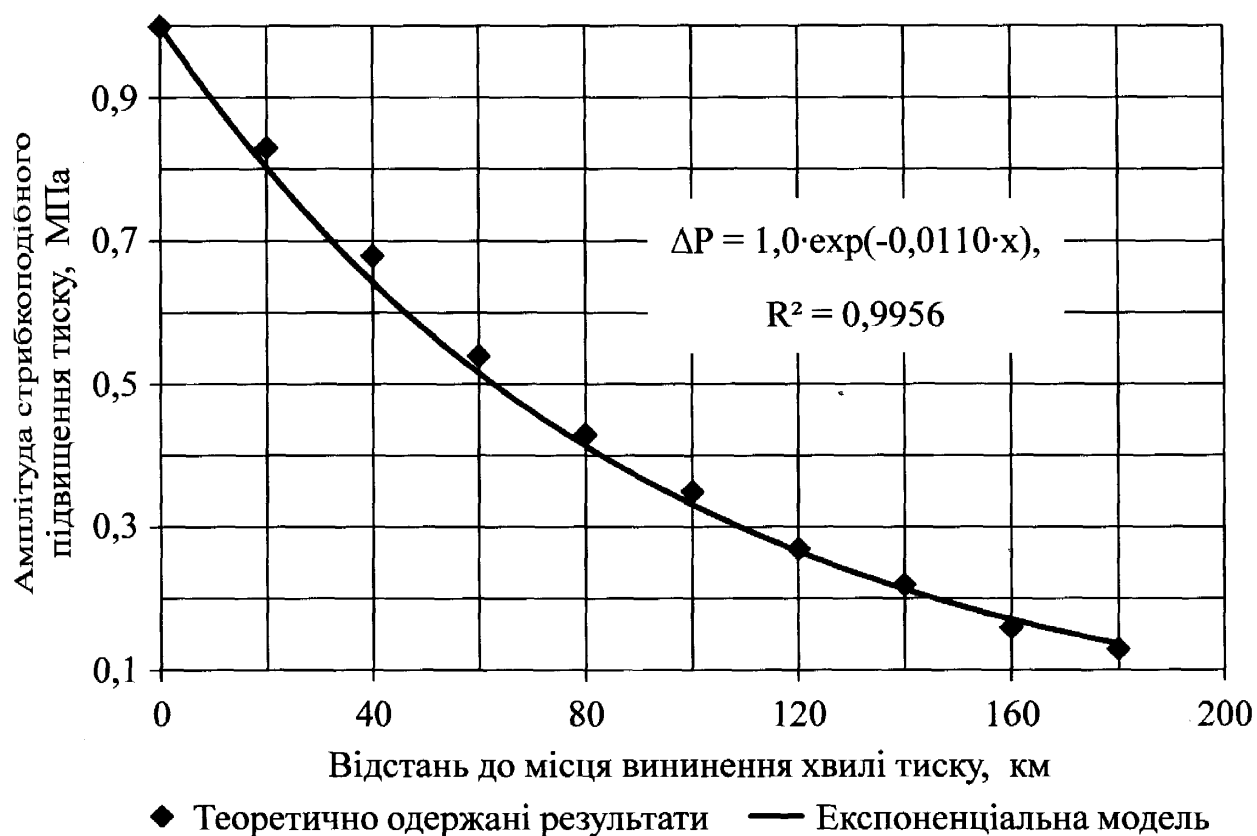


Рисунок 3.10 – Залежність величини стрибкоподібного підвищення тиску нафти в модельному трубопроводі від відстані від місця виникнення збурення ($\rho = 866 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 15,6 \text{ сСт}$, витрата нафти до зупинки $Q = 1400 \text{ м}^3/\text{год}$) за результатами розрахунків за програмою

Аналіз даних таблиць 3.2 та 3.3 засвідчив, що для всіх теоретично розроблених математичних моделей коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску за перехідних режимів роботи модельного нафтопроводу значення коефіцієнта детермінації перевищує 99 %. Це підтверджує адекватність теоретично одержаних закономірностей зміни величини підвищення тиску по довжині модельного нафтопроводу.

Для прогнозування динаміки зміни по довжині нафтопроводу величини стрибкоподібного підвищення тиску, спричиненого зупинкою чи запуском одного або кількох насосних агрегатів необхідно виразити коефіцієнт затухання хвилі тиску як функцію режимних параметрів роботи нафтопроводу і фізичних властивостей транспортованої нафти.

Таблиця 3.2 – Результати визначення теоретичним шляхом за програмою коефіцієнта затування хвилі підвищеного тиску у разі зупинки одного насосного агрегату

№ режиму	Густина нафти, кг/м ³	Кінематична в'язкість, сСт	Об'ємна витрата, м ³ /год	Число Рейнольдса	Коефіцієнт затування хвилі підвищеного тиску, км ⁻¹	Коефіцієнт детермінації
1	871,3	22,5	1062	23777	0,00892	0,9989
2	880,2	30,0	1178	19782	0,01167	0,9973
3	871,3	22,5	1235	27663	0,01019	0,9979
4	880,2	30,0	1309	21980	0,01256	0,9981
5	866,3	15,6	1405	45363	0,01104	0,9956
6	880,2	30,0	1431	24040	0,01317	0,998
7	871,3	22,5	1487	33306	0,01176	0,9967
8	880,2	30,0	1648	27681	0,01405	0,9993
9	866,3	15,6	1654	53415	0,01261	0,9935
10	871,3	22,5	1711	38302	0,01294	0,9968
11	880,2	30,0	1845	30978	0,0147	0,9985
12	866,3	15,6	1870	60394	0,01347	0,9962
13	871,3	22,5	1913	42836	0,01396	0,9946
14	880,2	30,0	2025	34000	0,01506	0,9937
15	866,3	15,6	2069	66836	0,01471	0,9933
16	871,3	22,5	2091	46814	0,01464	0,9994
17	880,2	30,0	2188	36747	0,01557	0,9959
18	866,3	15,6	2252	72741	0,01555	0,9934
19	871,3	22,5	2260	50607	0,01484	0,9916
20	880,2	30,0	2344	39357	0,01604	0,9974
21	866,3	15,6	2419	78109	0,01545	0,9955
22	871,3	22,5	2479	55510	0,01487	0,9949
23	866,3	15,6	2514	81196	0,01501	0,9992

Таблиця 3.3 – Результати визначення теоретичним шляхом за програмою коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску у разі зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

№ ре-жиму	Густина нафти, кг/м ³	Кінема-тична в'язкість, сСт	Об'ємна витрата, м ³ /год	Число Рейнольдса	Коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску, км ⁻¹	Коефіцієнт детермінації
1	878,5	30	1533	25738	0,00945	0,9992
2	874,2	20	1614	40665	0,00899	0,9970
3	866,6	10	1732	87275	0,00839	0,9981
4	878,5	30	1742	29248	0,01046	0,9954
5	874,2	20	1828	46059	0,01001	0,9948
6	866,6	10	1874	94391	0,00897	0,9949
7	878,5	30	1934	32483	0,01172	0,9913
8	866,6	10	2006	101089	0,00984	0,9935
9	874,2	20	2026	51038	0,01136	0,9959
10	878,5	30	2110	35442	0,01309	0,9934
11	866,6	10	2131	107367	0,01071	0,9931
12	874,2	20	2211	55707	0,01265	0,9953
13	866,6	10	2252	113437	0,01143	0,9915
14	878,5	30	2274	38195	0,01427	0,9937
15	874,2	20	2380	59960	0,01401	0,9945
16	866,6	10	2401	120971	0,01251	0,9926
17	878,5	30	2426	40741	0,01547	0,9971
18	874,2	20	2541	64006	0,01523	0,9958
19	866,6	10	2542	128087	0,01345	0,9947
20	878,5	30	2573	43219	0,01651	0,9979
21	874,2	20	2693	67844	0,01640	0,9980

На основі результатів розрахунків перехідних процесів в модельному нафтопроводі за комп'ютерною програмою запропонована математична модель для розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску у вигляді

$$K_3 = A \cdot \text{Re}^2 + B \cdot \text{Re} + C, \quad (3.3)$$

де A, B, C - коефіцієнти математичної моделі, розраховуються залежно від в'язкості транспортованої нафти:

- у випадку зупинки одного насосного агрегату;

$$A = 3,094 \cdot 10^{-14} \cdot \nu^2 - 1,563 \cdot 10^{-12} \cdot \nu + 1,335 \cdot 10^{-11}, \quad (3.4)$$

$$B = -2,489 \cdot 10^{-9} \cdot \nu^2 + 1,121 \cdot 10^{-7} \cdot \nu - 5,754 \cdot 10^{-7}, \quad (3.5)$$

$$C = 3,376 \cdot 10^{-5} \cdot \nu^2 - 7,869 \cdot 10^{-4} \cdot \nu - 3,577 \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

- у випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$A = 2,853 \cdot 10^{-15} \cdot \nu^2 + 1,019 \cdot 10^{-13} \cdot \nu - 7,735 \cdot 10^{-13}, \quad (3.7)$$

$$B = 2,899 \cdot 10^{-10} \cdot \nu^2 - 8,250 \cdot 10^{-9} \cdot \nu - 6,612 \cdot 10^{-8}, \quad (3.8)$$

$$C = -6,035 \cdot 10^{-6} \cdot \nu^2 + 2,880 \cdot 10^{-4} \cdot \nu + 8,970 \cdot 10^{-4}, \quad (3.9)$$

де ν - кінематична в'язкість нафти за умов перекачування, сСт.

Ступінь достовірності розробленої математичної моделі (3.3) вищий за 99 %, що свідчить про її адекватність і відповідність результатам теоретичних досліджень закономірностей перехідних процесів методами математичного моделювання за комп'ютерною програмою.

Графічні залежності коефіцієнтів математичної моделі коефіцієнта затухання хвилі A, B, C від кінематичної в'язкості транспортованої нафти для випадку зупинки одного насоса наведено на рисунках 3.11-3.14.

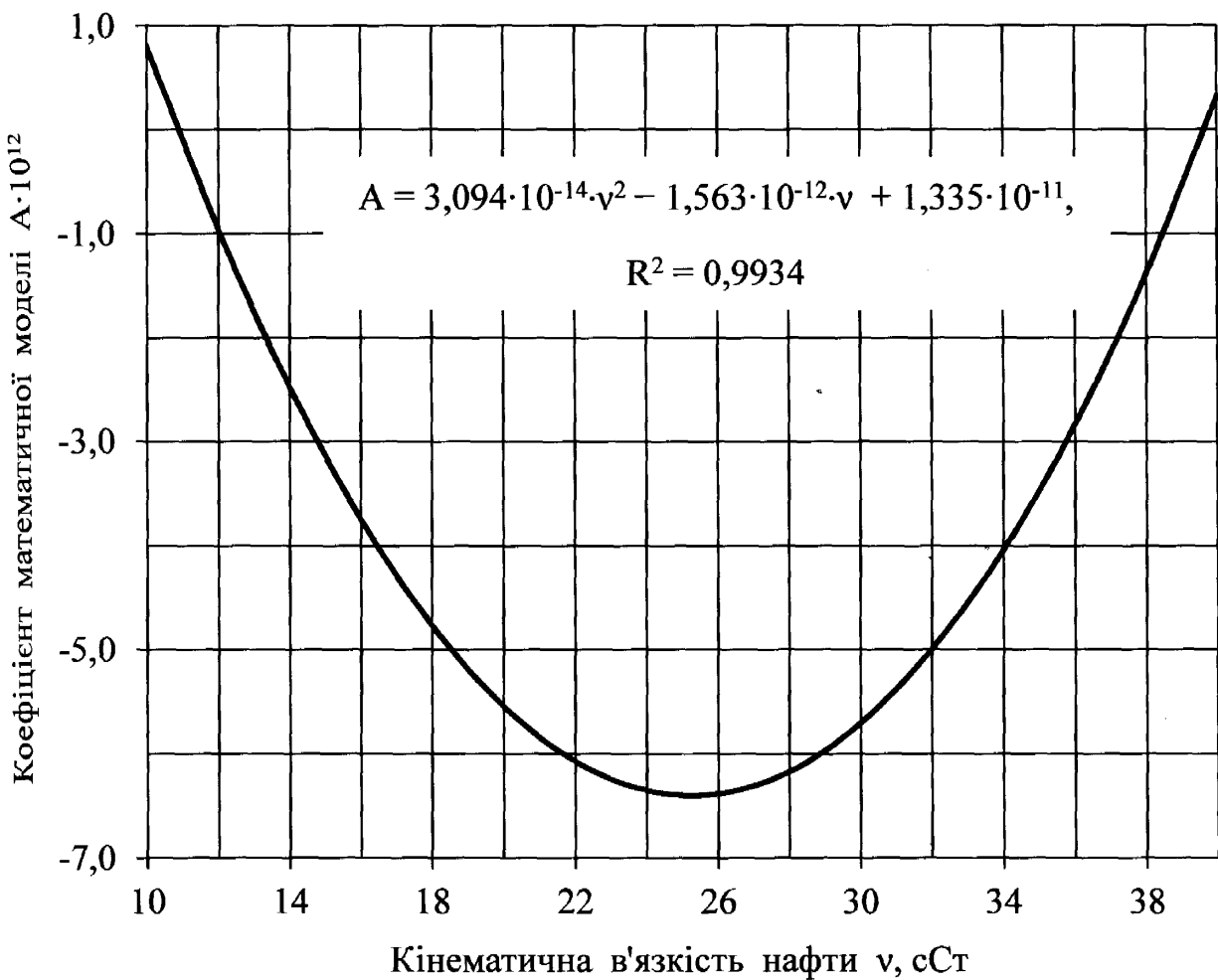


Рисунок 3.11 – Залежність коефіцієнта математичної моделі A від кінематичної в'язкості нафти

Перевіримо адекватність розроблених математичних моделей шляхом порівняння результатів розрахунків з дослідними параметрами перехідних процесів на досліджуваному вітчизняному нафтопроводі.

Для визначення можливості застосування формул (3.3)-(3.9) для прогнозування величини стрибкоподібного підвищення тиску при зупинці одного або кількох насосних агрегатів на НПС досліджуваного нафтопроводу виконаємо порівняння дослідних даних із результатами розрахунків за аналітичними залежностями. Результати порівняння наведено у таблиці 3.4. Аналіз засвідчує, що максимальне відхилення теоретично прогнозованих за формулами (3.3)-(3.9) результатів від експериментальних значень не перевищує мінус 7 % - плюс 5 %.

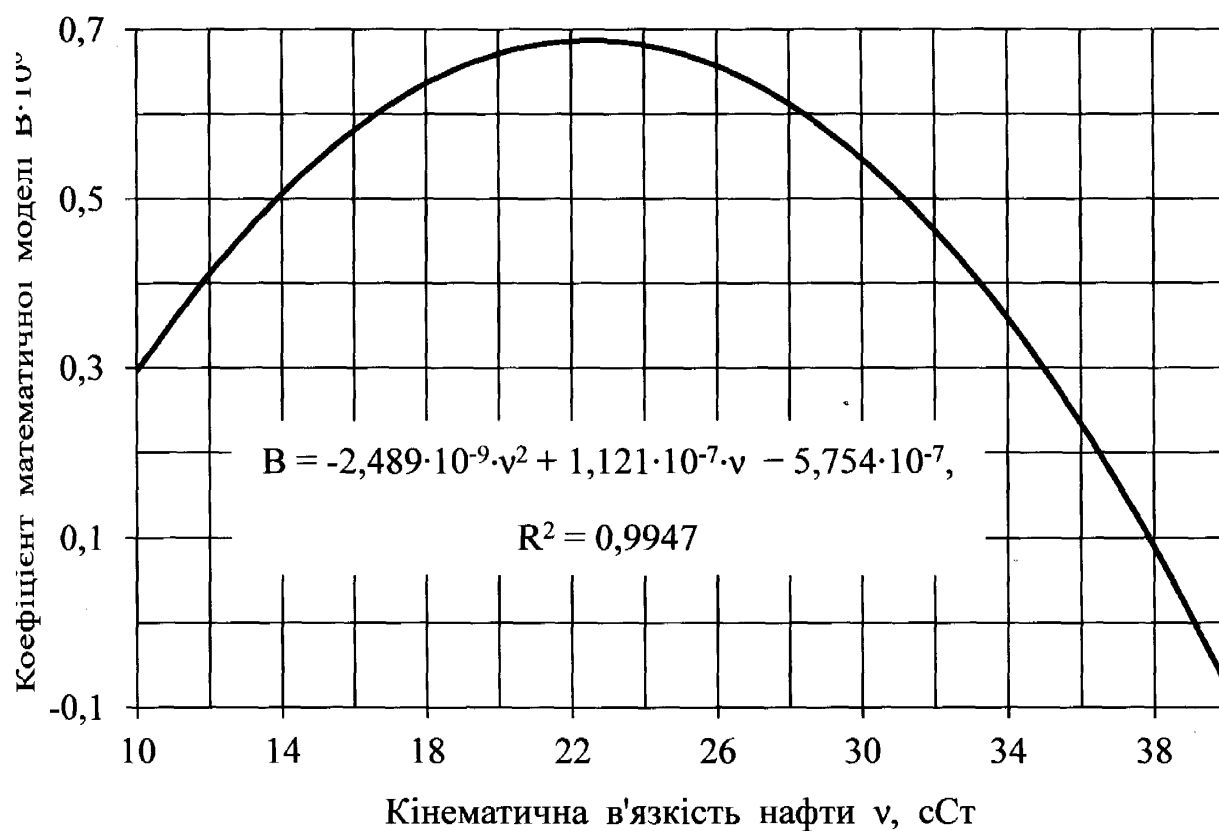


Рисунок 3.12 - Залежність коефіцієнта математичної моделі B від кінематичної в'язкості нафти

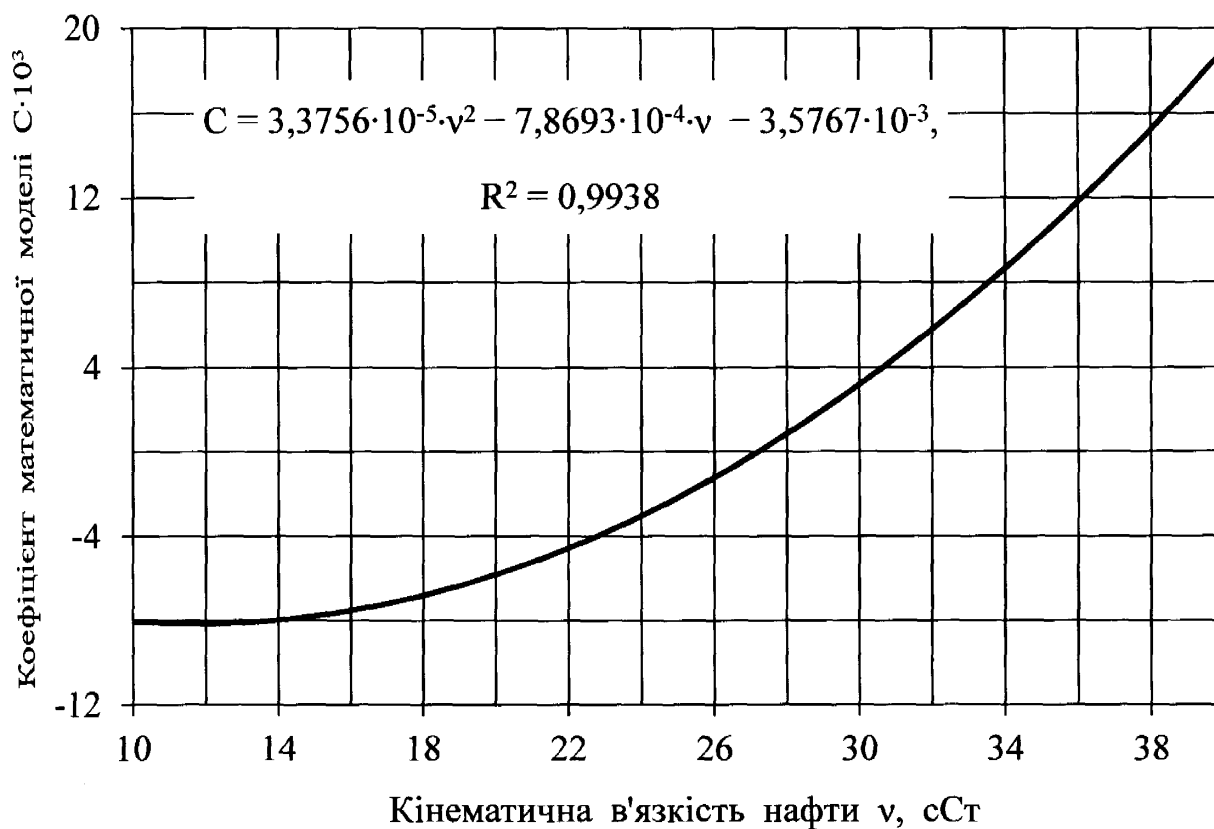


Рисунок 3.13 – Залежність коефіцієнта математичної моделі C від кінематичної в'язкості нафти

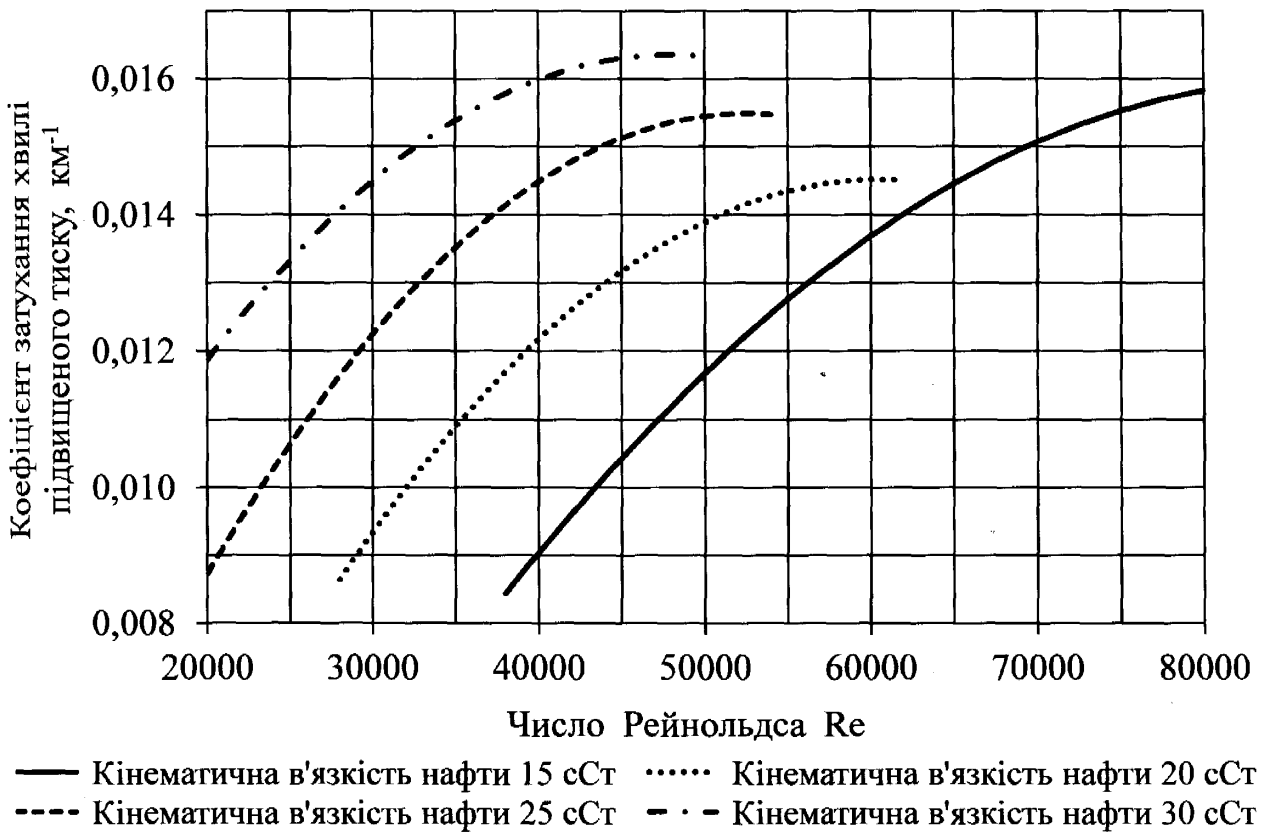


Рисунок 3.14 – Залежність коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску для різних значень кінематичної в'язкості нафти від числа Рейнольдса

Опрацювання результатів математичного моделювання перехідних процесів в нафтопроводі, спричинених зупинкою насосних агрегатів, дало змогу запропонувати таку спрощену розрахункову формулу для коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску:

- у випадку зупинки одного насосного агрегату

$$K_3 = \frac{4 \cdot 10^{-4} Q_{200}^{0,75}}{Re^{0,2}}, \quad (3.10)$$

- у випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = \frac{1,35 \cdot 10^{-5} Q_{200}^{1,1}}{Re^{0,15}}, \quad (3.11)$$

де Q_{200} - об'ємна витрати нафти до початку зупинки насоса.

Виконаємо порівняння дослідних даних із результатами розрахунків за аналітичними залежностями (3.10) і (3.11). Результати порівняння наведено у таблиці 3.4. Аналіз засвідчує, що максимальне відхилення теоретично прогнозованих за формулами (3.10)-(3.11) результатів від експериментальних значень не перевищує мінус 9 % – плюс 4 %. Ці формули можуть бути застосовані для оперативного прогнозування параметрів перехідних процесів досліджуваного нафтопроводу.

Наведені вище математичні моделі для коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі одержані методом підбору числових коефіцієнтів і показників ступеня при впливових режимних параметрах.

Таблиця 3.4 – Порівняння дослідних і теоретично визначених значень коефіцієнта затухання хвилі тиску в досліджуваному нафтопроводі за різними методиками

№ дослід-ду	Дата реалі-зації	Дослідне значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску, км ⁻¹	Теоретично значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску, розраховане за			Відносне відхилення від дослідного значення, %		
			форму-лами (3.3)-(3.9)	форму-лами (3.14)-(3.15)	форму-лами (3.25)-(3.26)	форму-ли (3.3)-(3.9)	форму-ли (3.14)-(3.15)	форму-ли (3.25)-(3.26)
Зупинка одного насосного агрегату								
1	10.08.12	0,0136	0,0145	0,0142	0,0136	-6,9	-4,3	-0,2
2	08.07.12	0,0126	0,0134	0,0129	0,0124	-6,3	-2,0	1,7
3	25.04.12	0,0125	0,0129	0,0130	0,0127	-3,2	-3,8	-1,8
4	23.04.12	0,0141	0,0145	0,0148	0,0144	-2,7	-4,7	-2,2
5	25.02.12	0,0145	0,0149	0,0149	0,0147	-2,8	-3,1	-1,6
6	24.08.13	0,0148	0,0147	0,0154	0,0148	0,8	-4,0	0,3
7	18.09.13	0,0146	0,0144	0,0155	0,0149	1,2	-6,3	-2,3
8	26.04.13	0,0148	0,0151	0,0159	0,0155	-2,0	-7,9	-5,2
9	15.02.13	0,0134	0,0140	0,0134	0,0133	-5,0	-0,2	0,0
10	09.08.13	0,0149	0,0150	0,0154	0,0148	-0,6	-3,6	1,0
11	26.08.13	0,0141	0,0144	0,0143	0,0138	-2,3	-1,8	2,1
12	23.08.13	0,0147	0,0146	0,0154	0,0148	0,4	-4,8	-0,5
13	20.06.13	0,0147	0,0148	0,0154	0,0147	-0,7	-4,7	-0,3
14	07.06.13	0,0149	0,0145	0,0155	0,0149	2,5	-4,2	0,0
15	26.07.13	0,0153	0,0151	0,0153	0,0147	1,1	-0,3	4,2
16	11.07.13	0,0156	0,0157	0,0153	0,0146	-0,3	2,2	6,7
17	08.07.13	0,0156	0,0159	0,0152	0,0145	-2,0	2,6	7,2
18	27.04.13	0,0140	0,0145	0,0147	0,0144	-3,4	-5,1	-2,7
19	06.04.13	0,0156	0,0159	0,0164	0,0162	-1,8	-4,8	-3,6
20	04.04.13	0,0132	0,0138	0,0132	0,0132	-4,9	-0,1	0,1

Закінчення таблиці 3.4

№ дослід- ду	Дата реалі- зації	Дослідне значення коефіцієнта затухання хвилі під- вищеного тиску, км ⁻¹	Теоретично значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску, розраховане за			Відносне відхилення від дослідного значення, %		
			форму- лами (3.3)- (3.9)	форму- лами (3.14)- (3.15)	форму- лами (3.25)- (3.26)	форму- ли (3.3)- (3.9)	форму- ли (3.14)- (3.15)	форму- ли (3.25)- (3.26)
Зупинка одного насосного агрегату								
21	16.03.13	0,0155	0,0159	0,0163	0,0161	-2,3	-5,0	-3,8
22	09.02.13	0,0132	0,0129	0,0129	0,0127	2,6	2,1	3,8
23	08.02.13	0,0133	0,0138	0,0134	0,0133	-4,1	-0,8	-0,2
24	11.09.13	0,0142	0,0145	0,0156	0,0149	-2,3	-9,5	-5,1
25	29.08.13	0,0130	0,0128	0,0126	0,0122	1,9	2,9	6,0
26	19.08.13	0,0133	0,0143	0,0143	0,0137	-7,7	-7,2	-3,1
27	13.09.13	0,0099	0,0097	0,0107	0,0105	1,9	-7,9	-5,6
28	23.05.13	0,0095	0,0091	0,0103	0,0101	4,7	-8,6	-6,6
29	18.06.13	0,0148	0,0144	0,0144	0,0138	3,0	3,0	6,7
30	11.07.13	0,0145	0,0152	0,0142	0,0136	-4,6	1,9	6,1
31	18.03.13	0,0147	0,0150	0,0148	0,0147	-2,3	-1,0	-0,1
32	09.03.13	0,0153	0,0153	0,0150	0,0149	0,3	2,0	2,6
Зупинка двох насосних агрегатів								
33	25.02.12	0,0138	0,0143	0,0145	0,0138	-3,8	-4,9	0,3
34	18.01.12	0,0124	0,0121	0,0123	0,0121	2,1	0,6	2,4
35	18.07.13	0,0118	0,0118	0,0118	0,0117	0,1	-0,1	0,5
36	31.08.13	0,0123	0,0117	0,0118	0,0117	5,1	4,1	4,7
37	13.03.13	0,0142	0,0144	0,0145	0,0138	-1,4	-2,4	2,9
38	23.02.13	0,0142	0,0147	0,0148	0,0140	-3,3	-4,2	1,5
39	03.04.13	0,0142	0,0143	0,0145	0,0137	-0,9	-1,9	3,2

При розробці математичних моделей за результатами експериментальних досліджень широко застосовується метод найменших квадратів. Імітаційні багатоваріантні розрахунки, які виконуються за комп'ютерною програмою, можна вважати своєрідним математичним експериментом, що проводиться з використанням комп'ютерних технологій. Тому застосуємо метод найменших квадратів для одержання уточнених математичних моделей коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі при перехідних процесах, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Для оперативного прогнозування параметрів перехідних процесів коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску в досліджуваному нафтопроводі буде представляти степеневу функцією годинної витрати нафти до зупинки

Q_{200} та числа Рейнольдса Re

$$K_3 = aQ_{200}^b Re^c, \quad (3.12)$$

де a, b - коефіцієнти, які залежить від режиму роботи нафтопроводу до зупинки та кількості насосів, що зупиняються.

Для одержання математичних виразів для коефіцієнтів регресії методом найменших квадратів виконаємо логарифмування правої та лівої частини рівняння (3.12)

$$\ln K_3 = \ln a + b \cdot \ln Q + c \cdot \ln Re. \quad (3.13)$$

Введемо позначення:

$$\begin{aligned} z = \ln K_3, \quad x = \ln Q, \quad y = \ln Re; \\ A = \ln a, \quad B = b, \quad C = c. \end{aligned} \quad (3.14)$$

Рівняння (3.12) із врахуванням (3.14) набуває вигляду

$$z = A + B \cdot x + C \cdot y. \quad (3.15)$$

Записуємо рівняння, яке необхідно дослідити на мінімум, використовуючи метод найменших квадратів

$$F = \sum_{i=1}^n (z_i - A - B \cdot x_i - C \cdot y_i)^2, \quad (3.16)$$

де n - кількість вимірювань;

z_i - значення функції для i -ого вимірювання;

x_i, y_i - значення аргументів функції для i -ого вимірювання.

Знаходимо частинні похідні

$$\frac{\partial F}{\partial A} = -2 \cdot \sum_{i=1}^n (z_i - A - B \cdot x_i - C \cdot y_i), \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial F}{\partial B} = -2 \cdot \sum_{i=1}^n (z_i - A - B \cdot x_i - C \cdot y_i) \cdot x_i, \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial F}{\partial C} = -2 \cdot \sum_{i=1}^n (z_i - A - B \cdot x_i - C \cdot y_i) \cdot y_i. \quad (3.19)$$

Прирівнюємо одержані похідні до нуля, одержуємо систему рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної моделі

$$\begin{cases} A \cdot n + B \cdot \sum_{i=1}^n x_i + C \cdot \sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n z_i, \\ A \cdot \sum_{i=1}^n x_i + B \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 + C \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i = \sum_{i=1}^n x_i \cdot z_i, \\ A \cdot \sum_{i=1}^n y_i + B \cdot \sum_{i=1}^n x_i \cdot y_i + C \cdot \sum_{i=1}^n y_i^2 = \sum_{i=1}^n y_i \cdot z_i. \end{cases} \quad (3.20)$$

Розв'язавши систему рівнянь (3.20) із урахуванням позначень (3.14), одержуємо значення коефіцієнтів математичної моделі (3.12)

$$a = \exp(A), \quad b = B, \quad c = C. \quad (3.21)$$

Далі визначаємо величину дисперсії адекватності D_a та стандарт вибірки s за формулами [107]

$$D_a = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (K_{z_i} - K_{z(m)_i})^2, \quad (3.22)$$

$$s = \sqrt{D_a}, \quad (3.23)$$

де $K_{z(m)_i}$ – значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску для i -ого вимірювання, одержане за моделлю регресії (3.12).

Для підвищення адекватності розроблених моделей серед даних математичного експерименту необхідно виявити ті, які є помилковими. Для цього кожному точці вибірки слід перевірити на виконання умови

$$\left| K_{z_i} - K_{z(m)_i} \right| \leq s \cdot \left[t^2 \left(\sqrt{\frac{n}{p_0}}; n \right) + \frac{1}{n} \cdot t^2 (p_0; n) \right]^{0,5}, \quad (3.24)$$

де $t(\sqrt[n]{p_0}; n)$, $t(p_0; n)$ - коефіцієнти розподілу Стюдента;

p_0 - довірча імовірність.

Експериментальні точки, для яких умова (3.24) не виконується, вважаються грубо помилковими і їх необхідно відкинути. Оскільки на початку розрахунків величина відхилення розрахованих і експериментальних даних невідома, то на першому етапі розрахунків коефіцієнти математичної моделі визначаються за всією наявною вибіркою експериментальних даних. На другому етапі розрахунків перевіряється виконання умови (3.24) для кожної точки вимірювань. Точки, для яких зазначена умова не виконується, вилучаються із множини експериментальних даних. Після цього повторно визначаються коефіцієнти математичної моделі за скоригованою вибіркою експериментальних (розрахункових) даних.

Математичні моделі для оперативного прогнозування коефіцієнта затування хвилі підвищеного тиску в досліджуваному нафтопроводі мають такий вигляд:

- у випадку зупинки одного насосного агрегату

$$K_3 = 2,92 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{Q_{год}^{0,724}}{Re^{0,15}}; \quad (3.25)$$

- у випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{Q_{год}^{1,375}}{Re^{0,20}}. \quad (3.26)$$

Виконаємо порівняння дослідних даних із результатами розрахунків за аналітичними залежностями (3.25) та (3.26). Результати порівняння наведено у таблиці 3.4. Аналіз засвідчує, що максимальне відхилення теоретично прогнозованих за формулами (3.25)-(3.26) результатів від експериментальних значень не перевищує $\pm 7\%$. Ці формули можуть бути застосовані для більш точного прогнозування параметрів перехідних процесів досліджуваного нафтопроводу.

Враховуючи гідродинамічні підходи і здобутки інших вчених із зазначених питань, можна прогнозувати, що для нафтопроводу з конкретними геометричними характеристиками і відомою швидкістю поширення звуку коефіцієнт затухання хвилі тиску може бути виражений як функція витрати нафти до зупинки, числа Рейнольдса, діаметра трубопроводу. Окрім того, його значення буде залежати від ударного тиску, який у свою чергу залежить від кількості одночасно зупинених чи запускених в роботу насосів.

З метою одержання більш точних математичних моделей коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску як функції режимних параметрів і фізичних властивостей нафти для магістрального нафтопроводу будь-якого діаметру за комп'ютерною програмою виконано багатоваріантні гідродинамічні розрахунки модельного нафтопроводу довжиною 100 км.

У процесі досліджень витрату нафти в модельному нафтопроводі змінювали у межах від 450 до 8500 м³/год, розрахункову кінематична в'язкість варіювали у діапазоні від 10 до 30 сСт. Приймали, що величина стрибкоподібного підвищення тиску на вході НПС у разі зупинки одного насоса становить 1,0 МПа, у разі зупинки двох послідовно працюючих насосів 2,0 МПа, у разі зупинки трьох насосів – 3,0 МПа. Дослідження проводились для таких значень діаметрів нафтопроводу: 530 мм, 720 мм, 820 мм, 1020 мм. В результаті досліджень запропонована універсальна залежність для розрахунку коефіцієнта затухання хвилі тиску

$$K_3 = A \cdot \frac{Q_{год}^B}{c Re^E \cdot d^F}, \quad (3.27)$$

де A, B, E, F – коефіцієнти математичної моделі, значення яких залежать від числа зупинених насосних агрегатів.

Коефіцієнти формули (3.27) визначались методом найменших квадратів за допомогою індивідуально розробленої комп'ютерної програми з використанням в якості вихідних даних результатів математичного моделювання переміщення процесів в модельному нафтопроводі [104, 108, 109]. В результаті одержаної

жані такі формули для розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в нафтопроводі при зупинці на НПС:

- одного насосного агрегату

$$K_3 = 4,840 \cdot 10^{-3} \frac{Q_{год}^{1,109}}{c Re^{0,145} d^{3,25}}; \quad (3.28)$$

- двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 1,273 \cdot 10^{-3} \frac{Q_{год}^{1,294}}{c Re^{0,178} d^{3,67}}; \quad (3.29)$$

- трьох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_3 = 1,485 \cdot 10^{-2} \frac{Q_{год}^{0,940}}{c Re^{0,146} d^{2,90}}. \quad (3.30)$$

Всі параметри у формули (3.28)-(3.30) необхідно підставляти в системі одиниць СІ, крім годинної продуктивності (м³/год).

Для визначення можливості застосування формул (3.28)-(3.30) з метою прогнозування стрибкоподібного підвищення тиску при зупинці одного або декількох насосних агрегатів виконано порівняння результатів розрахунків по формулам з даними промислових експериментів. Максимальне розходження результатів не перевищує $\pm 10\%$.

Проведемо порівняння дослідних значень коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску (таблиця 3.4) із значеннями, які розраховані за допомогою традиційної методики [3, 5]

$$K_3 = \frac{\lambda w}{4cD} \cdot 10^3, \text{ км}^{-1} \quad (3.31)$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору нафтопроводу для режиму перекачування до зупинки насоса;

w - швидкість руху нафти для режиму перекачування, що був до зупинки насоса, м/с;

c - швидкість розповсюдження хвилі підвищеного тиску (швидкість звуку в потоці нафти), м/с;

D - внутрішній діаметр нафтопроводу, м.

Зводимо результати розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску за традиційною методикою у таблицю 3.5. Із таблиці 3.5 випливає, що традиційна методика розрахунку параметрів перехідного процесу за формулою (3.31) занижує значення коефіцієнта хвилі затухання хвилі тиску до 36 % для зупинки одного насосного агрегату та до 21 % – для зупинки двох насосних агрегатів, порівняно із дослідними значеннями.

Таблиця 3.5 – Порівняння теоретично розрахованих значень коефіцієнта затухання хвилі тиску за традиційною методикою з даними промислових експериментів

№ досліду	Дата реалізації	Годинна витрата нафти, м ³ /год	Число Рейнольдса	Коефіцієнт гідравлічного опору	Коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску, км ⁻¹		Відносна похибка, %
					дослідне значення	теоретично розраховане значення	
Зупинка одного насосного агрегату							
1	10.08.12	2132	66338	0,01971	0,0136	0,0097	-28,8
2	08.07.12	1800	56708	0,02050	0,0126	0,0085	-32,5
3	25.04.12	1689	39054	0,02251	0,0125	0,0088	-29,9
4	23.04.12	2096	46957	0,02149	0,0141	0,0104	-26,4
5	25.02.12	2042	38123	0,02264	0,0145	0,0107	-26,5
6	24.08.13	2437	73470	0,01922	0,0148	0,0108	-27,1
7	18.09.13	2430	68544	0,01955	0,0146	0,0110	-25,0
8	26.04.13	2370	51119	0,02104	0,0148	0,0115	-22,2
9	15.02.13	1634	27129	0,02465	0,0134	0,0093	-30,5
10	09.08.13	2472	77540	0,01896	0,0149	0,0108	-27,5
11	26.08.13	2145	64397	0,01986	0,0141	0,0098	-30,2
12	23.08.13	2435	72843	0,01926	0,0147	0,0108	-26,5
13	20.06.13	2448	75104	0,01911	0,0147	0,0108	-26,7
14	07.06.13	2454	71876	0,01932	0,0149	0,0109	-26,7
15	26.07.13	2455	77977	0,01893	0,0153	0,0107	-30,0
16	11.07.13	2459	81279	0,01874	0,0156	0,0106	-32,0
17	08.07.13	2459	82744	0,01866	0,0156	0,0106	-32,4
18	27.04.13	2073	45571	0,02166	0,0140	0,0103	-26,1

Закінчення таблиці 3.5

№ дос- ліду	Дата реалізації	Годинна витрата нафти, м ³ /год	Число Рейно- льдса	Коефіцієнт гідравлічного опору	Коефіцієнт затухання хвилі підвищеного тиску, км ⁻¹		Віднос- на похи- бка, %
					дослідне значення	теоретично розраховане значення	
Зупинка одного насосного агрегату							
19	06.04.13	2327	39295	0,02247	0,0156	0,0121	-22,8
20	04.04.13	1598	26743	0,02474	0,0132	0,0091	-30,9
21	16.03.13	2310	39035	0,02251	0,0155	0,0120	-22,7
22	09.02.13	1654	36392	0,02291	0,0132	0,0087	-33,9
23	08.02.13	1651	28550	0,02434	0,0133	0,0093	-30,3
24	11.09.13	2460	71926	0,01932	0,0142	0,0110	-22,9
25	29.08.13	1710	50056	0,02115	0,0130	0,0083	-35,9
26	19.08.13	2125	63382	0,01994	0,0133	0,0098	-26,6
27	13.09.13	1255	34232	0,02326	0,0099	0,0067	-32,1
28	23.05.13	1170	30765	0,02389	0,0095	0,0064	-32,2
29	18.06.13	2150	63976	0,01989	0,0148	0,0099	-33,4
30	11.07.13	2175	71892	0,01932	0,0145	0,0097	-33,2
31	18.03.13	1969	33463	0,02339	0,0147	0,0106	-27,8
32	09.03.13	1982	32249	0,02361	0,0153	0,0108	-29,5
Зупинка двох насосних агрегатів							
33	25.02.12	2330	43499	0,02191	0,0138	0,0118	-14,8
34	18.01.12	2083	45063	0,02172	0,0124	0,0104	-16,0
35	18.07.13	2161	71996	0,01932	0,0118	0,0096	-18,5
36	31.08.13	2110	61302	0,02011	0,0123	0,0098	-20,5
37	13.03.13	2300	38931	0,02252	0,0142	0,0119	-16,0
38	23.02.13	2329	38925	0,02253	0,0142	0,0121	-14,9
39	03.04.13	2289	38563	0,02258	0,0142	0,0119	-16,2

Таким чином, всі математичні моделі, що пропонуються, дають змогу достовірно прогнозувати закономірності зміни тиску при перехідних процесах, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Якщо б була відсутня можливість проведення теоретичних досліджень закономірностей перехідних процесів в нафтопроводах, регресійні моделі для коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску можна було одержати виключно за результатами промислового експерименту (таблиця 3.4).

Виконаємо такі дослідження із використанням вище описаного методу найменших квадратів і дослідних даних, що наведені у таблицях 3.4 та 3.5.

Регресійні моделі для коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в дослідному нафтопроводі розробляємо у вигляді математичного виразу (3.12).

У результаті одержуємо такі регресійні моделі:

- у разі зупинки одного насосного агрегату

$$K_z = 2,84 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{год}^{0,728}}{Re^{0,153}}; \quad (3.32)$$

- у випадку зупинки двох послідовно працюючих насосних агрегатів

$$K_z = 1,20 \cdot 10^{-4} \frac{Q_{год}^{0,866}}{Re^{0,1835}}. \quad (3.33)$$

Аналогічно проведено порівняння результатів розрахунку за регресійними моделями (3.32) та (3.33) з отриманими раніше дослідними значеннями коефіцієнта затухання хвилі тиску (таблиця 3.6).

Таблиця 3.6 – Порівняння значень коефіцієнта затухання хвилі тиску, розрахованих за регресійними моделями, з даними промислових експериментів

№ дослідів	Дата реалізації	Годинна витрата нафти, м ³ /год	Число Рейнольдса	Дослідне значення, км ⁻¹	Значення, розраховане за регресійною моделлю, км ⁻¹	Відносна похибка, %
Зупинка одного насосного агрегату						
1	10.08.12	2132	66338	0,0136	0,01381	1,5
2	08.07.12	1800	56708	0,0126	0,01250	-0,8
3	25.04.12	1689	39054	0,0125	0,01264	1,1
4	23.04.12	2096	46957	0,0141	0,01438	2,0
5	25.02.12	2042	38123	0,0145	0,01456	0,4
6	24.08.13	2437	73470	0,0148	0,01498	1,2
7	18.09.13	2430	68544	0,0146	0,01511	3,5
8	26.04.13	2370	51119	0,0148	0,01552	5,1
9	15.02.13	1634	27129	0,0134	0,01304	-2,3
10	09.08.13	2472	77540	0,0149	0,01502	0,8
11	26.08.13	2145	64397	0,0141	0,01393	-1,0
12	23.08.13	2435	72843	0,0147	0,01499	2,0
13	20.06.13	2448	75104	0,0147	0,01498	1,9
14	07.06.13	2454	71876	0,0149	0,01511	1,4
15	26.07.13	2455	77977	0,0153	0,01493	-2,4

Закінчення таблиці 3.6

№ досліджу	Дата реалізації	Годинна витрата нафти, м ³ /год	Число Рейнольдса	Дослідне значення, км ⁻¹	Значення, розраховане за регресійною моделлю, км ⁻¹	Відносна похибка, %
Зупинка одного насосного агрегату						
16	11.07.13	2459	81279	0,0156	0,01485	-4,8
17	08.07.13	2459	82744	0,0156	0,01481	-5,2
18	27.04.13	2073	45571	0,0140	0,01433	2,3
19	06.04.13	2327	39295	0,0156	0,01594	2,2
20	04.04.13	1598	26743	0,0132	0,01286	-2,4
21	16.03.13	2310	39035	0,0155	0,01587	2,4
22	09.02.13	1654	36392	0,0132	0,01258	-4,7
23	08.02.13	1651	28550	0,0133	0,01304	-1,8
24	11.09.13	2460	71926	0,0142	0,01514	6,6
25	29.08.13	1710	50056	0,0130	0,01228	-5,6
26	19.08.13	2125	63382	0,0133	0,01387	4,3
27	13.09.13	1255	34232	0,0099	0,01039	4,9
28	23.05.13	1170	30765	0,0095	0,01003	5,6
29	18.06.13	2150	63976	0,0148	0,01397	-5,6
30	11.07.13	2175	71892	0,0145	0,01384	-4,6
31	18.03.13	1969	33463	0,0147	0,01447	-1,6
32	09.03.13	1982	32249	0,0153	0,01462	-4,5
Зупинка двох насосних агрегатів						
33	25.02.12	2330	43499	0,01380	0,01396	1,2
34	18.01.12	2083	45063	0,01240	0,01259	1,5
35	18.07.13	2161	71996	0,01180	0,01192	1,1
36	31.08.13	2110	61302	0,01230	0,01203	-2,2
37	13.03.13	2300	38931	0,01420	0,01409	-0,8
38	23.02.13	2329	38925	0,01420	0,01424	0,3
39	03.04.13	2289	38563	0,01420	0,01406	-1,0

Як впливає із таблиці 3.6 результати розрахунку коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску в дослідному нафтопроводі за регресійними моделями добре корелюються з результатами опрацювання промислових експериментів. Максимальне відхилення результатів становить $\pm 6\%$. Ці залежності також можна застосовувати для розрахунку стрибкоподібних змін тиску при перехідних процесах, спричинених зупинкою чи запуском насосних агрегатів на НПС досліджуваного нафтопроводу.

Слід зазначити, що математичні моделі (3.28)-(3.30), одержані теоретичним шляхом, є більш універсальні, передбачають широкий діапазон зміни як витрати нафти в нафтопроводі, так і в'язкості транспортованої нафти. Тому для

прогнозування закономірностей перехідних процесів за різних режимів роботи магістральних нафтопроводів перевагу слід віддавати теоретично одержаним математичним моделям, достовірність яких підтверджена даними промислових експериментів.

3.2 Теоретичні дослідження особливостей гідродинамічних процесів на самопливних ділянках трубопроводів

Експлуатація магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів з пересіченим профілем траси часто ускладнюється наявністю ділянок з безнапірним (самопливним) рухом нафти або нафтопродуктів. На цих ділянках транспортований продукт рухається неповним перерізом під дією сили тяжіння за тиску меншого від атмосферного.

Як зазначено у роботах [3, 110-113], місце формування самопливних ділянок на трасі, їх довжина, ступінь заповнення перерізу труби транспортованим продуктом не є сталими величинами, а змінюються залежно від завантаження трубопроводу і режиму руху нафти або нафтопродукту.

Використовуючи гідродинамічні рівняння усталеного руху рідини на напірних і безнапірних ділянках трубопроводу, одержимо аналітичні залежності ступеня заповнення перерізу труби самопливної ділянки як функцію витрати і режиму руху рідини в трубопроводі.

Розрахункову схему руху рідини на самопливній ділянці трубопроводу наведено на рисунку 3.15. Гідродинамічні параметри руху рідини на безнапірних ділянках трубопроводу знаходять методом послідовних наближень.

Задаються величиною центрального кута φ за яким видно заповнену рідиною частину перерізу труби (рисунок 3.15)

$$\varphi = 360^\circ = 2 \cdot \pi . \quad (3.34)$$

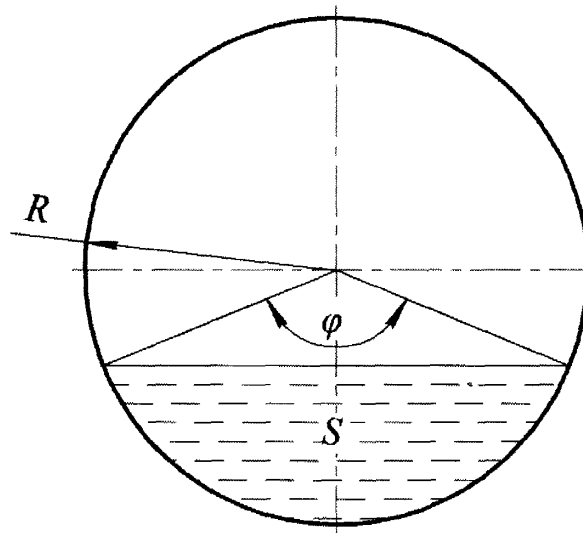


Рисунок 3.15 – Розрахункова схема руху рідини на самопливній ділянці трубопроводу

Знаходять площу перерізу труби, заповнену рідиною

$$S_c = \frac{d^2}{8} \cdot (\varphi - \sin \varphi), \quad (3.35)$$

де d – внутрішній діаметр трубопроводу.

Обчислюють величину гідравлічного радіуса за формулою

$$R_z = \frac{d}{4} \cdot \left(1 - \frac{\sin \varphi}{\varphi} \right). \quad (3.36)$$

Визначають швидкість руху рідини і число Рейнольдса для умов кожної самопливної ділянки

$$w_c = \frac{Q}{S_c}, \quad (3.37)$$

$$Re_c = \frac{4 \cdot w_c \cdot R_z}{\nu}, \quad (3.38)$$

де ν - розрахункова кінематична в'язкість транспортованої рідини.

Знаходять коефіцієнт гідравлічного опору λ_c для умов самопливної ділянки за алгоритмом, що наведений в роботі [96]. У розрахункові формули підставляють замість параметра Re критерій Re_c , а замість діаметра d гідравлічний радіус R_z , помножений на чотири.

Обчислюють коефіцієнт Шезі за формулою

$$C_{ш} = \sqrt{\frac{8 \cdot g}{\lambda_c}}, \quad (3.39)$$

де g – прискорення сили тяжіння.

Визначають розрахункову витрату рідини на самопливній ділянці за прийнятого кута φ

$$Q_c = S_c \cdot C_{ш} \cdot \sqrt{R_z \cdot \frac{z_{cn} - z_{ck}}{L_c}}, \quad (3.40)$$

де z_{cn}, z_{ck} – геодезична позначка початку та кінця самопливної ділянки відповідно;

L_c – геометрична довжина самопливної ділянки.

Якщо розрахункова витрата рідини на самопливній ділянці Q_c перевищує задану витрату рідини в трубопроводі Q більше, ніж необхідна точність розрахунку витрати ε_Q , то зменшують центральний кут за умовою

$$\varphi = \varphi - \Delta\varphi, \quad (3.41)$$

де $\Delta\varphi$ – крок зміни центрального кута.

Далі розрахунки повторюють, розпочинаючи з формули (3.35). У результаті виконання ітерацій за певного значення кута φ витрати транспортованої рідини на напірних Q і самопливній ділянках трубопроводу Q_c практично співпадуть. Цій ітерації відповідає знайдена площа перерізу труби, заповнена рідиною S_c на самопливній ділянці.

Алгоритм розрахунку, що пропонується нижче, дає змогу визначити величину ступеня заповнення перерізу труби самопливної ділянки як функцію витрати та режиму руху рідини в магістральному нафтопроводі [114, 115].

У випадку перекачування нафти або нафтопродуктів за турбулентного режиму у зоні гідравлічного гладких труб гідравлічний нахил на напірних ділянках трубопроводу може бути знайдений за формулою Лейбензона [74, 93]

$$i_0 = \frac{2^{3-2m} A}{\pi^{2-m} g} \cdot \frac{v^m Q^{2-m}}{d^{5-m}}, \quad (3.42)$$

де A, m – коефіцієнти режиму руху у формулі Блазіуса для коефіцієнта гідравлічного опору.

Для самопливної ділянки трубопроводу одержимо залежність, аналогічну формулі Лейбензона. Вихідне рівняння має вигляд

$$i_c = \lambda_c \cdot \frac{1}{8R_2 g} \cdot \frac{Q^2}{S_c^2}. \quad (3.43)$$

Після підстановки у формулу (3.43) аналітичних виразів для площі перерізу S_c , гідравлічного радіуса R_2 , числа Рейнольдса і коефіцієнта гідравлічного опору λ_c , які наведено у роботі [96], та виконання математичних перетворень одержуємо таку формулу для гідравлічного нахилу на самопливній ділянці у випадку руху рідини в зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму

$$i_c = \frac{2^{5-3m} A}{g} \cdot \frac{v^m Q^{2-m}}{d^{5-m}} \cdot \frac{\varphi^{m+1}}{(\varphi - \sin \varphi)^3}. \quad (3.44)$$

Із формули (3.44) випливає, що за відомої витрати транспортованої рідини величина гідравлічного нахилу на самопливній ділянці є складною функцією кута φ , значення якого повністю характеризує ступінь заповнення рідиною перерізу труби.

З енергетичної точки зору для самопливної ділянки трубопроводу зна-

чення гідравлічного нахилу дорівнює величині геометричного нахилу $i_{геом}$

$$i_c = i_{геом}, \quad (3.45)$$

де

$$i_{геом} = \frac{z_{сн} - z_{ск}}{L_c}. \quad (3.46)$$

Уведемо поняття коефіцієнта γ , що характеризує інтенсивність втрати енергії транспортованої рідини на самопливній ділянці

$$\gamma = \frac{i_{геом}}{i_0}. \quad (3.47)$$

Вираз (3.47) з урахуванням формул (3.44), (3.45) та (3.42) набуває вигляду

$$\gamma = \frac{\alpha^{m+1}}{\left[\alpha - \frac{\sin(2\pi\alpha)}{2\pi} \right]^3}, \quad (3.48)$$

де

$$\alpha = \frac{\varphi}{2\pi}, \quad (3.49)$$

α – відносний кут заповнення перерізу рідиною на самопливній ділянці.

У ході проведення гідравлічних розрахунків трубопроводів відомою величиною є геометричний нахил на кожній самопливній ділянці і значення втрати транспортованого продукту. Методом ітерацій необхідно визначити величину кута φ (відносного кута α), за якого значення гідравлічного нахилу на самопливній ділянці збігається з його геометричним нахилом.

Оскільки реалізація методу послідовних наближень вимагає використання спеціально розробленого програмного забезпечення і застосування

комп'ютерних технологій, доцільним є розробка математичних моделей, які дають змогу за відомого значення коефіцієнта γ , визначити ступінь заповнення самопливної ділянки транспортованим продуктом.

Для вирішення зазначеної задачі нами розроблено програмне забезпечення і виконано багатоваріантні розрахунки режимів роботи модельного трубопроводу із самопливною ділянкою для діапазону чисел Рейнольдса на напірних ділянках від 10000 до 100000 та діапазону геометричних нахилів до 300 м/км.

Математичне опрацювання графічних залежностей методом найменших квадратів дало змогу одержати такі формули:

- якщо $\gamma \geq 8$

$$\alpha = \exp(1,539 \cdot 10^{-3} \ln^2 \gamma - 0,1624 \ln \gamma - 0,5414) \quad (3.50)$$

- якщо $1 \leq \gamma < 8$

$$\alpha = \exp(0,0551 \ln^2 \gamma - 0,351 \ln \gamma - 0,3544) \quad (3.51)$$

- якщо $0,87 \leq \gamma < 1$

$$\alpha = 0,8277 - \sqrt{0,1013\gamma - 0,088}, \quad (3.52)$$

або

$$\alpha = 0,8120 + \sqrt{0,2549\gamma - 0,2203}. \quad (3.53)$$

Розрахунки засвідчили, що максимальне відхилення результатів за спрощеними формулами (3.50)-(3.53) від результатів, одержаних за загальноприйнятими гідродинамічними залежностями, не перевищує 2 %, що знаходиться в межах точності інженерних обчислень.

Запропонований алгоритм прогнозування параметрів роботи самопливних ділянок передбачає таку послідовність обчислень. За відомої витрати нафти за формулою (3.42) знаходять гідравлічний нахил на напірних ділянках трубопроводу i_0 . Для кожної самопливної ділянки визначають за формулою (3.46) ге-

ометричний нахил $i_{геом}$. За формулою (3.47) обчислюють коефіцієнт γ , що характеризує інтенсивність втрат тиску рідини на самопливній ділянці.

Залежно від величини коефіцієнта γ вибирають одну із формул (3.50)-(3.53) та визначають величину відносного кута заповнення α .

Центральний кут заповнення перерізу самопливної ділянки (рад) рідиною знаходять за формулою

$$\varphi = 2\pi\alpha. \quad (3.54)$$

Ступінь заповнення перерізу самопливної ділянки нафтою знаходять так

$$\sigma = \frac{\varphi - \sin \varphi}{2\pi}. \quad (3.55)$$

Об'єм нафти, що знаходиться на самопливній ділянці

$$V_c = \frac{\pi d^2}{4} \sigma \cdot L_c. \quad (3.56)$$

За значних витрат і малих значень кінематичної в'язкості транспортованої рідини її перекачування в трубопроводі може відбуватись у зоні змішаного тертя турбулентного режиму. Гідравлічний нахил для напірних ділянок трубопроводу за цих умов визначають за формулою

$$i_0 = \frac{8\lambda Q^2}{\pi^2 g D^5}, \quad (3.57)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для напірних ділянок трубопроводу, функція числа Рейнольдса Re_0 та абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труб k_{ee} [96].

У випадку руху рідини в зоні змішаного тертя турбулентного режиму вихідне рівняння для самопливної ділянки (3.43) з урахуванням аналітичних виразів, наведених у роботі [96], можна подати у вигляді

$$i_c = \frac{32\lambda_c Q^2}{gD^5} \cdot \frac{\varphi}{(\varphi - \sin \varphi)^3}. \quad (3.58)$$

В даному випадку коефіцієнт гідравлічного опору для самопливних ділянок трубопроводу буде функцією числа Рейнольдса Re_0 на напірних ділянках, шорсткості внутрішньої поверхні труб k_{ee} та відносного кута заповнення α .

Для обчислення коефіцієнта гідравлічного опору застосуємо універсальну модифіковану формулу Колбрука:

- для напірних ділянок трубопроводу

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re_0 \sqrt{\lambda}} + \frac{k_{ee}}{3,7d} \right), \quad (3.59)$$

- для безнапірних ділянок нафтопроводу

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_c}} = -2 \lg \left(\frac{2,51\alpha}{Re_0 \sqrt{\lambda_c}} + \frac{k_{ee}}{3,7d} \cdot \frac{1}{1 - \frac{\sin(2\pi\alpha)}{2\pi\alpha}} \right). \quad (3.60)$$

Коефіцієнт γ , що характеризує інтенсивність втрати енергії транспортованої рідини на самопливній ділянці, для зони змішаного тертя турбулентного режиму набуває вигляду

$$\gamma = \frac{\lambda_c}{\lambda} \cdot \frac{\alpha}{\left[\alpha - \frac{\sin(2\pi\alpha)}{2\pi} \right]^3}. \quad (3.61)$$

Для одержання математичних моделей, що дають змогу за відомого значення коефіцієнта γ , визначити ступінь заповнення самопливної ділянки транспортованим продуктом за розробленим програмним забезпеченням нами виконані багатоваріантні розрахунки режимів роботи модельного трубопроводу із

замопливною ділянкою для діапазону чисел Рейнольдса Re_0 від 100000 до 300000 та діапазону геометричних нахилів до 300 м/км. Значення абсолютної еквівалентної шорсткості труб прийнято $k_e = 0,2$ мм.

Математичне опрацювання графічних залежностей методом найменших квадратів дало змогу одержати такі формули:

$$\alpha = \exp(A \ln^2 \gamma + B \ln \gamma + C); \quad (3.62)$$

- якщо $\gamma \geq 8$

$$A = 2,42 \cdot 10^{-15} \cdot Re_0^2 - 1,55 \cdot 10^{-9} \cdot Re_0 + 1,772 \cdot 10^{-3}; \quad (3.63)$$

$$B = -5,28 \cdot 10^{-14} \cdot Re_0^2 + 3,35 \cdot 10^{-8} \cdot Re_0 - 0,1576; \quad (3.64)$$

за виконання умови $100000 \leq Re_0 < 233000$

$$C = -3,17 \cdot 10^{-13} Re_0^2 + 7,92 \cdot 10^{-8} Re_0 - 0,5368; \quad (3.65)$$

за виконання умови $233000 \leq Re_0 \leq 300000$

$$C = 2,19 \cdot 10^{-8} Re_0 - 0,5406; \quad (3.66)$$

- якщо $1 \leq \gamma < 8$

за виконання умови $100000 \leq Re_0 < 128000$

$$A = 1,92 \cdot 10^{-12} Re_0^2 - 5,22 \cdot 10^{-7} Re_0 + 0,0914; \quad (3.67)$$

$$B = -5,97 \cdot 10^{-12} Re_0^2 + 1,48 \cdot 10^{-6} Re_0 - 0,440; \quad (3.68)$$

за виконання умови $128000 \leq Re_0 < 172000$

$$A = -1,14 \cdot 10^{-16} Re_0^3 + 5,12 \cdot 10^{-11} Re_0^2 - 7,53 \cdot 10^{-6} Re_0 + 0,4194; \quad (3.69)$$

$$B = 2,38 \cdot 10^{-16} Re_0^3 - 1,06 \cdot 10^{-10} Re_0^2 + 1,52 \cdot 10^{-5} Re_0 - 1,068; \quad (3.70)$$

за виконання умови $172000 \leq Re_0 \leq 300000$

$$A = 5,09 \cdot 10^{-13} Re_0^2 - 2,74 \cdot 10^{-7} Re_0 + 0,0928; \quad (3.71)$$

$$B = -1,46 \cdot 10^{-12} Re_0^2 + 7,92 \cdot 10^{-7} Re_0 - 0,4531; \quad (3.72)$$

за виконання умови $100000 \leq Re_0 < 167000$

$$C = 1,64 \cdot 10^{-7} Re_0 - 0,3545; \quad (3.73)$$

за виконання умови $167000 \leq Re_0 < 233000$

$$C = -1,82 \cdot 10^{-7} Re_0 - 0,2972; \quad (3.74)$$

за виконання умови $233000 \leq Re_0 \leq 300000$

$$C = 1,62 \cdot 10^{-8} Re_0 - 0,3437. \quad (3.75)$$

Розрахунки засвідчили, що максимальне відхилення результатів за спрощеною формулою (3.62) від результатів, одержаних за загальноприйнятими гідродинамічними залежностями, не перевищує 2 %, що знаходиться в межах точності інженерних обчислень.

Метод прогнозування гідродинамічних параметрів самопливних ділянок у випадку перекачування нафти або нафтопродуктів у зоні змішаного тертя аналогічний наведеному вище алгоритму для зони гідравлічно гладких труб. Відмінність полягає у тому, що для визначення відносного кута заповнення самопливної ділянки рідиною α замість формул (3.50)–(3.53) застосовуються формули (3.63)–(3.75).

3.3 Висновки по розділу 3

Теоретичні дослідження гідродинамічних процесів у магістральних нафтопроводах за нештатних режимів експлуатації дали змогу зробити такі висновки:

1. Значення швидкості поширення хвиль тиску в нафтопроводі, яке знайдено шляхом розв'язування системи гідродинамічних рівнянь, практично співпало із значенням, визначеним у процесі проведення промислових експериментів. Різниця результатів не перевищує 1 %, що знаходиться у межах точності гідродинамічних формул.

2. Одержані аналітичні залежності для коефіцієнта затухання хвилі тиску в нафтопроводі у випадку зупинки одного, двох і трьох послідовно працюючих на НПС насосів як функцію витрати нафти, режиму руху, кінематичної в'язкості нафти, внутрішнього діаметра та швидкості поширення хвилі тиску. Відхилення експериментальних значень від теоретичних за отриманими аналітичними залежностями не перевищує 10 %.

3. За даними усієї множини експериментальних даних традиційна методика розрахунку параметрів перехідних процесів не забезпечує необхідної точності результатів та призводить до значної похибки понад 30 %.

4. Математичні моделі, одержані теоретичним шляхом, передбачають широкий діапазон зміни як витрати нафти в нафтопроводі, так і в'язкості транспортованої нафти. Достовірність моделей підтверджена даними промислових експериментів. Тому їх доцільно застосовувати для прогнозування параметрів перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів магістральних нафтопроводів при перекачуванні нафти в зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму.

5. За результатами проведених теоретичних досліджень отримано аналітичні залежності ступеня заповнення перерізу безнапірних ділянок від витрати та режиму руху нафти в магістральних нафтопроводах. Максимальне відхилення результатів за отриманими формулами від результатів, одержаних за загаль-

ноприйнятими гідродинамічними залежностями, не перевищує 2 %.

6. Розроблені аналітичні залежності дають змогу розраховувати параметри роботи самопливних ділянок для зони гідравлічно гладких труб та зони змішаного тертя турбулентного режиму руху.

7. Встановлено, що з високим ступенем достовірності можна описати експоненціальною функцією центральний кут заповнення перерізу трубопроводу від витрати та режиму руху нафти на самопливних ділянках нафтопроводу.

РОЗДІЛ 4

РЕАЛІЗАЦІЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТА РОЗРОБЛЕННЯ РЕКОМЕНДАЦІЙ ЩОДО УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДІВ ЗА НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ

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 спрацьовуванням систем технологічного захисту НПС і трубопроводу. Зупинки насосних агрегатів, спричинюють 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 методи прогнозування параметрів гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

Існуючі методики прогнозування параметрів перехідних процесів базуються на використанні залежностей, що можуть бути застосовані лише за реалізації в нафтопроводах прямих гідравлічних ударів [71, 75, 81]. 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 розділах 2 і 3 наведено результати виконаних нами 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. Одержано 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 ві-

дповідного 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 зазначених досліджень стали основою для розроблення методів розрахунку гідродинаміки перехідних процесів у магістральних нафтопроводах за зупинок насосних агрегатів.

Таким чином, для прогнозування параметрів перехідних процесів у нафтопроводі у разі зупинки насосних агрегатів необхідно мати такі дані:

- прогнозовану 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.

4.1 Визначення пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи нафтопроводу для усталених режимів експлуатації

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

Алгоритм 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. Пропускную здатність 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 [116]

$$H_e = \frac{N}{Q_{год} \rho L}, \quad \frac{\text{кВт}}{\text{тис.т} \cdot \text{км}}, \quad (4.1)$$

де N - потужність, спожита насосними агрегатами;

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

Алгоритм розрахунку нафтопроводу за усталених режимів експлуатації реалізований 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 методу і комп'ютерної програми шляхом прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи од-

ного із вітчизняних магістральних нафтопроводів. Одержані результати порівнювались із фактичними даними пропускної здатності та інших режимних параметрів, одержаними під час промислових експериментів (таблиця 4.1). Із таблиці 4.1 випливає, що фактичні та розраховані за програмою RozPr режимні параметри роботи магістрального нафтопроводу “Дружба” 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.

Таблиця 4.1 – Порівняння фактичної та розрахованої за програмою RozPr годинної витрати нафти у дослідному нафтопроводі “Дружба”

№ досліду	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

Закінчення таблиці 4.1

№ досліджу	Дата реалізації	Схема роботи насосів	Фактична годинна витрата, м ³ /год	Теоретична годинна витрата, м ³ /год	Відносна похибка, %
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

За програмою RozPr виконано розрахунок пропускної здатності дослідного нафтопроводу для всіх можливих схем роботи насосів. Серед усіх розрахованих кілька тисяч режимів роботи нафтопроводу за допомогою критерію – формули (4.1) вибрано оптимальні режими, які у певному діапазоні продуктивності відповідають мінімальним питомим витратам електроенергії на транспортування нафти.

4.2 Прогнозування параметрів перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу

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

Виконаний аналіз даних промислових експериментів щодо максимальних значень тиску нафти на вході і виході НПС та в місцях контролю на трасі досліджуваного нафтопроводу “Дружба”. Опрацювання багатьох режимів роботи нафтопроводу, пов’язаних з операціями зупинки і запуску насосних агрегатів,

засвідчило, що тільки для десятка режимів величина тиску на виході НПС короткочасно виходила за границю максимально допустимих значень. Для прикладу проаналізуємо два із цих режимів та виявимо причини перевищення тиску.

Відповідно до технологічної карти робочих параметрів трубопроводів і обладнання дослідного нафтопроводу “Дружба” встановлені такі обмеження тиску після регуляторів за максимумом:

- робочого тиску (уставка САР) 4,7 МПа;
- тиску автоматичного відключення першого (за рухом потоку нафти) працюючого насосного агрегату 4,9 МПа;
- тиску автоматичного відключення другого працюючого насосного агрегату (відключення НПС) 5,1 МПа).

Останнє значення будемо вважати максимально допустимим із умов міцності трубопроводу.

23 квітня 2012 р. здійснювався режим перекачування нафти, за якого на НПС 1 працювали послідовно підпірний насос та два магістральних насоси МА №1,2, на НПС 2 – один магістральний насос МА №3, на НПС 3 – два магістральні насоси МА №2,3, на НПС 4 – один магістральний насос МА №3.

23 квітня 2012 р. о 6 год 31 хв 30 с була здійснена зупинка насосного агрегату на НПС 4. Через 50 с запущений в експлуатацію інший насос на тій же НПС. За дослідними даними тиск нафти на виході попередньої НПС – НПС 3 до зупинки становив 4,52 МПа. О 6 год 33 хв хвиля підвищеного тиску з амплітудою 0,23 МПа прийшла на вихід НПС 3 та миттєво підвищила тиск до значення 4,75 МПа (рисунок 4.1).

Підвищення тиску понад допустиме значення було короткочасним, через кілька секунд на вихід НПС 3 надійшла хвиля пониженого тиску, спричинена запуском насосного агрегату на НПС 4. Тиск спочатку стрибкоподібно знизився, далі почав повільно знижуватись і через 20-30 хв стабілізувався на значенні порядку 4,42 МПа. Картина зміни тиску на НПС 3 за даного дослідження цілком відповідає вище виявленим закономірностям щодо амплітуди і швидкості поширення хвилі підвищеного тиску при зупинках і запусках насосів.

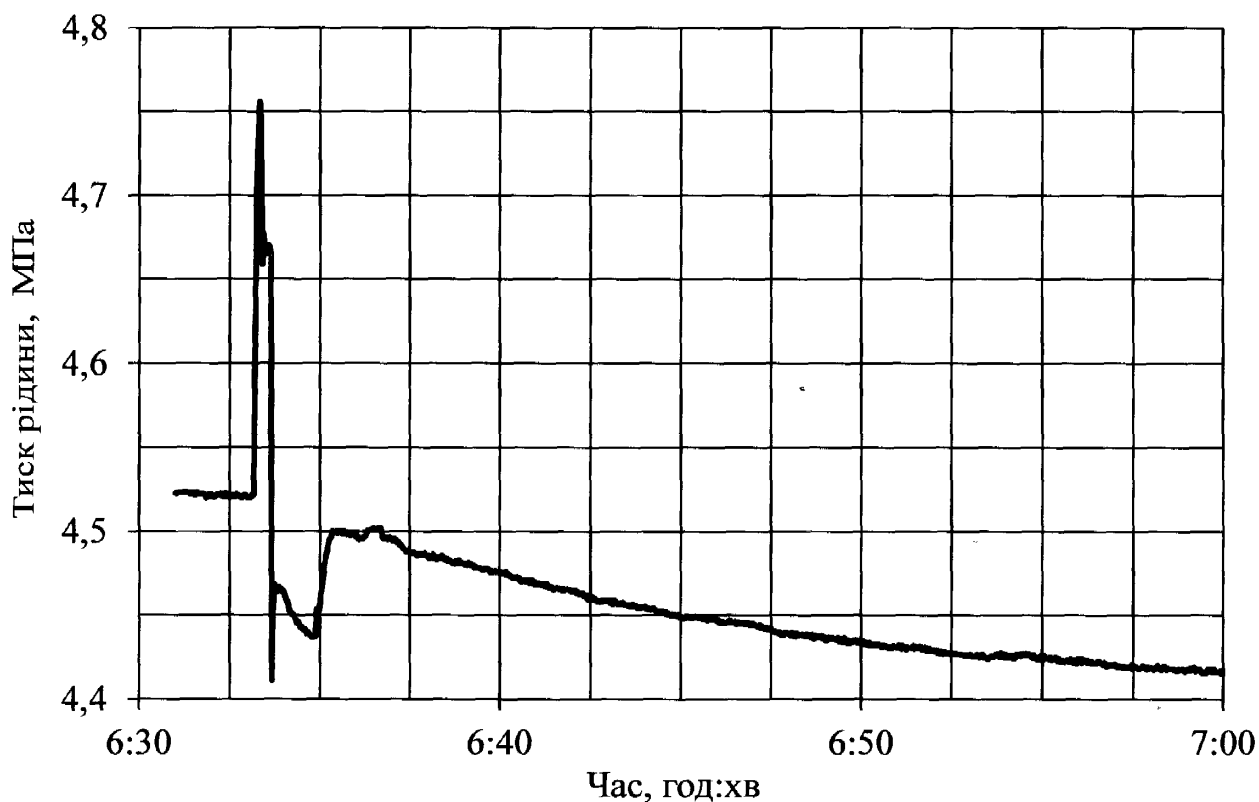


Рисунок 4.1 – Зміна тиску нафти на виході НПС 3 при зупинці МА №3 на НПС 4 нафтопроводу “Дружба” (режим 23.04.2012 р.)

Аналогічно проаналізований режим перекачування нафти, який був реалізований 21 серпня 2013 р. На кожній НПС працювало послідовно два магістральні насоси. О 1 год 15 хв здійснена зупинка МА №1 на НПС 3. За дослідними даними тиск нафти на виході попередньої станції – НПС 2 до зупинки становив 4,55 МПа (рисунок 4.2).

О 1 год 17 хв хвиля підвищеного тиску з амплітудою 0,45 МПа прийшла на вихід зазначеної НПС та миттєво підвищила тиск до значення 5,0 МПа. Підвищення тиску понад допустиме значення також було короткочасним, через кілька секунд на вихід НПС 2 надійшла хвиля пониженого тиску, спричинена запуском насосного агрегату на цій же станції. Тиск спочатку стрибкоподібно знизився, далі почав повільно знижуватись і через 20-30 хв стабілізувався на значенні порядку 2,75 МПа. Виявлена картина зміни тиску на НПС 2 за даного дослідження також відповідає вище виявленим закономірностям перехідних процесів, спричинених зупинками і запусками насосів.

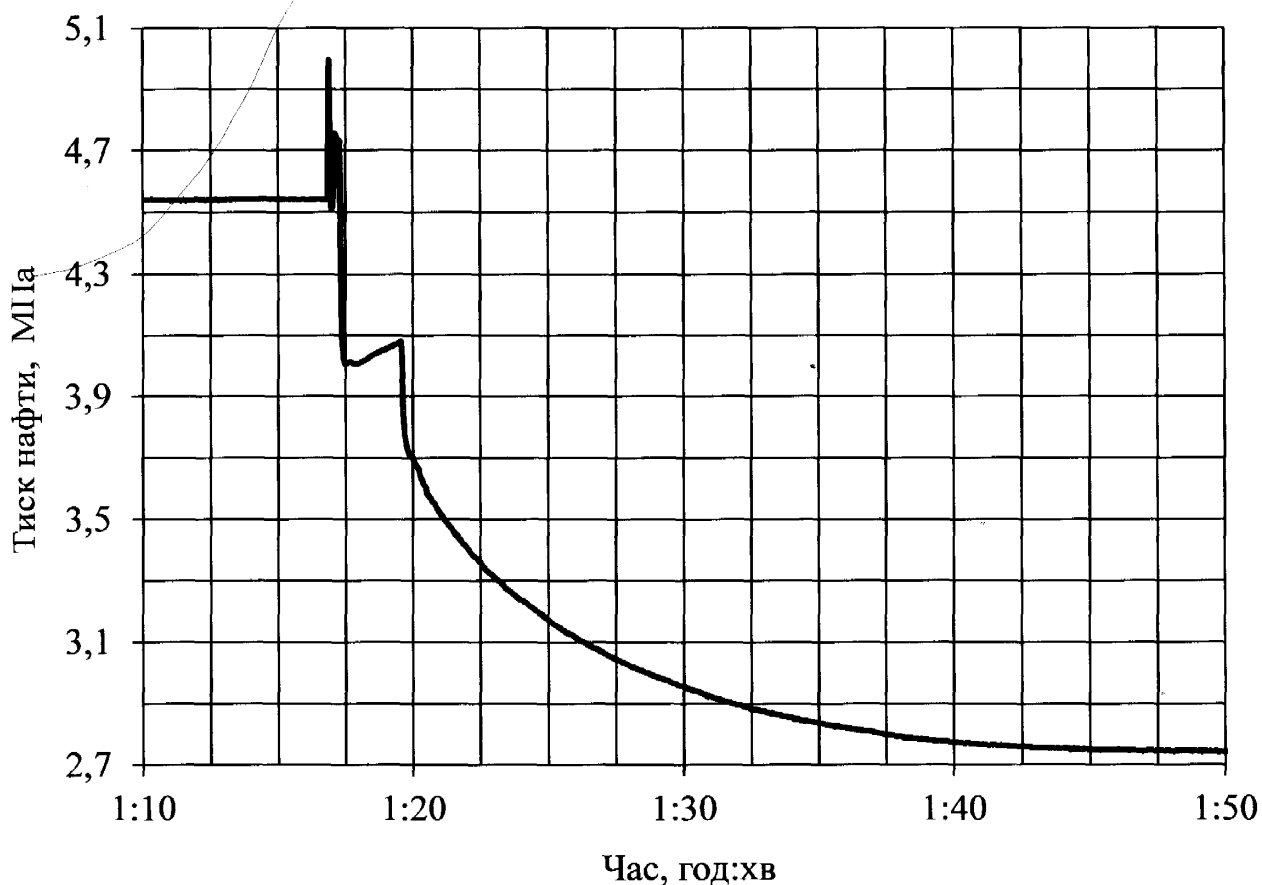


Рисунок 4.2 – Зміна тиску нафти на виході НПС 2 при зупинці МА №1 на НПС 3 нафтопроводу “Дружба” (режим 21.08.2013 р.)

Для запобігання виникнення аварійних ситуацій та збереження несівної здатності лінійної ділянки нафтопроводу виникає необхідність розроблення методу прогнозування параметрів перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу [117].

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

У певний момент часу за будь-якої причини зупинився один чи два насоси на будь-якій проміжній j -ій НПС нафтопроводу.

Із технологічної карти режимів роботи знаходять тиск на вході НПС за усталеного режиму до зупинки насосів $P_{вх j}$.

Тиск на вході даної НПС стрибкоподібно підвищується на величину

$$\Delta P_{ex_j} = 0,5k_p P_0, \quad (4.2)$$

де P_0 - тиск нафти, який створювали зупинені насоси до відключення за витрати $Q_{год}$.

Після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на вході даної НПС буде становити

$$P_{ex_{nc_j}} = P_{ex_j} + \Delta P_{ex_j}. \quad (4.3)$$

Далі за формулами, наведеними в визначають значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосних агрегатів.

Залежно від кількості одночасно зупинених на НПС насосів за формулами (3.25) та (3.26) знаходять числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску K_3 .

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

$$\Delta P_{вих_{j-1}} = \Delta P_{ex_j} \exp(-K_3 l_\partial), \quad (4.4)$$

де l_∂ – відстань по трасі між попередньою НПС і насосною станцією, де відбулася зупинка насосів.

Тиск нафти на виході попередньої НПС після стрибкоподібного підвищення дорівнює

$$P_{вих_{nc_{j-1}}} = P_{вих_{j-1}} + \Delta P_{вих_{j-1}}. \quad (4.5)$$

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 дослідного 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 $P_{вих_{нзj}}$.

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

$$P_{вихj}(t) = P_{вих_{нсj}} + (P_{вих_{нзj}} - P_{вих_{нсj}})[1 - \exp(-\mu t)], \quad (4.6)$$

$$\mu = -\frac{1}{1200} \ln \left(1 - \frac{0,995 P_{вих_{нзj}} - P_{вих_{нсj}}}{P_{вих_{нзj}} - P_{вих_{нсj}}} \right). \quad (4.7)$$

4.3 Прогнозування параметрів перехідних процесів у дослідному нафтопроводі “Дружба”

Розглянемо режим роботи ділянки дослідного нафтопроводу, за якого на кожній НПС працює по одному насосному агрегату. Схема включення насосів Іп,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/м^3 , кінематичну в'язкість нафти 35 сСт , тиск нафти на вході в кінцевий пункт (КП) $0,2 \text{ МПа}$. На рисунку 4.3 наведені числові значення тиску на вході і виході з кожної НПС, тиск, що створюють насоси, загальні втрати тиску на кожному перегоні, величина тиску на вході в НПС 1 та загальна величина дроселювання для забезпечення міцності трубопроводу. Всі величини на рисунку 4.3 наведені в мегапаскалях. Для даної схеми роботи нафтопроводу пропускну здатність складає $1557 \text{ м}^3/\text{год}$, відсутнє дроселювання для забезпечення міцності трубопроводу та відсутні лімітуючі ділянки. Тиск нафти на вході в

НПС 4 $P_{вх_4} = 0,42$ МПа, а тиск, що створює насос №1 $P_0 = 1,83$ МПа. Тиск нафти на виході НПС 3 до зупинки $P_{вих_3} = 2,69$ МПа.

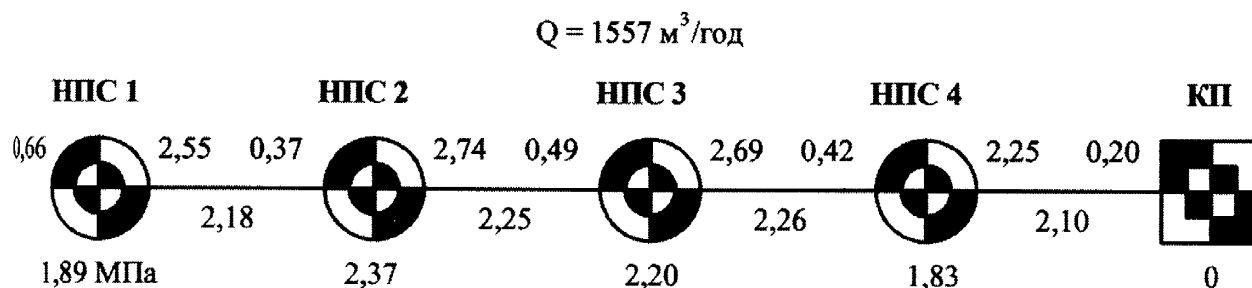


Рисунок 4.3 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки дослідного нафтопроводу “Дружба” (схема роботи 1п,2-3-3-1)

За формулою (4.2) визначаємо стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході даної НПС (приймаємо $k_p = 0,97$)

$$\Delta P_{вх_4} = 0,5 \cdot 0,97 \cdot 1,83 = 0,89 \text{ МПа.}$$

За формулою (4.3) після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на вході даної НПС 4 буде становити

$$P_{вх_нс_4} = 0,42 + 0,89 = 1,31 \text{ МПа.}$$

За формулами [93] обчислюємо середню швидкість руху нафти та значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосного агрегату №1 на НПС 4

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

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

За формулою (3.25) знаходимо числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску

$$K_3 = 2,92 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{1557^{0,724}}{22404^{0,150}} = 0,0133 \text{ км}^{-1}.$$

Далі обчислюємо величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході НПС 3 за формулою (4.4)

$$\Delta P_{вих_3} = 0,89 \cdot \exp(-0,0133 \cdot 96,7) = 0,25 \text{ МПа}.$$

За формулою (4.5) визначаємо тиск нафти на виході НПС 3 після стрибкоподібного підвищення тиску

$$P_{вих_{нс_3}} = 2,69 + 0,25 = 2,94 \text{ МПа}.$$

Одержане значення тиску на виході НПС 3 є набагато меншим за максимальне допустиме значення тиску.

Для розрахунку останнього етапу перехідного процесу за програмою RozPr визначаємо пропускну здатність, та режимні параметри дослідного нафтопроводу для усталеного режиму роботи із новою схемою роботи насосів на НПС 1п,2-3-3-ТР. Результати розрахунку наведено на рисунку 4.4.

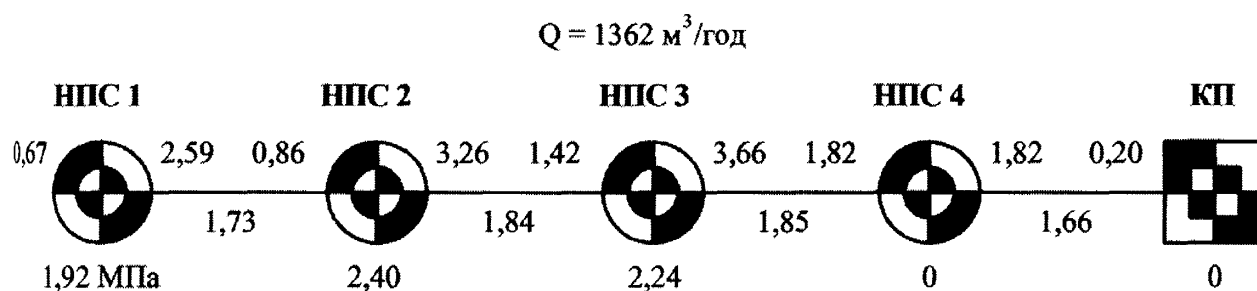


Рисунок 4.4 – Результати розрахунку пропускнуї здатності та режимних параметрів роботи ділянки дослідного нафтопроводу “Дружба” (схема роботи 1п,2-3-3-ТР)

Для даного режиму роботи нафтопроводу пропускна здатність дорівнює 1362 м³/год, відсутнє дроселювання для забезпечення міцності трубопроводу та відсутні лімітуючі ділянки. Тиск нафти на виході НПС 3 для нового усталеного режиму роботи (рисунок 4.4) $P_{вих_{нз_3}} = 3,66$ МПа, також є меншим за максимально допустиме значення тиску в лінійній частині нафтопроводу. Відповідно до (4.6) та (4.7) записуємо залежність відносно повільного підвищення тиску на виході НПС 3 від моменту часу t для етапу завершення перехідного процесу

$$\mu = -\frac{1}{1200} \cdot \ln\left(1 - \frac{0,995 \cdot 3,66 - 2,94}{3,66 - 2,94}\right) = 3,06 \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1},$$

$$P_{вих_3}(t) = 2,94 + 0,72 \cdot \left[1 - \exp(-3,06 \cdot 10^{-3} \cdot t)\right].$$

Аналогічно спрогнозуємо режим роботи ділянки дослідного 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 розрахунку пропускної здатності нафтопроводу приймаємо густину нафти 880 кг/м³, кінематичну в'язкість нафти 35 сСт, тиск на вході в КП 0,20 МПа. Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи даної ділянки нафтопроводу наведені на рисунку 4.5.

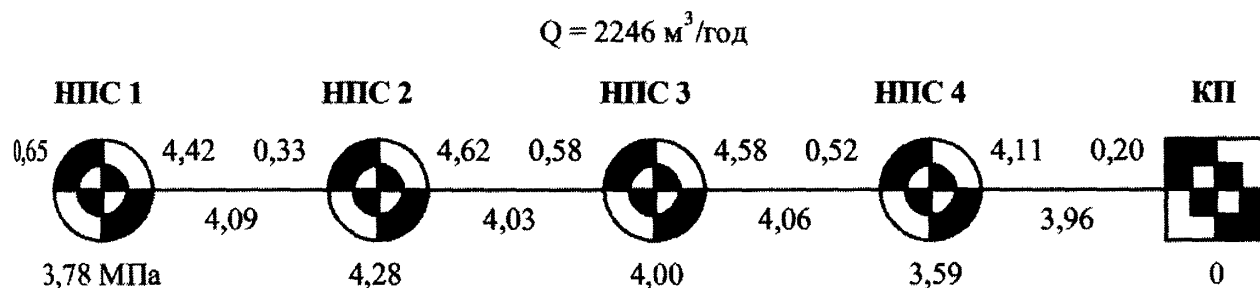


Рисунок 4.5 – Результати розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи ділянки дослідного нафтопроводу “Дружба”
(схема роботи насосів 1п,1,2-1,2-2,3-1,2)

Для даної схеми роботи нафтопроводу пропускна здатність становить 2246 м³/год, відсутнє дроселювання для забезпечення міцності трубопроводу та відсутні лімітуючі ділянки. Тиск на вході в НПС 4 $P_{вх_4} = 0,52$ МПа, а тиск, що створюють насоси №1,2 $P_0 = 3,59$ МПа. Тиск нафти на виході НПС 3 та НПС 2 до зупинки відповідно $P_{вих_3} = 4,58$ МПа та $P_{вих_2} = 4,62$ МПа.

За формулою (4.2) визначаємо стрибкоподібне підвищення тиску нафти на вході НПС 4 після зупинки на ній насосів №1 та №2

$$\Delta P_{вх_4} = 0,5 \cdot 0,97 \cdot 3,59 = 1,74 \text{ МПа.}$$

За формулою (4.3) після стрибкоподібного підвищення тиск нафти на вході НПС 4

$$P_{вх_нс_4} = 0,52 + 1,74 = 2,26 \text{ бар.}$$

За формулами [93] обчислюємо середню швидкість руху нафти та значення числа Рейнольдса у нафтопроводі до зупинки насосних агрегатів №1,2 на НПС 4

$$w = \frac{4 \cdot 2246}{3600 \cdot \pi \cdot 0,702^2} = 1,612 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$\text{Re} = \frac{1,612 \cdot 0,702}{35 \cdot 10^{-6}} = 32332.$$

За формулою (3.26) знаходимо числове значення коефіцієнта затухання хвилі підвищеного тиску

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

Далі обчислюємо величину стрибкоподібного підвищення тиску на виході НПС 3 та НПС 2 за формулою (4.4)

$$\Delta P_{вих_3} = 1,74 \cdot \exp(-0,0146 \cdot 96,7) = 0,42 \text{ МПа},$$

$$\Delta P_{вих_2} = 1,74 \cdot \exp(-0,0146 \cdot 192,8) = 0,10 \text{ МПа}.$$

За формулою (4.5) визначаємо тиск нафти на виході НПС 3 та НПС 2 після стрибкоподібного підвищення тиску

$$P_{вих_{нс_3}} = 4,58 + 0,42 = 5,00 \text{ МПа},$$

$$P_{вих_{нс_2}} = 4,62 + 0,10 = 4,72 \text{ МПа}.$$

Одержаний тиск нафти на виході НПС 3 після стрибкоподібного підвищення на 0,1 МПа перевищує значення $P_{від_1} = 4,9$ МПа, за якого САР має відключити перший працюючий насосний агрегат. Значення тиску на виході НПС 2 незначно перевищує уставку САР 4,7 МПа. Розглянутий режим експлуатації є безпечним з точки зору міцності трубопроводу.

4.4 Рекомендації щодо мінімізації негативного впливу перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, на режими експлуатації нафтопроводу “Дружба”

Теоретичні та експериментальні дослідження закономірностей гідродинамічних перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, результати яких наведено роботах [102-106, 108, 109], аналіз фактичних режимів експлуатації магістральних нафтопроводів, дали змогу розробити рекомендації щодо зменшення негативного впливу хвиль підвищеного тиску на надійність і безпеку роботи нафтопровідних систем [118]. Рекомендації розроблені з урахуванням існуючої технології перекачування нафти на одній із експлуатаційних ділянок вітчизняного магістрального нафтопроводу “Дружба”. Зазначений

нафтопровід має внутрішній діаметр 0,702 м та довжину 396 км. На трасі розміщено чотири НПС, що оснащені насосними агрегатами типу НМ. Відстані між НПС вздовж траси нафтопроводу становлять близько 100 км.

4.4.1 Вибір режимів експлуатації нафтопроводу “Дружба”, для яких негативний вплив перехідних процесів є мінімальним

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 0,36 МПа, за одночасної зупинки двох насосів – 0,54 МПа. Якщо НПС працює на два перегони, то величина стрибкоподібного підвищення тиску на її виході не перевищує 0,15 МПа за зупинки одного і 0,25 МПа за зупинки двох насосів на наступній працюючій НПС [103, 104, 105, 108].

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.

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

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.

4.4.2 Зниження уставки максимального робочого тиску САР на виході проміжних НПС магістрального нафтопроводу “Дружба”

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 4,4 МПа здатне забезпечити величину тиску на виході всіх НПС після стрибкоподібного підвищення не вищу, ніж 4,9 МПа. Таке значення тиску згідно з технологічними картами режимів експлуатації нафтопроводу не спричинять 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 “Дружба”, що досліджувався, за програмою RozPr виконані багатоваріантні гідравлічні розрахунки за значень уставки робочого тиску САР 4,6, 4,5, 4,4, 4,3 та 4,2 МПа.

Розрахунки показали, що для режимів експлуатації, що відповідають зимовим умовам, зменшення величини уставки робочого тиску САР із 4,7 до 4,4 МПа 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 4,7 до 4,5 МПа дасть можливість забезпечити нормальну роботу нафтопроводу за зупинок одного насосного агрегату на будь-якій НПС. За одночасних зупинок на НПС двох насосних агрегатів тиск на виході попередньої станції може вийде за межі 4,9 МПа, 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 4,5 МПа 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 4,5 МПа зменшення пропускну здатності нафтопроводу буде становити 0,3-1,7 %. Питомі витрати електроенергії на перекачування нафти зростуть на 0,2-1,0 %.

Дослідження довели, що навіть за умови повного завантаження магістрального нафтопроводу зменшення пропускну 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 оптимальних режимів експлуатації за уставки існуючої уставки тиску 4,7 МПа. За неповного завантаження нафтопроводу такий спосіб дає змогу підвищити безпеку і надійність експлуатації з точки зору впливу перехідних процесів.

4.4.3 Створення зустрічної хвилі пониженого тиску шляхом оперативного відключення насосного агрегату на попередній НПС

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 [5, 94, 95]. 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, характеристику якого наведено у роботі [103], 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.

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 $\Delta P_k = 1,0$ МПа. Одночасно з цим на початку модельного трубопроводу на попередній НПС також відбулася зупинка одного насоса, що спричинило зміну тиску на виході станції на величину $\Delta P_n = -1,0$ МПа.

Оскільки швидкість поширення хвиль підвищеного і пониженого тиску 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 4.6-4.8.

Порівняємо між собою закономірності зміни тиску за перехідного процесу, розраховані за програмою (рисунки 4.6-4.8) та визначені за методикою, що наведена у роботі [117].

Розглянутий переріз нафтопроводу, розміщений на відстані $l_n = 10$ км від кінця модельного нафтопроводу, де внаслідок зупинки насоса відбулося стрибкоподібне підвищення тиску на 1,0 МПа. Час приходу до зазначеного перерізу хвилі підвищеного тиску становить

$$\tau_n = \frac{l_n}{c}, \quad (4.8)$$

де c - швидкість поширення хвилі тиску, для нафтопроводу, що досліджувався, $c = 1110$ м/с [102, 104],

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

Значення коефіцієнта затухання хвилі пониженого тиску згідно із залежностями, наведеними у роботі [103], становить $K_z = 0,0135 \text{ км}^{-1}$. Величина стрибкоподібного підвищення тиску у даному перерізі нафтопроводу дорівнює

$$\Delta P = 1,0 \exp(-0,0135 \cdot 10) = 0,87 \text{ МПа.}$$

Час приходу до зазначеного перерізу хвилі пониженого тиску становить

$$\tau_n = \frac{l_n}{c} = \frac{L - l_n}{c}, \quad (4.9)$$

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

Величина стрибкоподібного зниження тиску, що рухається нафтопроводом від його початку, згідно із залежностями, наведеними у роботі [104] становить

$$\Delta P = -1,0 \exp(-0,0135 \cdot 90) = -0,30 \text{ МПа.}$$

У таблиці 4.2 наведено результати зміни тиску нафти у часі у кількох перерізах нафтопроводу, визначені за програмою, і розраховані за методикою, яку наведено у роботі [117]. Із таблиці 4.2 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.

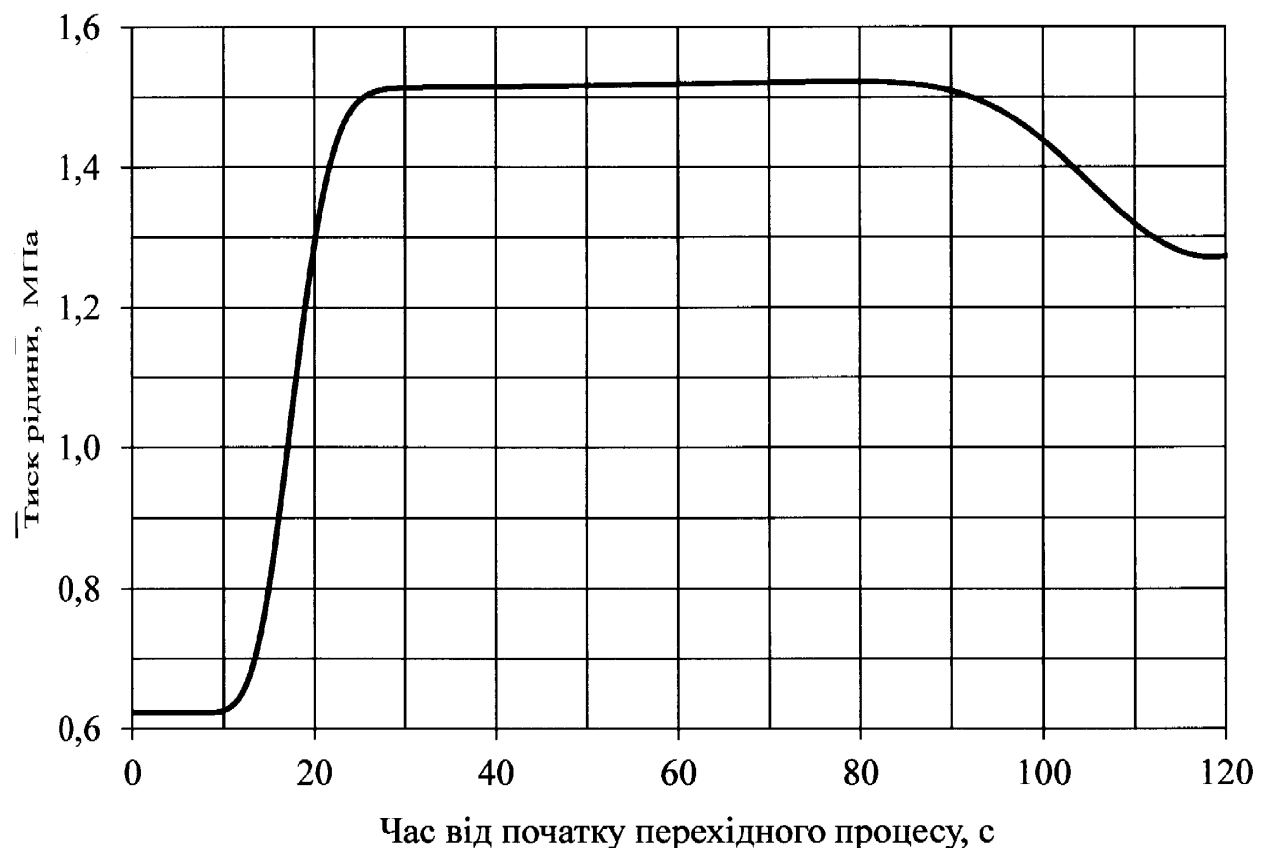


Рисунок 4.6 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 10 км від кінця модельного трубопроводу

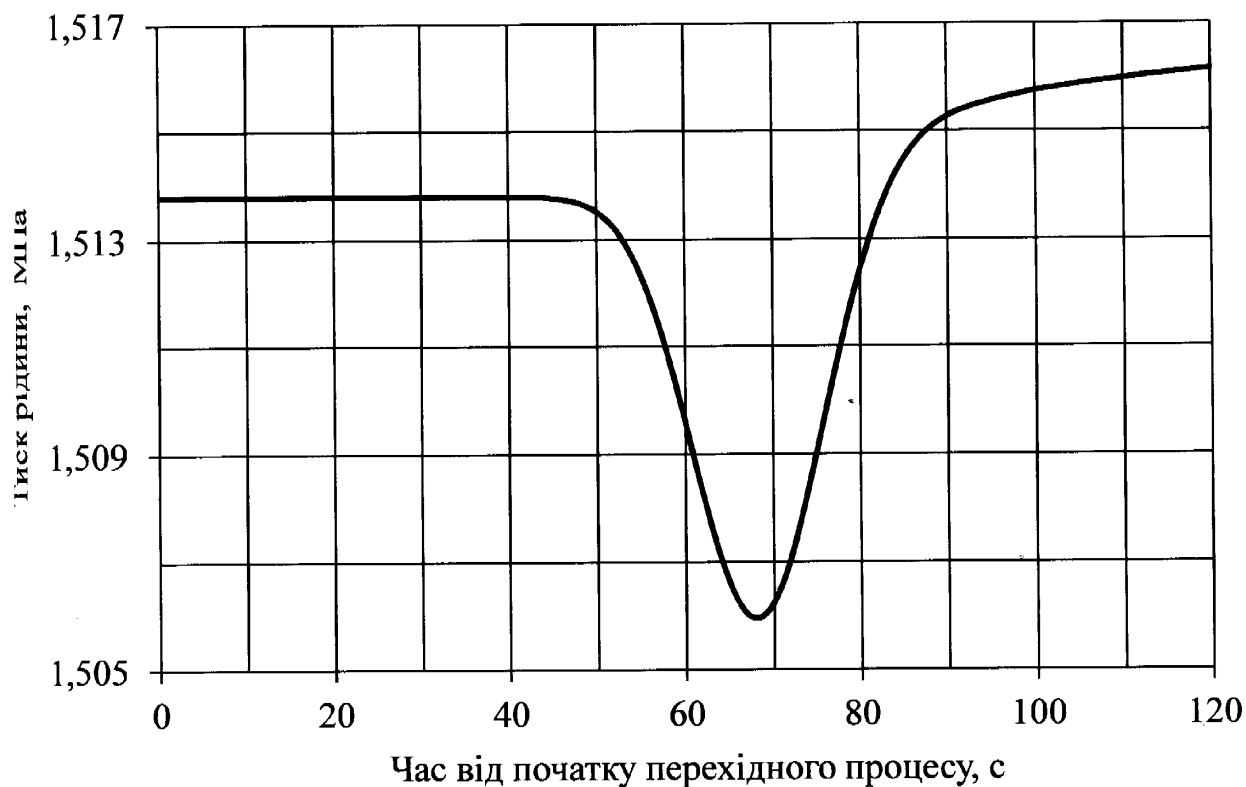


Рисунок 4.7 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на віддалі 50 км від кінця модельного трубопроводу

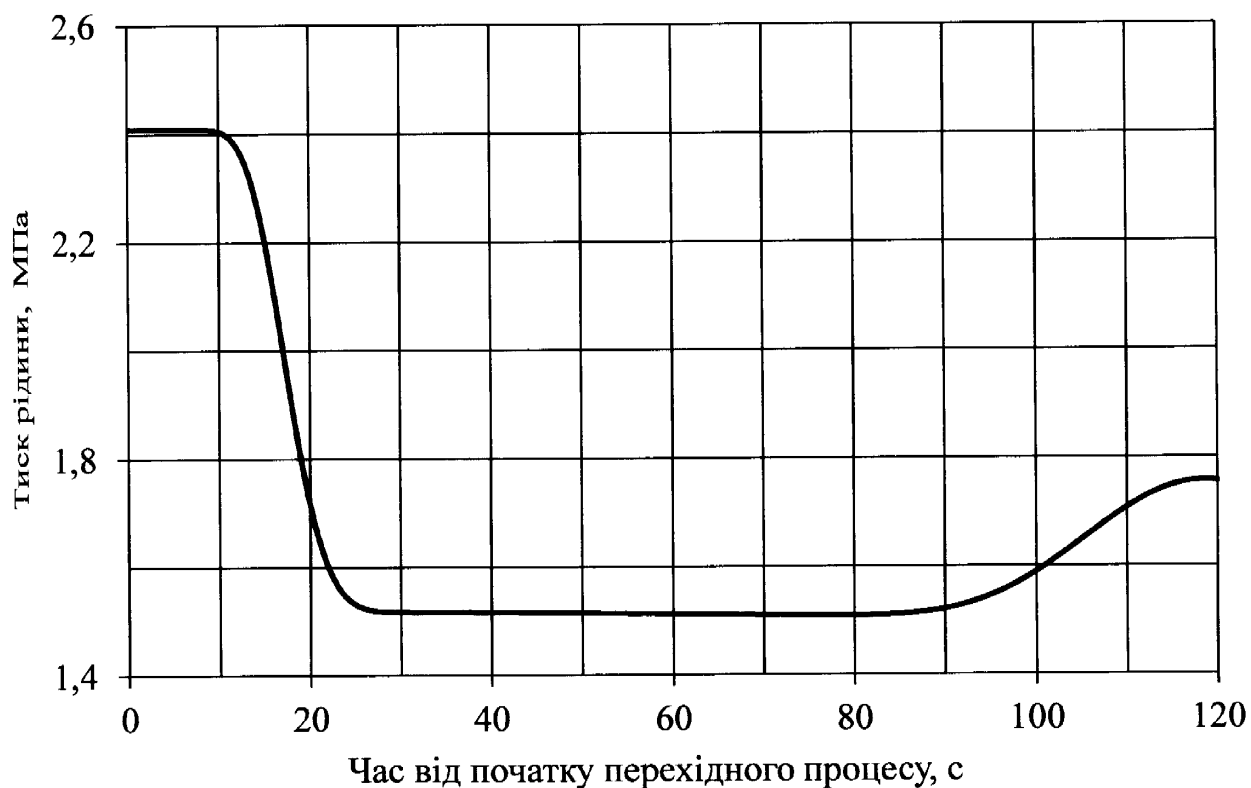


Рисунок 4.8 – Динаміка зміни тиску нафти під час перехідного процесу для перерізу, що знаходиться на відстані 90 км від кінця модельного трубопроводу

Таблиця 4.2 – Порівняння теоретично визначених за програмою та розрахованих за методикою, яку наведено у підрозділі 4.2, величин підвищення тиску за одночасної зупинки на двох НПС по одному насосу

Відстань від початку модельного трубопроводу, км	Теоретично визначена стрибкоподібна зміна тиску (МПа), спричинена хвилею тиску			Розрахована згідно з роботою стрибкоподібна зміна тиску (МПа), спричинена хвилею тиску		
	з кінця нафтопроводу	з попередньої НПС	результуюча після проходження хвиль	з кінця нафтопроводу	з попередньої НПС	результуюча після проходження хвиль
90	0,89	-0,25	0,64	0,87	-0,30	0,57
75	0,73	-0,38	0,35	0,71	-0,36	0,35
50	0,51	-0,51	0	0,51	-0,51	0
25	0,38	-0,73	-0,35	0,36	-0,71	-0,35
10	0,25	-0,89	-0,64	0,30	-0,87	-0,57

Дані таблиці 4.2 засвідчують, що запропоновані у роботі [104] 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 4.9) через інтервал часу $\tau_{зам}$ (час затримки) після зупинки насосів на $(i + 1)$ -ій НПС.

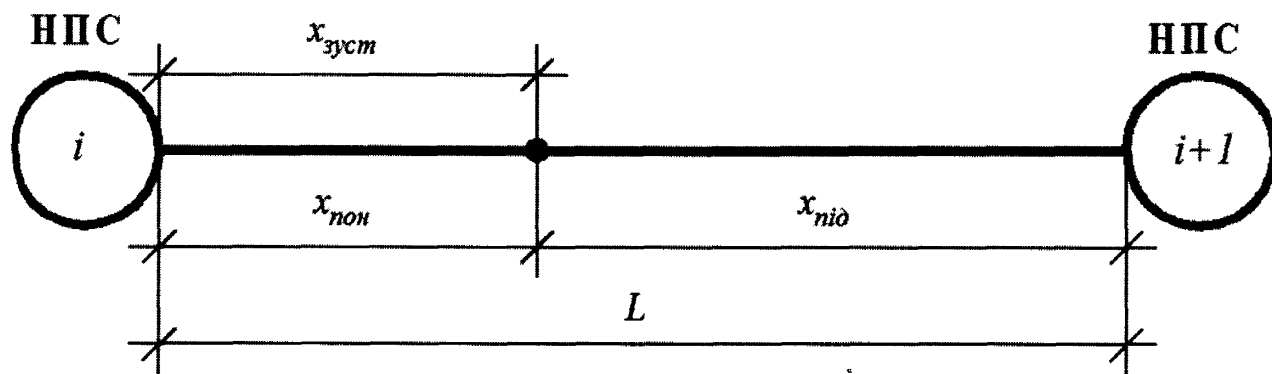


Рисунок 4.9 – Розрахункова схема ділянки нафтопроводу для визначення лінійної координати зустрічі хвиль підвищеного та пониженого тисків

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

$$x_{пон} + x_{під} = L, \quad (4.10)$$

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

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

$$x_{під} = c \cdot \tau_{під}, \quad (4.11)$$

$$x_{пон} = c \cdot \tau_{пон}, \quad (4.12)$$

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

$\tau_{пон}$ – час, за який хвиля пониженого тиску пройшла віддаль $x_{пон}$.

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

$$\tau_{під} - \tau_{пон} = \tau_{зат}. \quad (4.13)$$

Із врахуванням формул (4.8) та (4.9) отримуємо систему з двох рівнянь (4.10) та (4.13), яка містить дві невідомі величини $\tau_{під}$ та $\tau_{пон}$

$$\begin{cases} c \cdot \tau_{nid} + c \cdot \tau_{non} = L, \\ \tau_{nid} - \tau_{non} = \tau_{zат}. \end{cases} \quad (4.14)$$

Розв'язавши систему рівнянь (4.14), одержуємо

$$\tau_{nid} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{L}{c} + \tau_{zат} \right), \quad (4.15)$$

$$\tau_{non} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{L}{c} - \tau_{zат} \right). \quad (4.16)$$

Координату зустрічі двох хвиль відносно i -ої НПС визначаємо за формулою (4.12) із урахуванням формули (4.16)

$$x_{зуст} = \frac{1}{2} \cdot (L - c \cdot \tau_{zат}). \quad (4.17)$$

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

$$x_{зуст} \geq \Delta l, \quad (4.18)$$

звідси отримуємо

$$\tau_{zат} \leq \frac{L - 2 \cdot \Delta l}{c}. \quad (4.19)$$

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

$$\tau_{max} = \frac{L - 2 \cdot \Delta l}{c}. \quad (4.20)$$

Розглянемо іншу виробничу ситуацію. У кінці модельного нафтопроводу

на НПС відбулася зупинка двох насосів, при цьому тиск на вході станції стрибкоподібно змінився на величину $\Delta P_k = 2,0$ МПа . 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 $\Delta P_n = -1,0$ МПа .

За формулою (4.17) знаходимо відстань від попередньої НПС до точки траси нафтопроводу, в якій зустрінуться хвилі підвищеного і пониженого тисків

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

У знайденому перерізі модельного нафтопроводу стрибкоподібні зміни тиску будуть дорівнювати:

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

$$\Delta P_1 = 2,0 \exp(-0,0145 \cdot 83,3) = 0,60 \text{ МПа;}$$

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

$$\Delta P_2 = -1,0 \exp(-0,0164 \cdot 16,7) = -0,76 \text{ МПа.}$$

Результуюча зміна тиску після зустрічі двох хвиль тиску

$$\Delta P_{зуст} = 0,6 - 0,76 = -0,16 \text{ МПа.}$$

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.

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 усталеному 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.

4.5 Рекомендації щодо удосконалення експлуатації ділянок нафтопроводів з пересіченим профілем траси

Експлуатація магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси ускладнюється виникненням і ліквідацією ділянок з безнапірним (самопливним) рухом нафти або нафтопродуктів. На цих ділянках транспортований про-

дукт рухається неповним перерізом під дією сили тяжіння за тиску меншого від атмосферного. Це ускладнює проведення оперативного контролю кількості нафти в порожнині трубопроводу, що передбачено технологічним регламентом магістрального нафтопроводу.

Гідродинамічні процеси, що супроводжують рух нафти на самопливних ділянках нафтопроводів, мають ряд особливостей і вимагають додаткових досліджень. На сьогодні розроблені здебільшого графічні методи визначення кількості, місця положення та довжини самопливних ділянок. Такі методи незручні, недостатньо точні і не можуть бути закладені у сучасні алгоритми комп'ютерних розрахунків режимів роботи трубопроводів.

У розділі 3 нами одержані розрахункові формули, які дають змогу для довільного профілю траси трубопроводу аналітичним шляхом визначити кількість і положення самопливних ділянок, знайти їх довжину та ступінь заповнення перерізу трубопроводу транспортованим продуктом. Математичні моделі базуються на класичних гідродинамічних рівняннях і враховують особливості безнапірного руху рідини в трубопроводі. Їх застосування передбачає, що витрата нафти в нафтопроводі є відомою величиною.

У процесі експлуатації магістрального нафтопроводу робоча витрата нафти визначається шляхом розв'язування рівняння балансу напорів (тисків), що включає характеристики насосних агрегатів НПС і лінійної частини трубопроводу з урахуванням чинних обмежень технологічних параметрів. Для рельєфних нафтопроводів робоча витрата нафти і параметри самопливних ділянок взаємозв'язані між собою, що ускладнює їх знаходження і вимагає застосування методу послідовних наближень.

Тому виникла необхідність розроблення методу розрахунку пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок [119].

У процесі досліджень вирішувались такі задачі:

- 1) виявлення взаємозв'язку між положенням перевальної точки на трасі нафтопроводу і величини пропускної здатності магістрального нафтопроводу;
- 2) розробка аналітичного методу та оригінального програмного забезпечення для виявлення місця розташування перевальної точки, розрахунку пропу-

ної здатності та розподілу тиску по довжині магістрального нафтопроводу з урахуванням роботи самопливних ділянок;

3) апробація розробленої методики на прикладі однієї з експлуатаційних ділянок вітчизняного нафтопроводу із самопливними ділянками.

Вихідні дані для розрахунку такі:

- розрахункова густина транспортованого продукту;
- розрахункова кінематична в'язкість транспортованого продукту;
- пружність насичених парів транспортованого продукту за температури перекачування;
- годинна витрата транспортованого продукту;
- внутрішній діаметр трубопроводу;
- абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби;
- масив довжин висхідних та низхідних ділянок трубопроводу згідно із профілем траси;
- масив геодезичних позначок початку і кінця висхідних та низхідних ділянок трубопроводу.

Нижче пропонується виключно аналітичний метод визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням особливостей гідродинамічних процесів руху нафти на безнапірних самопливних ділянках. Метод базується на застосуванні розробленого нами у роботі [110, 111, 112, 113] способу визначення кількості самопливних ділянок, місця їх знаходження на трасі нафтопроводу, а також ступеня заповнення перерізу трубопроводу нафтою.

У методі, що пропонується, ураховуючи практичний досвід трубопровідного транспорту нафти, всі значення напору відповідають надлишковому тиску.

Позначають індексом j параметри довільної ділянки профілю траси нафтопроводу. Приймають перше наближення витрати нафти у нафтопроводі Q_1 . Визначають напір, створений насосами ГНПС за прийнятої витрати нафти

$$H_{\text{знас1}} = A - BQ_1^2, \quad (4.21)$$

де A, B – коефіцієнти математичної моделі сумарної напірної характеристики ГНПС, які залежать від кількості і типу послідовно працюючих насосів.

Порівнюють між собою напір ГНПС $H_{згнц1}$ і максимально допустимий напір із умови міцності труби $H_{дон}$. За виконання умови

$$H_{згнц1} \leq H_{дон}, \quad (4.22)$$

приймають, що напір нафти на початку нафтопроводу дорівнює

$$H_{n1} \leq H_{згнц1}, \quad (4.23)$$

інакше

$$H_{n1} \leq H_{дон}. \quad (4.24)$$

Знаходять загальні втрати напору в нафтопроводі без урахування впливу самопливних ділянок

$$H_{заг1} = 1,02 \cdot i_1 \cdot L + (z_k - z_n) + H_k, \quad (4.25)$$

де i_1 – гідравлічний нахил у нафтопроводі за прийнятого значення витрати нафти;

L – довжина нафтопроводу;

z_k, z_n – геодезична позначка кінця і початку нафтопроводу, відповідно;

H_k – необхідний технологічний напір в кінці трубопроводу.

При обчисленні гідравлічного нахилу в нафтопроводі i_1 , коефіцієнт гідравлічного опору λ визначають за модифікованою формулою Колбрука, як це показано у роботі [96].

Якщо виконується умова

$$|H_{n1} - H_{заг1}| \leq \varepsilon, \quad (4.26)$$

де ε – задана точність розрахунку напорів, то це свідчить про визначення методом ітерацій пропускної здатності нафтопроводу Q_1 без урахування впливу самопливних ділянок.

Якщо умова (4.26) не виконується і при цьому маємо

$$H_{n1} > H_{заг1}, \quad (4.27)$$

то збільшують витрату нафти в нафтопроводі з кроком ΔQ

$$Q_1 = Q_1 + \Delta Q, \quad (4.28)$$

а у випадку

$$H_{n1} < H_{заг1}, \quad (4.29)$$

зменшують витрату нафти в нафтопроводі з кроком ΔQ

$$Q_1 = Q_1 - \Delta Q. \quad (4.30)$$

Визначене описаним вище способом значення пропускної здатності нафтопроводу не є остаточним, воно не ураховує особливості профілю траси. Для рельєфного нафтопроводу за знайденої витрати нафти Q_1 лінія гідравлічного нахилу може перетинати профіль траси (рисунок 4.10), що є неприпустимим.

Тому наступним етапом розрахунків є дослідження взаємного розміщення лінії гідравлічного нахилу за витрати Q_1 і профілю траси нафтопроводу. Для кожної точки траси нафтопроводу визначають зведений гідравлічний напір за формулою

$$H_j = z_n + H_{n1} - i_1 \cdot l_{x_j}, \quad (4.31)$$

де l_{x_j} – довжина нафтопроводу від його початку до кінця j -ої ділянки

$$l_{x_j} = \sum_{k=1}^j l_j. \quad (4.32)$$

Далі знаходяться такі точки профілю траси для яких виконується умова

$$H_j < z_j. \quad (4.33)$$

Визначається геодезична позначка перевальної точки, від якої нафта самопливом поступає до кінцевого пункту нафтопроводу за розрахункової продуктивності

$$z_{\pi} = \max_{i=1...m} \{z_i\}, \quad (4.34)$$

де m – масив точок профілю траси, для яких виконується умова (4.33).

Далі визначається зведений гідравлічний напір на можливій перевальній точці

$$H_{\pi} = z_{\pi} + H_{n1} - 1,02 \cdot i_1 \cdot L_{\pi}, \quad (4.35)$$

L_{π} – відстань від початку нафтопроводу до можливої перевальної точки (розрахункова довжина нафтопроводу).

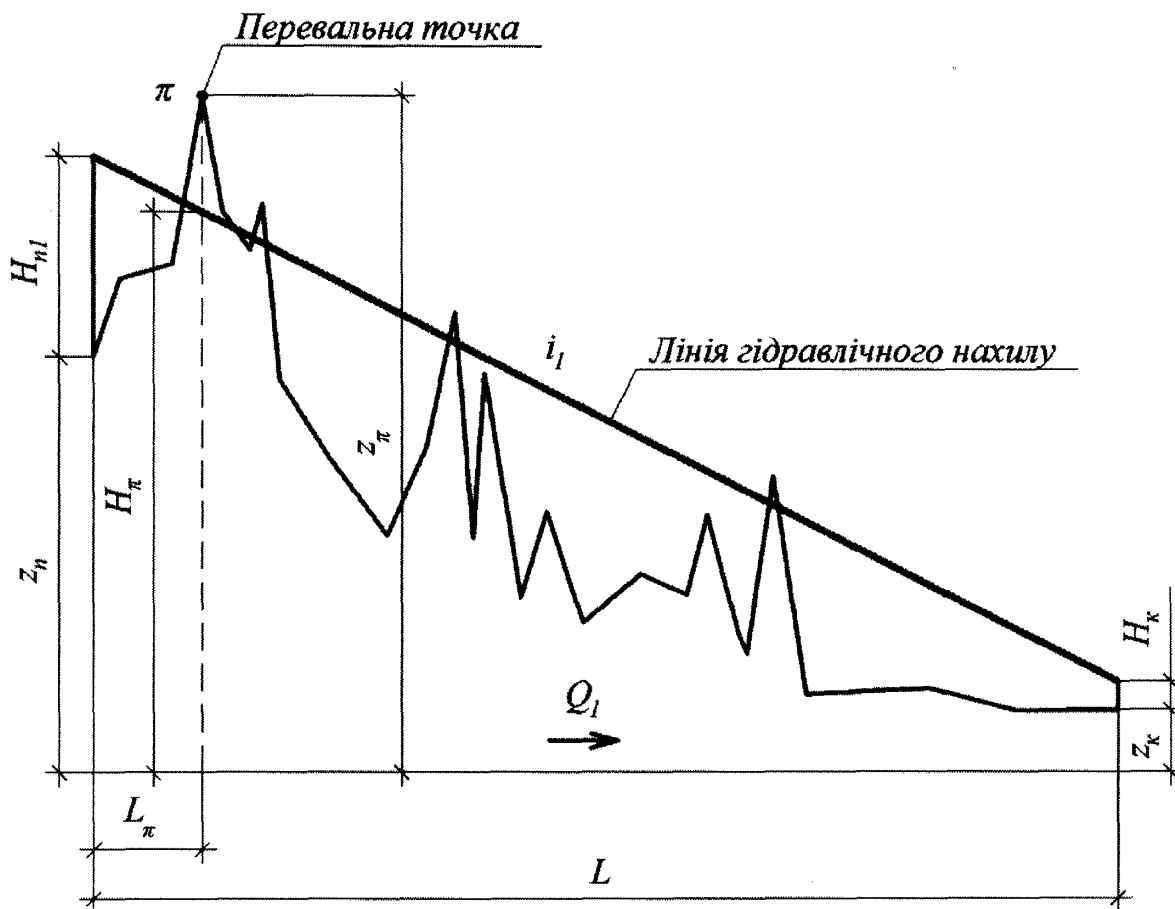


Рисунок 4.10 – Профіль траси однієї з експлуатаційних ділянок магістрального нафтопроводу “Дружба” із лінією гідравлічного нахилу, побудованою для рівнинного нафтопроводу

За виконання умови

$$H_{\pi} < z_{\pi}, \quad (4.36)$$

точка буде перевальною для раніше знайденого значення витрати нафти в наф-

топроводі Q_1 . В іншому випадку самопливні ділянки для заданого режиму роботи нафтопроводу відсутні.

Після знаходження положення перевальної точки потрібно скоригувати значення пропускної здатності нафтопроводу. Для цього необхідно, використовуючи формули (4.21)-(4.30), реалізувати метод послідовних наближень і визначити за якої витрати нафти Q_2 виконується умова

$$|H_{n2} - H_{заз2}| \leq \varepsilon, \quad (4.37)$$

де

$$H_{заз2} = 1,02 \cdot i_2 \cdot L_\pi + (z_\pi - z_n) + (H_{np} - H_\delta), \quad (4.38)$$

$H_{заз2}$ – загальні втрати напору за прийнятої витрати нафти Q_2 на розрахунковій довжині нафтопроводу;

i_2 – гідравлічний нахил у нафтопроводі за прийнятої витрати нафти з урахуванням наявності перевальної точки;

H_{np} – напір, що відповідає пружності насиченої пари нафти за температури перекачування P_{np}

$$H_{np} = \frac{P_{np}}{\rho g}, \quad (4.39)$$

H_δ – напір, що відповідає атмосферному тиску.

Для підтвердження того, що знайдене значення витрати нафти Q_2 є пропускною здатністю нафтопроводу з урахуванням наявності перевальної точки, необхідно пересвідчитися, що різниця геодезичних позначок перевальної і кінцевої точок не менша за загальні втрати напору на відповідній частині довжини трубопроводу. Необхідним є виконання такої умови

$$H_{руш} > H_{заз3}, \quad (4.40)$$

де $H_{руш}$ – рушійна різниця напорів,

$$H_{руш} = z_\pi - z_k, \quad (4.41)$$

$H_{загз}$ – загальні втрати напору на ділянці від перевальної точки до кінця трубопроводу з урахуванням технологічно необхідного кінцевого напору

$$H_{загз} = 1,02 \cdot i_2 \cdot (L - L_{\pi}) + H_{к}. \quad (4.42)$$

За виконання умови (4.40) задача вирішена – знайдено пропускну здатність нафтопроводу з урахуванням наявності перевальної точки та ділянок із самопливним рухом нафти.

Знаючи робочу витрату нафти, можна визначити кількість самопливних ділянок, координати їх розташування на трасі нафтопроводу, ступінь заповнення перерізу трубопроводу транспортованою нафтою. Це дасть змогу для кожного моменту експлуатації нафтопроводу скласти матеріальний баланс нафти.

В обчислювальному алгоритмі позначимо індексом i номер і параметри довільної ділянки трубопроводу. Відлік ділянок виконуємо з кінця трубопроводу. Для зазначення номера і параметрів самопливних ділянок трубопроводу використаємо індекс j . Відлік самопливних ділянок також виконується з кінця трубопроводу.

Знаходиться різниця геодезичних позначок початку і кінця кожної ділянки трубопроводу

$$\Delta z_i = z_i - z_{i-1}, \quad (4.43)$$

де z_i – геодезична позначка початку i -ої ділянки трубопроводу.

Для першої з кінця ділянки маємо

$$z_{i-1} = z_{к}. \quad (4.44)$$

Визначається геометричний нахил кожної ділянки трубопроводу

$$I_{геом\ i} = \frac{\Delta z_i}{L_i}, \quad (4.45)$$

де L_i – довжина i -ої ділянки трубопроводу.

Виконується гідравлічний розрахунок напірної частини трубопроводу. Знаходиться секундна витрата Q та швидкість руху рідини w . Обчислюється

число Рейнольдса Re для напірних ділянок. Коефіцієнт гідравлічного опору нафтопроводу знаходиться за методикою, що запропонована нами у роботі [96]. Ця методика передбачає застосування модифікованої формули Колбрука за чисел Рейнольдса, що перевищують границю адекватності використання загальноприйнятої формули Блазіуса.

Визначається гідравлічний нахил на напірних ділянках трубопроводу за формулою

$$I = \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g}. \quad (4.46)$$

Знаходиться віддаль від кінця трубопроводу до початку кожної висхідної чи низхідної ділянки трубопроводу

$$L_{нк_i} = \sum_{j=1}^i L_j. \quad (4.47)$$

Досліджується профіль траси на наявність самопливних ділянок. Для цього вводиться лінійна координата x , яка відраховується від кінця трубопроводу. Спочатку задаються значенням

$$x = \Delta x, \quad (4.48)$$

де Δx – крок зміни довжини трубопроводу.

Якщо для будь-якої ділянки виконується умова

$$\Delta z_i < 0, \quad (4.49)$$

то ця ділянка висхідна, тому на ній не може розпочинатись самопливний рух рідини. У такому випадку стрибкоподібно змінюється лінійна координата і приймається

$$x = L_{нк_i}. \quad (4.50)$$

Далі лінійна координата змінюється відповідно до вибраного кроку

$$x = x + \Delta x. \quad (4.51)$$

У процесі ітерацій для кожного кроку визначаються і порівнюються між собою величини гідравлічного напору рідини H і геодезичної позначки точки траси Z .

Рисунок 4.11 ілюструє методику визначення місцезнаходження першої і подальших самопливних ділянок на трасі трубопроводу. До моменту знаходження першої самопливної ділянки гідравлічний напір знаходиться за формулою

$$H = z_k + H_k + I \cdot x. \quad (4.52)$$

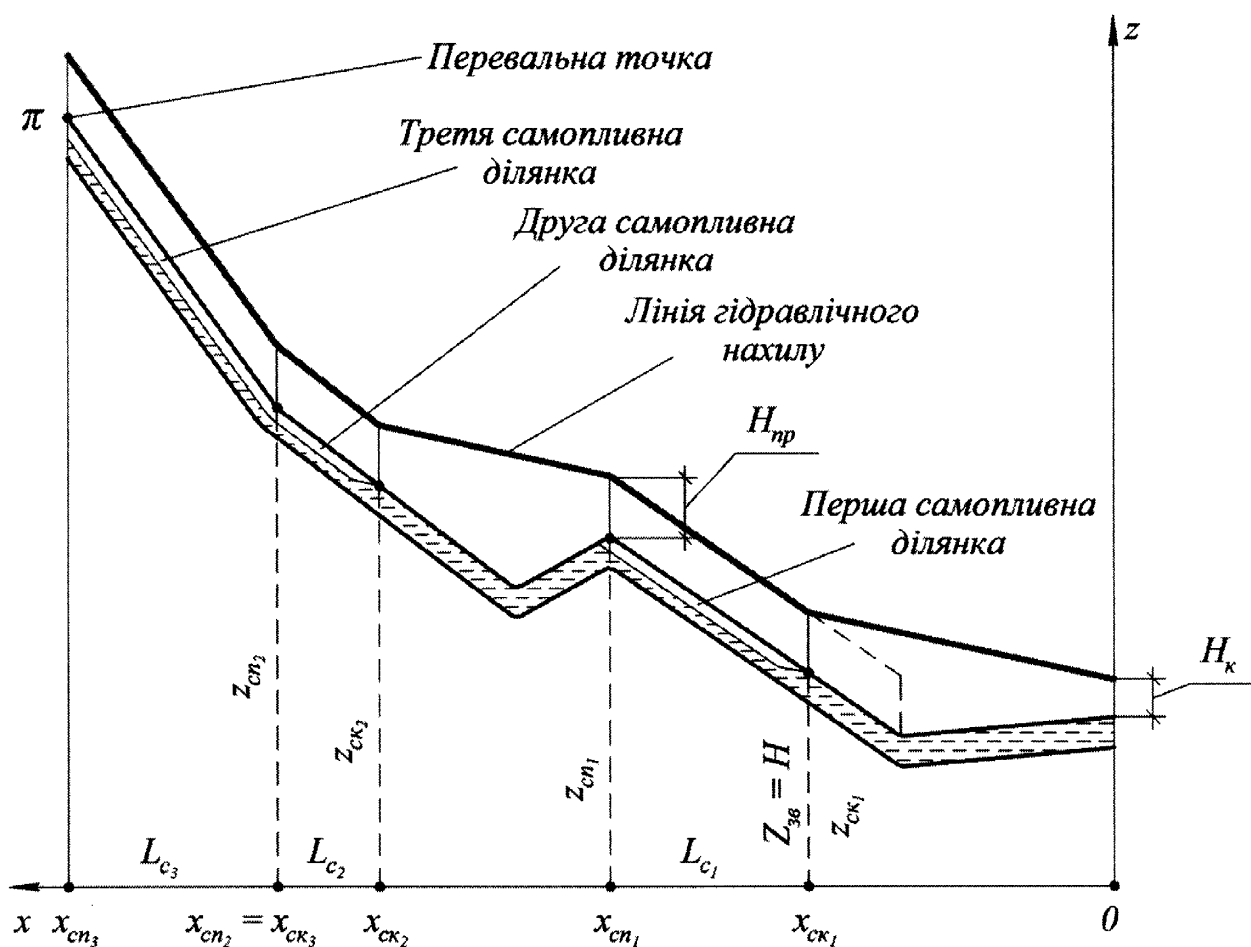


Рисунок 4.11 – Визначення положення самопливних ділянок на трасі нафтопроводу

Після знаходження положення першої самопливної ділянки гідравлічний напір з урахуванням тиску в парогазовій порожнині трубопроводу обчислюється за формулою

$$H = z_{cn_j} + I \cdot (x - x_{cn_j}) + H_{np}, \quad (4.53)$$

де z_{cn_j} – геодезична позначка початку j -ої (з кінця трубопроводу) самопливної ділянки;

x_{cn_j} – відстань від кінця трубопроводу до початку j -ої самопливної ділянки;

Якщо лінійна координата знаходиться у межах протяжності i -ої ділянки висхідної чи низхідної ділянки, тобто виконується умова

$$L_{нк_{i-1}} < x < L_{нк_i}, \quad (4.54)$$

то зведена геодезична позначка біжучої точки траси з урахуванням тиску в парогазовій порожнині трубопроводу визначається за формулою

$$Z_{зв} = z_{i-1} + \frac{z_i - z_{i-1}}{L_i} \cdot (x - L_{нк_{i-1}}) + H_{np}. \quad (4.55)$$

Якщо різниця між гідравлічним напором і зведеною геодезичною позначкою точки траси перевищує задану точність розрахунків щодо напорів ε_1

$$|H - Z_{зв}| > \varepsilon_1, \quad (4.56)$$

то лінійна координата збільшується за умовою (4.51).

Якщо гідравлічний напір і геодезична позначка точки траси практично співпадають, то це свідчить про те, знайдений кінець самопливної ділянки.

Параметри j -ої (із кінця трубопроводу) самопливної ділянки знаходиться так:

– геодезична позначка початку ділянки

$$z_{cn_j} = z_i; \quad (4.57)$$

– геодезична позначка кінця ділянки

$$z_{ск_j} = Z_{зв} - H_{np}; \quad (4.58)$$

– різниця геодезичних позначок початку і кінця ділянки

$$\Delta z_{c_j} = z_{cn_j} - z_{ck_j}; \quad (4.59)$$

– відстань від кінця трубопроводу до початку ділянки

$$x_{cn_j} = L_{nk_i}; \quad (4.60)$$

– відстань від кінця трубопроводу до кінця ділянки

$$x_{ck_j} = x; \quad (4.61)$$

– довжина самопливної ділянки

$$L_{c_j} = L_{nk_i} - x. \quad (4.62)$$

Після знаходження параметрів j -ої самопливної ділянки стрибкоподібно змінюють лінійну координату за умовою (4.50).

Далі розрахунок проводиться аналогічно до тих пір, поки лінійна координата не стає рівною загальній довжині трубопроводу.

В результаті за заданої витрати рідини в трубопроводі одержують кількість самопливних ділянок, місце розташування їх на трасі та довжину.

Наступним етапом розрахунків є визначення параметрів безнапірного руху і ступеня заповнення рідиною кожної самопливної ділянки. Розрахунок виконується за формулами (3.50)-(3.53) для руху рідини в зоні гідравлічно гладких труб, та за формулами (3.63)-(3.75) – для зони змішаного тертя турбулентного режиму руху.

Знаходять об'єм рідини на кожній самопливній ділянці за формулою

$$V_{c_j} = S_{c_j} \cdot L_{c_j}, \quad (4.63)$$

де S_{c_j} – площа перерізу трубопроводу заповнена рідиною на j -ій самопливній ділянці

$$S_{c_j} = \sigma_j \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (4.64)$$

σ_j – ступінь заповнення перерізу трубопроводу рідиною на j -ій самопливній ділянці, розрахований за формулою (3.55).

Сумарний об'єм рідини на самопливних ділянках дорівнює

$$V_{\text{сум}_c} = \sum_{j=1}^k V_{c_j}, \quad (4.65)$$

де k – кількість самопливних ділянок на трасі за заданого режиму роботи трубопроводу.

Знаходять сумарну довжину самопливних ділянок за заданого режиму роботи трубопроводу

$$L_{\text{сум}_c} = \sum_{j=1}^k L_{c_j}. \quad (4.66)$$

Довжина ділянок з напірним рухом рідини дорівнює

$$L_{\text{сум}_n} = L - L_{\text{сум}_c}. \quad (4.67)$$

Визначають об'єм рідини на напірній частині трубопроводу

$$V_{\text{сум}_n} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_{\text{сум}_n}. \quad (4.68)$$

Загальний об'єм рідини в трубопроводі за заданого режиму перекачування нафти або нафтопродуктів становить

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{сум}_n} + V_{\text{сум}_c}. \quad (4.69)$$

За наведеним вище алгоритмом розроблено програмне забезпечення RozSd на мові Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Microsoft Office Excel. Програма дає змогу розрахувати пропускну здатність будь-якого рельєфного магістрального нафтопроводу із довільною кількістю НПС, визначити положення та розрахувати основні параметри роботи самопливних ділянок з урахуванням пружності насичених парів нафти. Також за допомогою про-

грами RozSd обчислюється об'єм нафти, що знаходиться на самопливних ділянках трубопроводу для заданої схеми його роботи та фізичних властивостей транспортованої нафти.

Проведемо апробацію запропонованої методики на одній із експлуатаційних ділянок вітчизняного нафтопроводу “Дружба” із самопливними ділянками. На трасі нафтопроводу внутрішнім діаметром 0,702 м, довжиною 132,3 км розміщена одна НПС. Профіль траси нафтопроводу наведено на рисунку 4.10. Виконаємо розрахунок пропускної здатності даної ділянки нафтопроводу за таких вихідних даних:

- розрахункова густина нафти $\rho = 870 \text{ кг/м}^3$;
- розрахункова кінематична в'язкість нафти $\nu = 25 \text{ сСт}$;
- уставка системи автоматичного регулювання тиску $P_{дон} = 3,70 \text{ МПа}$;
- пружність насичених парів нафти за температури перекачування $P_{пр} = 0,03 \text{ МПа}$;
- технологічно необхідний тиск нафти у кінці трубопроводу $P_{к} = 0,2 \text{ МПа}$;
- схема роботи насосних агрегатів 1п,2 (перший підпірний та другий магістральний насос);
- коефіцієнти математичної моделі НПС (за прийнятої схеми роботи насосних агрегатів) $A = 392 \text{ м}$, $B = 91 \text{ с}^2/\text{м}^5$;
- величина атмосферного тиску 720 мм рт. ст.

За результатами розрахунку за програмою RozSd пропускна здатність нафтопроводу без урахування самопливних ділянок складає 2088 м³/год, з урахуванням самопливних ділянок – 817 м³/год. Перевальна точка знаходиться на відстані 14,1 км від НПС, її геодезична позначка 1014 м. Для заданого режиму роботи нафтопровід працює з чотирма самопливними ділянками. Сумарний об'єм нафти, що знаходиться на ділянках з безнапірним рухом 483 м³. Результати розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок наведено в таблиці 4.3. Лінію гідравлічного нахилу та графік розподілу тиску по довжині нафтопроводу наведено на рисунках 4.12 та 4.13 відповідно. Ступінь заповнення перерізу безнапірних ділянок нафтою змінюється від 10 до 13 %.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок нафтопроводу “Дружба” за схеми роботи насосних агрегатів 1п,2

Номер ділянки	Координата самопливної ділянки, км		Геодезична позначка самопливної ділянки, м		Довжина самопливної ділянки, км	Центральний кут заповнення перерізу, град	Ступінь заповнення перерізу трубопроводу нафтою, %	Об'єм нафти на самопливній ділянці, м ³	
	початкова	кінцева	початкова	кінцева					
1	14,10	16,60	1014,0	856,6	2,50	103,7	13,4	129,2	
2	21,80	23,13	853,0	707,4	1,33	95,8	10,8	55,4	
3	46,70	47,33	691,0	600,2	0,63	92,1	9,7	23,7	
4	50,50	52,31	598,0	474,5	1,81	102,5	12,9	90,5	
5	87,50	91,31	450,0	164,7	3,81	101,1	12,4	184,0	
					$L_{\text{сум}} =$	10,08		$V_{\text{сум}} =$	482,8

Перевіримо чи знайдене значення витрати нафти 817 м³/год є пропускною здатністю нафтопроводу з урахуванням наявності перевальної точки. Визначимо рушійний напір за формулою (4.41)

$$H_{\text{руш}} = 1014 - 105 = 909 \text{ м,}$$

та загальні втрати напору на ділянці від перевальної точки до кінця трубопроводу з урахуванням технологічно необхідного напору в кінці лінійної ділянки нафтопроводу ($i_2 = 0,697 \cdot 10^{-3}$) за формулою (4.42)

$$H_{\text{загз}} = 1,02 \cdot 0,697 \cdot 10^{-3} \cdot (132,3 - 14,1) \cdot 10^3 + \frac{0,2 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} = 107 \text{ м.}$$

Умова (4.40) по забезпеченню необхідної рушійної різниці напору виконується.

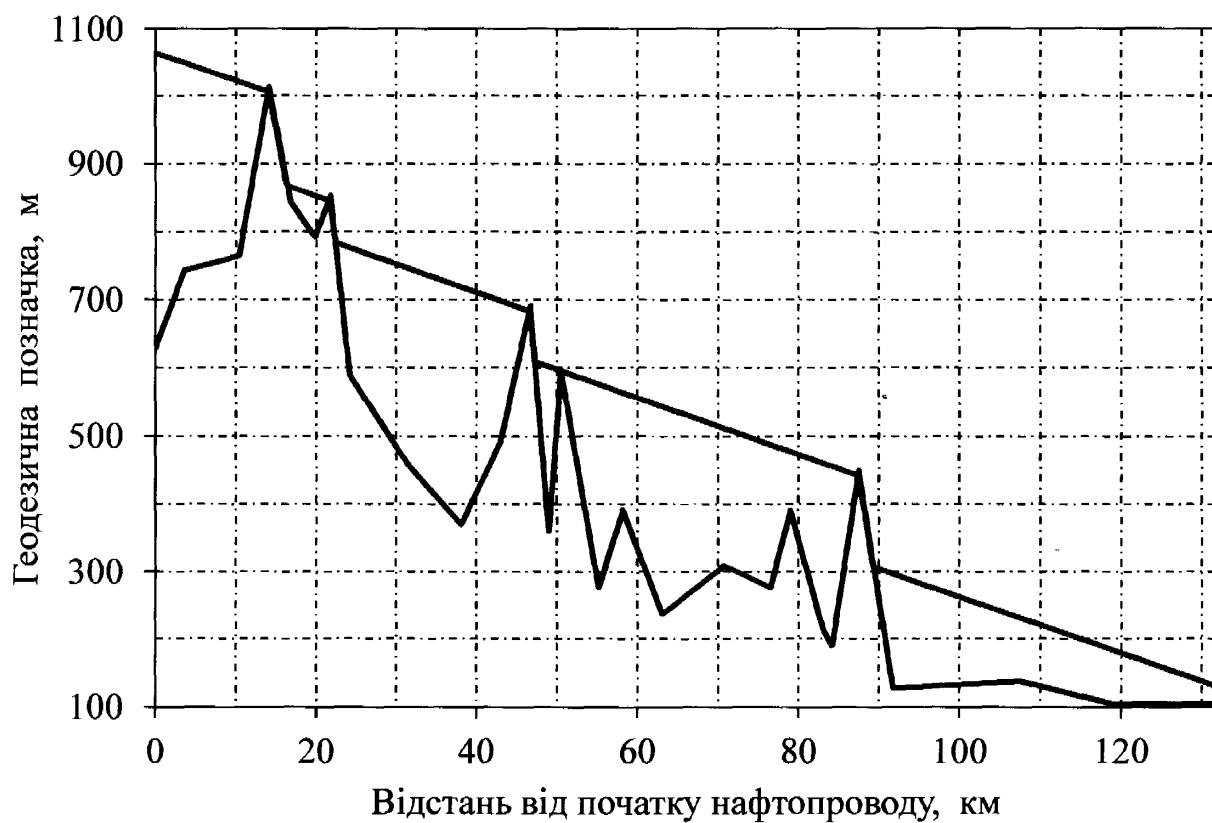


Рисунок 4.12 – Лінія гідравлічного нахилу однієї з ділянок нафтопроводу “Дружба” для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,2

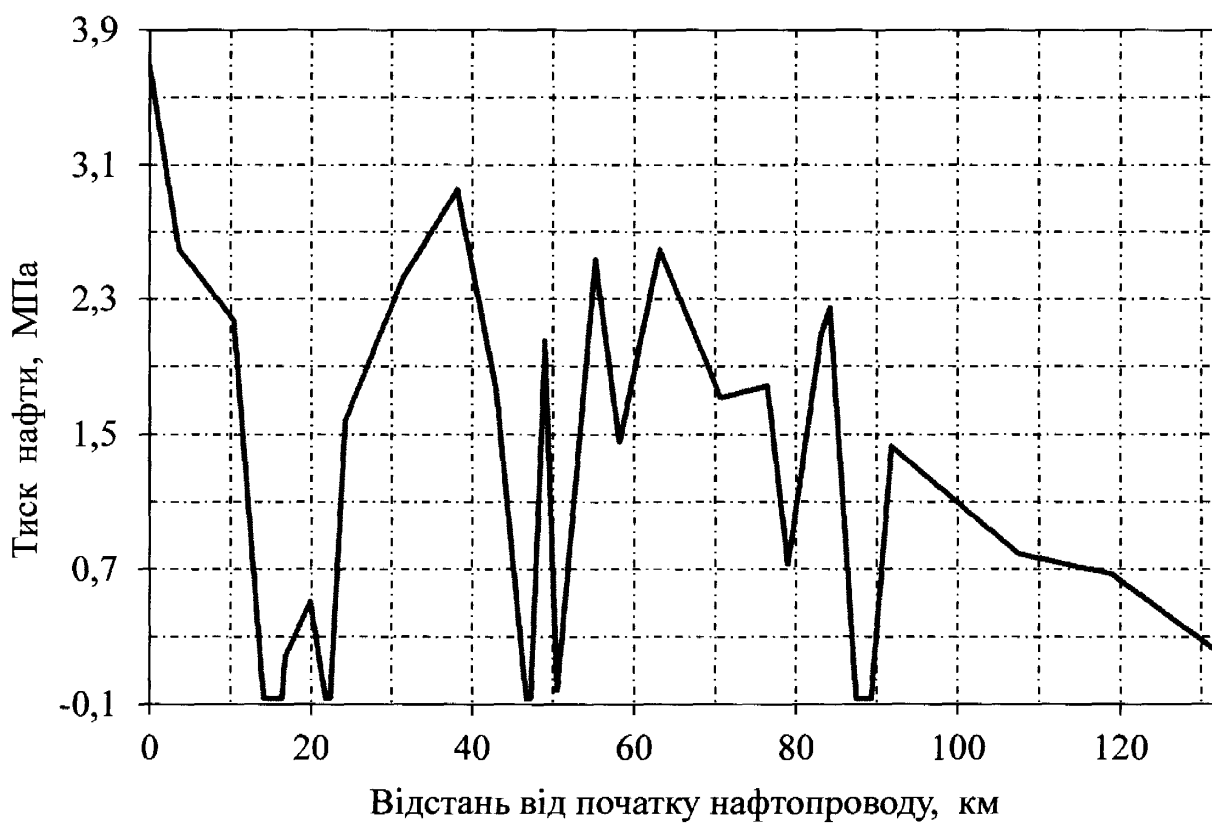


Рисунок 4.13 – Графік розподілу тиску по довжині однієї з ділянок нафтопроводу “Дружба” для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,2

4.6 Висновки по розділу 4

1. За результатами теоретичних та експериментальних досліджень розроблено метод розрахунку гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів НПС магістрального нафтопроводу. Алгоритм 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.

2. Виконано апробацію методу шляхом розроблення технологічних карт оптимальних режимів роботи нафтопроводу “Дружба” та оцінювання їх безпеки щодо реалізації перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів.

3. За неповного завантаження 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.

4. За необхідності реалізації режимів перекачування з двома послідовно працюючими на НПС насосами, доцільним є зменшення уставки максимального робочого тиску САР на величину 0,5 МПа, що гарантує забезпечення міцності нафтопроводу у випадку відключення будь-якої проміжної НПС. При цьому пропускна здатність досліджуваного нафтопроводу “Дружба” зменшиться на 3 %, а енерговитратність перекачування нафти зростає на 2 %.

5. 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.

6. 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.

7. Розроблений метод розрахунку пропускної здатності магістрального нафтопроводу із урахуванням гідравлічного опору безнапірних ділянок та фактичної пружності насичених парів нафти за температури перекачування.

8. За результатами теоретичних досліджень розроблений алгоритм визначення положення, кількості та параметрів самопливних ділянок магістральних трубопроводів аналітичним методом. В будь-який момент експлуатації нафтопроводу знаючи витрату нафти, кількість та положення самопливних ділянок можна скласти матеріальний баланс нафти в трубопроводі.

ВИСНОВКИ

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень вирішена наукова задача підвищення ефективності та надійності експлуатації магістральних нафтопроводів шляхом встановлення закономірностей гідродинамічних процесів, спричинених нештатними ситуаціями, та розроблення рекомендацій щодо мінімізації негативного їх впливу на транспортування нафти а саме:

1. Встановлено, що процес зупинки насосного агрегату серії НМ не перевищує 80 с і включає два етапи, що характеризуються різною інтенсивністю зменшення обертової частоти. У кінці першого етапу тривалістю до 20 с насос втрачає 90 % створеного напору і перестає виконувати свою функцію. При відключенні насосів спостерігається стрибкоподібне підвищення тиску на вході НПС і відповідне зменшення тиску на її виході. Максимальна зміна тиску на вході НПС на 3-23 % менша за половину тиску відключених насосів до їх зупинки.

2. При проходженні хвилі підвищеного тиску по нафтопроводу амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску зменшується за експоненціальним законом. Коефіцієнт затухання хвилі тиску в нафтопроводі у випадку зупинки одного і кількох послідовно працюючих на НПС насосів можна достовірно виразити як функцію витрати нафти, числа Рейнольдса, в'язкості нафти, діаметра та швидкості поширення збурення. Одержано, що за довжини перегону 100 км амплітуда стрибкоподібного підвищення тиску на вході в попередню НПС не перевищує 0,36 МПа при зупинці одного насоса та 0,54 МПа при зупинці двох насосів.

3. Для нафтопроводів з пересіченим профілем траси одержані аналітичні залежності між геометричними характеристиками траси, пропускною здатністю, кількістю самопливних ділянок, місцем їх виникнення та ступенем заповнення нафтою. Доведено, що ступінь заповнення безнапірної ділянки нафтою однозначно визначається значенням коефіцієнта інтенсивності втрати енергії на ній. Доведено, що регулюючи кількість працюючих насосів на НПС, можна до-

битися зменшення кількості та довжини самопливних ділянок і тим самим зменшити вплив нештатних ситуацій на надійність експлуатації нафтопроводів.

4. Результати теоретичних та експериментальних досліджень закономірностей перехідних процесів представлені у вигляді математичних моделей, алгоритмів та комп'ютерних програм. Результати розрахунку параметрів перехідних процесів за розробленими моделями з точністю до $\pm 6\%$ співпадають з даними промислових експериментів на вітчизняному нафтопроводі.

5. На базі створених моделей та методів розрахунку розроблені рекомендації щодо зменшення негативного впливу нештатних ситуацій на ефективність та надійність експлуатації системи магістральних нафтопроводів "Дружба". Доведено, що вибір конкретних схем роботи насосів, коригування уставок максимальних тисків, створення зустрічної хвилі пониженого тиску з попередньої НПС дають змогу мінімізувати негативний вплив нештатних ситуацій на процес транспортування нафти, забезпечуючи безаварійну експлуатацію нафтопроводу. Економічний ефект від впровадження результатів досліджень та використання розробок складає 350 тис. грн. Авторський внесок в удосконалення технології експлуатації нафтопроводу Мозир-Броди з урахуванням нештатних ситуацій становить 70 тис. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Жуковский Н. Е. Полное собрание сочинений. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах [под ред. проф. А.П. Котельникова] / Н. Е. Жуковский. - М.: ОНТИ НКТП, 1937. - 146 с.
2. Allievi L. "Teoria generale del moto perturbato dell'acqua in tubi in pressione." Ann. Soc. Ing. Arch. Italiana / French translation by Allievi - 1904, Revue de me.canique.
3. Лурье М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М. В. Лурье. - М.: Нефть и газ, 2003. - 335 с.
4. Мостков М. А. Расчеты гидравлического удара / М. А. Мостков, В. А. Башкиров, А. А. Морозов. - М.: Госэнергоиздат, 1962 - 234 с.
5. 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.
6. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / И. А. Чарный. - Москва-Ленинград: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1951 - 223 с.
7. Семенякин В. С. Формирование ударной волны разрежения при порыве нефтепровода / В. С. Семенякин // Нефтяное хозяйство. - 1973. - № 11 - С. 96-99.
8. Станев В. С. Учет затухания гидроудара в магистральном трубопроводе / В. С. Станев, Ш. И. Рахматуллин // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 9 - С. 108-111.
9. Станев В. С. Оценка прочности участка магистрального трубопровода с учетом гидроудара / В. С. Станев, А. Г. Гумеров, Ш. И. Рахматуллин // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 5 - С. 124-127.
10. Інформаційна довідка "ПАТ Укртранснафта" <http://www.ukrtransnafta.com/ua/press/service>.

11. Диверсифікація поставок нафти до України: актуальність, проблеми, шляхи їх вирішення / [Аналітична доповідь Центру Разумкова] // Національна безпека і оборона. - Київ: Український центр економічних і політичних досліджень імені Олександра Разумкова. - 2009. - № 6 (110). - С. 26-37.

12. Адоевский А. В. Защита нефтепроводов от гидроударных явлений системами сглаживания волн давления / А. В. Адоевский, Н. С. Арбузов, Е. Л. Левченко, М.В. Лурье // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 9 - С. 119-121.

13. Полянская Л. В. Расчет неустановившегося движения жидкости в трубопроводе, оборудованном центробежными насосами / Полянская Л. В. // Нефтяное хозяйство. - 1965. - № 10 - С. 66-70.

14. Науменко О. М. Исследование неустановившегося движения жидкости на модели трубопровода при остановке промежуточной насосной станции / О. М. Науменко, М. Ф. Кравцов, В. А. Юфин // Нефтяное хозяйство. - 1976. - № 5 - С. 76-80.

15. Новоселов В. Ф. Учет инерции при расчете неустановившегося движения жидкости в трубопроводе / В. Ф. Новоселов, А. А. Кандауров // Нефтяное хозяйство. - 1971. - № 9 - С. 85-89.

16. Юфин В. А. Влияние инерционных свойств насосной станции при ее остановке на изменение давления в магистральном трубопроводе / В. А. Юфин, В. А. Горчаков, О. М. Науменко, А. М. Стаин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1975. - № 12. - С. 17-22.

17. Адоевский А. В. Теория для расчета нестационарных процессов в нефтепроводах, оборудованных ССВД / А. В. Адоевский // Изв. вузов. Нефть и газ. - 2010. - № 3 - С. 25-28.

18. Гусейн-Заде М. А. Методы расчета неустановившегося движения нефтепродуктов и нефтей в магистральных трубопроводах с промежуточными насосными станциями / М. А. Гусейн-Заде, В. А. Юфин. - М.: Недра, 1973 - 234 с.

19. Кадымов Я. Б. Метод расчета переходных процессов в магистраль-

ных трубопроводных системах при плавном регулировании режима работы насосной станции / Я. Б. Кадымов, В. А. Юфин, В. Г. Мусаев., Г. Г. Искандер // Изв. вузов, Нефть и газ. - 1984. - № 7 - С. 63-66.

20. Каплан А. Р. О скорости распространения волн в кольцевом трубопроводе / А. Р. Каплан // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1967. - № 5. - С. 78-80.

21. Лурье М. В. Моделирование и предварительная настройка систем сглаживания волн давления / М. В. Лурье, А. В. Адоёвский // Изв. вузов. Нефть и газ. - 2009. - № 6 - С. 86-89.

22. Науменко О. М. Исследование неустановившегося движения жидкости на модели трубопровода при остановке промежуточной насосной станции / О. М. Науменко, М. Ф. Кравцов, В. А. Юфин // Нефтяное хозяйство. - 1976. - № 5 - С. 65-70.

23. Полянская Л. В. Исследование нестационарных процессов при изменении режима работы с центробежными насосами: дисс. канд. техн. наук: 25.00.19 / Людмила Владимировна Полянская. - МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, М.: 1965. - 176 с.

24. Станев В. С. Исследование антикавитационной устойчивости гидравлической системы при гидроударе в трубопроводе / В. С. Станев, А. Г. Гумеров, Ш. И. Рахматуллин // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 5 - С. 45-48.

25. Фокс Д. А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах / Д. А. Фокс. - Пер. с англ. М.: Энергоиздат, 1981 - 248 с.

26. Штурмин А. Б. Исследование переходных процессов, возникающих при аварийных разрывах трубопроводов / А. Б. Штурмин // Нефтяное хозяйство. - 1973. - № 9 - С. 68-71.

27. Юфин В. А. Расчет изменения давления в магистральных нефтепроводах, оборудованных предохранительными клапанами / В. А. Юфин, Ю. В. Крылов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1975. - № 10. - С. 26-29.

28. Юфин В.А. Влияние инерционных свойств насосной станции при её остановке на изменение давления в магистральном трубопроводе /

В. А. Юфин, В. А. Горчаков, О. М. Науменко, А. М. Стаин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1975. - № 12. - С. 18-22.

29. Юфин В. А. Численный метод расчета переходных процессов в сложных системах магистральных нефтепроводов с учетом влияния устройств гашения ударных волн / В. А. Юфин, А. И. Мамедов, В. А. Аллахвердиев // Изв. вузов. Нефть и газ. - 1987. - № 6 - С. 51-54.

30. Коваленко В. Н. Исследование гидравлического удара в напорных водоводах: Автореф. дис. канд. техн. наук. Харьков, 1979. - 20 с.

31. Сурин А. А. Гидравлический удар в водопроводах и борьба с ним / А. А. Сурин. - М.: Трансжелдориздат, 1946 - 371 с.

32. Сурин А. А. Вопросы водоснабжения. Гидравлический удар в водопроводах / А. А. Сурин // Сб.тр. ЛИИЖТа. Л.: Транспорт, 1967. - Вып. 264. - 130 с.

33. А.с. N 1583695. СССР, МКИ5 F16 K47/02, F16 L55/02 Гаситель гидравлических ударов / В. С. Дикаревский, А. И. Алексеев, М. Ю. Юдин. - Заявлено 04.12.88; Оpubл. 07.08.90, Бюл. № 29. - 2 с.

34. Пат. 2047808, Россия, МКИ6 F16L55/045. Демпфер гидравлического удара. / А. Б. Голованчиков, А. В. Ильин, Д. Н. Постнов; Волгоградский политехнический институт. - Заявл. 07.07.92; Оpubл. 10.11.95.

35. Пат. 2059918, Россия, МКИ6 F16L55/05. Демпфер гидравлического удара / А. Б. Голованчиков, А. В. Ильин, А. А. Липатов, П. В. Калинин; Волгоградский политехнический институт. Заявл. 31.03.93; Оpubл. 10.05.96.

36. Пат. 41831, Россия, МКИ7 F16L55/045. Гаситель гидравлических ударов. / Дикаревский В. С., Твардовская Н. В.; Петербургский государственный университет путей сообщения. №2004120966/22; Заявл. 14.07.2004; Оpubл. 10.11.2004, Бюл. № 31. - 2 с.

37. Schnyder O. Uber Pruckstosse in Rohrleitungen // Wasserkraft und Wasserwirtschaft. - 1962. - v.27. - № 5,6 - p. 25-38.

38. Streeter V. L. Waiter hammer analysis // Journal of the Hydraulics divi-

sion proceeding of the American Society of civil engineers. - 1969. - v. 95. № 6. - p. 151-172.

39. Streeter V. L. Water-hammer analysis with nonlinear frictional resistance // Hydraulics and fluid mechanics Proceedings of the First Australasian conference held of the University of Western Australia. New York - 1964. - p. 432-451.

40. Streeter Victor and Chintu Lai. Water-hammer analysis including fluid friction // Journal of the Hydraulics division proceeding of the American Society of civil engineers. - 1962. - v. 88. - № 3. - p. 79-112.

41. Wood F. M. The application of Heaviside's Operational Calculus the Solution of Problem in Water Hammer // Journal of the Hydraulics division proceeding of the American Society of civil engineers. - 1937. - v. 59. - № 8. - p. 707-713.

42. Kephart J. T., Davis K. Pressure surges following water column separation // Trans. ASME., Jo. Of Basic Engineering. -1961. - Vol. 83, pp. 456-460.

43. Kruisbrink A. C. H. Modelling of safety and relief valves in water-hammer computer codes. Procs. 3rd. Intl. Conf. on Developments in Valves and Actuators for Fluid Control, Bournemouth, Spons. British Hydromechanics Research Association, Cranfield, Beds, 1990.

44. Kruisbrink A. C. H. Check Valve Closure Behavior, Experimental Investigation in Water Hammer Computer Programs". 2nd International Conference on Developments in Valves and Actuators for Fluid Control. Manchester, England, 1988.

45. Lescovich J. E. The control of water hammer by automatic valves // Jo. American Water Works Assn. pp. 832-844, 1967.

46. Martin C. S. In preparation. Fluid transients in conduits // John Wiley & Sons, New York. - 1951.

47. Parmakian J. Water-Hammer Analysis. Dover Publications // Inc., New York. - 1963.

48. Pickford J. Analysis of Surge. MacMillan. London, 1969.

49. Streeter V. L., Wylie E. B. Hydraulic transients caused by reciprocating pumps. ASME Paper No. 66-WA/FE-29, 1966.

50. Streeter V. L., Wylie E. B. Transient Analysis of Offshore Loading Systems. Jo. Of Eng. For Industry, Trans. ASME, vol. 97, ser. B. no. 1. pp. 259-265, Feb., 1975.

51. Streeter V. L. Valve Stroking to Control Waterhammer. Jo. Of Hyd. Div., Proc. ASCE, vol. 89. no. HY2, Paper3452, pp. 39-66, March, 1963.

52. Rich G. Waterhammer Analysis by the Laplace-Mellin Transformations // Trans. ASME, 1954. - pp. 1944-45.

53. Rich, G. Hydraulic Transients, 1st Edition // McGraw-Hill, New York, 1951. - Dover Reprint.

54. Parmakian, J. Water-Hammer Analysis // Prentice-Hall Englewood Cliffs, N.J. - 1955. - Dover Reprint.

55. Streeter, V. L., and Lai C., Waterhammer Analysis Including Fluid Friction // Trans. Am. Soc. Civ. Eng. 128. - 1963. - pp. 1491-1524.

56. Streeter, V. L. and Wylie, E. B. Hydraulic Transients// McGraw-Hill, New York. - 1967. - 143 p.

57. Strowger E. B. Relation of Relief-Valve and Turbine Characteristics in the Determination of Waterhammer. Transaction ASME. Vol. 59, Paper HYD-59-November, 1937, pp. 701-705.

58. Thorley A. R. D. Check valves behavior under transient flow conditions - a state of the art review. Jo. Fluids Engineering, Trans. ASME., Vol. III, pp. 178-183, 1989.

59. Thorley A. R. D., Enever K.J. Control and Suppression of Pressure Surges in Pipelines and Tunnels // Construction Industry Research and Information Association, London, 1979. - 215 p.

60. Thorley A. R. D. Fluid transients In pipeline systems: a guide to the control and suppression of fluid transients in liquids in closed conduits // Construction Industry Research and Information Association. - 1980. - 123 p.

61. Tullis J. P. Control of Flow in Closed Conduits. Colorado State Univ. Fort Collins, 1971. - 399 p.

62. Tullis J. P. Hydraulic of Pipelines: Pumps, Valves, Cavitation Transients // John Wiley & Sons, Inc. New York. -1971. - 287 p.

63. Watters G. Z. Modern analysis and control of unsteady flow in pipelines // Ann Arbor Science Publishers, Inc. Collingwood. - 1979. - 420 p.

64. Wood D. J. Calculation of waterhammer pressure due to valve closure // Jo. of Am. Water Works Assn., Vol. 60, No. 11, 1968. - pp. 1301-1307.

65. Wood D. J. Pressure surge attenuation utilizing an air chamber // Jo. Hydraulics Div., Am. Society of Civil Engrs., Vol. 96, 1970. - pp. 1143-1156.

66. Wood D. J., Jones S.E. Waterhammer charts for various types of valves // Procs. ASCE., Jo. Of Hydraulics Div., HY1, Vol. 99, 1973. - pp. 167-178.

67. Wood F. M. History of Water Hammer. Research Report No. 65, Department of Civil Engineering, Queens University, Kingston, Ontario, 1970. - pp. 12-25.

68. Wood F. M. The application of Heavisides Operational Calculus to the Solution of Problems in Waterhammer. Trans. ASME, vol. 59, Paper HYD-59 - pp. 707-713.

69. Bergeron L. Etudes des variations de regime dans les conduites d'eau // Rev. gen. Hydraulique, Nos. I and 2, 1935. - 321 p.

70. Camichel R., Eydoux D., Gariel S. Etude theorique et experimentel des coups de be ier, Toulouse, 1919. - 187 p.

71. Chaudhry M. H. Applied hydraulic transients // Litton Educational International Offices. London, Toronto, Melbourn. - 1970. - 165 p.

72. Cohn A. R., Nalley R. R. Using regulators for pressure relief // Jo. Of the Instrument Society of America, Vol. 9. - 1979. - pp. 123-132.

73. 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.

74. Трубопроводный транспорт нефти: [учеб. для вузов: В 2 т.] / [Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.]; под ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – Т. 1. – 407 с.

75. 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.

76. Вязунов Е. В. Приближенный метод построения зависимости давления всасывания от времени после отключения насосной станции / Е. В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1966. - № 2. - С. 14-16.

77. Вязунов Е. В. Определение крутизны фронта волн при типичных возмущениях на магистральных нефтепроводах / Е. В. Вязунов, Б. И. Голосовкер // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1968. - № 10. - С. 3-5.

78. Вязунов Е. В. Переходный процесс на насосной станции магистрального нефтепровода при отключении одного из работающих насосов / Е. В. Вязунов, Б. М. Прохоров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1972. - № 8. - С. 16-19.

79. Вязунов Е. В. Исследование переходных процессов в трубопроводе / Е. В. Вязунов, Б. И. Голосовкер, В. И. Голосовкер // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1970. - № 10. - С. 3-6.

80. Вязунов Е. В. Расчет быстропротекающих переходных процессов, возникающих после включения и отключения насосных агрегатов / Е. В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1974. - № 11. - С. 26-29.

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

82. Перевошиков С. И. Изменение подачи и давления перекачивающих станций при их отключении / С. И. Перевошиков // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1981. - № 12 - С. 2-4.

83. Роттэ А. Э. Исследование пуска насосного агрегата на открытую напорную задвижку с обратным клапаном / А. Э. Роттэ, В. Ф. Кокоринов,

Ф. М. Шериазданов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1970. - № 10. - С. 10-13.

84. Роттэ А. Э. Исследование процесса остановки центробежного насосного агрегата / А. Э. Роттэ, В. Ф. Кокоринов, Ф. М. Шериазданов, С. П. Лебедич // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1970. - № 11. - С. 5-10.

85. Роттэ А. Э. Влияние характеристик электропривода СТД 8000-2 на процесс автоматического ввода резервного насосного агрегата с подачей 12500 м³/ч при предварительно открытых задвижках / А. Э. Роттэ, В. Д. Черняев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1979. - № 8. - С. 10-12.

86. Мороз П. А. Экспериментальные исследования гидродинамических процессов на трубопроводе / П. А. Мороз, Н. Ф. Галицков, Б. М. Прохоров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: РНТС ВНИИОЭНГ. - 1964. - № 6. - С. 7-12.

87. Альтшуль А. Д. Гидравлика и аэродинамика (Основы механики жидкости): [учеб. для вузов] / А. Д. Альтшуль, П. Г. Киселев. - М.: Стройиздат, 1975. - 323 с.

88. Альтшуль А. Д. Гидравлические сопротивления: [2-е изд. перераб. и доп.] / А. Д. Альтшуль. - М.: Недра, 1982. - 224 с.

89. Аскер-Заде Б. А. Методы расчета переходных процессов в сложных магистральных трубопроводах: дисс. канд. техн. наук.: 05.15.07 / Аскер-Заде, Барат Абдул Халыг кызы - Баку, 1983. - 201 с.

90. Адоевский А. В. О возможном аварийном отключении перекачивающей станции при запуске и остановке насосного агрегата / А. В. Адоевский // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 10 - С. 50-54.

91. Адоевский А. В. Возможность аварийного отключения перекачивающей станции нефтепровода с самотечными участками / А. В. Адоевский // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 8 - С. 134-135.

92. Лурье М. В. Об опасном источнике волн гидравлического удара в

рельефных нефте- и нефтепродуктопроводах / М. В. Лурье, Л. В. Полянская // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 8 - С. 66-68.

93. 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.

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

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

96. Середюк М. Д. Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах / М. Д. Середюк, Н. В. Люта // Нафтова і газова промисловість. - 2000.- № 3 (8). - С. 103-108.

97. Мамедов А. И. Численный метод расчета движения жидкости в магистральном трубопроводе / А. И. Мамедов // Известия вузов. “Нефть и газ”. – 1984. – № 4. – С. 59-62.

98. Donald W. A tutorial on pipe flow equations / W. Donald, J. Schroeder. – Pennsylvania, 2001. – P. 21-43.

99. Zagarola M. V. Mean flow scalling of turbulent pipe flow / Zagarola M. V. // Journal of Princeton University – 1996. - № 51 (2) – P. 17-34.

100. Haaland S. E. Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe-flow / Haaland S. E. – Singapore: ASCE, 2008. – 62 p.

101. Colebrook C. F. Turbulent flow in pipes, with particular reference to the transitional region between smooth and rough wall laws/ C. F. Colebrook // J. Inst. Civil Eng. – 1939. – № 11. – P. 133–156.

102. 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.

103. Григорський С. Я. Дослідження впливу зупинок 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.

104. 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.

105. Григорський С. Я. Дослідження закономірностей перехідних процесів в діючих нафтопроводах, спричинених зупинками насосних агрегатів / С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика - 2013”. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. - С. 482-486.

106. Середюк М. Д. Исследования влияния остановок насосных агрегатов на эксплуатационную надежность нефтепроводов / М. Д. Середюк, С. Я. Григорский // Материалы VIII Международной научно-технической конференции “Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”. - Новополюцк: УО “Полоц. гос. ун-т”, 2014. - С. 58-60.

107. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров (определения, теоремы, формулы) / Г. Корн, Т. Корн; пер. с англ. И. Г. Араманович. – М.: Наука, 1973. – 832 с.

108. Середюк М. Д. Закономерности изменения давления в нефтепроводах при остановках насосных агрегатов / М. Д. Середюк, С. Я. Григорский // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 2 - С. 100-104.

109. Григорский С. Я. Математическое моделирование коэффициента затухания волн повышенного давления, вызванных остановками насосных агрегатов / С. Я. Григорский, М. Д. Середюк // Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт – 2013”. - Уфа: Уфимский государственный технический университет, 2013. - С. 47-49.

110. Григорський С. Я Визначення положення та ступеня заповнення самопливних ділянок магістральних трубопроводів / С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2012. - № 4 (45). - С. 198-209.

111. Григорский С. Я. Определение положения и степени заполнения самотечных участков магистральных трубопроводов / С. Я. Григорский, М. Д. Середюк // Материалы VII Международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт – 2011”. - Уфа: Уфимский государственный технический университет, 2011. - С. 100-102.

112. Григорський С. Я. Порівняльний аналіз методик розрахунку ступеня заповнення самопливних ділянок магістральних трубопроводів // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів “Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2012”. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. - С. 67-69.

113. Григорский С. Я. Сравнение методик расчета степени заполнения самотечных участков магистральных трубопроводов / С. Я. Григорский, М. Д. Середюк // Материалы VIII Международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт – 2012”. - Уфа: Уфимский государственный технический университет, 2012. - С. 344-346.

114. Середюк М. Д. Дослідження залежності ступеня заповнення самопливних ділянок від витрати і режиму руху нафти в трубопроводі // М. Д. Середюк, С. Я. Григорський // Нафтогазова енергетика: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2014. - № 2 (22). - С. 98-104.

115. Середюк М. Д. Методика оперативного контролю балансу транспортованої рідини в рельєфному магістральному трубопроводі / М. Д. Середюк, С. Я. Григорський // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи” присвячена 70-річчю газонафтопромислового факультету. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. - С. 241-243.

116. 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.

117. Григорський С. Я. Методика розрахунку гідродинамічних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів магістрального нафтопроводу // С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2014. - № 4 (53). - С. 65-71.

118. Григорський С. Я. Методи зменшення негативного впливу перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, на режими експлуатації нафтопроводу // С. Я. Григорський / Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2014. - № 2 (37) - С. 128-139.

119. Григорський С. Я. Визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок // С. Я. Григорський, М. Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2014. - № 3 (52) - С. 116-127.

ДОДАТОК А

Акт впровадження у виробництво результатів дисертаційної роботи
“Удосконалення технології експлуатації нафтопроводів
з урахуванням нештатних ситуацій”

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

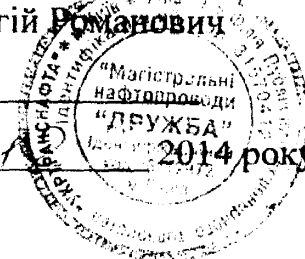
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ
проф. Карпаш Олег Михайлович

“ 25 ” 12 2014 року

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Головний інженер філії
“Магістральні нафтопроводи “Дружба”
Яновський Сергій Романович

“ 25 ”



АКТ

впровадження у виробництво результатів дисертаційної роботи

Григорського Станіслава Ярославовича

**“УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВІДІВ
З УРАХУВАННЯМ НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ”**

Ми, які підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Григорського Станіслава Ярославовича “Удосконалення технології експлуатації нафтопроводів з урахуванням нештатних ситуацій” передані для використання в ПАТ “Укртранснафта” філія “Магістральні нафтопроводи “Дружба”.

Розробки включають:

- результати теоретичних досліджень перехідних гідродинамічних процесів у нафтопроводі, спричинених зупинками насосних агрегатів;
- результати експериментальних досліджень гідродинамічних перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів на магістральному нафтопроводі Мозир-Броди;
- регресійні моделі для швидкості поширення та амплітуди хвиль підвищеного тиску залежно від кількості зупинених насосів, режиму перекачування та відстані від місця збурення;
- методику розрахунку гідродинамічних процесів у нафтопроводі за зміни кількості працюючих насосних агрегатів на насосних станціях;
- рекомендації щодо зменшення негативних наслідків перехідних процесів, спричинених зупинками насосних агрегатів, на режим експлуатації нафтопроводу “Дружба” на ділянці Мозир-Броди;
- методику знаходження положення та ступеня заповнення нафтою самопливних ділянок магістральних нафтопроводів;
- методику визначення пропускну здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок.

Основні результати дисертаційної роботи відображено в науково-дослідній роботі “Дослідження необхідності систем згладжування хвиль тиску на НПС

“Ілєнцівка”, НПС “Чижівка”, НПС “Новини” магістрального нафтопроводу “Мозир-Броди” на замовлення філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ПАТ “Укртранснафта”.


Дослідження проводились протягом 2013 року силами наукових співробітників ІФНТУНГ та за безпосередньої участі фахівців товаро-транспортного відділу та відділу головного механіка філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба”.

За рахунок ефективного використання інвестиційних коштів на модернізацію та підтримання надійної роботи системи нафтопроводів філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” та економії поточних експлуатаційних витрат річний економічний ефект від впровадження результатів досліджень та використання розробок складає 350 тис. грн. Авторський внесок в удосконалення технології експлуатації магістрального нафтопроводу “Мозир-Броди” з урахуванням нештатних ситуацій складає 70 тис. грн.

За погодженням із замовником та враховуючи специфіку виконання робіт, розрахунок економічного ефекту не додається і з ним можна ознайомитись у встановленому порядку.

Від ІФНТУНГ

**Завідувач кафедри транспорту
і зберігання нафти і газу ІФНТУНГ
д.т.н., проф.**

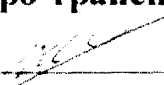

Сердюк М.Д.

Дисертант


Григорський С.Я.

Від філії “Магістральні нафтопроводи
“Дружба” ПАТ “Укртранснафта”

**Начальник служби
головного технолога
товаро-транспортного відділу**


Кравець Ю.О.

Головний механік


Басараб Р.М.

ДОДАТОК Б

Характеристика програми RozSd для розрахунку пропускної здатності
рельєфного магістрального нафтопроводу з урахуванням гідравлічного опору
ділянок з безнапірним рухом рідини

Таблиця 1 - Вихідні дані для розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу		Таблиця 2 - Вихідні дані для розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу				Таблиця 3 - Результати розрахунку тисків і напорів		
Параметр	Значення параметра	Номер ділянки i	Внутрішній діаметр i-тої ділянки D(i), м	Довжина i-тої ділянки L(i), км	Геодезична позначка початку i-тої ділянки z(i), м	Номер точки i	Тиск в точці p, МПа	Напір в точці h, м
Перше наближення продуктивності нафтопроводу Q, м ³ /год	800							
Розрахункова густина нафти ρ, кг/м ³	870,0							
Розрахункова кінематична в'язкість нафти ν·10 ⁶ , м ² /с	25,0							
Уставка тиску САР P _{зад} , МПа	3,70							
Тиск нафти у кінці нафтопроводу p _к , МПа	0,20							
Тиск насичених парів нафти при розрахунковій температурі p _{ст} , МПа	0,03							
Фактичний атмосферний тиск h _{ат} , мм рт. ст.	720	1	0,702	3,6	629	1	3,30	387
Абсолютна еквівалентна шерстість внутрішньої поверхні труб k _в , мм	0,2	2	0,702	6,8	743	2	2,31	271
Коефіцієнт математичної моделі НПС A _{НПС} , м	392	3	0,702	3,7	765	3	2,08	244
Коефіцієнт математичної моделі НПС B _{НПС} , с ² /м ⁵	91	4	0,702	2,7	1014	4	-0,07	-8
Кількість ділянок нафтопроводу n	26	5	0,702	3,1	844	5	0,04	5
Геодезична позначка кінця трубопроводу z _к , м	105	6	0,702	1,9	793	6	0,46	54
Крок розрахунку пропускної здатності ΔQ, м ³ /год	1,0	7	0,702	2,4	853	7	-0,07	-8
Точність розрахунку коефіцієнта гравітаційного опору Δλ	1,00E-05	8	0,702	7,2	590	8	0,93	109
Точність розрахунку передічного числа Рейнольдса ΔRe	1,0	9	0,702	6,7	460	9	2,00	234
Точність розрахунку напору Δh, м	1	10	0,702	4,9	370	10	2,73	319
Точність розрахунку довжини ΔL, км	1,00E-03	11	0,702	3,7	491	11	1,66	195
Точність розрахунку центрального кута Δφ, рад	1,00E-03	12	0,702	2,3	691	12	-0,07	-8
Точність розрахунку витрати нафти ΔQ _в , м ³ /год	0,5	13	0,702	1,5	360	13	1,97	231
		14	0,702	4,7	598	14	-0,07	-8
		15	0,702	3,0	277	15	1,60	188
Таблиця 5 - Результати розрахунку								
Пропускна здатність без врахування самопливних ділянок Q ₀ , м ³ /год	2880	16	0,702	4,9	392	16	0,60	71
Напір НПС H _{НПС} , м	334	17	0,702	7,6	237	17	1,90	222
Напір на початку лінійної ділянки H _л , м	334	18	0,702	5,8	309	18	1,24	145
Загальні втрати напору H _{вт1} , м	333	19	0,702	2,5	277	19	1,48	173
Номер самопливної ділянки (де є переважна точка)	4	20	0,702	4,1	391	20	0,49	57
Пропускна здатність з врахуванням самопливних ділянок Q _с , м ³ /год	817	21	0,702	1,1	213	21	1,98	232
Напір НПС H _{НПС} , м	387	22	0,702	3,3	190	22	2,17	255
Напір на початку лінійної ділянки H _л , м	387	23	0,702	4,3	450	23	-0,07	-8
Втрати напору до переважної точки H _{вт2} , м	387	24	0,702	15,7	128	24	0,25	29
Напір рушійний H _{руш} , м	909	25	0,702	11,4	138	25	0,07	8
Втрати напору після переважної точки H _{вт3} , м	115	26	0,702	13,4	105	26	0,28	33
		27				27	0,20	23

Рисунок Б.1 - Вікно вводу даних програми RozSd для розрахунку пропускної здатності нафтопроводу з пересіченим профілем траси

Таблиця 3 - Результати розрахунку тисків і напорів			Таблиця 4 - Результати розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу												
Номер точки і	Тиск в точці p, МПа	Напір в точці h, м	CalculationN	Номер самопливної ділянки і	Номер ділянки нафтопроводу, на якій знаходиться самопливна ділянка j	Координата початку самопливної ділянки x _в , км	Координата кінця самопливної ділянки x _к , км	Геодезична позначка початку самопливної ділянки z _в , м	Геодезична позначка кінця самопливної ділянки z _к , м	Довжина самопливної ділянки L _д , км	Центральний кут φ, град	Площа заповненого перерізу S _з , м ²	Ступінь заповнення нафтою перерізу трубопроводу σ (метод послідовних наближень), %	Швидкість руху нафти на самопливній ділянці (метод послідовних наближень) v, м/с	Об'єм нафти на самопливній ділянці (метод послідовних наближень) V _{наф} , тис. м ³
1	3,30	387		1	4	14,10	16,60	1014,0	856,6	2,50	103,7	0,0517	13,350	3,490	129,16
2	2,31	271		2	7	21,80	23,13	853,0	707,4	1,33	95,8	0,0417	10,760	4,251	55,36
3	2,08	244		3	12	46,70	47,33	691,0	600,2	0,63	92,1	0,0375	9,690	4,684	23,67
4	-0,07	-8		4	14	50,50	52,31	598,0	474,5	1,81	102,5	0,0501	12,940	3,592	90,54
5	0,04	5		5	23	87,50	91,31	450,0	164,7	3,81	101,1	0,0483	12,480	3,712	184,01
6	0,46	54								10,08					482,8
7	-0,07	-8													
8	0,93	109													
9	2,00	234													
10	2,73	319													
11	1,66	195													
12	-0,07	-8													
13	1,97	231													
14	-0,07	-8													
15	1,60	188													
16	0,60	71													
17	1,90	222													
18	1,24	145													
19	1,48	173													
20	0,49	57													
21	1,98	232													
22	2,17	255													
23	-0,07	-8													
24	0,25	29													
25	0,07	8													
26	0,28	33													
27	0,20	23													

Рисунок Б.2 - Вікно результатів розрахунку за програмою RozSd напорів та тисків на кожній ділянці нафтопроводу та параметрів роботи самопливних ділянок

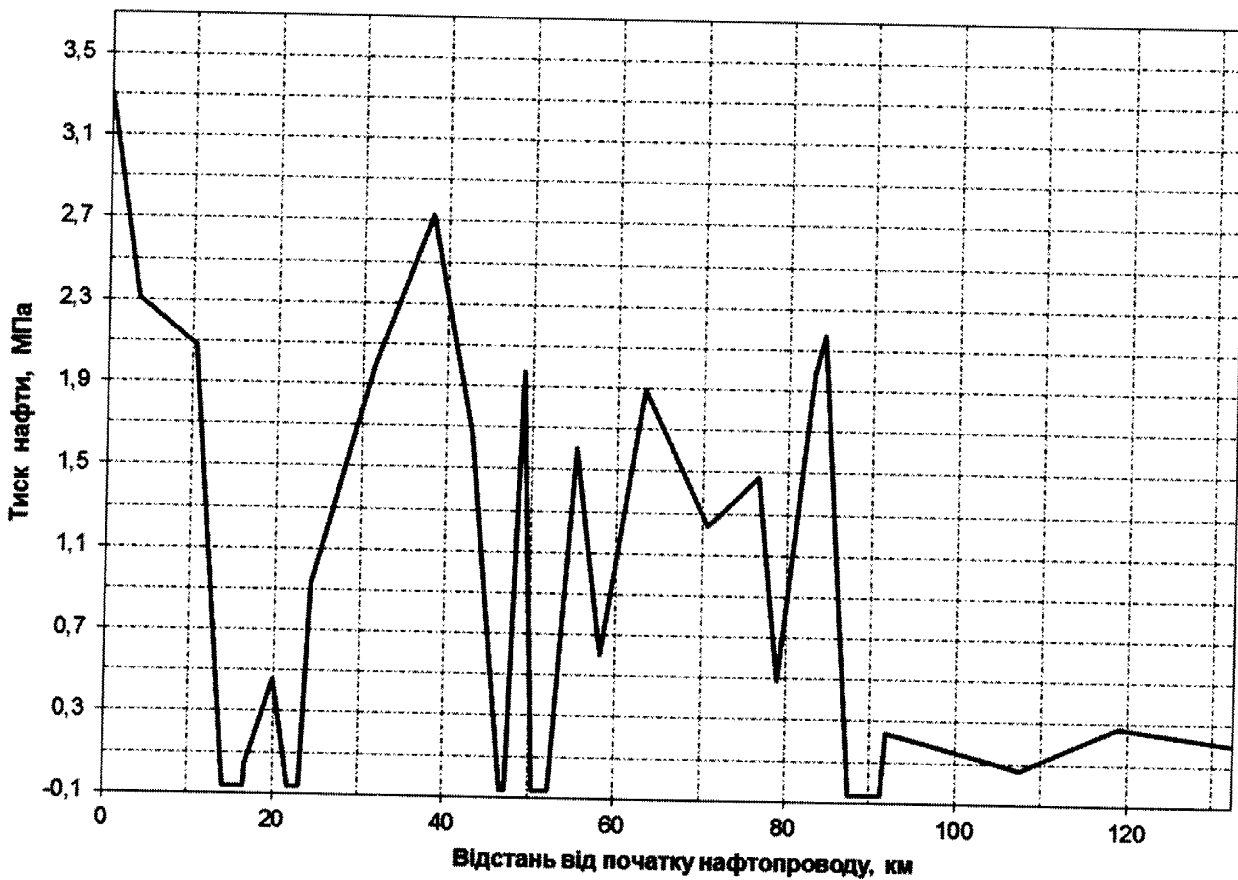
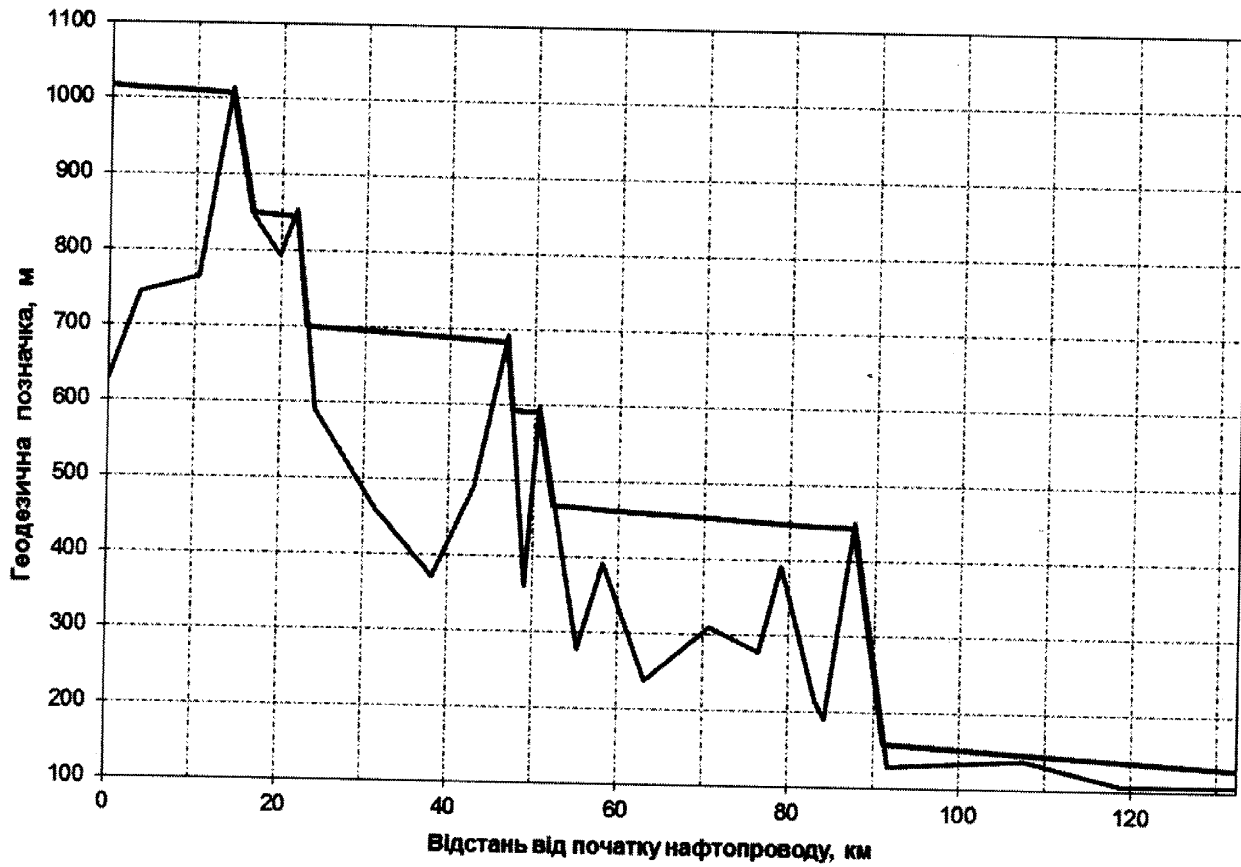


Рисунок Б.3 - Графічні результати розрахунку за програмою RozSd

Текст програми RozSd

```
Sub Button_1()
'qw = 1
Dim D(100), L(100), x(101), z(101), w(100), Re(100), Rep(100), kee(100),
kes(100), Vsm1(100)
Dim la0(100), la1(100), la2(100), la(100), Rep0(100), ip(100), it(100), h(100),
zs1(100), zs2(100), Vsm2(100)
Dim ga(100), ga1(100), ga2(100), sr(100), Ls(100), Ls1(100), ns(100), xs1(100),
xs2(100), fi(100), Qs(100)
Dim ss(100), Rgs(100), Res(100), las(100), las0(100), las1(100), las2(100),
ws(100), Csh(100), srs(100), wsl(100)
Dim Vid(100), Gp(100), Nap(100), Pnad(100)
Q = Worksheets(1).Cells(3, 2):ro = Worksheets(1).Cells(4, 2)
nu = Worksheets(1).Cells(5, 2) * 10 ^ -6
pdop = Worksheets(1).Cells(6, 2):pk = Worksheets(1).Cells(7, 2)
pst = Worksheets(1).Cells(8, 2):hb = Worksheets(1).Cells(9, 2)
ke = Worksheets(1).Cells(10, 2) * 10 ^ -3
Anps = Worksheets(1).Cells(11, 2):
Bnps = Worksheets(1).Cells(12, 2):n = Worksheets(1).Cells(13, 2)
z(n + 1) = Worksheets(1).Cells(14, 2)
dQ = Worksheets(1).Cells(15, 2)
dla = Worksheets(1).Cells(16, 2):dRe = Worksheets(1).Cells(17, 2)
dh = Worksheets(1).Cells(18, 2):dL = Worksheets(1).Cells(19, 2)
dfi = Worksheets(1).Cells(20, 2):dQs = Worksheets(1).Cells(21, 2)
g = 9.81: Pi = 3.14159
'For yt = 1 To 31
't = yt - 1
'psi = 1.825 - 0.001315 * ro20: 'ro = ro20 - psi * (t - 20)
'nu = 39.5 * 10 ^ -6 * Exp(-4.086 * 10 ^ -2 * t)
'GoTo perexid
'1234:
'Next yt
'perexid:
ha = hb * (101325 / 760) / (ro * g)
hk = (pk * 10 ^ 6) / (ro * g)
hst = (pst * 10 ^ 6) / (ro * g)
hdop = (pdop * 10 ^ 6) / (ro * g)
hst = hst - ha: x(1) = 0: sx = 0: y = 0
vsym1 = 0: vsym2 = 0: lsym = 0
h(1) = hk
zmax = 0: Lp = 0
Vid(1) = 0
For i = 1 To n
Worksheets(1).Cells(8 + i, 4) = i
D(i) = Worksheets(1).Cells(8 + i, 5)
L(i) = Worksheets(1).Cells(8 + i, 6)
z(i) = Worksheets(1).Cells(8 + i, 7)
If z(i) > zmax Then zmax = z(i)
sx = sx + L(i)
Vid(i + 1) = sx
x(i + 1) = sx
Next i
For i = 1 To n
Rep0(i) = 4000
1:
Rep(i) = 8.15 * D(i) / ke / Sqr(0.0032 + 0.221 * Rep0(i) ^ -0.237)
If Abs(Rep(i) - Rep0(i)) > dRe Then GoTo 2 Else GoTo 3
2:
Rep0(i) = Rep(i)
GoTo 1
3:
Next i
```

```

For i = 1 To n
If z(i) = zmax Then Lp = x(i): nsd = i - 1
Next i
Roz1:
Q0 = Q / 3600: Hnps = Anps - Bnps * Q0 ^ 2
If Hnps > hdop Then Hp = hdop Else Hp = Hnps
vtr = 0
For i = 1 To n
w(i) = 4 * (Q / 3600) / (Pi * D(i) ^ 2)
Re(i) = w(i) * D(i) / nu
la0(i) = 0.3164 / Re(i) ^ 0.25
If Re(i) > Rep(i) Then kee(i) = ke Else kee(i) = ke * (Re(i) - 4000) / (Rep(i) - 4000)
la1(i) = la0(i)
40:
la2(i) = (-2 * Log(2.51 / Re(i) / Sqr(la1(i)) + kee(i) / 3.7 / D(i)) / Log(10)) ^ -2
If Abs(la2(i) - la1(i)) > dla Then GoTo 50 Else GoTo 60
50:
la1(i) = la2(i)
GoTo 40
60:
If la0(i) >= la2(i) Then la(i) = la0(i) Else la(i) = la2(i)
ip(i) = la(i) / D(i) * w(i) ^ 2 / 2 / g
vtr = vtr + 1.02 * ip(i) * L(i) * 10 ^ 3
Next i
Hzag = vtr + (z(n + 1) - z(1))
If Abs(Hp - Hzag) > dh Or Hp < Hzag Then GoTo Roz2 Else GoTo Roz3
Roz2:
If Hp > Hzag Then Q = Q + dQ: GoTo Roz1
If Hp < Hzag Then Q = Q - dQ: GoTo Roz1
Roz3:
Worksheets(1).Range("B24") = Q: Worksheets(1).Range("B25") = Hnps
Worksheets(1).Range("B26") = Hp: Worksheets(1).Range("B27") = Hzag
vtr = 0
For i = 1 To nsd
w(i) = 4 * (Q / 3600) / (Pi * D(i) ^ 2): Re(i) = w(i) * D(i) / nu
la0(i) = 0.3164 / Re(i) ^ 0.25
If Re(i) > Rep(i) Then kee(i) = ke Else kee(i) = ke * (Re(i) - 4000) / (Rep(i) - 4000)
la1(i) = la0(i)
41:
la2(i) = (-2 * Log(2.51 / Re(i) / Sqr(la1(i)) + kee(i) / 3.7 / D(i)) / Log(10)) ^ -2
If Abs(la2(i) - la1(i)) > dla Then GoTo 51 Else GoTo 61
51:
la1(i) = la2(i)
GoTo 41
61:
If la0(i) >= la2(i) Then la(i) = la0(i) Else la(i) = la2(i)
ip(i) = la(i) / D(i) * w(i) ^ 2 / 2 / g
vtr = vtr + 1.02 * ip(i) * L(i) * 10 ^ 3
Next i
Hzag1 = vtr + (zmax - z(1)) + hst
hper = Hp - Hzag1
If hper < 0 Then GoTo Samdil Else GoTo Napdil
Samdil:
Q0 = Q / 3600
Hnps = Anps - Bnps * Q0 ^ 2
If Hnps > hdop Then Hp = hdop Else Hp = Hnps
vtr = 0
For i = 1 To nsd
w(i) = 4 * (Q / 3600) / (Pi * D(i) ^ 2)
Re(i) = w(i) * D(i) / nu

```

```

la0(i) = 0.3164 / Re(i) ^ 0.25
If Re(i) > Rep(i) Then kee(i) = ke Else kee(i) = ke * (Re(i) - 4000) / (Rep(i) - 4000)
la1(i) = la0(i)
42:
la2(i) = (-2 * Log(2.51 / Re(i) / Sqr(la1(i)) + kee(i) / 3.7 / D(i)) / Log(10)) ^ -2
If Abs(la2(i) - la1(i)) > dla Then GoTo 52 Else GoTo 62
52:
la1(i) = la2(i)
GoTo 42
62:
If la0(i) >= la2(i) Then la(i) = la0(i) Else la(i) = la2(i)
ip(i) = la(i) / D(i) * w(i) ^ 2 / 2 / g
vtr = vtr + 1.02 * ip(i) * L(i) * 10 ^ 3
Next i
Hzags = vtr + (zmax - z(1)) + hst
If Abs(Hp - Hzags) > dh Or Hp < Hzags Then GoTo nab1 Else GoTo nab2
nab1:
If Hp > Hzags Then Q = Q + dQ: GoTo Samdil
If Hp < Hzags Then Q = Q - dQ: GoTo Samdil
nab2:
Napdil:
vtr = 0
For i = 1 To n
w(i) = 4 * (Q / 3600) / (Pi * D(i) ^ 2)
Re(i) = w(i) * D(i) / nu
la0(i) = 0.3164 / Re(i) ^ 0.25
If Re(i) > Rep(i) Then kee(i) = ke Else kee(i) = ke * (Re(i) - 4000) / (Rep(i) - 4000)
la1(i) = la0(i)
4:
la2(i) = (-2 * Log(2.51 / Re(i) / Sqr(la1(i)) + kee(i) / 3.7 / D(i)) / Log(10)) ^ -2
If Abs(la2(i) - la1(i)) > dla Then GoTo 5 Else GoTo 6
5:
la1(i) = la2(i): GoTo 4
6:
If la0(i) >= la2(i) Then la(i) = la0(i) Else la(i) = la2(i)
ip(i) = la(i) / D(i) * w(i) ^ 2 / 2 / g
vtr = vtr + 1.02 * ip(i) * L(i) * 10 ^ 3
it(i) = (z(i + 1) - z(i)) / (x(i + 1) - x(i)) / 10 ^ 3
Next i
For i = 1 To n
j = n + 1 - i
h(i + 1) = h(i) + (ip(j) + it(j)) * L(j) * 10 ^ 3
If h(i + 1) < hst Then GoTo 7
h1 = 0: GoTo 8
7:
y = y + 1: ns(y) = n + 1 - i
'Визначення ступеня заповнення перерізу трубопроводу нафтою за емпіричними формулами'
ga(y) = ip(j) / Abs(it(j))
ga1(y) = 4.87 * la(j): ga2(y) = 32.32 * la(j)
If ga(y) >= 1 Then GoTo 8
If ga(y) >= ga2(y) Then sr(y) = 1 - 2.98 * 10 ^ -2 * Sqr(2 / la(j)) * (1 - Sqr(ga(y)))
If ga(y) >= ga1(y) And ga(y) < ga2(y) Then sr(y) = 9.39 * 10 ^ -2 * Sqr(2 * ga(y) / la(j)) + 0.113
If ga(y) < ga1(y) Then sr(y) = 0.1825 * (2 * ga(y) / la(j)) ^ 0.356
Ls1(y) = L(j)
'Ls1(y) = 9.54
11:
'Ls1(y) = 1

```

```

h1 = h(i) + (ip(j) + it(j)) * Ls1(y) * 10 ^ 3
If h1 <= hst Then GoTo 9
If h1 - hst < dh Then GoTo 10
9:
If Ls1(y) = 0 Then h1 = hst
If Ls1(y) = 0 Then GoTo 10
Ls1(y) = Ls1(y) - dL
GoTo 11
10:
Ls(y) = L(j) - Ls1(y)
lsym = lsym + Round(Ls(y), 3)
xs1(y) = x(j): xs2(y) = x(j) + Ls(y)
zs1(y) = z(j): zs2(y) = z(j) + it(j) * Ls(y) * 10 ^ 3
Vsm1(y) = sr(y) * Pi * D(i) ^ 2 / 4 * Ls(y) * 10 ^ 3
vsym1 = vsym1 + Round(Vsm1(y), 0)
'Визначення ступеня заповнення перерізу трубопроводу нафтою методом послідовних
наближень'
fi(y) = 2 * Pi
'fi(y) = 3.5866
s1:
ss(y) = D(j) ^ 2 / 8 * (fi(y) - Sin(fi(y)))
Rgs(y) = D(j) / 4 * (1 - Sin(fi(y)) / fi(y))
ws(y) = (Q / 3600) / ss(y)
Res(y) = 4 * Rgs(y) * ws(y) / nu
las0(y) = 0.3164 / Res(y) ^ 0.25
las1(y) = las0(y)
If Res(y) > Rep(j) Then kes(y) = ke Else kes(y) = ke * (Res(y) - 4000) / (Rep(j)
- 4000)
s2:
las2(y) = (-2 * Log(2.51 / Res(y) / Sqr(las1(y)) + kes(y) / 3.7 / (4 * Rgs(y)))
/ Log(10)) ^ -2
If Abs(las2(y) - las1(y)) > dla Then GoTo s3 Else GoTo s4
s3:
las1(y) = las2(y)
GoTo s2
s4:
If las0(y) >= las2(y) Then las(y) = las0(y) Else las(y) = las2(y)
Csh(y) = Sqr(8 * g / las(y))
Qs(y) = ss(y) * Csh(y) * Sqr(Rgs(y) * (zs1(y) - zs2(y)) / Ls(y) / 10 ^ 3) * 3600
If Qs(y) - Q > dQs Then GoTo s5 Else GoTo s6
s5:
fi(y) = fi(y) - dfi
GoTo s1
s6:
srs(y) = (fi(y) - Sin(fi(y))) / 2 / Pi
ws1(y) = w(j) / srs(y)
Vsm2(y) = ss(y) * Ls(y) * 10 ^ 3
vsym2 = vsym2 + Round(Vsm2(y), 1)
8:
If h1 <> 0 Then h(i + 1) = hst
Next i
vz = 0
For i = 1 To y
vz = vz + zs1(y) - zs2(y)
Next i
vzag = 0
For i = nsd + 1 To n
vzag1 = 0
For j = 1 To y
If ns(j) = i Then vzag1 = 1.02 * ip(i) * (L(i) - Ls(j)) * 10 ^ 3
Next j
If vzag1 <> 0 Then vzag2 = 0 Else vzag2 = 1.02 * ip(i) * L(i) * 10 ^ 3
vzag = vzag + vzag1 + vzag2
Next i

```

```

vzag = vz + vzag + hk - hst
vzag = 0
For i = nsd + 1 To n
vzag1 = 1.02 * ip(i) * L(i) * 10 ^ 3
vzag = vzag + vzag1
Next i
vzag = vzag + hk - hst
For i = 1 To n + 1
j = n + 2 - i
Worksheets(1).Cells(8 + i, 9) = i
Worksheets(1).Cells(8 + i, 10) = Round(ro * g * h(j) / 10 ^ 6, 3)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 11) = Round(h(j), 1)
Next i
If y = 0 Then GoTo 12 Else GoTo 13
12:
Worksheets(1).Cells(9, 19) = "Самопливні ділянки при даних технологічних параметрах відсутні!!!"
13:
k = y
For i = 1 To k
Worksheets(1).Cells(8 + i, 13) = i
Worksheets(1).Cells(8 + i, 14) = ns(k + 1 - i)
If i = 1 Then Worksheets(1).Range("B28") = ns(k + 1 - i)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 15) = Round(xs1(k + 1 - i), 2)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 16) = Round(xs2(k + 1 - i), 2)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 17) = Round(zs1(k + 1 - i), 1)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 18) = Round(zs2(k + 1 - i), 1)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 19) = Round(Ls(k + 1 - i), 3)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 20) = Round(fi(k + 1 - i) * 180 / Pi, 2)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 21) = Round(ss(k + 1 - i), 4)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 22) = Round(srs(k + 1 - i) * 100, 2)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 23) = Round(w(ns(k + 1 - i)) / sr(k + 1 - i), 3)
Worksheets(1).Cells(8 + i, 24) = Round(Vsm2(k + 1 - i), 4)
'Worksheets(1).Cells(8 + i, 20) = Round(sr(k + 1 - i) * 100, 1)
'Worksheets(1).Cells(8 + i, 21) = Round(srs(k + 1 - i) * 100, 1)
'Worksheets(1).Cells(8 + i, 22) = Round(w(ns(k + 1 - i)) / sr(k + 1 - i), 3)
'Worksheets(1).Cells(8 + i, 23) = Round(ws1(k + 1 - i), 3)
'Worksheets(1).Cells(8 + i, 24) = Round(Vsm1(k + 1 - i), 2)
'Worksheets(1).Cells(8 + i, 25) = Round(Vsm2(k + 1 - i), 2)
Next i
Worksheets(1).Cells(9 + k, 19) = lsym
'Worksheets(1).Cells(9 + k, 24) = vsym1
Worksheets(1).Cells(9 + k, 24) = vsym2
Hrush = zmax - z(n + 1)
Worksheets(1).Range("B29") = Q:Worksheets(1).Range("B30") = Hnps
Worksheets(1).Range("B31") = Hp:Worksheets(1).Range("B32") = Hzags
Worksheets(1).Range("B33") = Hrush:Worksheets(1).Range("B34") = vzag
sx = 0
For i = 1 To n + 1
Gp(i) = z(i)
Nap(i) = Gp(i) + h(n + 2 - i)
Pnad(i) = ro * g * h(n + 2 - i) * 10 ^ -6
Next i
If y = 0 Then GoTo 123 Else GoTo 124
124:
i = n + 2
For j = 1 To y
Vid(i + j - 1) = xs2(y + 1 - j):Gp(i + j - 1) = zs2(y + 1 - j)
Nap(i + j - 1) = zs2(y + 1 - j) + hst:Pnad(i + j - 1) = hst * ro * g * 10 ^ -6
Next j
n1 = n + 1 + y
For i = 1 To n1 - 1
For j = i + 1 To n1
a1 = Vid(i): b1 = Vid(j)

```

```

c1 = Gp(i): d1 = Gp(j)
e1 = Nap(i): f1 = Nap(j)
g1 = Pnad(i): h1 = Pnad(j)
If Vid(i) >= Vid(j) Then Vid(i) = b1: Vid(j) = a1: Gp(i) = d1: Gp(j) = c1:
Nap(i) = f1: Nap(j) = e1: Pnad(i) = h1: Pnad(j) = g1
Next j
Next i
123:
n1 = n + 1 + y
For i = 1 To n1
Worksheets(2).Cells(i + 1, 1) = Vid(i):Worksheets(2).Cells(i + 1, 2) = Gp(i)
Worksheets(2).Cells(i + 1, 3) = Nap(i):Worksheets(2).Cells(i + 1, 4) = Pnad(i)
Next i
'dd = 2
'Worksheets(3).Cells(qw + dd, 1) = t:Worksheets(3).Cells(qw + dd, 2) = ro
'Worksheets(3).Cells(qw + dd, 3) = nu * 10 ^ 6
'Worksheets(3).Cells(qw + dd, 4) = Q:Worksheets(3).Cells(qw + dd, 5) = lsym
'Worksheets(3).Cells(qw + dd, 6) = vsym2
'If qw = 31 Then GoTo 12345
'If qw < 32 Then qw = qw + 1: GoTo 1234
'12345:
End Sub

```

