

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

На правах рукопису

ЯКИМІВ Микола Мирославович

УДК 622.691.4.004.67

**ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ  
ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ**

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Науковий керівник  
Грудз Володимир Ярославович  
доктор технічних наук, професор

м. Івано-Франківськ - 2015

## З М І С Т

	Стор.
<b>ВСТУП.....</b>	<b>4</b>
<b>РОЗДІЛ 1.....</b>	<b>9</b>
<b>АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОПРОВОДІВ.....</b>	<b>9</b>
<b>І ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ.....</b>	<b>9</b>
1.1 ТРАНСУКРАЇНСЬКА СИСТЕМА ГАЗОПРОВОДІВ ТА ЇЇ ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ .....	9
1.2 ГІДРАВЛІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ, ЯК ДІАГНОСТИЧНИЙ ПАРАМЕТР І МЕТОДИ ЇЇ ВИЗНАЧЕННЯ.....	17
1.3 ДИНАМІКА ЗМІНИ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОПРОВОДІВ І ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ .....	21
1.4 АНАЛІЗ ВЛАСТИВОСТЕЙ СКУПЧЕНЬ В ПОРОЖНИНІ ГАЗОПРОВОДУ .....	24
1.5 КОНКРЕТИЗАЦІЯ ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	29
<b>РОЗДІЛ 2.....</b>	<b>31</b>
<b>ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЕНЕРГОВИТРАТ В ПОТОЦІ ГАЗУ .....</b>	<b>31</b>
<b>НА ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВОДІВ .....</b>	<b>31</b>
<b>І СКЛАДНИХ СИСТЕМ.....</b>	<b>31</b>
2.1 ВПЛИВ ДИСИПАТИВНИХ ВТРАТ ЕНЕРГІЇ НА ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ .....	32
2.2 ГІДРАВЛІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ.....	38
2.3 ВПЛИВ ШЛЯХОВИХ ВІДБОРІВ НА ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ.....	44
2.4 ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 2 .....	54
<b>РОЗДІЛ 3.....</b>	<b>56</b>
<b>ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛУ ВІДКЛАДЕНЬ В ГАЗОПРОВОДІ .....</b>	<b>56</b>
3.1 АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕНЕСЕННЯ КРАПЕЛЬНОЇ ВОЛОГИ ПОТОКОМ ГАЗУ.....	57
3.2 АДАПТИВНА МОДЕЛЬ РОЗПОДІЛУ РІДИННИХ СКУПЧЕНЬ В ГАЗОПРОВОДІ .....	64
3.3 ПРОГНОЗ РОЗПОДІЛУ ВІДКЛАДЕНЬ В МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ НА ОСНОВІ АДАПТИВНОЇ МОДЕЛІ .....	69
3.4 ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 3 .....	76
<b>РОЗДІЛ 4.....</b>	<b>78</b>
<b>ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПІДХІД ДО ПИТАННЯ ПРО ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВОДІВ.....</b>	<b>78</b>
4.1 АНАЛІЗ ЕНЕРГОВИТРАТ В ПОТОЦІ ГАЗУ .....	79
4.2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ.....	85

	3
4.3 МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	92
4.4 ВИСНОВКИ ПО РОЗДЛУ 4 .....	105
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ.....</b>	<b>106</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>108</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>120</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Гідравлічна ефективність газотранспортних систем відображає процес «старіння» магістральних газопроводів з плином часу. Коефіцієнт гідравлічної ефективності загальноприйнято вважати діагностичною ознакою, яка ставиться у відповідність технічному стану лінійної частини газопроводу, і від його значення на певний момент часу приймається рішення про подальшу експлуатацію газотранспортного об'єкту чи переведення його в сферу обслуговування для проведення відновлювальних заходів. Отже, достовірність значення коефіцієнта гідравлічної ефективності визначає стратегію подальшої експлуатації системи транспортування газу. Неадекватне числове значення коефіцієнта гідравлічної ефективності може призвести до передчасного прийняття рішення про проведення профілактичної очистки газопроводу, що викличе неоправдані витрати, або до експлуатації газопроводу з перевитратою паливного газу. Підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності транс української газотранспортної системи всього на 1% призведе до збільшення річного обсягу транспортування газу понад 1 млрд. кубометрів. Важливу увагу слід також звернути на часовий тренд коефіцієнта гідравлічної ефективності. Різне падіння його числового значення свідчить про зміну технічного стану лінійної ділянки газопроводу, причину якого слід терміново встановити шляхом додаткового використання спеціальних методів діагностики з метою запобігання виникненню аварійних ситуацій. тому для сфери експлуатації магістральних газопроводів важливо бути впевненими в достовірності визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності як діагностичної ознаки.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на підвищення надійності експлуатації газотранспортного комплексу і окреслених Національною програмою «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009 – 2015 рр.».

**Мета і завдання дослідження.** Метою проведення досліджень процесів гідравлічної ефективності в газопроводах і газотранспортних системах є підвищення точності і вірогідності прогнозування гідравлічного стану газотранспортної системи з урахуванням всіх видів витрати енергії на транспортування газу.

Дана мета реалізується через розв'язання наступних задач досліджень:

- аналіз перенесення крапельної вологи потоком газу і її відкладення в порожнині газопроводу;
- дослідження гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем;
- дослідження впливу втрат внутрішньої енергії газового потоку на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності;
- розробка методики прогнозування коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів і газотранспортних систем з урахуванням всіх видів енерговитрат.

*Об'єктом дослідження є гідравлічна ефективність газопроводів складних газотранспортних систем ПАТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України».*

*Предметом дослідження є енергетичні характеристики процесу транспортування газу і їх вплив на гідравлічну ефективність.*

*Методи дослідження:* системний аналіз експлуатаційних параметрів ГТС, традиційні методи аналізу показників експлуатації лінійної частини газопроводів, методи побудови математичних моделей та їх реалізації, кореляційно-регресійний аналіз, факторний аналіз, методи програмування, виявлення впливу організаційно-технічних чинників на ефективність експлуатації.

**Положення, що захищаються.** Вплив дисипативних втрат енергії при транспортуванні газу на закономірності формування рідинних відкладень в газопроводі у взаємозв'язку з гідравлічною ефективністю.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає в тому, що вперше:

- на основі статистичного і регресійного аналізу і аналітичних досліджень показників експлуатації лінійної частини газотранспортних систем показано вплив дисипативних втрат енергії газового потоку на гідравлічну ефективність;

- запропоновано методи визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянок складних газотранспортних систем шляхом зміни технологічної схеми лінійної частини і показано вплив шляхових відборів газу на гідравлічну ефективність;

- на основі аналітичних досліджень процесу перенесення крапельної вологи потоком газу запропоновано методику визначення характеру розподілу високов'язких рідинних відкладень в порожнині газопроводу з адаптацією моделі до реальних умов, а також визначення об'єму відкладень і їх вплив на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності;

- отримано аналітичні залежності для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів з урахування дисипативних втрат енергії і на їх основі запропоновано корективи до методики визначення гідравлічної ефективності.

**Практичне значення отриманих результатів.** Встановлені закономірності розподілу високов'язких рідинних відкладень в газопроводі дозволяють встановити взаємозв'язок між об'ємом рідинних відкладень і коефіцієнтом гідравлічної ефективності, що дозволить раціонально планувати процес очистки газопроводу.

На основі досліджень дисипативних втрат енергії при русі газу в трубопроводі внесено корективи і доповнення в методику визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів і ділянок складних газотранспортних систем.

Запропоновані методи і розроблені алгоритми і програми розрахунку використовуються на практиці в УМГ «Прикарпаттрансгаз».

**Особистий внесок здобувача.** Проведений аналіз енерговитрат на транспортування газу складними газотранспортними системами великої пропускної здатності показав, що неврахування дисипативних втрат енергії призводить до суттєвої похибки у визначенні коефіцієнта гідравлічної ефективності [114,115,116,118].

Встановлено, що для складних ГТС при роботі на непроєктних режимах важливе значення на енерговитратність перекачування має розподіл газових потоків між нитками складної газотранспортної системи і наявність шляхових відборів газу [23,111].

Показано, що перенесення крапельної вологи газовим потоком призводить до формування розподілу високов'язких рідинних відкладень на початкових ділянках траси, запропоновано адаптивну модель для їх характеристики і визначення об'єму, встановлено взаємозв'язок з коефіцієнтом гідравлічної ефективності [22,114].

Удосконалено принцип і методику визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів з урахуванням всіх видів енерговитрат на транспортування газу [112,116].

Автор брав безпосередню участь в розробці і впровадженні у виробництво запропонованої методики [111,117].

**Апробація результатів дисертації.** Результати досліджень доповідались на:

- Сьомій Міжнародній науковій-технічній конференції і виставці «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання», м. Івано-Франківськ, 25-28 листопада 2014р.;

- Міжнародному семінарі «Рассохинские чтения», м. Ухта, Республіка Комі, РФ, 6-7 лютого 2014р.;

- XIII Міжнародній молодіжній науково-технічній конференції «Майбутнє технічної науки», 23 травня 2014р., м. Н.Новгород, РФ, де доклад дисертанта на тему «Методика визначення гідравлічної ефективності» був

відзначений Дипломом I Степені Нижегородським Державним Технічним Університетом ім. Р.Е. Алексеева.

**Публікації.** За темою дисертації опубліковано 8 друкованих праць та 1 в електронному виданні, із них 5 у фахових виданнях, три з яких одноосібні, одна – у виданні, що входить до наукометричних баз.

**Структура дисертації.** Дисертація складається з вступу, 4-х розділів, висновків та додатків, які викладені на 107 стор. машинописного тексту і містять 4 табл., 16 рис. Список використаних літературних джерел містить 127 найменувань.



# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОПРОВІДІВ І ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Проведено аналіз газотранспортної системи (ГТС) України, гідравлічної ефективності магістральних газопроводів (МГ), причин її зниження та методик прогнозування, огляд режимів роботи газопроводів, на основі чого вибрано основні напрямки досліджень.

### **1.1 Трансукраїнська система газопроводів та її основні характеристики**

Газотранспортна система (ГТС) України є однією з найпотужніших у світі за обсягом транспортування та збору газу (рисунок 1.1). Ця система є буфером між газовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України та споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. ГТС інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Її пропускна спроможність на вході складає 290 млрд м<sup>3</sup>, на виході – 180 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік (до країн Європи – 142 млрд. м<sup>3</sup>).

Основна функція ГТС – надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів України та безперебійна поставка транзитного природного газу через нашу територію європейським споживачам газу.

Виходячи з цього на систему покладено наступні функції:

- транспортування та збір газу із місцевих родовищ нафти та природного газу споживачам України;
- транзит газу через територію України до країн Центральної і Західної Європи;
- зберігання природного газу в підземних газових сховищах (ПГС);
- реверс газу з країн Європи в Україну.

Система газопостачання України є однією із найрозгалуженіших у Європі: траси МГ проходять через усі області України, що створює сприятливі умови для їх газифікації, переведення на газове паливо теплових електростанцій, металургії, машинобудування, харчової промисловості, дозволило створити могутню хімічну промисловість на основі газової сировини. Тому одним із найголовніших стратегічних завдань є підтримка на високому технічному рівні об'єктів системи та подальшого розширення ГТС України для забезпечення надійності постачання газу на європейський та внутрішній ринки.

Через ГТС у 2014 році було транспортовано 202 млрд. м<sup>3</sup> природного газу; у тому числі 68 млрд. м<sup>3</sup> – споживачам України і 120,4 млрд. м<sup>3</sup> – до країн Західної Європи. Основними напрямками транзиту газу через Україну в 2014 році були Словаччина (82,6 млрд. м<sup>3</sup>), Угорщина (11,6 млрд. м<sup>3</sup>), Польща (4,6 млрд. м<sup>3</sup>) та Балканські країни (21,6 млрд. м). У ПГС було закачано 16,1 млрд. м<sup>3</sup> газу, відібрано – 17,1 млрд. м<sup>3</sup>.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної та Східної Європи потребує збільшення потреб його постачання. За прогнозами очікують збільшення споживання газу в Західній Європі до 2020 р. на 24%, а до 2025 р. на 27%, відповідно споживання газу складе 550-575 млрд. м<sup>3</sup> та 580-600 млрд. м<sup>3</sup>.

Магістральні газопроводи – це головна складова частина паливно-енергетичного комплексу України. Основним оператором ГТС є ПАТ «Укртрансгаз» (дочірня компанія Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»). до складу якого входить 18 підприємств та організацій, у тому числі 6 управлінь магістральних газопроводів, будівельні та сервісні підрозділи, науково-дослідний інститут, Об'єднане диспетчерське управління та інші.

ГТС ПАТ «Укртрансгаз» включає в себе понад 35,6 тисячі кілометрів магістральних газопроводів та газопроводів-відгалужень і є другою по потужності в Європі.

Структура газопроводів за діаметром наступна: ДУ 1400 – 15,28%, ДУ 1200 – 10,74%, ДУ 1000 – 12,48%, ДУ 800 – 5,28 %, ДУ 700 – 9,19%, ДУ 500 – 47,03%.

Довжина магістральних газопроводів складає 22,6 тис. км, газопроводів-відгалужень – 13,0 тис. км. Кількість газорозподільних станцій складає 1358 штук.

Проектна пропускна здатність ГТС на вході в Україну 292 млрд. куб. м<sup>3</sup> на рік, на виході – 170 млрд. куб. м<sup>3</sup>. У 111 компресорних цехах на 71 компресорній станції встановлено 708 газоперекачувальних агрегатів загальною потужністю 5388,4 МВт.

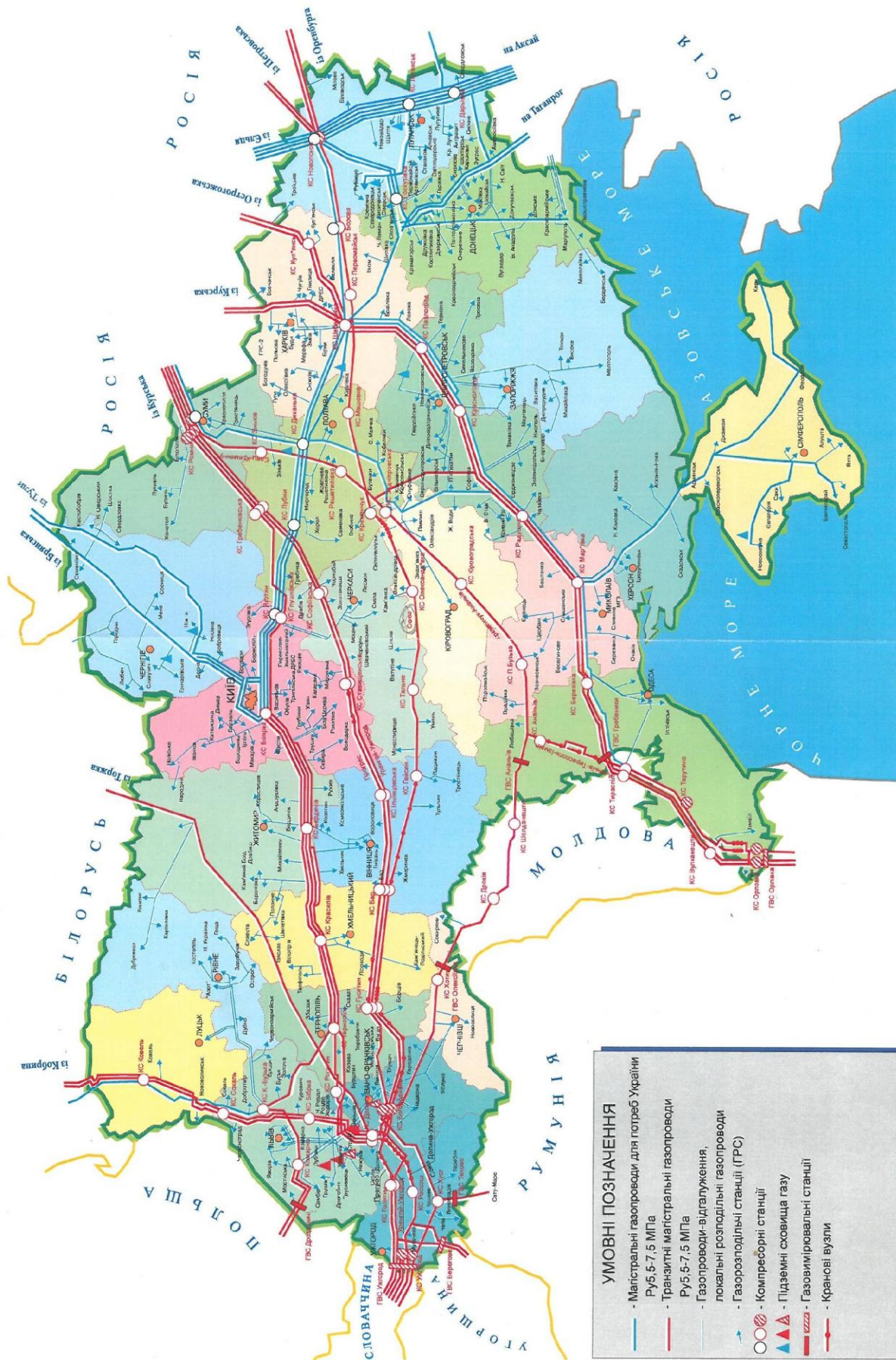
Обсяги споживання газу в Україні з урахуванням технологічних потреб при видобутку та транспортуванні у 2000 році склали 73,4 млрд. куб. м. (в т. ч. технологічні потреби – 7,7 млрд. куб. м.).

Структура споживання природного газу в Україні наступна: населення та комбобут - 37,5%, електроенергетика - 17,4 %, технологічні потреби газового комплексу - 10,4%, металургія - 12,8 %, хімія - 11,3%, інші промислові споживачі - 10,6 %.

Дані приведені станом на 01.01.15р., після чого пройшла реорганізація структури ПАТ «Укртрансгаз».

ГТС України є складним і наукоємним промисловим комплексом, газопроводи якої мають технологічні перемички і з'єднані з ПГС, що дає можливість працювати в єдиному технологічному режимі та забезпечувати високий рівень надійності й маневреності в процесі цільового постачання газу, а також постачання газу в екстремальних ситуаціях.

Основні техніко-економічні показники ГТС станом на 01.01.2015 наведені у таблиці 1.1.



**УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ**

- Магістральні газопроводи для потреб України РУ5-5-7,5 МПа
- Транзитні магістральні газопроводи РУ5-5-7,5 МПа
- Газопроводи-відгалуження, локальні розподільні газопроводи
- Газорозподільні станції (ГРС)
- ○ ○ - Компресорні станції
- ▲ ▲ ▲ - Підземні сховища газу
- ■ ■ - Газові іригаторні станції
- — — - Кранові вузли

Рисунок 1.1 - Газотранспортна система України

Розвинена інфраструктура трубопровідного транспорту України і газової промисловості зокрема дають можливість ефективно інтегруватися в єдину Європейську систему постачання енергоносіїв для виконання умов енергетичного Європакету. За таких умов зростають вимоги до надійності та безаварійності газопровідних систем. Але проблема їх забезпечення для об'єктів ГТС України щороку набуває все важливішого значення, оскільки відбувається процес старіння основних фондів. За умов обмеженого фінансування й обмеження ресурсів на реконструкцію та технічне переоснащення обсяг старих основних фондів постійно зростає, що веде до зниження рівня надійності функціонування ГТС і, як наслідок, може привести до зривів поставок газу споживачам, втрат продукту, простою експлуатаційного обладнання та нанесення екологічних збитків довкіллю.

Газотранспортна система України складна, має ряд особливостей, що впливають на підходи до вдосконалення систем управління режимами роботи.

Транзитні експортні поставки російського газу здійснюються в основному газопроводами «Союз», Уренгой – Помари – Ужгород, «Прогрес», Елецк – Курськ – Кременчук – Кривий Ріг, Ананьїв – Тираспіль – Ізмаїл та Долина – Ужгород – Держжордон через газовимірювальні станції Ужгород, Берегово, Дроздовичі, Орловка і Теково.

По-перше, це значні її розміри. Переважна більшість трубопроводів побудована в ХХ столітті, стан їх ізоляції та міцність погіршуються. Наслідком цього є підвищена необхідність упровадження телемеханічного контролю за лінійною частиною МГ (це контроль технологічних параметрів та параметрів, що характеризують безпеку експлуатації).

Терміни експлуатації магістральних трубопроводів наведені на рисунку 1.2.

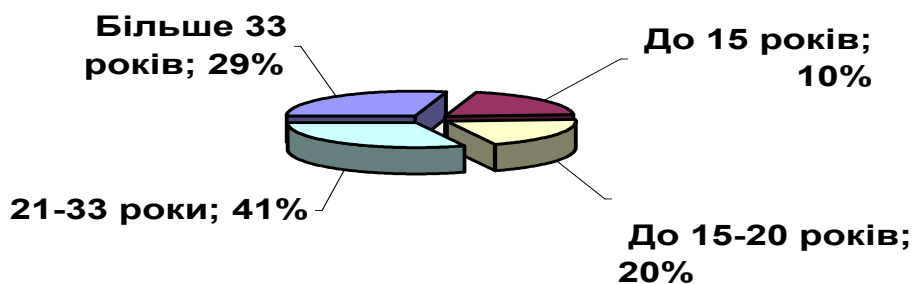


Рисунок 1.2 - Діаграма термінів експлуатації магістральних трубопроводів

По-друге, основне технологічне обладнання МГ – газоперекачуючі агрегати – характеризуються значною різноманітністю, тривалими термінами експлуатації і низькими к.к.д.

По-третє, газотранспортна система України здійснює транзит у Західну Європу і розподіл споживачам на території держави дуже дорогого імпортного газу.

По-четверте:

Газотранспортна система України працює не лише як газотранспортна, але й як газозбірна-газорозподільна система. До неї поступає газ майже із сотні газових і газоконденсатних родовищ України, а також подається газ у газові мережі населених пунктів.

Враховуючи вище описане пріоритетними є вирішення наступних проблем:

- 1) прогнозування гідравлічної ефективності роботи газопроводів і енерговитрат, пов'язаних з її пониженням;
- 2) вдосконалення вимірювання і комерційного обліку витрат газу, який поступає на територію держави і виходить за її межі, а також споживається в Україні;
- 3) зменшення втрат газу при аварійних ситуаціях.

Таблиця 1.1 - Основні техніко-економічні показники ГТС України

Найменування	Київ- трансгаз	Харків- трансгаз	Черкаси- трансгаз	Донбас- трансгаз	Львів- трансгаз	Прикарпат- трансгаз	Укр- трансгаз
Кількість КС	15	9	17	6	11	13	71
Кількість КЦ	23	13	23	7	20	23	109
в т. ч. з ГТУ	17	7	21	5	11	17	78
в т. ч. з ГМК	4	-	-	1	4	3	12
в т. ч. з ЕГПА	2	6	2	1	5	3	19
Кількість ГПА	146	83	133	60	146	127	695
в т. ч. ГТУ	94	32	123	41	63	88	441
в т. ч. ГМК	30	-	-	6	35	25	96
в т. ч. ЕГПА	22	51	10	13	48	14	158
Потужність ГПА, кВт	1027644	407100	1668500	376820	829180	1100660	5323104
в т. ч. ГТУ	909100	203100	1506000	312460	581700	944500	4370060
в т. ч. ГМК	30544	-	-	12360	52980	37160	133044
в т. ч. ЕГПА	88000	204000	162500	52000	194500	119000	820000
в т. ч. МГ	5155,7	3613,1	3089,2	3423,9	3166,3	3786,0	22234,2
в т. ч. газопроводів- відводів	4037,6	2982,2	1965,2	1712,2	2329,2	1185,4	12411,8

Продовження таблиці 1.1

Найменування	Київ- трансгаз	Харків- трансгаз	Черкаси- трансгаз	Донбас- трансгаз	Львів- трансгаз	Прикарпат- трансгаз	Укр- трансгаз
Протяжність ГТС, км	9193,3	6595,3	5054,4	5136,1	5495,5	4971,4	36446
Кількість ЛВУМГ/ВУПЗГ	8/2	9/2	6/-	5/1	7/3	5/1	40/9
Кількість ПСГ	3	2	-	2	4	1	12
Загальна активна ємність ПСГ, млрд. м <sup>3</sup>	3,01	1,70	-	0,83	24,20	2,30	32,04
Максимальний добовий відбір з ПСГ, млн. м <sup>3</sup>	24,9	16,7	-	7,4	155,0	46,0	250,0
Кількість КЦ на ПСГ	4	2	-	2	10	2	20
Кількість ГПА в КЦ на ПСГ	30	8	-	9	69	10	126
Кількість ГПА на ПСГ,кВт	30544	52100	-	20220	412680	20600	536144



## **1.2 Гідравлічна ефективність, як діагностичний параметр і методи її визначення**

Кількісний прогноз довільного технологічного процесу вимагає створення деякої технологічної моделі, яка адекватно описує даний процес. При цьому велику інформативність і точність містять детерміновані моделі. Тому даному класу завжди віддається перевага. Проте у разі складного технологічного процесу, що містить кількість взаємопов'язаних явищ, характеристики яких змінюються як в просторі, так і в часі, детерміновані моделі виражаються в складних і об'ємних рівняннях, реалізація яких складна, а іноді і взагалі неможлива.

У зв'язку з викладеним, виникає необхідність для аналізу і прогнозу технологічних процесів використовувати статистичні моделі, що спираються на параметри реальних технологічних процесів як на початкову інформацію [1,3,58].

Магістральний газопровід з погляду газодинамічних процесів, що в ньому відбуваються, є досить складною системою. Велика протяжність лінійних ділянок призводить до того, що визначення кількості й розподіл по довжині рідини може розглядатися тільки як стохастичний процес. Тому складний процес руху рідкої і газової фази у детермінованій формі, практично не реалізований. В зв'язку з цим, визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу навіть на підставі детермінованих математичних моделей слід розглядати як стохастичний процес, оскільки розрахунки спираються на статистичний початковий матеріал.

Початок дослідженням ефективності роботи газопроводів покладено Ходановичем Е.І. [102, 103], в роботах якого приводиться методика дослідження ефективності. Великий теоретичний матеріал в плані дослідження ефективності представляють роботи Мамаєва В.О., Гужова А.Н., Клапчука О.І., присвячені вивченню руху двофазних потоків в трубах. У експериментальних дослідженнях Гусейнова Ч. А. [39] показано вплив

скупчень рідини на гідравлічний опір газопроводу. Дослідження динаміки зміни ефективності в часі, а також розробка методів і засобів її підвищення, приведені в роботах Капцова І.І. [52,91], Грудза В. Я. [18,19,20,21,35,36,37,38,43,50,54,74,100,106,116], Тимківа Д.Ф. [20,21,38,74].

Перераховані дослідження підводять теоретичну основу під проблему ефективності роботи газопроводів і методів видалення рідини з внутрішньої порожнини труб. Результати теоретичних досліджень знайшли експериментальне підтвердження в умовах лабораторних і напівпромислових стендів. Проте, в практиці експлуатації реальних газопроводів, не дивлячись на задовільну подібність якісних показників і деяких кількісних співвідношень, є істотні розбіжності з експериментальними даними. Як показано в [52,53], очищення газопроводів від рідких скупчень за допомогою механічних очисних пристроїв може привести до підвищення гідравлічної ефективності на 10-12 %. На практиці ж підвищити коефіцієнт гідравлічної ефективності цим методом вдається на 3-5 %. Особливо істотніше помітні вказані відмінності для газопроводів з пересіченим профілем траси.

Такі розбіжності можуть бути пояснені тільки неврахуванням ряду чинників в реальних умовах, які або не піддаються точному визначенню, або не враховуються внаслідок спрощення моделі.

Визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності базується на порівнянні пропускної здатності реальних і еталонних газопроводів. Для розрахунку коефіцієнту гідравлічної ефективності використовувалася методика, заснована на математичних моделях стаціонарного потоку газу в трубах. Коефіцієнт гідравлічної ефективності ( $E$ ) визначався співвідношенням [81,85].

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_t}{\lambda_\phi}}, \quad (1.1)$$

де  $\lambda_t$  - теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору

$\lambda_\phi$  - фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору

Теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору визначалося на основі формули ВНДІгазу [12,20,66,94].

$$\lambda_t = 0.067 \left( \frac{158}{R_e} + \frac{2K_e}{d} \right)^{0.2}. \quad (1.2)$$

Фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору визначалося на основі результатів вимірювань за формулою

$$\lambda_\phi = \frac{(0.326 \cdot 10^{-6})^2 d^5 (P_u^2 - P_k^2)}{\Delta \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L \cdot Q^2}. \quad (1.3)$$

В дані вибиралися з картограм запису параметрів газового потоку на компресорних станціях приладами спеціально встановленими з метою проведення експерименту. Клас точності манометрів на початку і кінці лінійної ділянки складав 1.0, клас точності діафрагмових витратомірів складав 1.0 по тиску і 1.5 по перепаду.

Розрахунки коефіцієнтів гідравлічної ефективності виконувались по вихідним даним, які відповідають стаціонарному режиму роботи газопроводу. Для цієї мети визначалося значення критерію нестационарної залежності [19,86].

$$N_2 = \frac{\delta Q \cdot d}{\lambda w \cdot \tau}, \quad (1.4)$$

де  $\delta Q$  - відносна зміна витрати за час  $\tau$

$W$  - середня усереднена-швидкість руху газу в трубопроводі діаметром  $d$

$$W = \frac{Q_{cp}}{\pi d^2} \frac{P_o}{P_{cp}} \frac{T_{cp}}{T_o} Z_{cp}, \quad (1.5)$$

де  $Q_{cp}$ - середня за час об'ємна витрата газу

$$Q_{cp} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} Q d\tau, \quad (1.6)$$

$P_{cp}, T_{cp}$  - середні по довжині значення тиску і температури

$P_0, T_0$  – тиск і температура при стандартних умовах.

Для визначення середньої температури  $T_{cp}$  і коефіцієнта стисливості газу при середніх температурі і тиску, використовують результати вимірювання температури  $T_n$  на початку кожної лінійної ділянки і  $T_k$  в кінці. Середня температура визначається за результатами вимірів по формулі [29,82,83,84].

$$T_{cp} = T_{sp} + \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{T_n - T_{sp}}{T_k - T_{sp}}}, \quad (1.7)$$

де  $T_{гр}$  - температура ґрунту в непорушеному тепловому стані.

Для визначення середньої по трасі температури ґрунту в непорушеному тепловому стані в [29] запропоновано проводити її вимірювання в різних точках траси і на різних глибинах. На основі даних побудовані статистичні графічні залежності температури ґрунту залежно від календарної пори року. Результати у вигляді графіків приведені на рисунках 1.3 та 1.4.

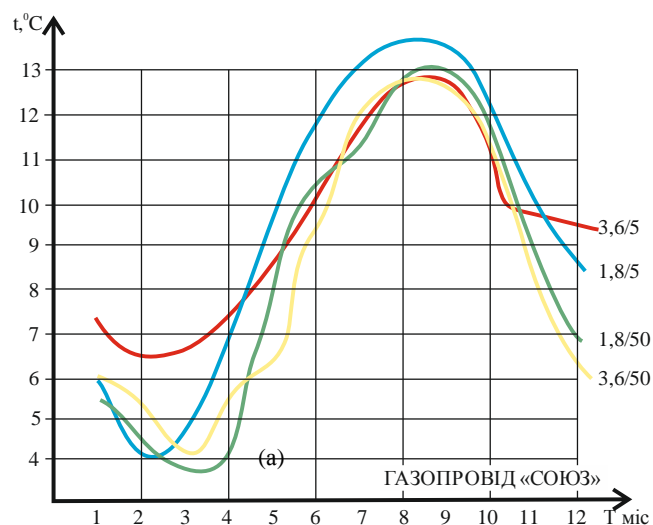


Рисунок 1.3 - Температури ґрунту в зоні проходження газопроводу "Союз"

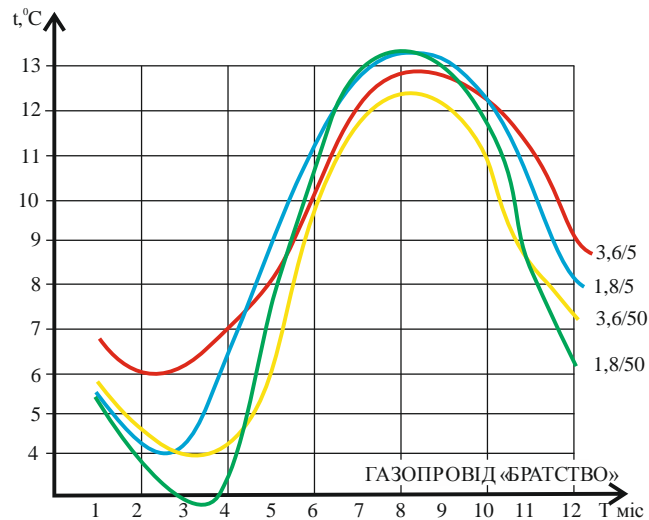


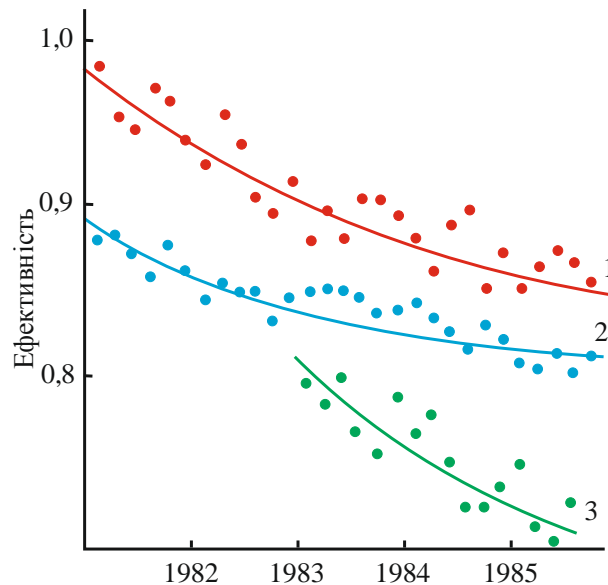
Рисунок 1.4 - Температури ґрунту в зоні проходження газопроводу "Братерство"

Їх аналіз показує, що діапазон зміни температури ґрунту на глибині закладення осі трубопроводу складає від 8 % до 14 %. При цьому мінімум температури характерний для березня, а максимум для серпня. Це значить, що сезонні зміни температури слід враховувати при розрахунках ефективності роботи газопроводу. Не врахування сезонних змін температури ґрунту призведе до збільшення випадкової похибки у визначенні коефіцієнта ефективності згідно з розрахунками на 1.5-2%.

### 1.3 Динаміка зміни гідравлічної ефективності газопроводів і газотранспортних систем

Процес старіння газопроводів неперервний і поступовий, в зв'язку з чим гідравлічна ефективність повинна знижуватися в часі. Це стосується як одноступових газопроводів, так і складних газотранспортних систем. Причому на початковому етапі експлуатації спостерігається інтенсивне забруднення порожнини газопроводу, в зв'язку з чим гідравлічна ефективність різко падає. В подальшому настає динамічна рівновага між парами вологи і рідкою фазою в порожнині газопроводу, в зв'язку з чим темп падіння гідравлічної ефективності сповільнюється. Тому апріорі закон зміни гідравлічної

ефективності в часі близький до експоненціального [22]. Однак, на практиці замічено, що гідравлічна ефективність простих газопроводів майже строго підпорядкована цьому закону, а для систем газопроводів спостерігається періодичне зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності в літній період і різке його падіння в зимовий (при загальній тенденції до зменшення в часі експлуатації про що свідчать дослідження проведені в 80-х роках ХХ століття (Рисунок 1.5) [22].



1 – Союз; 2 – Братерство; 3 – Комарно-Дроздовичі

Рисунок 1.5 – Характер падіння ефективності газопроводів

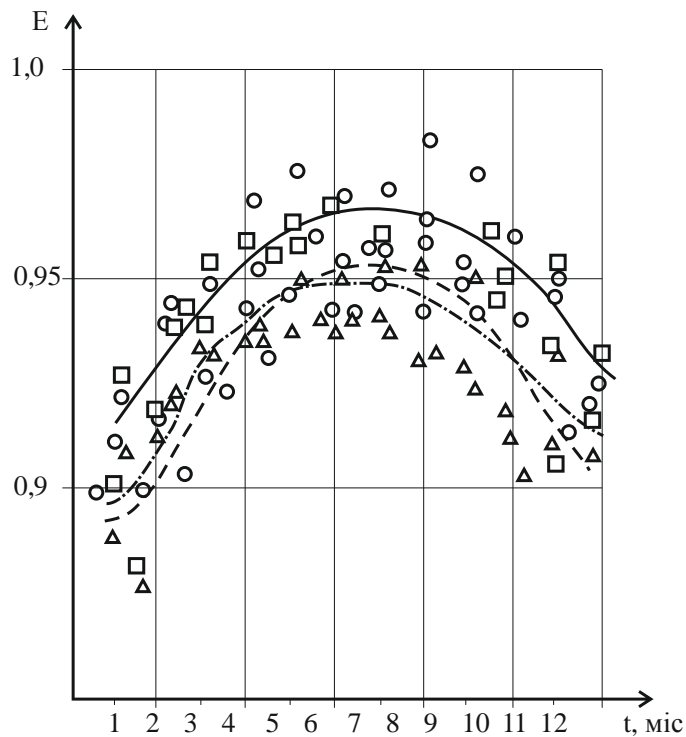
Газопровід «Комарно-Дроздовичі», «Братерство" (починаючи з 1987 р.) і газопровід «Союз» були першочергово однитковими газопроводами. Як видно з [18,20,26,28,33], зміна ефективності роботи одниткових газопроводів в часі може бути описана експоненціальною залежністю вигляду

$$E = E_0 \exp(-\alpha t) . \quad (1.8)$$

При цьому слід відмітити, що на різних ділянках і в різний період часу темп падіння ефективності приблизно однаковий, що говорить про постійність для конкретного газопроводу коефіцієнта старіння  $\alpha$ . Однак, в літні періоди

розглянутого терміну експлуатації спостерігається незначне зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності.

Для газотранспортних систем, якими є газопровід «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород», «Прогрес» в сьогоdnішній період їх експлуатації, а також газопровід "Братерство" в період його експлуатації з 1987 до 2004 р. характер зміни ефективності в часі складніший. У зимовий період часу коефіцієнт гідравлічної ефективності різко падає, осінній - темп падіння знижується, а в літній період - спостерігається деяке зростання ефективності в часі (рисунк 1.6).



--- газопровід "Братерство" (□ - 2000; o – 2001; Δ - 2002)

- • - газопровід "Союз" (□ - 2002; o – 2003; Δ- 2004)

— газопровід Уренгой - Помари - Ужгород (o – 2001; □ - 2002; Δ-2003)

Рисунок 1.6 - Залежність коефіцієнтів гідравлічної ефективності від часу

Відмінність тренда коефіцієнта гідравлічної ефективності для газотранспортних систем в [20] пояснюється наступним чином. Система паралельних газопроводів "Союз" і "Уренгой-Помари-Ужгород", а також газопровід "Братерство" експлуатуються із значним недовантаженням,

особливо в літній період. Гідравлічна ефективність газопроводів в цей період зростає. Наявність рідких скупчень в трубах приводить до зниження гідравлічної ефективності в часі. У зимовий період завантаження систем зростає, що приводить до перерозподілу рідини між паралельними нитками і до зниження гідравлічної ефективності. Подальше зниження продуктивності в весняний період приводить систему в первинний стан. Необхідно відзначити, що, якщо система складається з двох паралельних ниток однакового діаметру (як система газопроводів "Союз" і "Уренгой-Помари-Ужгород"), то рідина завжди витісняється в нитку, ефективність якої нижча. Цей висновок, однак, не знайшов підтвердження в період експлуатації систем з повним завантаженням.

На мій погляд періодичне підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності в літній період експлуатації при загальній тенденції його зниження пояснюється неврахуванням в методиці прогнозування і розрахунку втрат внутрішньої енергії газу. В літній період ці втрати зменшуються і темп падіння ефективності уповільнюється. Для простих газопроводів загальна площа теплообміну з довкіллям менше, ніж для газотранспортних систем, тому цей ефект особливо актуальний для останніх.

#### **1.4 Аналіз властивостей скупчень в порожнині газопроводу**

Аналіз складу і фізичних властивостей скупчень з внутрішньої порожнини газопроводу приведений в [33]. Вказано, що він виконаний на підставі фізико-хімічних операцій над пробами відібраними з порожнини газопроводу "Братерство", "Союз" і "Уренгой- Помари- Ужгород" на ділянках УМГ "Прикарпаттрансгаз" в моменти профілактичного обслуговування лінійної частини. Крім того проби рідини відбиралися з конденсатозбірників в моменти їх продування [26,27,30].

За зовнішнім виглядом скупчення в порожнині газопроводів можуть бути розділені на дві групи: рідкі малов'язкі скупчення, що представлені в основному газовим конденсатом і водою, і високов'язкі застигаючі смолисті



скупчення. Скупчення першої групи спостерігалися в порожнині газопроводів на значній відстані від виходу КС (більш 25 км), що дозволяє дати оцінку про їх походження. Аналіз вологості і вологовмісту газів, що транспортуються, показує, що ці скупчення випадають на відмітці траси, де досягається точка роси перекачуваного газу по воді і вуглеводням.

У зв'язку з цим до складу цих скупчень входить газовий конденсат, представлений важкими вуглеводнями, що випали з газу, і вода. Після довготривалого відстою проби спостерігалася межа розділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливалися в широких межах. Відносна густина цих продуктів по воді за нормальних умов коливалася в межах від 0.785 до 1.06. Динамічна в'язкість, яка вимірювалася віскозиметром, коливалася в межах 0,88-1.02 сПз. Визначити статистичну залежність між фізичними властивостями цієї групи скупчень і параметрами газопроводу не виявилось можливим, оскільки для будь-яких регресійних побудов коефіцієнт кореляції був близьким до нуля.

Високов'язкі застигаючі скупчення з порожнини трубопроводу є речовиною, яка подібна на консистентні мастила нафтового походження. У трубопроводі вони знаходяться в малорухливому вигляді, займаючи частину труби серпоподібного перетину з максимальною товщиною біля нижньої твірної, і сходяться до нуля на кінцях горизонтального діаметру труби. Максимальна товщина відкладень вимірювалася за допомогою мірного щупа в ненарушеному стані. Результати вимірювань в [43,47,48,49,50].

З відібраними пробями в'язкої рідини з порожнини газопроводу були проведені хімічні аналізи. Метою хімічного аналізу було визначення характеру походження виду забруднень в порожнині труб. Хімічний аналіз проводився методами спектрального аналізу на хіманалізаторі SPECORD. Аналіз проводився по трьох напрямках: вміст органічних речовин, вміст мінеральних солей і вміст металів. Крім того за допомогою РН-метра визначалася кислотність середовища.

До фізичних властивостей, що характеризують забруднення з порожнини газопроводу, відноситься густина і міра консистентності. Ці величини визначалися з урахуванням їх залежності від температури  $t$ .

Густина визначалася методом зважування проб при температурах  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  і  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Об'єм проби (50 мл.) вимірювався за допомогою мірного циліндра і зважувався при певній температурі на аналітичних вагах. Для кожної із відібраних проб проводилися триразові вимірювання і результат усереднювався.

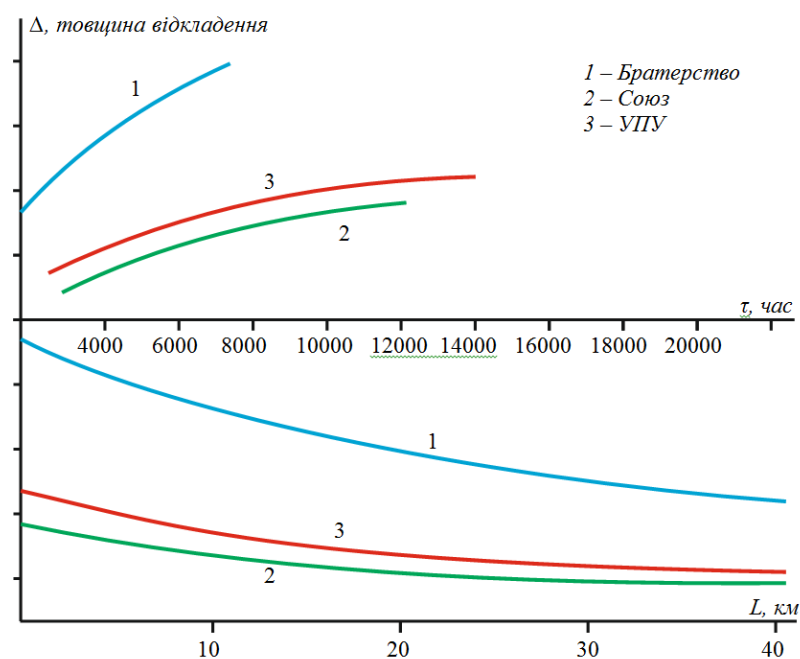


Рисунок 1.7 – Розподіл відкладень по довжині газопроводу і в часі

Міра консистентності при різних температурах ( $40\text{ }^{\circ}\text{C}$  і  $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) визначалася на ротаційному віскозиметрі з термостатуванням.

Речовина відібрана з порожнини газопроводу, володіє неньютонівськими властивостями. Обробка даних дозволила визначити консистентність і ступінь неньютонівська поведінки. Результати обробки гістограм дозволяє зробити висновок, що неньютонівська рідина відібрана з порожнини газопроводу відноситься до класу псевдо пластичних [12,33,34,35].

Як видно з графіків, хімічний склад речовин залишається майже постійним від початку ділянки (після крана 20) і до 20 км траси, а у відкладеннях переважають сполуки органічного характеру. При більш значних відстанях від виходу КС (приблизно 30 - 40 км) процентний вміст органіки починає падати.

Наявність переважно вмісту органіки в пробах і їх максимальна товщина на початку ділянки (після викидів КС) дозволяє зробити висновок, про те, що цей тип скупчень потрапляє в трубопровід з газом, що виносить масло, з нагнітачів. Утворене в газопроводі кисле середовище сприяє корозійним процесам, внаслідок чого спостерігається включення металів у відкладеннях. Неорганічні солі очевидно утворюються внаслідок наявності пилу в газовому потоці.

Максимальна товщина відкладень як функція відстані і часу носить експоненційний характер, причому із збільшенням часу експлуатації газопроводу товщина відкладень зростає, а з збільшенням відстані від КС зменшується. У зв'язку з цим була вибрана наступна математична модель залежності товщини відкладень від відстані і часу

$$h = h_0 \exp(-\alpha \bar{x} + \beta \bar{t}),$$

де  $\bar{x}$ ,  $\bar{t}$  - відносні значення лінійної координати і часу

$$\bar{x} = x/L \quad \bar{t} = t/T,$$

L - відстань між КС (довжина ділянки)

T - термін експлуатації газопроводу.

Обробляючи одержані дані методами регресійного аналізу, вдалося одержати математичні моделі для різних газопроводів [1,7,13,14,16,19,20,25].

Для газопроводу "Братерство"

$$h = 46 \exp(-8.7\bar{x} + 0.5\bar{t}).$$

Для газопроводу "Союз"

$$h = 21 \exp(-5.9\bar{x} + 0.8\bar{t}).$$

Для газопроводу "Уренгой-Помари-Ужгород"

$$h = 16 \exp(-4.7\bar{x} + 0.9\bar{t}).$$

Співвідношення значень  $h$  для вказаних газопроводів складає 46:21:16 що приблизно відповідає відношенням газових втрат масла з нагнітачів відповідно по КС Долина -58231 кг, КС Богородчани 21 - 27113 кг, КС Богородчани 39 - 20463 кг, які за 2004 рік склали -105807 кг. Це підтверджує про те, що в'язкі рідкі скупчення на початку ділянок газопроводів утворюються в основному з масла того, що виноситься газом з нагнітачів.

Аналіз фізичних властивостей відібраних проб рідини показує, що із зменшенням відстані від КС і збільшення терміну експлуатації газопроводу густина і міра консинстентності зростають, а показник тиксотропності зменшується. При цьому зменшення відстані від КС у великій мірі призводить до збільшення густини і міри консистентності, а ніж збільшення терміну експлуатації. Кореляційні залежності міри консистентності і щільності, а також ступені ньютонівської поведінки від вказаних параметрів мають вигляд:

$$\rho = 0.902 (-0.22\bar{x} + 0.2\bar{t}).$$

$$d = 6.75 (0.28\bar{x} + 0.44\bar{t}).$$

$$n = 0.88 (0.1\bar{x} - 0.18\bar{t}) .$$

Збільшення густини і міри консистентності рідких скупчень підтверджує висловлену вище версію про їх утворення в порожнині газопроводу.

Неньютоновські реологічні властивості скупчень рідини в порожнині трубопроводу вимагають корекції умов і режиму очищення порожнини газопроводу, що треба враховувати при плануванні профілактичних очищень. Крім того, кисле середовище, яке створюється рідкими накопиченнями в порожнині газопроводу спільно з високими температурами газу на ділянках після КС, веде до підвищення активності корозійних процесів внутрішньої поверхні стінок труб, особливо на початкових ділянках газопроводу після КС, що дуже небезпечно і небажано. В даний час почалась реконструкція ділянок після КС на газопроводі Уренгой-Помари-Ужгород.

### **1.5 Конкретизація завдань дослідження**

На основі аналізу літературних джерел з питань гідравлічної ефективності газопроводів і газотранспортних систем встановлено, що, не дивлячись на високий інтерес до проблеми, викликаний питаннями економії енергоресурсів при транспортуванні газу, ряд питань в літературі висвітлено не достатньо.

Метою проведення досліджень процесів гідравлічної ефективності в газопроводах і газотранспортних системах є підвищення точності і ймовірності прогнозування гідравлічного стану газотранспортної системи з урахуванням всіх видів витрати енергії на транспортування газу.

Дана мета реалізується через розв'язання наступних задач досліджень:

- аналіз перенесення крапельної вологи потоком газу і її відкладення в порожнині газопроводу;
- дослідження гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем;

- дослідження впливу втрат внутрішньої енергії газового потоку на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності;
- розробка методики прогнозування коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів і газотранспортних систем з урахуванням всіх видів енерговитрат.

**РОЗДІЛ 2**

**ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЕНЕРГОВИТРАТ В ПОТОЦІ ГАЗУ**

**НА ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВІДІВ**

**І СКЛАДНИХ СИСТЕМ**

Гідравлічна ефективність характеризує зниження пропускної здатності газопроводу чи складної газотранспортної системи, викликане зростанням втрат енергії на трубопровідний транспорт газу понад розрахункову їх величину. Причинами зростання втрат енергії з часом експлуатації газопроводу є зростання гідравлічного опору рухові потоку газу в трубах внаслідок збільшення шорсткості внутрішньої поверхні труб чи виникнення наведеної шорсткості, а також появою місцевих опорів у вигляді рідинних скупчень в понижених ділянках газопроводу. При фіксованому перепаді тисків на початку і в кінці лінійної ділянки зростання гідравлічного опору призводить до зменшення пропускної здатності газопроводу чи системи. Джерелом поступлення рідинної фази в газопровід є сам потік газу: при високих тисках і відповідних температурах газу в трубах досягається його точка роси по воді та важких вуглеводнях, що призводить до конденсації рідини. Зростання шорсткості внутрішньої поверхні стінок труб відбувається завдяки процесам внутрішньотрубної корозії. Досвід експлуатації газопроводів показує що основною причиною зниження пропускної здатності газопроводів є наявність в трубах рідинної фази. Для оцінки міри зниження пропускної здатності газопроводу в результаті росту гідравлічного опору труб загальноприйнято використовувати коефіцієнт гідравлічної ефективності [1, 4].

Вперше поняття коефіцієнта ефективності газопроводу було запропоноване Ходановичем І.Є. [102] для оцінки міри старіння газопроводу з гідравлічної точки зору. В подальшому теоретичні та експериментальні засади розвитку гідравлічної ефективності наведені в працях Бобровського С.А. [9,7], Галіулліна З.Т. [2], Грудза В.Я. [22], Яковлева Є.І. [1,72,73] та інших

дослідників, де наводяться методи розрахунку гідравлічної ефективності, зміни коефіцієнта в часі, аналіз причин його зниження, способи підвищення. Однак енергетичний підхід до проблеми на даний час відсутній.

## **2.1 Вплив дисипативних втрат енергії на гідравлічну ефективність**

Магістральний газопровід з точки зору газодинамічних процесів, що в ньому відбуваються, є досить складною системою. Велика протяжність лінійних ділянок призводить до того, що визначення кількості і розподіл по довжині рідини може розглядатися тільки як стохастичний процес. Тому складний процес сумісного руху рідкої і газової фази у детермінованій формі, практично не реалізований. В зв'язку з цим визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу навіть на підставі детермінованих математичних моделей слід розглядати як стохастичний процес, оскільки розрахунки спираються на статистичний початковий матеріал.

Перелічені дослідження підводять теоретичну основу під проблему ефективності роботи газопроводів і методів видалення рідини з внутрішньої порожнини труб. Результати теоретичних досліджень знайшли експериментальне підтвердження в умовах лабораторних і напівпромислових стендів. Проте, в практиці експлуатації реальних газопроводів, не дивлячись на задовільну подібність якісних показників і деяких кількісних співвідношень, є істотні розбіжності з експериментальними даними. Як показано в [70], очищення газопроводів від рідких скупчень за допомогою механічних очисних пристроїв може привести до підвищення гідравлічної ефективності на 10-12 %. На практиці ж підвищити коефіцієнт гідравлічної ефективності цим методом вдається на 3-5 %.

Такі розбіжності можуть бути пояснені тільки неврахуванням ряду чинників в реальних умовах, які або не піддаються точному визначенню, або не враховуються унаслідок спрощення моделі. З іншого боку, використання складних точних моделей призводить до громіздких розрахунків, які для оперативних задач неприйнятні. Тому доречно



підбирати квазістаціонарний режим діагностування газопроводу і відповідно до нього спрощену діагностичну модель.

Як відомо [4,5], характер руху газу в трубах описується системою диференціальних рівнянь в часткових похідних, до якої входять рівняння руху, нерозривності, енергії:

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} = 0,$$

$$\frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left( \rho \frac{\partial W}{\partial x} \left( c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c r_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) =$$

$$= \frac{\xi_c}{\rho c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c).$$

Тут прийнято:  $c_p$ ,  $c_c$  – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб;  $T_{\text{нав}}$ ,  $T_c$  – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;  $D$ ,  $d$  – зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi$ ,  $\xi_c$  – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;  $F$ ,  $F_c$  – площа перерізу трубопроводу і стінки;  $\varkappa = \frac{\xi}{\rho c_p}$ ;  $h$  – геодезична позначка траси газопроводу.

Рівняння енергії потоку газу відображає закон збереження енергії стосовно руху реального газу в трубопроводі. При цьому ліва частина рівняння містить члени, що враховують характер перетворення механічної енергії газового потоку у внутрішню енергію газу, а права частина відповідає розсіюванню внутрішньої енергії за рахунок теплообміну з довкіллям. Відношення останнього члена рівняння, який характеризує теплообмін з довкіллям, до першого члена, що характеризує процес перетворення

механічної енергії в теплову, можна розглядати як основну характеристику термогазодинамічного процесу. Тому таке відношення може вважатися критерієм подібності процесів дисипації енергії. Запишемо вказане співвідношення у вигляді

$$\Lambda = \frac{\frac{\pi D \alpha_2}{c \rho F} (T_{нав} - T)}{\rho \frac{\partial W}{\partial x} (c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial p})}. \quad (2.2)$$

Очевидно, що повний теплообмін з довкіллям повинен характеризуватися повним коефіцієнтом теплопередачі від газу до ґрунту, тому в (2) доцільно замінити коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби  $\alpha_2$  на коефіцієнт теплопередачі  $k$ .

Використовуючи правила приведення диференціальних операторів, з урахуванням рівняння газового стану на основі (2.2) матимемо

$$\Lambda = \frac{Dk(T_{cp} - T)}{\rho W c_p T x} = \frac{Dk(T_{cp} - T) \gamma R T}{\rho W c_p T x},$$

де  $\gamma$  - показник політропи термогазодинамічного процесу;  $R$  - газова стала.

Приймаючи характерний розмір системи  $x$  рівним зовнішньому діаметру газопроводу, лінійну швидкість газу – середньозваженій лінійній швидкості по перерізу труби, тиск і температуру – середнім значенням по довжині, одержимо

$$\Lambda = \frac{k(T_{cp} - T)W}{\rho_{cp} c_p T_{cp}}. \quad (2.3)$$

В отриманій залежності швидкість розповсюдження хвилі тиску  $c = \sqrt{\gamma RT}$  замінено характерною швидкістю газового потоку  $W$ .

Неважко бачити, що отриманий комплекс є безрозмірним, отриманим на основі класичного рівняння, яке відображає закон збереження і перетворення енергії, тому може вважатися критерієм подібності дисипації енергії в газових потоках.

Як відомо, повна енергія потоку газу складається з потенціальної, кінетичної і внутрішньої. На КС газовий потік одержує порцію потенціальної енергії, яка при русі по лінійній ділянці перетворюється в кінетичну (лінійна швидкість газу зростає по довжині ділянки) і за рахунок роботи сил тертя переходить у внутрішню, зовнішньою мірою якої є температура газу. Отже температура газу повинна б зростати по довжині лінійної ділянки. Однак за рахунок розширення газу (ефект Джоуля-Томпсона) і теплообміну з зовнішнім середовищем відбувається розсіювання енергії, яка приводить до безповоротних її втрат. Тому дослідження температурного режиму газопроводів мають велике значення в плані ефективності використання енергії в трубопроводному транспорті газу.

За результатами натурних вимірювань основних параметрів роботи газопроводу за період 2008-2010 рр. визначені коефіцієнти корисної дії газопроводів "Братерство" на ділянці Долина-Россош, "Союз" на ділянці Богородчани-Хуст і Уренгой-Помари-Ужгород на ділянці Богородчани-Голятин. Для тих же моментів часу обчислені значення наведеного вище безрозмірного комплексу  $\Lambda$ . Результати розрахунків приведені у вигляді графіків на рисунку 2.1.

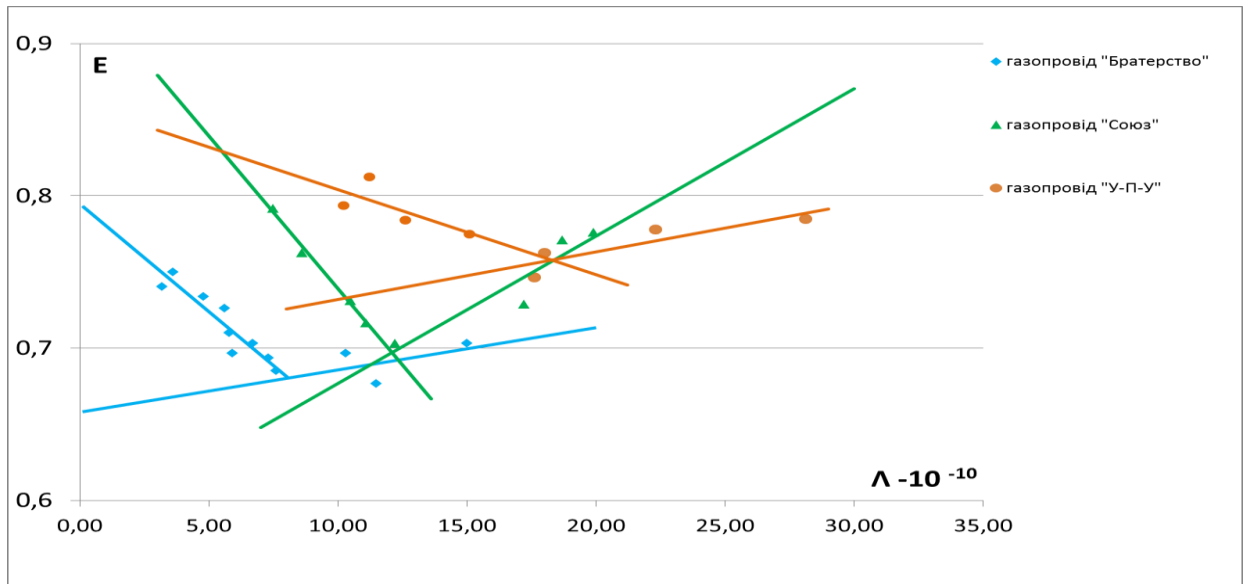


Рисунок 2.1 - Залежність гідравлічної ефективності від критерію  $\Lambda$

Величина коефіцієнта кореляції гідравлічної ефективності і безрозмірного комплексу  $\Lambda$  склала 0.85, що говорить про достатньо сильну залежність між вказаними параметрами. Як і слід було очікувати, із збільшенням параметру  $\Lambda$  величина коефіцієнта ефективності знижується. Це відповідає фізичним уявленням про розсіювання енергії.

Проте, починаючи з визначеної величини комплексу  $\Lambda$ , з його збільшенням коефіцієнт гідравлічної ефективності зростає. Цей факт має своє фізичне обґрунтування. Річ у тому, що збільшення параметра відбувається за рахунок зростання лінійної швидкості газового потоку або за рахунок зниження середньої температури газу, що транспортується, або через зміну обох параметрів в комплексі. Збільшення лінійної швидкості газового потоку призводить до збільшення гідравлічних втрат в місцевих опорах, утворених пробками скупчень рідини, а отже, до зниження гідравлічної ефективності. Крім того, збільшення лінійної швидкості руху газу призводить до високої турбулізації потоку і появи так званої наведеної шорсткості (крапель рідкої фази на стінках труби). Однак, починаючи з деякої межі, із збільшенням лінійної швидкості руху газу починається винесення рідини з газопроводу.

Цей процес починається при лінійних швидкостях близько 17м/с, що в реальних умовах не спостерігається.

Але, як показують досліді, при лінійних швидкостях, які перевищують 6-8 м/с, відбувається "вितिрання" внутрішньої поверхні стінки труби струменем газового потоку від наведеної шорсткості. Тому із збільшенням швидкості понад 8 м/с коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу зростає.

Зниження коефіцієнта ефективності при зростанні параметра  $\Lambda$ , слід розглядати таким чином: із зростанням теплопередачі в навколишнє середовище (із збільшенням ступеня дисипації енергії) гідравлічна ефективність знижується. Так при збільшенні параметра  $\Lambda$  на 10%, для газопроводу "Братерство", коефіцієнт ефективності знижується на 3.7%. Для газопроводу "Союз" величина зниження ефективності в цьому випадку складає 1.8%, для газопроводу "Уренгой-Помари-Ужгород" - 0.9%. Очевидно, тепловтрати для різних газопроводів по різному впливають на гідравлічну ефективність, але тенденція зниження ефективності при збільшенні теплових втрат є загальною. Статистична обробка дослідних даних дозволила одержати рівняння ліній регресії для  $0 < \Lambda < 10^{-10}$  і  $\Lambda > 10^{-10}$  газопроводу "Братерство" на ділянці Долина-Росош, газопроводу "Союз" на ділянці Богородчани-Хуст і газопроводу "Уренгой-Помари-Ужгород" на ділянці Богородчани-Голятин.

Регресія коефіцієнта ефективності  $E$  на безрозмірний комплекс  $\Lambda$  виражалася рівнянням лінійної залежності

$$E = a\Lambda + b. \quad (2.4)$$

Постійні коефіцієнти  $a$  і  $b$  визначалися по методу найменших квадратів з формул [6,39,40].

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^n \Lambda_i E_i - \sum_{i=1}^n \Lambda_i \sum_{i=1}^n E_i}{n \sum_{i=1}^n \Lambda_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n \Lambda_i \right)^2}, \quad b = \frac{n \sum_{i=1}^n \Lambda_i^2 \sum_{i=1}^n E_i - \sum_{i=1}^n \Lambda_i \sum_{i=1}^n \Lambda_i E_i}{n \sum_{i=1}^n \Lambda_i^2 - \left( \sum_{i=1}^n \Lambda_i \right)^2}, \quad (2.5)$$

де  $E_i, \Lambda_i$  - координати  $i$  - тієї точки на графіку

$n$  - число дослідних точок.

Коефіцієнти  $a$  і  $b$  в рівняннях регресії для різних ділянок газопроводів, а також середньоквадратичні похибки приведені в таблиці 2.1

Таким чином, неврахування характеру і ступеня зміни внутрішньої енергії газу приводить до занижених значень коефіцієнта гідравлічної ефективності і збільшує його дисперсію навколо середнього значення.

Таблиця 2.1 - Значення коефіцієнтів  $a$  і  $b$  у рівняннях лінії регресії

№ п/п	Ділянка газопроводу	$\Lambda < 10^{-10}$			$\Lambda > 10^{-10}$		
		$a \cdot 10^{-8}$	$b$	$\delta$	$a \cdot 10^{-8}$	$b$	$\delta$
1	“Братерство”						
1.1	Долина- Россош	- 2.58	0.976	0.0035	- 4.03	0.396	0.0009
1.2	Россош- Ужгород	- 0.706	0.996	0.0077	-	-	-
2	“Союз”						
2.1	Богородчани-Хуст	- 1.17	0.962	0.0016	- 4.21	0.345	0.00084
3	“Уренгой- Помари - Ужгород”						
3.1	Богородчани- Голятин	- 2.21	0.959	0.0042	-5.342	0.432	0.00096

## 2.2 Гідравлічна ефективність складних газотранспортних систем

Коефіцієнт гідравлічної ефективності складної газотранспортної системи, що складається з кінцевого числа паралельних ниток із лупінгами і вставками, прийнято визначати відношенням пропускної здатності системи на даний момент експлуатації до її проектної (розрахункової) величини. У цьому плані розрахунки не викликають ніяких ускладнень. Проте в практиці експлуатації газотранспортних систем з метою оптимізації їх обслуговування

потрібно визначити коефіцієнти гідравлічної ефективності не всієї системи в цілому, а кожної із паралельних ниток, що входять у систему, або ділянок цих ниток. У цьому плані виникають ускладнення, оскільки витрата газу вимірюється на практиці сумарною по всіх нитках системи, а для визначення коефіцієнтів ефективності по кожній із ниток необхідно знати його розподіл між паралельними нитками. Відомо, що в паралельних системах газопроводів витрата між нитками розподіляється обернено пропорційно їх фактичному гідравлічному опору. Отже, для оцінки розподілу витрати між нитками необхідно знати фактичні значення коефіцієнтів гідравлічного опору кожної нитки, що є кінцевою метою визначення ефективності. Таким чином, задача визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності паралельних систем газопроводів є фактично нерозв'язною. Необхідно мати додаткові умови, що давали б можливість оцінити розподіл витрати газу між паралельними нитками системи.

Аналізуючи рівняння стаціонарної течії газу в газопроводі шляхом нескладних перетворень можна одержати залежності, що зв'язують коефіцієнт гідравлічної ефективності системи в цілому з коефіцієнтами гідравлічної ефективності окремих її ділянок. При паралельному з'єднанні лінійних ділянок така залежність може бути подана у вигляді формул (2.6, 2.7)

$$E_r = \frac{\sum_{i=1}^n E_i (d_i)^{0.5}}{\sum_{i=1}^n (d_i)^{0.5}}, \quad (2.6)$$

де  $i = 1 \dots n$  - число паралельних ділянок різного діаметра  $d_i$ ;

При послідовному з'єднанні лінійних ділянок різного діаметра  $d_i$  і різної довжини  $L_i$  коефіцієнт гідравлічної ефективності системи (2.6, 2.7)

$$E_s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{5,2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{5,2} E_i^2}} \quad (2.7)$$

Формули (2.6), і (2.7) є рекурентними і дозволяють визначити коефіцієнт гідравлічної ефективності довільної складної газотранспортної системи в умовах квазістаціонарного режиму, якщо відомі коефіцієнти гідравлічної ефективності кожної з її ділянок. Проте, практично важливою є обернена задача: визначити коефіцієнти гідравлічної ефективності кожної з ділянок, якщо відомий коефіцієнт гідравлічної ефективності системи. Ця задача є невизначеною, оскільки з одного рівняння, що представляє собою комбінацію (2.6) і (2.7) потрібно визначити скільки невідомих, скільки ділянок має система. Для усунення цієї невизначеності пропонується виконувати технологічні зміни системи транспорту газу шляхом відключення окремих ділянок і в цей період виконувати виміри, необхідні для розрахунків коефіцієнта гідравлічної ефективності системи. Якщо система складається з  $n$  лінійних ділянок, то необхідно виконати  $n-1$  технологічних переключень. Проте в моменти переключень буде виникати нестационарність протікання газу по газопроводі, що не дозволить визначити параметри для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності  $E_{sj}$  системи на кожному технологічному переключенні. Очікувати тривалий період часу встановлення нового стаціонарного режиму також не є можливим, тому що в процесі відключення деяких лінійних ділянок можливі перерозподіли рідини між ділянками, що залишилися в експлуатації, що призведе до зміни гідравлічної ефективності як окремих ділянок, так і системи в цілому. Тому виміри параметрів режимів необхідно вести в період перехідного процесу, а коефіцієнти гідравлічної ефективності системи на кожному технологічному переключенні визначати на основі нестационарних математичних моделей. Зазначене припущення може бути реалізоване і дозволить одержати достовірні



результати тільки в тому випадку, якщо співвідношення (2.6) і (2.7), а також заміна складної газотранспортної системи еквівалентним газопроводом, справедливі при нестационарному режимі.

Для розв'язку поставленої задачі виконувалося моделювання нестационарного процесу в системі газопроводів “Братерство”, що представляє собою двохнитковий газопровід з перемичками. На першому етапі моделювання система представлялась у вигляді комбінованого з'єднання чотирьох лінійних ділянок, на кожній з яких коефіцієнт гідравлічної ефективності (а отже, коефіцієнт гідравлічного опору) мав своє визначене значення. На другому етапі реальна система замінювалася еквівалентним газопроводом із діаметром  $d_e$ , а загальний коефіцієнт гідравлічної ефективності визначався на основі (2.6) і (2.7). На границях системи задавалися функції зміни тиску і температури (на початку) і масової витрати (в кінці), що відповідають змінам параметрів реального нестационарного процесу в системі, викликаного відключенням ГПА на КС.

З метою моделювання нестационарного неізотермічного процесу в системі газопроводів “Братерство” і еквівалентному газопроводі була розроблена методика реалізації математичної моделі процесу, що базується на системі рівнянь, що включають рівняння руху, нерозривності і енергії у вигляді (1).

При реалізації моделі для газотранспортної системи використаний агрегативний метод побудови моделі. Технологічна схема траси газопроводу розбивалася на ряд кусково-лінійних агрегатів (КЛА). Кожний КЛА являє собою ділянку простого газопроводу з постійними значеннями коефіцієнта гідравлічного опору, геометричного нахилу, обмежений точками підключення перемичок.

У середині кожного КЛА взаємозв'язок між технологічними параметрами потоку газу визначають системою диференціальних рівнянь, що складається з рівняння руху, нерозривності і енергії, що реалізується методом сіток із тимчасовим кроком  $h$ . З цією метою будуються вузлові точки, у яких

знаходяться значення тиску, температури і масової витрати. Якщо число вузлових точок по довжині газопроводу  $N_x$ , то стани агрегатів можуть бути предствлені у вигляді:

$$Z = (v, Z_v), \quad (2.8)$$

де  $v(t)$  – номер інтервалу часу довжиною  $h$

$$Z_v = \{Z_{v1}, Z_{v2} \dots Z_{v4 N+4}\}$$

де  $Z_{v1}$  – час, що залишився, до закінчення інтервалу;

$Z_{vi+1} = P_i$  – тиск у  $i$ -тому вузлі сітки ( $i=1 \dots N_x$ );

$Z_{vi+N+1} = M_i$  – масова витрата в  $i$ -тому вузлі сітки;

$Z_{vi+2N+1} = T_i$  – температура газу в  $i$ -тому вузлі сітки;

$Z_{vi+3N+1} = T_{ci}$  – температура стінки трубопроводу в  $i+N_x$  вузлі сітки.

Крім того, для сполучення агрегатів необхідно знати параметри газу на початку наступного агрегату і розмір його розбивки по просторовій координаті. Якщо наступний агрегат має номер  $j+1$ , тоді для агрегату з номером  $j$ ;  $Z_{vN+2}$  – температура газу в другому вузлі  $j+1$  агрегату;  $Z_{v4N+3}$  – температура стінки в  $N_x+2$  вузлі  $j+1$  агрегату;  $Z_{v4N+4}$  – крок інтегрування по довжині  $j+1$  агрегату.

При моделюванні нестационарного процесу в еквівалентному газопроводі також застосовувався, агрегатний метод. У цьому випадку кожний КЛА характеризувався постійним геометричним нахилом газопроводу до горизонту. У гідравлічних розрахунках використовувалося поняття еквівалентного діаметра системи.

Аналіз результатів розрахунків показує, що використані математичні моделі адекватно описують реальний технологічний процес. У порівнянні з

фактичними параметрами і динамікою їхньої зміни в часі максимальна похибка у визначенні тиску математичної моделі, реалізованої для системи газопроводів, складає 3.1% . Середні значення похибок в інтервалі часу всього перехідного процесу в цьому випадку складають відповідно по тиску 0,4% , по температурі 0,5% і по масовій витраті 1,4%.

При заміні реальної двониткової системи еквівалентним газопроводом максимальна похибка у визначенні тиску в динаміці його зміни склала 6,2% , у визначенні температури 3,5% , у визначенні масової витрати 6,6%. Середні за період нестационарного процесу розміру похибок у цьому випадку склали: по тиску 0,8% , по температурі 0,64% , по масовій витраті 2,6% .

Розбіжності між параметрами нестационарного процесу у випадку реалізації математичної моделі для реальної системи і еквівалентного газопроводу склали: відповідно максимальні по тиску 3,1% , по температурі 1,5%, по масовій витраті 3,2%, середні по тиску 0,35%, по температурі 0,28%, по масовій витраті 1,1%. Слід крім того відзначити, що моделювання у вигляді реальної системи в порівнянні з еквівалентним газопроводом представляє більш швидку зміну параметрів у часі.

На підставі аналізу результатів розрахунків і похибок, викликаних заміною реальної системи еквівалентним газопроводом можна зробити висновок про адекватність в обох випадках, а, отже, про можливість використання співвідношень (2.6) і (2.7) для визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем у якості додаткових умов. Це дозволяє використовувати методику зміни технологічної схеми газотранспортної системи з метою проведення вимірів, необхідних для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності окремих ділянок системи.

Визначені в такий спосіб значення коефіцієнтів гідравлічного опору на різних ділянках системи приймаються в якості початкових наближень в нижче приведеному ітераційному алгоритмі.

1. Для кожної із технологічних схем, що відрізняються відключенням однієї з лінійних ділянок, будуються розрахункові схеми , і по приведеній

вище методиці розраховуються зміни в часу тиску, температури і витрати на межах системи.

2. Порівняння розрахункових показників із фактичними дозволяє визначити максимальну похибку. Досвід показує, що найбільше ефективною для розрахунків є похибка по тиску.

3. Для однієї з ділянок системи змінюється коефіцієнт гідравлічного опору від початкового наближення в бік його збільшення з дискретним кроком. Після цього повторюються розрахунки характеру зміни параметрів на межах ділянки і визначається максимальна похибка в порівнянні з фактичними даними. Якщо при цьому максимальна похибка зменшується, те коефіцієнт гідравлічного опору обраної ділянки змінюють у тому ж напрямку і процедуру повторюють. Якщо ж максимальна похибка при цьому зростає, то змінюють розмір коефіцієнта гідравлічного опору на один крок в зворотну сторону і процедуру повторюють.

4. Після досягнення мінімальної розбіжності розрахункових і фактичних даних вибирають значення ефективності наступної ділянки, для котрої вся процедура повторюється.

5. По закінченні розрахунків по всіх розрахункових схемах повертаються до початкового і процедура повторюється.

6. Ітерації повторюються доти, поки максимальні відхилення розрахункових і фактичних параметрів по всіх обраних схемах не досягають мінімуму, в результаті знаходять коефіцієнти гідравлічного опору, що відповідають мінімальним відхиленням розрахункових і фактичних параметрів.

### **2.3 Вплив шляхових відборів на гідравлічну ефективність**

Складні газотранспортні системи характеризуються багатонитковими трубопроводами з міжнитковими перемичками та наявністю шляхових відборів газу, які можуть бути постійнодіючими, або буферними, сталими за величиною, або змінними в часі. Окрім того, лінійна частина газопроводу

може характеризуватися наявністю аварійних витоків. Малі витoki зазвичай важко діагностувати в зв'язку з тим, що їх поява практично не спотворює параметри режиму з одного боку, а візуальні спостереження не дають бажаного ефекту. Контроль місця і моменту появи малого витoku з газопроводу існуючими приладами і методами малоефективний через низький поріг чутливості вимірювальних систем. Тому вирішення проблеми слід шукати в створенні математичних моделей, призначених для діагностування малих витоків з газопроводу і встановлення їх впливу на коефіцієнт гідравлічної ефективності газотранспортної системи.

Діагностична модель газотранспортної системи повинна зв'язувати основні параметри режиму перекачування газу з діагностичними ознаками, до яких в першу чергу слід віднести коефіцієнт гідравлічної ефективності.

Очевидно, що встановити точно місце аварійного витoku газу і його величину оперативно надзвичайно складно. Тому завдання ставиться наступним чином: встановити, в якій мірі впливає поява аварійного витoku з газопроводу на його гідравлічну ефективність, і, якщо цей вплив суттєвий, то необхідно при визначенні коефіцієнта ефективності вводити корективи в розрахунки, які враховували б наявність витоків газу.

Для газопроводів без шляхових відборів і аварійних витоків газу величина коефіцієнта гідравлічної ефективності входить в основне рівняння газопроводів і може бути визначена

$$E = \frac{Q}{cd^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \Delta ZTL}}}, \quad (2.9)$$

де  $Q$  – фактична витрата газу в газопроводі;  $c$  – коефіцієнт, що залежить від вибору системи одиниць;  $d$  – внутрішній діаметр газопроводу;  $P_H$ ,  $P_K$  – тиски на початку і в кінці газопроводу;  $\lambda$  – теоретичне значення коефіцієнту

гідравлічного опору;  $\Delta$  - відносна густина газу;  $Z$  - коефіцієнт стисливості;  $T$  - середня температура газу;  $L$  - довжина лінійної ділянки.

Якщо на віддалі  $l_q$  від початку знаходиться зосереджений відбір газу або аварійний витік з витратою  $q$ , то на основі (2.9) одержимо систему рівнянь

$$P_H^2 - P_q^2 = \frac{\lambda \Delta Z T L Q^2}{c^2 d^5 E_q^2}, \quad (2.10)$$

$$P_q^2 - P_K^2 = \frac{\lambda \Delta Z T (L - l_q) (Q - q)^2}{c^2 d^5 E_q^2},$$

де  $P_q$  - тиск в точці витоку газу.

Очевидно, що коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу з витокком газу  $E_q$  до певної міри відрізнятиметься від коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу без витоку газу  $E$ , оскільки дані величини отримані на основі різних математичних моделей. Сумісний розв'язок системи (2.10) і рівняння (2.9) дає залежність для співвідношення вказаних коефіцієнтів у вигляді

$$\delta = \frac{E_q}{E} = \left(1 - \frac{q}{Q}\right) \sqrt{1 - \frac{l_q}{L}}. \quad (2.11)$$

Таким чином, метою дослідження є встановлення величини  $\delta$  та її залежності від величини витоку і його координати. На рисунку 2.2 приведено графічні залежності вказаного відношення від величини витоку газу і його розміщення на газопроводі. Аналіз графіків показує, що при величині витоку газу, що складає 0,1% від витрати в газопроводі коефіцієнт гідравлічної ефективності знижується на 13,4%. З збільшенням величини витоку газу і його

відстані від початку газопроводу вказане відхилення збільшується. Тому виникає необхідність певною мірою компенсувати вказане відхилення. Для цього необхідно знати величину і координату аварійного витоку, якщо такий існує. Пропонується аналізувати нестационарний процес в газопроводі, викликаний появою аварійного витоку газу.

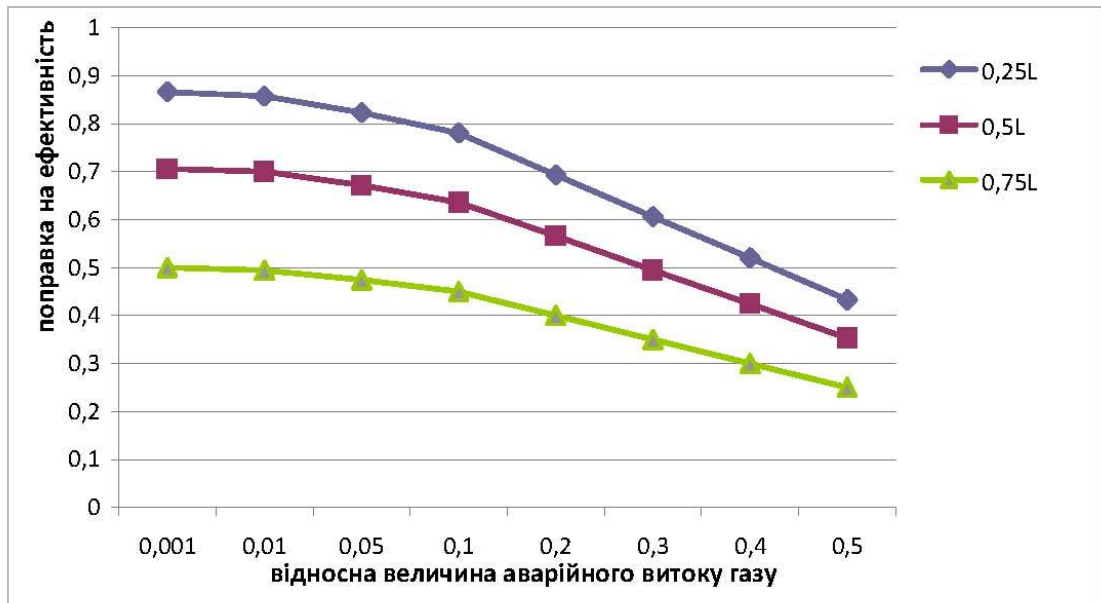


Рисунок 2.2 – Вплив шляхових відборів на коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу

Як відомо [ 1 ], нестационарний процес руху газу в лінійній ділянці газопроводу описується рівнянням

$$\frac{\partial P}{\partial x} = - \frac{\lambda \rho w^2}{2d}, \quad (2.12)$$

де  $P$  - тиск газу;  $\rho$  - густина газу;  $w$  - лінійна швидкість;  
 $d$  – внутрішній діаметр труби;  $x$  – лінійна координата.

Якщо в точці  $x_1$  трубопроводу має місце шляховий витік газу масовою інтенсивністю  $m$ , то рівняння нерозривності газового потоку може бути записане в вигляді

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} \mp \frac{m}{F} \sigma(x - x_1),$$

де  $c$  – швидкість звуку в середовищі;  $F$  – площа перерізу труби;  $t$  – час;  $\sigma(x - x_1)$  – одинична функція Хевісайда.

В [ 2 ] показано, що для моделювання нестационарного ізотермічного процесу, викликаного включенням шляхового відбору, точність визначення діагностичної ознаки не виходитиме за межі 1,5% в випадку лінеаризації рівняння руху. З цією метою вводиться поняття осередненої в часі лінійної швидкості  $\bar{w}$ , яка входить в коефіцієнт лінеаризації  $2a = \lambda \bar{w} / 2d$ . Тоді з (2.11 і 2.12) шляхом виключення масової швидкості можна одержати рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{2am}{F} \delta(x - x_1). \quad (2.13)$$

Дане рівняння може бути покладене в основу створення діагностичної моделі газопроводу з аварійним витокм продукту, в якій діагностичною ознакою слід вважати коефіцієнт лінеаризації  $2a$ .

Доповнюють рівняння (2.9) початкові та граничні умови. Для довільного нестационарного процесу як початкові умови можуть бути використані параметри стаціонарного режиму системи як передісторія

$$P(x,0) = P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x \quad M(x,0) = M_0 = \frac{const}{s}. \quad (2.14)$$



Як граничні умови використовуються значення тиску на початку газової мережі  $P(0, t) = P_0$  та масової витрати в її кінці, тобто  $M(L, t) = M_l$ . На практиці початковий тиск, як правило, підтримується сталим, але витрата в кінці магістралі переважно величина змінна в часі. В наслідок цього модель (2.13) не допускає розв'язку в аналітичній формі. Можлива реалізація поставленої задачі числовими методами, серед яких найбільш ефективний кінцево-різницевий. Однак задачі параметричного діагностування систем газопостачання відносяться до класу обернених задач, для котрих кінцево-різницеві методи характеризуються нестійкістю і вимагають значних затрат часу на реалізацію.

З метою аналітичного визначення місця і моменту аварійного витоку з трубопроводу розглянемо ділянку трубопроводу довжиною  $L$  і діаметром  $d$ , в точці  $l_a$  якої має місце аварійний витік з масовою витратою  $q$ , яку вважатимемо сталою в часі. Зв'язок між зміною тиску  $P(x, t)$  та масовою витратою  $Q(x, t)$  в газопроводі при наявності шляхового витоку продукту визначається системою рівнянь

$$\frac{\partial P}{\partial x} = -\frac{1}{F} \frac{\partial Q}{\partial t} - \frac{2a}{F} Q, \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -\frac{c^2}{F} \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{qc^2}{F} \delta(x-l_a),$$

$\delta(x-l_a)$  - функція джерела Дірака.

В момент появи аварійного витоку тиск на початку трубопроводу змінився до величини  $P(0, t) = P_1$ , а в кінці  $P(L, t) = P_2$ .

Розв'язок шукаємо методом інтегральних перетворень. Використаємо синус-перетворення Фур'є

$$P_s = \frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx. \quad (2.16)$$

Множимо (2.13) на  $\frac{2}{L} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right)$  й отримуємо після інтегрування

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= \frac{2a}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx + \frac{1}{c^2} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \\ &+ \frac{2}{L} \int_0^L \frac{2aq}{F} \delta(x - x_1) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Для кожної зі складових отримуємо

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= \frac{2}{L} \left[ \frac{\partial P}{\partial x} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) \Big|_0^L - \left(\frac{\pi n}{L}\right) \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} \cos\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = \\ &- \frac{2}{L} \left(\frac{\pi n}{L}\right) \left[ P \cos\left(\frac{\pi n x}{L}\right) \Big|_0^L + \left(\frac{\pi n}{L}\right) \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = \frac{2\pi n}{L^2} [P_2(-1)^n - P_1] - \left(\frac{\pi n}{L}\right)^2 P_s \\ 2a \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= 2a \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = 2a \frac{dP_s}{dt} \\ \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= \frac{\partial^2}{\partial t^2} \left[ \frac{2}{L} \int_0^L P(x, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx \right] = \frac{d^2 P_s}{dt^2} \\ \frac{2}{L} \int_0^L \frac{2aq}{F} \delta(x - x_1) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx &= \frac{2}{L} \sin\left(\frac{\pi n x_1}{L}\right) \end{aligned}$$

Підставивши отримані результати в рівняння (2.17), отримуємо

$$\frac{d^2 P_s}{dt^2} + 2a \frac{dP_s}{dt} + \left(\frac{\pi n}{L}\right)^2 P_s = \frac{2\pi n c^2}{L^2} [P_2(-1)^n - P_1] - \frac{4ac^2 q}{V} \sin\left(\frac{\pi n x_1}{L}\right), \quad (2.18)$$

де  $V = FL$  – геометричний об'єм газопроводу.

Для розв'язання (2.18) необхідно провести синус-перетворення початкової умови

$$\begin{aligned} P_s(0) &= \frac{2}{L} \int_0^L P(x,0) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx = \frac{2}{L} \int_0^L \left(P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx = \\ &= \frac{2}{\pi n} \left[ P_H (1 - (-1)^n) - (P_H - P_K) (-1)^n \right] \end{aligned} \quad (2.19)$$

Розв'язок рівняння (2.18) представимо у вигляді

$$P_s = P_s^* + P_s^{**},$$

де  $P_s^*$  - загальний розв'язок відповідного однорідного рівняння;

$P_s^{**}$  - частковий розв'язок неоднорідного рівняння (2.18).

Однорідне рівняння

$$\frac{d^2 P_s}{dt^2} + 2a \frac{dP_s}{dt} + \left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 P_s = 0 \quad (2.20)$$

має відповідне характеристичне рівняння

$$k^2 + 2ak + \left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 = 0,$$

розв'язки якого

$$k_{1,2} = -a \pm \sqrt{a^2 - (\pi n c / L)^2}.$$

Оскільки корені характеристичного рівняння комплексно-спряжені, то загальний розв'язок (2.20) має вигляд

$$P_s^* = \exp(-at) (C_1 \cos \omega_n t + C_2 \sin \omega_n t), \quad (2.21)$$

де

$$\omega_n = \sqrt{(\pi n c / L)^2 - a^2}$$

Частковий розв'язок неоднорідного рівняння шукаємо у вигляді

$$P_s^{**} = At^2.$$

Використовуючи (2.18), отримаємо

$$A = C.$$

Тоді частковий розв'язок рівняння (2.18) має вигляд

$$P_s^{**} = \frac{\frac{\pi c^2}{2L^2} [P_1 - P_2(-1)^n] - \frac{4ac^2}{V} q \sin\left(\frac{\pi x_1}{L}\right)}{1 + 2at + \frac{1}{2} \left(\frac{\pi c}{L}\right)^2 t^2} t^2. \quad (2.22)$$

Загальний розв'язок задачі в синус-перетворенні Фур'є має вигляд

$$P_s = \exp(-at)(C_1 \cos \omega_n t + C_2 \sin \omega_n t) + \frac{\frac{\pi c^2}{2L^2} [P_1 - P_2(-1)^n] - \frac{4ac^2}{V} q \sin\left(\frac{\pi x_1}{L}\right)}{1 + 2at + \frac{1}{2} \left(\frac{\pi c}{L}\right)^2 t^2} t^2.$$

Для визначення сталих інтегрування використаємо умову (2.19) й одержимо:

$$C_1 = C_2 = \frac{2}{\pi} [P_H(1 - (-1)^n - (P_H - P_K)(-1)^n)].$$

Тоді розв'язок задачі може бути представлений у вигляді

$$\begin{aligned} P(x, t) = & \left(1 - \frac{x}{L}\right) \sum_{n=1}^{\infty} [P_1 - P_2(-1)^n] + \frac{qL}{c^2} \left\{ \frac{x(L-l_a)/L^2 \pi n u x \leq l_a}{l_a(L-l_a)/L^2 \pi n u x > l_a} \right\} + \\ & \frac{2}{c^2} \left(1 - \frac{x}{L}\right) e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} [(P_H - P_1) - (P_K - P_2)(-1)^n] \frac{1}{\omega_0} (\sin \omega_0 t + \cos \omega_0 t) - \\ & \frac{qL}{\pi c^2} e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n\omega_0} \sin \frac{\pi x}{L} [\cos(\omega_0 t + \varphi) - \cos(\omega_0 t - \varphi)]^* \\ & [\sin(\omega_0 t + \varphi) - \sin(\omega_0 t - \varphi)]. \end{aligned} \quad (2.23)$$

Результати розрахунків отримані в вигляді залежностей безрозмірної витрати в початковому перерізі системи від безрозмірного часу. Їх аналіз показує, що максимальна похибка лінеаризованої моделі, тобто відхилення її результатів від результатів, одержаних за загальною моделлю, характерна для моменту початку стабілізації процесу і за величиною не перевищує 1,5%. Час, затрачений на реалізацію лінеаризованої моделі, виявився в 22.5 рази меншим часу, затраченого на реалізацію загальної моделі.

З розв'язку видно, що при наявності аварійного витoku з трубопроводу повинен змінитися тиск в кожній точці. Однак, якщо витік  $q$  досить малий, то він впливає на загальний розподіл тисків в межах похибки вимірювання, отже зафіксувати зміну параметрів неможливо.

Однак, якщо в одержаному розв'язку прийняти  $q = 0$ , то власна частота коливань в трубопроводі становитиме

$$\omega_0 = \frac{1}{2L} \sqrt{(2\pi nc)^2 - \left(\frac{\lambda W}{4d} L\right)^2}.$$

При виникненні аварійного витoku (  $q \neq 0$  ) власна частота коливань середовища зміщується за фазою на величину  $\varphi = \frac{\pi n l_a}{L}$

Отже, за величиною фази зміщення власних коливань середовища в трубопроводі можна оцінити відносну координату аварійного витoku  $l_a/L$  незалежно від величини самого витoku. Таким чином, для діагностування малих витоків з трубопроводу слід визначити власну частоту коливань  $\omega_0$  середовища і слідкувати за зміщенням коливань за фазою. Якщо таке зміщення виникне, то це свідчить про наявність витoku з трубопроводу, а за величиною фазового зміщення можна оцінити момент і лінійну координату витoku.

Вказана ідея може бути реалізована на основі явища резонансу. Відомо, що, якщо частоти власних коливань і вимушуючої сили співпадають, то це призводить до зростання амплітуди коливань.

На початку ділянки в трубопровод вводиться джерело коливань (наприклад, звукових), амплітуда яких постійна, а частоту можна змінювати. В кінці трубопроводу встановлюється приймач коливань. Очевидно, що амплітуди коливань в кінці і на початку трубопроводу будуть різні, але, якщо при зміні частоти коливань амплітуда їх в кінці трубопроводу почне зростати, то це свідчить, що власна частота коливань середовища в трубопроводі співпадає з частотою ініційованих коливань. Таким чином можна виміряти частоту власних коливань середовища в трубопроводі  $\omega_0$ . В момент виникнення аварійного відказу спостерігається зміщення фази власних коливань на величину  $\varphi$ . Це зміщення можна зафіксувати, і, як було показано вище, за його величиною розрахувати місце аварійного витoku. Однак, розрахунковий шлях може не відповідати точності визначення координати аварійного витoku. Тому можна використати метод тарування. Для цього створюють витік продукту на лінійній координаті  $l_a$  і фіксують при цьому фазове зміщення. Надалі лінійна інтерполяція дозволить поставити у відповідність координату витoku і фазове зміщення.

Таким чином, запропонована методика дозволяє оцінити (в початковому наближенні) величину і координату аварійного витoku газу з газотранспортної системи і в подальшому визначити уточнене значення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу з аварійним відбором газу на основі системи (2.10).

Зауважмо також, що залежність (2.10) справедлива для газопроводів з зосередженими шляховими відборами газу і повинна використовуватися для складних газотранспортних систем з шляховими відборами для зменшення похибки в розрахунках.

## 2.4 Висновки по розділу 2

1. Показано, що дисипативні втрати енергії при транспортуванні газу можна оцінити відносною величиною теплопередачі від газу до навколишнього середовища, і вони можуть мати суттєвий вплив на енергетику газового потоку;

їх неврахування в математичних моделях призведе до похибки у визначенні коефіцієнта гідравлічної ефективності на величину до 5%.

2. Запропоновано метод і розроблено алгоритм розрахунку гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем та їх окремих ділянок в умовах квазістаціонарної течії газу.

3. Побудовано математичну модель та проведено дослідження впливу шляхових відборів та аварійних витоків газу з газопроводів на коефіцієнт гідравлічної ефективності, показано, що в залежності від величини шляхового відбору чи аварійного витоку коефіцієнт гідравлічної ефективності може змінитися на величину до 13-15%.

## РОЗДІЛ 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛУ ВІДКЛАДЕНЬ В ГАЗОПРОВОДІ

Старіння магістральних газопроводів і їх систем з плином часу експлуатації з газодинамічної точки зору характеризується зростанням гідравлічного опору рухові потоку газу в трубах. При фіксованому перепаді тисків на початку і в кінці лінійної ділянки зростання гідравлічного опору призводить до зменшення пропускної здатності газопроводу чи системи. З фізичної точки зору до росту гідравлічного опору газопроводу призводить випадання рідкої фази в порожнині труб та зростання шорсткості їх внутрішньої поверхні. Джерелом поступлення рідинної фази в газопровід є сам потік газу: при високих тисках і відповідних температурах газу в трубах досягається його точка роси по воді та важкиж вуглеводнях, що призводить до конденсації рідини. Зростання шорсткості внутрішньої поверхні стінок труб відбувається завдяки процесам внутрішньотрубної корозії. Досвід експлуатації газопроводів показує що основною причиною зниження пропускної здатності газопроводів є наявність в трубах рідинної фази. Для оцінки міри зниження пропускної здатності газопроводу в результаті росту гідравлічного опору труб загальноприйнято використовувати коефіцієнт гідравлічної ефективності [2,4].

Гідравлічна ефективність газопроводу пов'язана з кількістю рідини в порожнині газопроводу та з її розподілом по довжині ділянки, фізичними властивостями відкладень. Тому важливою задачею є задача про формування відкладень у порожнині газопроводу в процесі його експлуатації.

Метою даного дослідження є створення математичної моделі перенесення крапельної вологи потоком газу і випадання крапель в порожнині газопроводу для встановлення характеру розподілу рідинних скупчень по довжині газопроводу і в часі.



### 3.1 Аналітичні дослідження перенесення крапельної вологи потоком газу

Задача про дисперсію краплинної вологи по довжині ділянки газопроводу [2,4] тісно пов'язана з дослідженнями характеру і кількості відкладень у порожнині газопроводу і їхні властивості.

Рух потоку газу і крапель рідини в горизонтальній трубі розглядається як взаємнопроникаючий рух двох середовищ.

Рівняння руху і зберігання маси виписуються окремо для кожного середовища, при цьому враховується їхній динамічний вплив один на одного шляхом введення сил взаємодії. Такий підхід до дослідження руху двох різних середовищ добре відомий і неодноразово використовувався в ряді робіт.

Передбачається, що усереднений рух потоку відбувається паралельно осі труби. Рівняння руху кожного середовища в напрямку потоку мають вигляд

$$\begin{aligned} -F_1 \frac{\partial P}{\partial x} - T_1 + W &= 0 \\ -F_2 \frac{\partial P}{\partial x} - T_2 + W &= 0 \end{aligned}, \quad (3.1)$$

де  $F_1$  і  $F_2$  – відповідно частини площ поперечного перетину труби, зайняті газом і краплями рідини;

$P$  – тиск, що рахується постійним по перетині;

$T_1$  і  $T_2$  – сили тертя газу і крапель рідини до внутрішньої поверхні труби, віднесені до одиниці довжини;

$W$  – сила взаємодії середовищ, що рухаються, на одиниці довжини.

Рівняння нерозривності для кожного середовища можуть бути записані у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho_2 F_2}{\partial x} + \frac{\partial \rho_2 U F_2}{\partial t} &= 0 \\ \frac{\partial \rho_1 F_1}{\partial x} + \frac{\partial \rho_1 U F_1}{\partial t} &= 0 \end{aligned}, \quad (3.2)$$

де  $\rho_1$ ,  $\rho_2$  - відповідно щільність рідини і газу;

$U$ ,  $W$  - швидкості крапель рідини і газу, постійні по перетині труби.

З (3.2) випливає, що сумарна масова витрата рідини і газу постійна по лінійній координаті і залежить тільки від часу, тобто

$$\rho_1 F_1 U + \rho_2 W F_2 = M(t). \quad (3.3)$$

Якщо врахувати, що витрата крапель рідини  $M_{ж}$  набагато менше витрати газу  $M_г$  ( $M_{ж} \ll M_г$ ), то можна прийняти, що сумарна витрата **дорівнює** витраті газу до появи крапель у потоці рідини.

З метою визначення сили взаємодії між газом і краплями рідини вводяться такі припущення:

- 1) краплі рідини мають форму кола радіусом  $r$ ;
- 2) краплі рідини розсіяні по всьому перетині труби, не стикаючись один з одним;
- 3) в околі бічної поверхні краплі існує область впливу, що може бути подана у виді циліндра радіуса  $R$ , усередині якої відбувається взаємодія краплі і газового потоку;
- 4) межі областей впливу стикаються один з одним;
- 5) швидкість газу щодо краплі всередині області впливу пропорційна відстані від бічної поверхні краплі.

Рахується, що лінійні швидкості газу більше швидкостей прямування крапель, тобто краплі захоплюються газовим потоком. Виходячи з цього і припущення про лінійну зміну швидкості всередині області впливу з врахуванням теорії розмірностей і подібності можна записати для швидкості газу всередині області впливу

$$W = U + \frac{\tau Y}{\eta}, \quad (3.4)$$

$\eta$  - абсолютна в'язкість газу

Усереднена величина швидкості газу по перетині потоку знаходиться з принципу нерозривності

$$W = \frac{\int_0^R 2\pi r y W dy}{\pi(R^2 - r^2)} = U + \frac{2}{3} \frac{\tau r}{\eta} \left( \frac{R^3 / r^3 - 1}{R^2 / r^2 - 1} \right). \quad (3.5)$$

За аналогією з дійсним газовмістом у потоці двофазних середовищ позначимо відношення площі, зайнятої краплями рідини до загальної площі перетину ( $F = \frac{\pi d^2}{4}$ ) через  $\phi$

$$\phi = \frac{F_1}{F}. \quad (3.6)$$

З врахуванням цього і виразу для діаметра краплі одержимо для швидкості газового потоку в середині області впливу

$$W = U + \frac{2}{3} \frac{\tau_0}{\eta} \left( \frac{F}{\pi} \right)^{1/2} \frac{1}{N^{1/2}} \left( 1 + \phi^{1/2} + \phi \right). \quad (3.7)$$

З (3.7) випливає, що якщо збільшувати число крапель, зменшуючи їхній розмір таким чином, щоб  $U = const$ , то швидкість краплі наближається до швидкості потоку. І навпаки, зберігаючи число крапель постійним ( $N = const$ ) і збільшуючи їхній розмір, розходження у швидкостях потоку і краплі зростає. Цей висновок справедливий, якщо вважати, що при зміні діаметру краплі дотичні напруження  $\bar{\tau}_0$  залишаються постійними.

Для дотичних напруг отримаємо

$$\tau = \frac{2}{3} \frac{\eta}{r} \frac{\varphi^{1/2}(1-\varphi)}{1-\varphi^{3/2}} (W - U) \quad (3.8)$$

Перетворюючи отримані вирази з врахуванням рівнянь руху і нерозривності стаціонарного газового потоку будемо мати

$$\varphi U = \frac{M}{\rho_1 F} \left[ \varphi + \frac{\lambda M r^2}{12 \alpha \eta d F} \cdot \varphi^{1/2} (1 - \varphi^{3/2}) \right] \quad (3.9)$$

Введемо параметр

$$\beta = \frac{\lambda M r^2}{12 \alpha \eta d F}$$

Побудуємо функцію

$$\Phi(\varphi) = \varphi + \beta \varphi^{1/2} (1 - \varphi^{3/2}) \quad (3.10)$$

Ця функція залежить від аргументу  $0 < \varphi < 1$  і параметра  $\beta < 1$  і змінюється в межах  $0 < \Phi(\varphi) < 1$ .

З врахуванням виразу для швидкості газового потоку це рівняння може бути подане у вигляді

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} = - \frac{M}{\rho_1 F} \frac{\partial \Phi(\varphi)}{\partial x} \quad (3.11)$$

Введемо нові змінні

$$\tau = \frac{M t}{\rho_1 F d}; \quad \xi = \frac{x}{d}$$

Тоді рівняння (3.11) матиме вигляд

$$\frac{\partial \varphi}{\partial \tau} = - \frac{\partial \Phi(\varphi)}{\partial \xi} .$$

Виразимо відношення  $\varphi$  через число крапель у даному перетині і отримаємо

$$\frac{\partial N}{\partial \tau} = - \frac{\partial N}{\partial \xi} \Phi'(\varphi) , \quad (3.12)$$

де  $N = N(\tau, \xi)$ .

Розв'язок доцільно шукати в області автономності в залежності від параметру  $z = \xi/\tau$

Тоді

$$\begin{aligned} dN / dz [z - \Phi'(\varphi)] &= 0 \\ N(0) &= N_0; \quad N(\infty) = 0 \end{aligned} \quad (3.13)$$

Рівняння має два розв'язки

$$N = \text{const} \quad \text{і} \quad z = \Phi'(\varphi)$$

Розв'язок задачі доцільно вести графоаналітичним способом. Для цього будуються залежності  $\Phi'(\varphi)$  при постійних значеннях параметру  $\beta$ . Відкладаючи по осі ординат значення параметра  $z$  по графіках знаходять величину  $\varphi$  і будують залежності  $\varphi = \varphi(z)$  при  $\beta = \text{const}$ . Їхній аналіз показує, що вміст крапель у газовому потоці спадає від початку газопроводу за

законом, близьким до нормального закону розподілу, при цьому параметр  $\beta$  відіграє роль дисперсії.

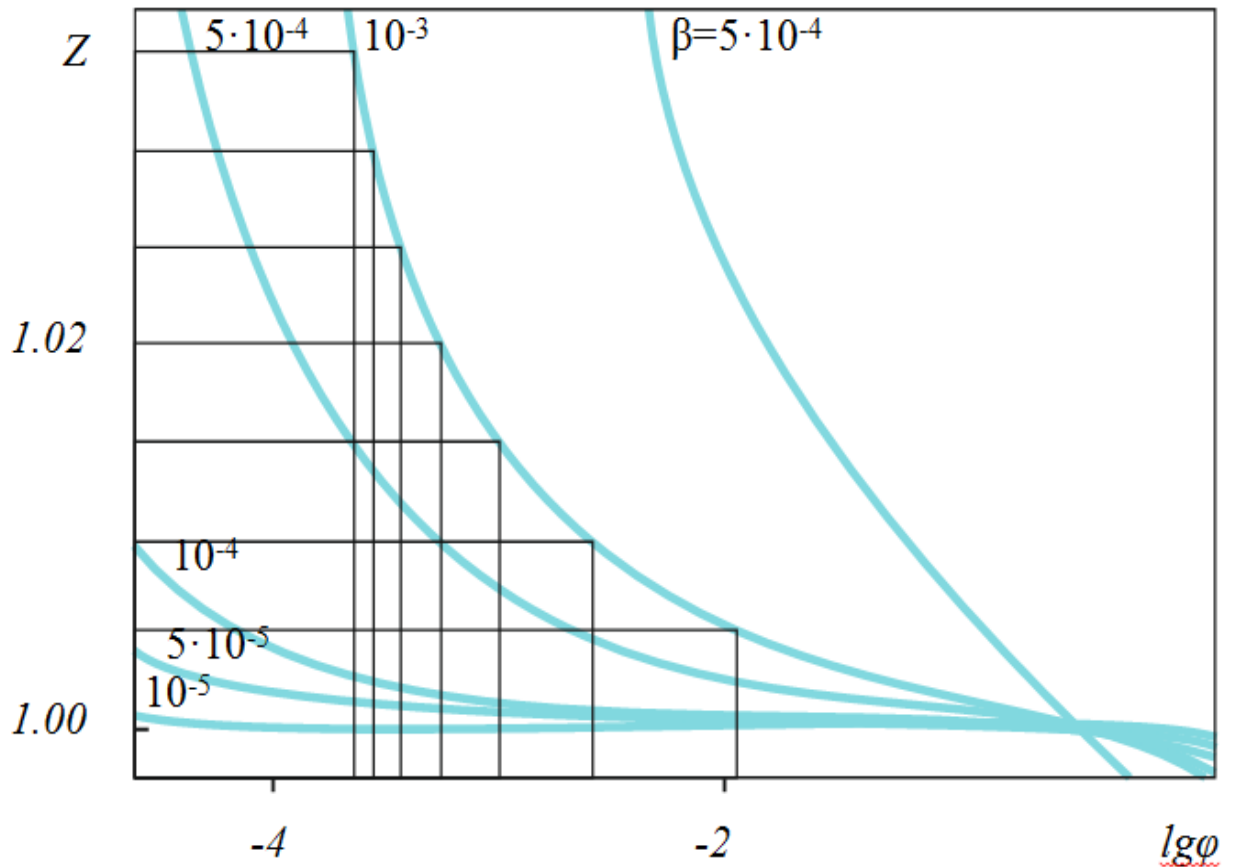


Рисунок 3.1 – Графоаналітичний розв'язок рівняння (3.12)

На основі графоаналітичного розв'язку рівняння (3.12) можна побудувати функціональну залежність між параметрами  $\phi$  та  $z$ , графік якої подана на рисунку 3.2.

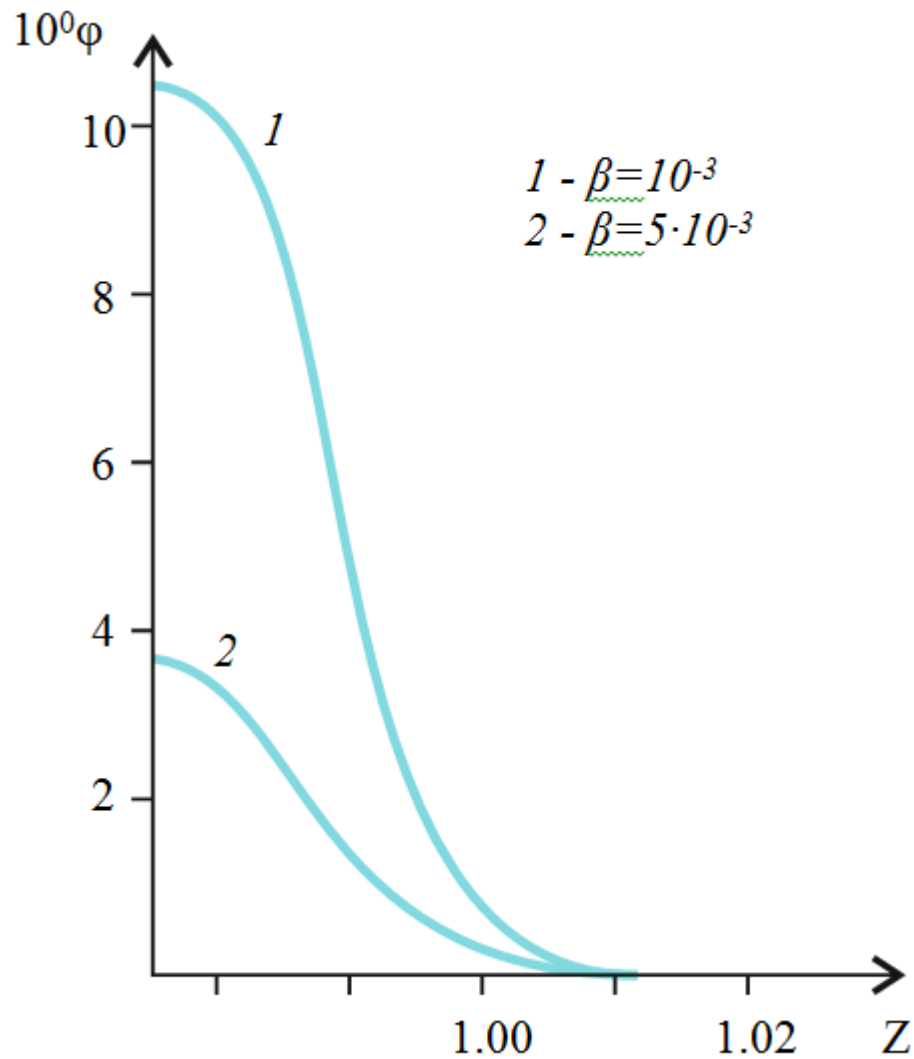


Рисунок 3.2 - Характер розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу в безрозмірній формі

Аналіз побудованих кривих показує залежність функції від параметру  $\beta$ . Який по суті характеризує гідравлічний опір потоку двофазної системи в трубі. Зі збільшенням параметра  $\beta$  зменшується максимальний розмір відносної площі, зайнятої краплями рідини на початку газопроводу (при  $z = 0$ ). Аналізуючи величини і принцип побудови параметра  $\beta$  можна сказати, що чим більші розміри крапель, тим менше їх знаходиться в потоці газу в газопроводі. Крім того, із збільшенням коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу параметр  $\beta$  збільшується, що призводить до зменшення кількості крапель у початковому перетині газопроводу.

Зі зменшенням параметра  $\beta$  зростає крутість кривої залежності  $\varphi=\varphi(z)$ . Це значить, що зі зменшенням параметра  $\beta$  інтенсивність випадання крапель у газопроводі зростає. Аналізуючи структуру параметру  $\beta$  можна сказати, що зі зменшенням коефіцієнта гідравлічного опору інтенсивність випадання крапель у газопроводі збільшується. До такого ж ефекту призводить зменшення масової витрати газу, а також збільшення динамічної в'язкості газу і коефіцієнта опору руху краплі в газовому потоці. В трубах великого діаметра кількість рідкої суспензії в газопроводі більше і інтенсивність її випадання збільшується. Величина, що описується, приводиться в безрозмірній формі, у виразі співвідношень.

Характеристика потоку  $\varphi$  у відповідності до (3.6) являє собою відношення площі поперечного перерізу труби, яку займає рідка фаза (краплі) до загальної площі живого перерізу, тобто її можна розглядати як безрозмірну насиченість потоку краплями рідини. Зменшення характеристики  $\varphi$  можна розглядати як процес випадання рідкої фази в порожнині газопроводу.

Параметр  $z$  в безрозмірній формі представляє просторово-часову характеристику двофазного потоку. Тому залежність  $\varphi=\varphi(z)$  при  $\beta = \text{const}$  можна трактувати як безрозмірну функціональну залежність процесу осідання рідинних крапель в порожнині газопроводу.

### **3.2 Адаптивна модель розподілу рідинних скупчень в газопроводі**

В [3] побудовано на основі фактичних вимірювань на реальних газопроводах залежності товщини відкладень від лінійної координати ділянки газопроводу і часу, які у вигляді графіків подано на рисунку 3.3.



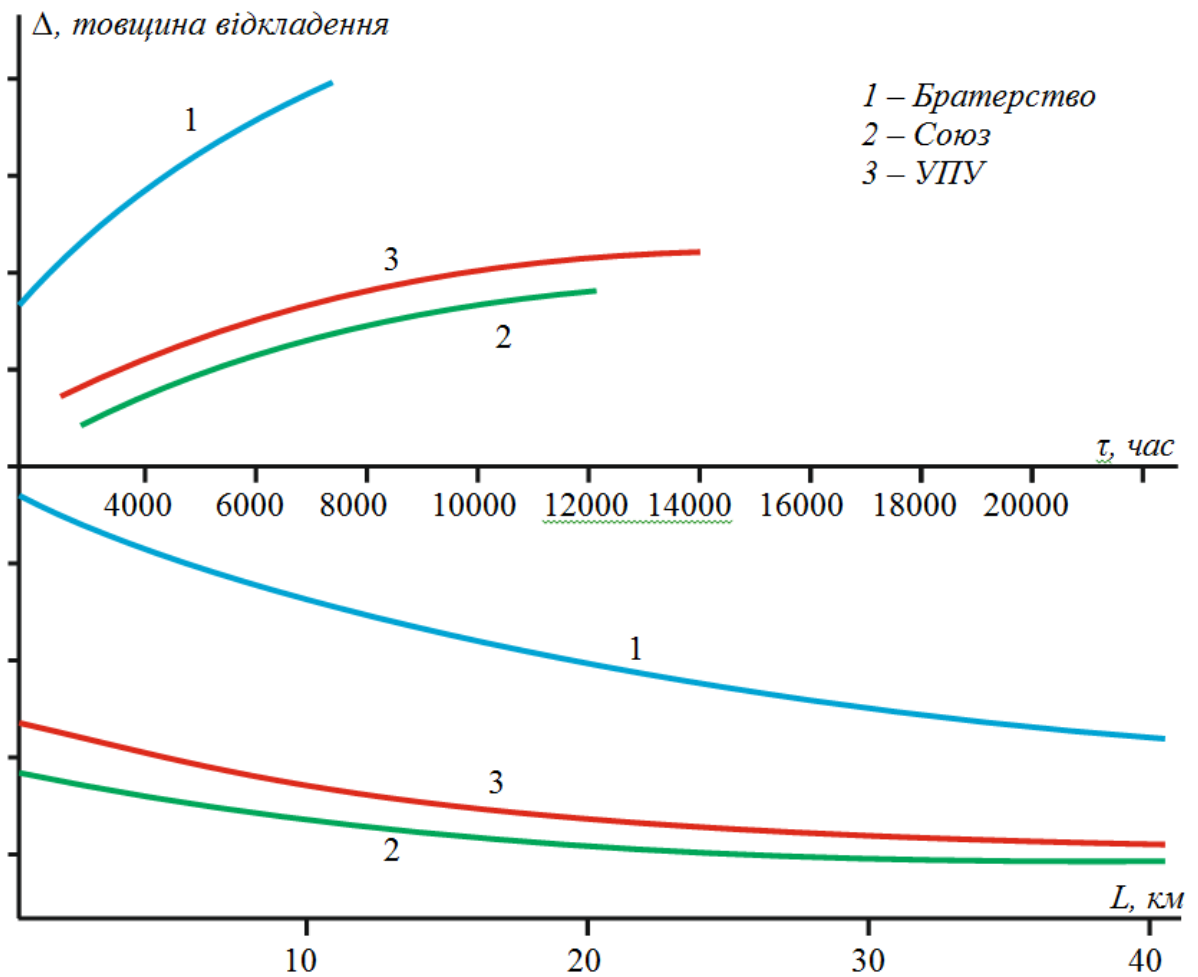


Рисунок 3.3- Характер розподілу рідинних відкладень  
в газопроводі по довжині і в часі

Порівняння тенденцій залежності обсягу рідинних відкладень в газопроводі, отриманих на основі аналітичних залежностей та фактичних даних свідчать про співпадання їх характеру. В зв'язку з сказаним проведені аналітичні дослідження дозволять створити теоретичні засади процесу відкладання рідинних скупчень в порожнині газопроводу.

З погляду дослідження ефективності особливий інтерес представляє вплив на характер процесу переносу потоком газу крапель рідини величини коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу. В початковий момент експлуатації газопроводу (після очищення порожнини) коефіцієнт

гідравлічного опору має мінімальне значення, внаслідок чого величина параметра  $\beta$  мінімальна. З цього випливає, що в потоці знаходиться максимальна кількість крапель рідини і інтенсивність їх випадання найбільша. Тому рідкі скупчення утворюються в початковій ділянці газопроводу. Внаслідок цього величина коефіцієнта гідравлічного опору зростає, що призводить до збільшення параметра  $\beta$ . Тому кількість рідини в потоці зменшується і знижується інтенсивність випадання крапель рідини. Проте при цьому краплі рідини переносяться на більшу відстань від початку газопроводу.

Товщина відкладень як функція відстані і часу носить експоненційний характер, причому із збільшенням часу експлуатації газопроводу товщина відкладень зростає, а з збільшення віддалі від КС зменшується. У зв'язку з цим в [3] було запропоновано наступну математичну модель залежності товщини відкладень від відстані і часу

$$h = h_0 \exp(-a \bar{x} + b \bar{t}), \quad (3.14)$$

де  $h_0$  - максимальне значення товщини відкладень на початку газопроводу;

$\bar{x}$ ,  $\bar{t}$  - відносні значення лінійної координати і часу

$$\bar{x} = x / L \quad \bar{t} = t / T,$$

$L$  - відстань між КС (довжина ділянки)

$T$  - період експлуатації газопроводу.

Очевидно, що графічні залежності, подані на рисунках 3.2 і 3.3, повинні бути ідентичними, оскільки описують один і той ж характер розподілу відкладень по довжині газопроводу і в часі. Характер формування графічних залежностей, побудованих на основі реалізації рівняння (3.12) визначається параметром  $\beta$ , а емпіричної залежності (3.14) – коефіцієнтами  $a$  і  $b$ , причому

коефіцієнт  $a$  характеризує розподіл відкладень по довжині газопроводу, а коефіцієнт  $b$  – в часі. Тому між параметрами  $\beta$  і  $b$  повинен існувати взаємозв'язок.

Для встановлення зв'язку між аналітичними і експериментальними параметрами пропонується наступний алгоритм адаптації.

Вважається відомим характер розподілу рідинних скупчень по довжині газопроводу для певного моменту часу  $t_L$ . Він може бути побудованим на основі фактичних даних, або за залежністю (3.14). У відповідності до заданого розподілу товщини відкладень по довжині кожному значенню лінійної координати  $x_1, x_2, \dots, x_i$  ставиться у відповідність набір товщин відкладень  $h_1, h_2, \dots, h_i$ .

Задаємося довільним значенням величини параметру  $\beta_0$  і розв'язуємо аналітично поставлену задачу (3.12). В результаті отримаємо аналітичний розподіл товщини відкладень по довжині ділянки газопроводу, результатом якого є відповідність значенням координат  $x_1, x_2, \dots, x_i$  певних розрахункових товщин відкладень  $y_1, y_2, \dots, y_i$ , які в ідеальному випадку повинні бути рівними дослідним значенням товщин відкладень  $h_1, h_2, \dots, h_i$ . Однак, внаслідок довільного вибору величини параметра  $\beta_0$  і відхилення між теоретичними і фактичними значеннями прогнозного параметра рівності  $h_i = y_i$ , для всіх значень  $i$  досягнути неможливо. Тому визначається середньоквадратичне відхилення

$$S^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - h_i)^2 \quad (3.15)$$

Для адаптації теоретичних результатів пропонується використати метод конкуруючих варіантів. З цією метою надаємо певний приріст величині параметру  $\beta$

$$\beta_j = \beta_0 + \delta \beta \quad (3.16)$$

Використавши значення параметра  $\beta_j$ , за (3.12) будемо аналітичний закон розподілу товщини відкладень по довжині газопроводу і за (3.15) обчислюємо величину середньоквадратичного відхилення  $S_j$ . Якщо величини середньоквадратичного відхилення змінилася в сторону зростання, то в (3.16) знак поправки  $\delta\beta$  змінюємо на протилежний і процедуру повторюємо.

Наступним кроком знаходимо середньоквадратичне відхилення  $S_{j+1}$  при значенні параметра  $\beta_{j+1}$ . Якщо спостерігається нерівність  $S_{j+1} < S_j$ , то виконуємо наступний крок адаптації до досягнення нерівності  $S_{j+1} > S_j$ , після чого процедура припиняється. В результаті найбільш точного спів падання теоретичних значень з фактичними отримуємо значення параметра  $\beta_a$ , яке відповідає адаптації теоретичного закону розподілу відкладень до фактичних умов.

Вся процедура адаптації може бути проведена для різних моментів часу експлуатації газопроводу, в результаті чого отримуємо залежність параметра  $\beta_a$  від часу.

Адаптивна модель розподілу відкладень по довжині газопроводу і в часі дозволяє отримати реальний закон розподілу, який базується на фізичних уявленнях про процес переносу крапельної рідини потоком газу. Тому розрахований за приведеним алгоритмом адаптивний параметр  $\beta_a$  можна представити аналітичною залежністю

$$\beta_a = \frac{\lambda M r^2}{12 \alpha \eta d F}. \quad (3.17)$$

З (3.17) при відомій величині параметра  $\beta_a$  можна визначити фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу  $\lambda$ , якщо відома масова витрата газу  $M$  і характеристики газопроводу і газу, а, значить, розрахувати коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу і побудувати характер його зміни в часі.

### 3.3 Прогноз розподілу відкладень в магістральних газопроводах на основі адаптивної моделі

Аналіз складу і фізичних властивостей скупчень з внутрішньої порожнини газопроводу виконаний на основі фізико-хімічних операцій над пробами, що відбирались із порожнини газопроводу “Братерство”, “Союз” і Уренгой-Помари-Ужгород на ділянках УМГ “Прикарпаттрансгаз” в моменти аварій і обслуговування лінійної частини [3].

За зовнішнім виглядом скупчення в порожнині газопроводів можуть бути поділені на дві групи: рідинні малов'язкі скупчення, які представлені в основному газовим конденсатом і водою, високов'язкі застигаючі смолисті скупчення. Скупчення першої групи спостерігались у порожнині газопроводів на значній відстані від виходу КС (понад 25 км), що дозволяє зробити висновок про їхнє походження. Аналіз вологості та вологовмісту газів, що транспортуються, показує, що ці скупчення випадають на відмітці траси, де досягається точка роси газу, що перекачується, по воді і вуглеводням. У зв'язку з цим до складу цих скупчень входить газовий конденсат, який представлений важкими вуглеводнями, що випали з газу, і вода. Після тривалого відстоювання проби спостерігалась границя розділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливались в широких межах. Під дією потоку газу малов'язкі рідкі відкладення переміщуються вздовж нижньої твірної труби до понижених точок профілю траси газопроводу, утворюючи рідинні пробки. Тому характер їх розподілу визначається виключно профілем траси газопроводу, в зв'язку з чим тут не розглядається.

Високов'язкі застигаючі скупчення з порожнини трубопроводу – це речовина, яка схожа на консистентні мастила нафтового походження. У трубопроводі вони знаходяться в малорухомому стані, займаючи частину труби серпоподібного перерізу з максимальної товщиною в нижній твірній, яка сходить до нуля на кінцях горизонтального діаметра труби. Максимальна

товщина відкладень вимірювалась за допомогою мірного щупа в непорушеному стані. Результати вимірювань наведені в таблиці 3.1

За природою походження ці відкладення є результатом виносу мастила з ущільнення «масло-газ» відцентрових нагнітачів на компресорних станціях. Вони у вигляді крапель переносяться потоком газу і осідають на стінках труби, причому віддаль перенесення крапель потоком залежить від їх діаметру: з збільшенням діаметру краплі відстань перенесення зменшується. Під дією високої температури стінки труби в суміші з продуктами внутрішньої корозії ці відкладення формують в'язку плівку на стінках труби, товщина якої з відстанню від компресорної станції зменшується. На відстані приблизно 20 км від КС досягається точка роси газу по воді і важких вуглеводнях, що призводить до конденсації малов'язких відкладень, які розчиняють високов'язку фракцію і переносять в понижені ділянки профілю траси. Тому дані дослідження присвячені розподілу високов'язких відкладень на початкових ділянках траси газопроводу.

Таблиця 3.1 – Розподіл в'язких відкладень в газопроводах

Дата очистки	Дата відбору проб	Від- даль L, км	Товщи- на відкла- день, h,мм	Параметри моделі			$10^3 \beta_a$	$\lambda$	E
				$h_0, мм$	a	b			
Газопровід «Союз»									
10,10.87	11,04.88	0,4	22,0	21	5,712	0,061	3,174	0,0121	0,921
- “ -	01,10.87	1,2	20,0					0,0098	0,978
- “ -	12,10.98	3,0	20,5					0,0099	0,985
04,09.98	03,04.00	11,6	14,5					0,0102	0,895
10,10.99	15,06.00	11,8	13,2					0,0081	0,890
04,09.00	16,01.01	19,8	9,5					0,0082	0,892
- “ -	22,02.02	27,6	9,5					0,0076	0,869
- “ -	15,04.02	32,0	8,5					0,0075	0,855
- “ -	11,07.02	40,0	7,0					0,079	0,878

Продовження таблиці 3.1

Дата очистки	Дата відбору проб	Від- даль L, км	Товщи- на відкла- день, h,мм	Параметри моделі			$10^3$ $\beta_a$	$\lambda$	E
				$h_0$ ,мм	a	b			
Газопровід «Уренгой-Помари-Ужгород»									
18,08.88	22,08.89	0,4	16,0	16	4,711	0,901	4,315	0,0109	0,981
18,08.88	16,08.89	0,8	15,0					0,0099	0,976
18,08.88	17,08.89	1,4	14,5					0,0103	0,990
25,09.87	12,07.88	1,6	12,5					0,0101	0,982
18,08.88	04,09.89	2,0	16,0					0,0103	0,990
18,08.98	07,08.99	2,4	15,0					0,0099	0,975
25,08.99	04,07.00	2,7	13,0					0,0102	0,985
25,08.99	04,04.01	11,6	11,0					0,0084	0,897
25,08.99	09,03.01	20,0	7,5					0,0084	0,893
25,09.01	28,03.02	20,8	7,8					0,0085	0,899
Газопровід «Братерство»									
12,09.84	17,04.96	0,4	45,5	46	8,702	0,504	9,176	0,0147	0,970
-"-	12,02.87	0,75	41,7					0,0112	0,899
-"-	10,06.88	3,1	38,0					0,0109	0,889
-"-	31,07.88	4,0	40,5					0,0110	0,892
-"-	06,06.89	4,2	35,5					0,0111	0,895
-"-	12,02.90	13,0	31,5					0,0110	0,893
-"-	09,09.90	13,4	37,5					0,0111	0,895
-"-	27,03.91	19,6	33,5					0,0110	0,894
-"-	07,01.92	25,0	24,0					0,0111	0,895
-"-	09,01.93	25,4	31,0					0,0111	0,896
-"-	22,01.93	25,6	29,0					0,0112	0,898
-"-	22,05.93	30,0	18,0					0,0111	0,896
-"-	26,03.93	39,6	13,5					0,0111	0,897

Розрахунки прогнозу гідравлічної ефективності проводились на основі  
приведеної вище методики, згідно з якою для кожного моменту часу

визначався параметр  $\beta_a$ . З цією метою використовувалася емпірична модель розподілу відкладень по довжині газопроводу у фіксований момент часу на основі фактичних даних вимірювання товщини відкладень в порожнині газопроводу. За 5 рівнями визначалося середньоквадратичне відхилення, мінімізація якого методом конкуруючих варіантів дозволила визначити для кожного газопроводу значення параметра  $\beta_a$ .

За відомою продуктивністю газопроводу в даний момент часу  $Q$  і фізичними властивостями газу для даної дисперсності крапельної вологи, що переноситься потоком газу, визначалося фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу

$$\lambda = \frac{12\alpha\eta d F \beta_a}{Mr^2}, \quad (3.18)$$

де  $M$  – масова витрата газу в газопроводі

$$M = Q \rho \Delta,$$

$\rho$ ,  $\Delta$  - густина повітря за стандартних умов і відносна густина газу;

$F = \pi d^2/4$  - площа поперечного перерізу труби;

$\eta$  - динамічна в'язкість газу;

$\alpha/r^2$  - дисперсність крапельної вологи.

Розрахунки, проведені по (3.18) дозволили отримати числове значення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу на початкових ділянках траси (після КС), для яких характерні високов'язкі відкладення. Коефіцієнт гідравлічної ефективності для даних ділянок визначався з залежності



$$E = \sqrt{\frac{\lambda_t}{\lambda}},$$

де  $\lambda_t$  - теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору;

$$\lambda_t = 0,067 \left( \frac{158}{R_e} + \frac{2K_e}{d} \right)^{0,2},$$

$K_e$  - еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні сталевих труб;

$R_e$  - число Рейнольдса

$$R_e = 1,81 \cdot 10^3 Q \Delta / d \eta.$$

Результати розрахунків подані в таблиці 2.1. Зауважимо, що отримане таким чином значення коефіцієнта гідравлічної ефективності відрізняється від її величини для повної ділянки газопроводу, оскільки розрахунки проведено тільки для початкових ділянок траси, на яких спостерігається наявність високов'язких відкладень. Решта ділянки газопроводу має суттєвий вплив на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності в зв'язку з тим, що вона має суттєво більшу довжину з наявністю малов'язких рідинних скупчень, які в газопроводі виконують роль місцевих опорів і викликають значну втрату енергії газового потоку.

Перевагою запропонованого методу аналізу відкладень в газопроводах і прогнозу їх гідравлічної ефективності є можливість аналітично зв'язати величину коефіцієнта гідравлічної ефективності з об'ємом рідинних високов'язких відкладень в порожнині газопроводу.

В таблиці 3.1 наведено результати вимірювань товщини відкладень в порожнині газопроводів «Союз» за 11.07.14 на лінійній відмітці 14,1 км від КС «Хуст», Уренгой-Помари-Ужгород за 28.03.14 на лінійній відмітці 2,8 км від КС «Богородчани» та «Братерство» за 22.09.13 та 26.05.14 відповідно на

відмітках 30,6 км та 19,1 км від КС «Долина», виконані при проведенні профілактичних ремонтів по заміні дефектних ділянок труб. В результаті проведення вимірювань визначалася не тільки максимальна товщина відкладень, а й характер їх розподілу по перерізу труби. Результати приведено в таблиці 3.2. Їх аналіз підтверджує наведене в [ 2 ] твердження про серпоподібний розподіл високов'язких відкладень по перерізу трубопроводу. Обробка результатів методом найменших квадратів дозволила побудувати математичну модель характеру розподілу високов'язких відкладень по нормальному перерізу трубопроводу.

Таблиця 3.2 – Розподіл відкладень по перерізу газопроводів

Характеристика газопроводу			Товщина відкладень, мм		
Газопровід	Дата	Відстань, км	максимальна	на відстані 300 мм	на відстані 600 мм
Союз	11.07.14	14,1	17,0	12,5	9,3
УПУ	28.03.14	2,8	14,8	11,0	8,1
Братерство (а)	22.09.13	30,6	18,0	13,3	10,0
Братерство (б)	26.05.14	19,1	33,9	25,1	18,5

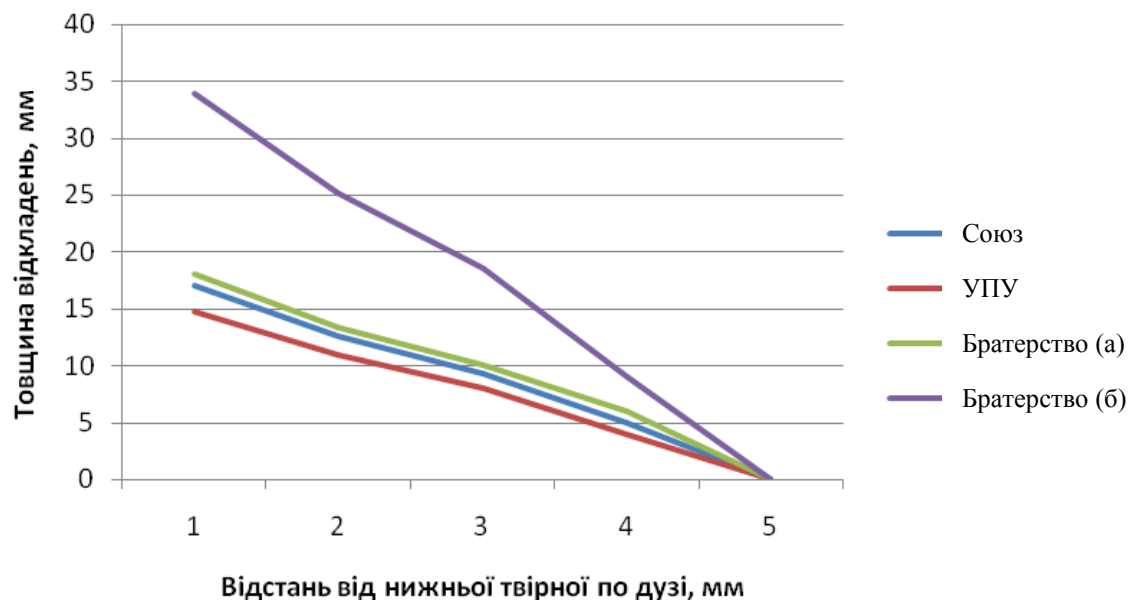


Рисунок 3.4 – Розподіл відкладень по перерізу трубопроводу

Математична форма кривої розподілу товщини відкладень по перерізу трубопроводу була апроксимована параболою у вигляді

$$y = h - as - bs^2,$$

де  $y$  - товщина відкладень у даному нормальному перерізі трубопроводу на відстані  $s$  мм від нижньої твірної труби по дузі зовнішньої поверхні;

$h$  - максимальна товщина відкладень по нижній твірній труби;

$a, b$  – параметри моделі, які визначалися методом найменших квадратів.

Одержана модель для газопроводів і перерізів, приведених в таблиці 3.2, має наступний вигляд:

газопровід «Союз»

$$y = h - 1,283 \cdot 10^{-2} s - 3,389 \cdot 10^{-5} s^2 .$$

газопровід «Уренгой-Помари-Ужгород»

$$y = h - 0,628 \cdot 10^{-2} s - 1,907 \cdot 10^{-5} s^2 .$$

газопровід «Братерство»

$$y = h - 0,822 \cdot 10^{-2} s - 3,542 \cdot 10^{-5} s^2 .$$

$$y = h - 1,444 \cdot 10^{-2} s - 6,685 \cdot 10^{-5} s^2 .$$

Отримані залежності в комплексі з моделлю розподілу товщини відкладень у вигляді розв'язку рівняння (3.12) та моделі (3.14) дозволяють обчислити об'єм високов'язких відкладень в порожнині газопроводу

$$V = 2 \int_0^L \left( \int_0^{p/4} y(s) ds \right) h(x,t) dx,$$

де  $L$  – довжина ділянки газопроводу з високов'язкими рідинними відкладеннями;

$p$  – довжина кола внутрішньої поверхні газопроводу

Розрахунки за приведеною методикою з використанням даних, приведених в таблицях 3.1 і 3.2, дозволили визначити об'єми високов'язких відкладень в порожнині газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Братерство» на початкових ділянках траси після компресорних станцій «Богородчани» і «Долина». Результати розрахунків приведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку об'єму відкладень в газопроводах

Об'єм відкладень, м <sup>3</sup>				
Газопровід	За (3.12)	За (3.14)	Розбіжність, %	Гідравлічна ефективність
Союз	18,01404	17,958763	0,308	0,878
УПУ	14,56525	14,132431	3,015	0,899
Братерство	29,31981	28,887651	1,485	0,857

Результати розрахунків показують хорошу збіжність отриманих значень кількості відкладень на основі теоретичних і емпіричних методів.

В таблиці 3.3 приведено також значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, розраховані для початкових ділянок траси газопроводів на основі теоретичних досліджень. Аналіз співставлення значень об'ємів високов'язких відкладень в порожнині трубопроводів та коефіцієнтів гідравлічної ефективності свідчить про їх задовільну кореляцію, що підтверджує достовірність результатів.

### 3.4 Висновки по розділу 3

1. Поставлена і розв'язана задача процесу перенесення крапельної вологи потоком газу вздовж осі трубопроводу дозволила отримати аналітичну залежність розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу для початкових ділянок траси, які прилягають до компресорної станції.

2. На основі отриманого аналітичного розв'язку і статистичних та експериментальних даних про розподіл високов'язких рідинних відкладень по довжині газопроводу і в часі створено адаптивну модель, яка дозволяє встановити залежність між характером розподілу відкладень і коефіцієнтом гідравлічної ефективності.

3. Показано на основі фактичних даних по експлуатації газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Братерство» принцип прогнозування розподілу високов'язких відкладень в газопроводах, визначення їх об'єму і кореляцію з коефіцієнтом гідравлічної ефективності.

## РОЗДІЛ 4

### ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПІДХІД ДО ПИТАННЯ ПРО ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВОДІВ

Гідравлічна ефективність газотранспортних систем характеризує процес зміни технічного стану газопроводу в часі експлуатації і визначається зростанням енергозатрат на транспортування газу понад розрахункову величину. Оскільки гідравлічна ефективність пов'язана з енерговитратами на транспортування газу магістральними газопроводами, то доцільно проаналізувати втрати кожного з видів енергії за величиною і характером з метою визначення оптимального з точки зору мінімуму енерговитрат режиму перекачування газу.

Енергетичній характеристиці трубопровідного транспорту газу у вітчизняній і зарубіжній літературі присвячено значний обсяг результатів досліджень, в яких визначається величина енерговитрат на транспорт як аналітичними, так і експериментальними і статистичними методами, приводяться рекомендації і технології, спрямовані на зменшення втрат енергії при транспортуванні. Коефіцієнт гідравлічної ефективності ототожнюється з коефіцієнтом корисної дії лінійної ділянки газопроводу. Такий підхід виключає з аналізу енерговитрат при транспортуванні газу внутрішню енергію газу як елемент повної енергії потоку. Неврахування внутрішньої енергії газу в загальній структурі енергетики газового потоку призводить до завищення показників енергоефективності роботи газотранспортної системи, тобто до спотворення реальної картини енерговитрат на трубопровідний транспорт газу. Враховуючи гігантську енергоємність газотранспортного комплексу, слід зауважити, що навіть незначна у процентному співвідношенні частка неврахованих енерговитрат виливається в солідну перевитрату енергоносіїв. Тому з метою достовірного прогнозування енергетичних характеристик газотранспортної системи необхідно проводити глибокий аналіз всіх видів

втрат енергій при транспортуванні газу, і в першу чергу при оцінці гідравлічної ефективності газотранспортної системи.

#### 4.1 Аналіз енерговитрат в потоці газу

Для газових потоків, що рухаються в магістральних газопроводах, дисипація енергії виражається в перетворенні потенціальної енергії в кінетичну і далі у внутрішню енергію газу, яка внаслідок взаємодії з довкіллям розсіюється в ґрунт у вигляді тепла.

У загальному випадку нестационарний термогазодинамічний процес руху газу в трубопроводі може бути описаний системою диференціальних рівнянь, наведених у векторній формі [2,4,9,10]:

$$\bar{g}\rho - \text{grad}\bar{P} + \mu\nabla^2\bar{W} - \rho\left(\frac{\partial\bar{W}}{\partial t} + \bar{W}\text{grad}\bar{W}\right) = 0, \quad (4.1)$$

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \text{div}\bar{W} = 0,$$

$$\bar{W}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \text{grad}\bar{T} = -\frac{1}{\rho}\text{div}\bar{q} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \frac{1}{\rho}(\Phi + \bar{q}),$$

де  $\rho$  – густина газу як функція просторових координат і часу;  $\bar{P}$  – вектор тиску;  $\bar{W}$  – вектор швидкостей із проєкціями на просторові координати  $u, v, w$ ;  $\bar{T}$  – вектор температурного поля;  $\bar{g}$  – тепловий потік у навколишнє середовище;  $\Phi$  – дисипативна функція Релея

Тоді математична модель одномірного руху газу в трубопроводі з урахуванням теплообміну може бути представлена у вигляді системи рівнянь [1,4,5,11]

$$\frac{\partial\rho}{\partial x} + \alpha W\frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g\frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda\rho W^2}{2d} = 0,$$

$$\frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial t} &= -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left( \rho \frac{\partial W}{\partial x} \left( c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \right. \\ &\quad \left. + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) = \\ &= \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c). \end{aligned}$$

Тут, крім зазначених вище позначень, прийнято:  $c_p$ ,  $c_c$  – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб;  $T_{\text{нав}}$ ,  $T_c$  – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;  $\alpha_1, \alpha_2$  – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;  $D$ ,  $d$  – зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi, \xi_c$  – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;  $F$ ,  $F_c$  – площа перерізу трубопроводу і стінки;  $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$ ;  $h$  – геодезична позначка траси газопроводу.

Останнє рівняння системи (2) називають рівнянням енергії потоку газу. Воно відображає закон збереження енергії стосовно руху реального газу в трубопроводі. При цьому ліва частина рівняння містить члени, що враховують характер перетворення механічної енергії газового потоку у внутрішню енергію газу, а права частина відповідає розсіюванню внутрішньої енергії за рахунок теплообміну з довкіллям. Відношення останнього члена рівняння, який характеризує теплообмін з довкіллям, до першого члена, що характеризує процес перетворення механічної енергії в теплову, можна розглядати як основну характеристику термогазодинамічного процесу. Тому таке відношення може вважатися критерієм подібності процесів дисипації енергії. Як показано в [6,12], дане співвідношення шляхом приведення диференціальних операторів і нескладних перетворень може бути представлено у вигляді



$$\Lambda = \frac{k(T_{zp} - T)W}{P_{cp}c_pT_{cp}} \cdot \quad (4.3)$$

Неважко бачити, що отриманий комплекс є безрозмірним, отриманим на основі класичного рівняння, яке відображає закон збереження і перетворення енергії, тому може вважатися критерієм подібності дисипації енергії в газових потоках.

Визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності і динаміки його зміни в часі проводилося в рамках довгострокового і довготривалого виробничого експерименту, що виконувався на протязі 1999-2010 рр. на ділянках газопроводів "Братерство", "Союз", "Уренгой-Помари-Ужгород", "Прогрес", які експлуатуються УМГ "Прикарпаттрансгаз". Для розрахунку коефіцієнту гідравлічної ефективності використовувалася методика, заснована на математичних моделях стаціонарної течії газу в трубах.

Початкові дані вибиралися з картограм запису параметрів газового потоку на компресорних станціях приладами, спеціально встановленими з метою проведення експерименту. Клас точності манометрів на початку і кінці лінійної ділянки складав 1.0, клас точності діафрагмових витратомірів складав 1.0 по тиску і 1.5 по перепаду.

Рахунки коефіцієнтів гідравлічної ефективності виконувались за вихідними даними, які відповідають стаціонарному режиму роботи газопроводу [5,13].

Для визначення середньої по трасі температури ґрунту в непорушеному тепловому стані проводилися її вимірювання в різних точках траси і на різних глибинах. Із цією метою на різних відстанях від осі трубопроводу (5 м, 50 м) бурилися вимірювальні свердловини, в яких на різних глибинах (1.8м і 3.6м) постійно знаходилися шкальні ртутні термометри з теплоізолюваним балоном. Покази термометрів знімалися впродовж трьох років. На основі одержаних даних побудовані статистичні графічні залежності температури

грунту залежно від календарної пори року. Результати у вигляді графіків приведені на рисунку 1.5.

Їх аналіз показує, що на глибині закладення осі трубопроводу температура ґрунту в непорушеному тепловому стані протягом року змінюється в межах від 2.9 °С до 13.5 °С. При цьому мінімум температури характерний для березня, а максимум для вересня. В порівнянні з характером зміни температур повітря спостерігається запізнювання приблизно на 60 діб, яке пояснюється теплопровідністю ґрунту і великою інерційністю системи. Діапазон зміни температури ґрунту на глибині залягання трубопроводу складає від 8 до 14 %. Це значить, що сезонні зміни температури слід враховувати при розрахунках ефективності роботи газопроводу. Не врахування сезонних змін температури ґрунту призведе до збільшення випадкової похибки у визначенні коефіцієнта ефективності згідно з розрахунками на 1.5-2 %. Розрахунки для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності на газопроводах проводилися кожного місяця – 2001÷2004 рр, а також повторювалися для різних сезонів експлуатації газопроводів в 2013-2014 роках.

Результати розрахунків усереднювалися для кожного місяця. Таким чином були побудовані статистичні залежності коефіцієнтів гідравлічної ефективності газотранспортних систем від часу, які подані у вигляді графіків на рисунку 1.4.

Як і слід було очікувати, коефіцієнт гідравлічної ефективності в часі знижується. Проте, залежно від умов експлуатації газопроводу або системи характер падіння може бути різним.

Розрахунки показують, що значення коефіцієнта гідравлічної ефективності може істотно змінитися (на величину до 50%) протягом декількох годин. Окрім того, для нового газопроводу або після ретельного очищення значення коефіцієнта гідравлічної ефективності не досягає 100%, навіть при вимірюваннях в умовах стаціонарного режиму. Це означає, що математична модель для визначення ефективності не враховує всіх видів

енергетичних втрат. Тому, для оцінки ступеня впливу теплових енергетичних втрат проводилися статистичні дослідження на реальних режимах роботи газопроводів "Братерство", "Союз" і "Уренгой-Помари-Ужгород".

Згідно з законами класичної газової динаміки, температура і тиск є мірами енергії газового потоку. При цьому температура є критерієм внутрішньої енергії газового потоку, а тиск і швидкісний напір - критерієм механічної. Згідно з законами збереження і перетворення енергії, дисипація будь-якого його виду призводить до втрати загальної енергоємності замкнутої системи [3,4,7].

Коефіцієнт ефективності роботи газопроводів вказує на зниження енергоємності замкнутої системи (газового потоку) в результаті перетворення механічної енергії газового потоку в теплову, і подальших тепловтрат в навколишнє середовище.

Таким чином, величина теплопередачі від газового потоку в навколишнє середовище для магістрального газопроводу повинна бути тісно пов'язана з коефіцієнтом ефективності роботи газопроводу. Неврахування характеру і ступеня зміни внутрішньої енергії газу приводить до занижених значень коефіцієнта гідравлічної ефективності і збільшує його дисперсію навколо середнього значення. Отже, неврахування характеру та ступеня зміни внутрішньої енергії газу призводить до занижених значень коефіцієнта гідравлічної ефективності та збільшує його дисперсію навколо середнього значення.

Аналізуючи динаміку зміни коефіцієнта гідравлічної ефективності в часі, можна зауважити, що при загальній тенденції до зниження його числового значення на протязі 2000 – 2004 рр. для газопроводів «Братерство», «Союз» та «Уренгой-Помари-Ужгород» спостерігається його зростання в літній період і зниження в зимовий. За своєю природою гідравлічна ефективність є параметричною ознакою технічного стану внутрішньої порожнини газопроводу, і тому коефіцієнт гідравлічної ефективності не може принципово зростати в часі, якщо для цього не приймалися спеціальні заходи. Очевидно, що

зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності в літній період для всіх вказаних газопроводів і на протязі значного проміжку часу повинно мати своє фізичне пояснення. Зауважимо, що максимальні значення коефіцієнта гідравлічної ефективності спостерігаються для моментів часу, в яких температура ґрунту в непорушеному тепловому стані є максимальною (серпень-вересень), а найнижчі значення – відповідають мінімуму температури ґрунту (лютий-березень), причому діапазон зміни досягає 4–6%.

На рисунку 4.1 приведено залежності зміни критерія  $\Lambda$  для умов траси газопроводів «Братерство» і «Союз» за 2012 рік експлуатації. Як бачимо, максимум тепловіддачі в довілля спостерігається для лютого-березня, а мінімум – для серпня-вересня, причому діапазон зміни внутрішньої енергії в часі складає приблизно 3-5%.

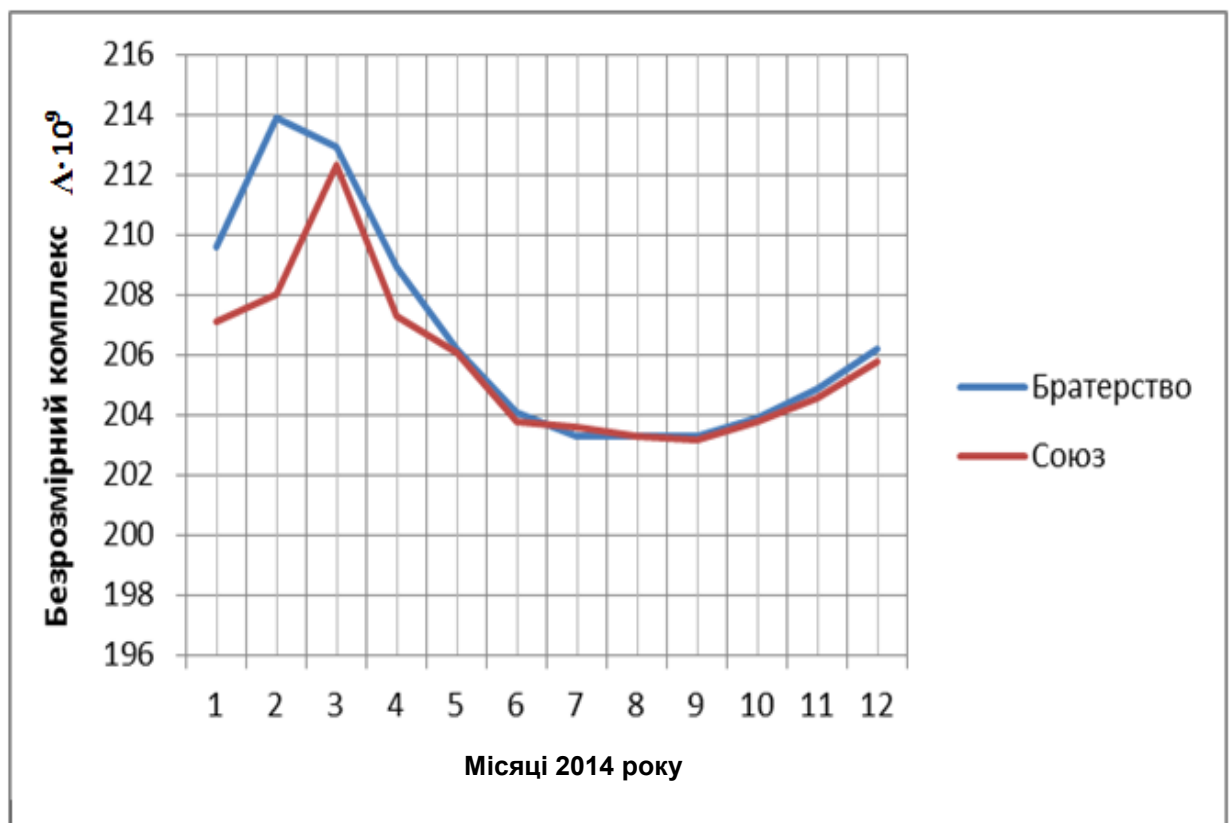


Рисунок 4.1- Динаміка зміни критерію  $\Lambda$  на протязі року

Це дозволяє стверджувати, що причиною зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності в літній період є зниження величини розсіювання внутрішньої енергії внаслідок збільшення температури довкілля, що не враховують математичні моделі для розрахунку ефективності.

Таким чином, для достовірності визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів необхідно проводити його розрахунки за методиками, які враховують не тільки зміну механічної енергії потоку газу в трубах, але й внутрішньої.

#### 4.2 Дослідження впливу енерговитрат на гідравлічну ефективність

Енергетичний баланс газового потоку в газопроводі описується рівнянням енергії, або узагальненим рівнянням Бернуллі, яке для випадку стаціонарної неізотермічної течії газу має вигляд [4,10,12]:

$$gh_1 + u_1 + \frac{P_1}{\rho} + \frac{w_1^2}{2} = gh_2 + u_2 + \frac{P_2}{\rho} + \frac{w_2^2}{2} + q + l, \quad (4.4)$$

де: індекси «1» і «2» відносяться до початкового і кінцевого перерізів газового потоку;  $h$  – геодезична позначка перерізу над площиною порівняння (питома потенціальна енергія положення);  $u$  - питома внутрішня енергія;  $\frac{P}{\rho}$  - питома потенціальна енергія тиску;  $\frac{w^2}{2}$  - питома кінетична енергія потоку;  $q$  - питома величина теплообміну;  $l$  - питома робота газового потоку.

Як відомо [1,4,14]:

$$u = c_v T = (c_p - R)T = \left(\frac{c_p}{c_p - c_v} - 1\right)RT = \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho}, \quad (4.5)$$

$$q = \frac{k_m \pi D x}{M} (T - T_{zp}); \quad \frac{P}{\rho} = zRT,$$

де:  $k$  - показник адиабати;  $k_m$  - повний коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;  $D$  - зовнішній діаметр відрізка газопроводу довжиною  $x$ ;  $M$  - масова витрата газу;  $R$  - газова стала;  $z$  - коефіцієнт стисливості газу;  $T, T_{gp}$  - температури газу і ґрунту відповідно.

В диференціальній формі (4.4) з врахуванням (4.5) має вигляд

$$\frac{zRT}{k-1} \frac{dP}{\rho} - \frac{M^2 (zRT)^2}{F^2} \frac{dP}{P^3} + \left( gi - \frac{k_m \pi D}{M} (T - T_{gp}) \right) dx + \frac{\lambda M^2 (zRT)^2}{2F^2 P^2 d} dx = 0, \quad (4.6)$$

де:  $i=h/L$  - геометричний нахил ділянки газопроводу внутрішнім діаметром  $d$ ;  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;  $F$  - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Для інтегрування (4.6) розділимо на  $zRT/P^2$ , зробимо заміну  $P^2=u$  та позначимо

$$a = \frac{M^2 zRT}{F^2} (k-1); \quad b = \frac{2(k-1)}{zRT} \left( gi - \frac{k_m \pi D}{M} (T - T_{gp}) \right); \quad c = \frac{M^2 \lambda zRT}{dF^2} (k-1),$$

Одержимо

$$du - a \frac{du}{u} + (bu + c) dx = 0. \quad (4.7)$$

Після розділення змінних отримаємо диференціальне рівняння

$$\left( 1 + b \frac{a}{c} \right) \frac{du}{(bu + c)} - \frac{a}{c} \frac{du}{u} + dx = 0. \quad (4.8)$$

При інтегруванні (4.8) врахуємо, що при зміні лінійної координати від 0 до  $x$  шукана функція змінюється в межах від  $u_1$  до  $u_x$ . Тоді розв'язок має вигляд:

$$\frac{bu_x + c}{bu_1 + c} = \exp\left(-b\left(\frac{a}{c} \ln \frac{u_x}{u_1}\right) / \left(1 + b\frac{a}{c}\right)\right), \quad (4.9)$$

В параметрах технологічного процесу транспорту газу отримаємо

$$\frac{\left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) P_x^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{MzRT}{F}\right)^2}{\left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{MzRT}{F}\right)^2} = \exp\left(-\frac{2(k-1)}{zRT} \left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) \frac{x + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)}{zRT} \left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) \frac{d}{\lambda}}\right)$$

Отримана залежність дозволяє визначити тиск  $P_x$  в довільному перерізі газопроводу  $x$  при відомій витраті газу і початковому тиску  $P_H$ . Якщо в одержаній залежності прийняти  $x=L$ , то отримаємо тиск в кінці ділянки газопроводу  $P_x = P_K$ . Тоді одержимо залежність для визначення масової витрати газу

$$\frac{\left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) P_K^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{MzRT}{F}\right)^2}{\left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left(\frac{MzRT}{F}\right)^2} = \exp\left(-\frac{2(k-1)}{zRT} \left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) \frac{L + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_K^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)}{zRT} \left(gi - \frac{\pi Dk_m}{M} \Delta T\right) \frac{d}{\lambda}}\right), \quad (4.10)$$

$$\text{де } \Delta T = T_{cp} - T_{cp}$$

Трансцендентне рівняння (4.10) не може представити розв'язок відносно масової витрати  $M$  в явному вигляді. Тому пропонується ітераційна процедура,

яка може бути реалізована графічним методом. З цією метою залежність (4.10) представляється у вигляді двох функцій масової витрати газу

$$\frac{(gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) P_K^2 + \frac{\lambda}{d} \left( \frac{M z R T}{F} \right)^2}{(gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left( \frac{M z R T}{F} \right)^2} = F_1(M) \quad (4.11)$$

$$\exp \left( - \frac{2(k-1)}{zRT} (gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) \frac{L + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)}{zRT} (gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) \frac{d}{\lambda}} \right) = F_2(M) \cdot$$

Алгоритм розрахунку представляє собою послідовність:

1. Задається масив значень об'ємної продуктивності газопроводу при стандартних умовах  $Q_i$ .

2. Для кожного з значень масиву визначається масова витрата

$$M_i = Q_i \rho_{CT},$$

( $\rho_{CT}$  - густина газу при стандартних умовах)

3. Для кожного з значень масиву визначається число Рейнольдса та коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу

$$Re = C \frac{Q_i \Delta}{d \eta}$$

$$\lambda = 0,067 (158 / Re + 2k_e / d)^{0,2}, \quad (4.12)$$

де  $C$  – коефіцієнт, що залежить від вибору системи одиниць вимірювання;  $\Delta, \eta$  - відносна густина і динамічна в'язкість газу;  $k_e$  - еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні стінок труб.

4. За (4.11) будуються графічні залежності  $F_1(M)$  та  $F_2(M)$ . Точка перетину кривих відповідає розрахунковій витраті газу.



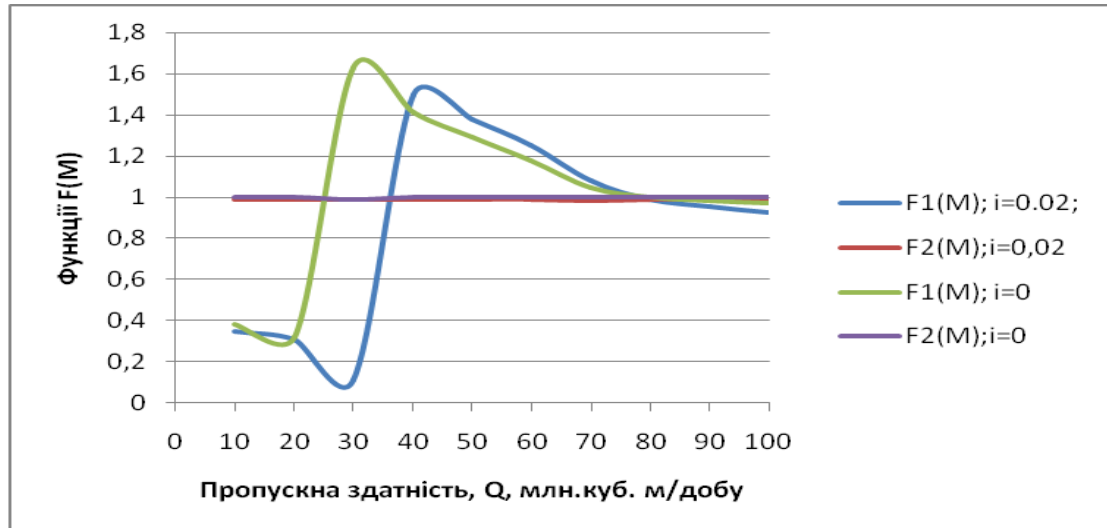


Рисунок 4.2 - Визначення пропускної здатності газопроводу

Розраховані таким чином значення пропускної здатності складають 81,912 млн. м<sup>3</sup>/добу для умов розрахунку без врахування профілю траси і 80.289 млн. м<sup>3</sup>/добу з врахуванням його впливу. Розрахована за класичною методикою пропускна здатність складає 85,3147 млн. м<sup>3</sup>/добу. Розбіжність між результатами складає 3,99% в першому випадку і 5,89% в другому.

Результати проведених досліджень покладено в основу методики розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів з врахуванням зміни внутрішньої енергії газового потоку, суть якої полягає в наступному:

На діючому магістральному газопроводі в умовах квазістаціонарного руху газу проводять ізохронні вимірювання:

- тисків газу на початку  $P_H$  і в кінці  $P_K$  ділянки;
- температур газу на початку  $T_H$  і в кінці  $T_K$  ділянки;
- витрати газу  $Q$ ;
- температура ґрунту в неперушеному тепловому стані, фізичні властивості газу та геометричні характеристики газопроводу вважаються відомими.

З метою оцінки міри нестационарності газового потоку визначають критерій нестационарності [ 4,15 ].

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau},$$

де  $\delta Q = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{\text{сер}}}$  – відносна зміна продуктивності на проміжку часу  $\tau$ ;

$$w = \frac{4Q_{\text{сер}}}{\pi d^2} \cdot \frac{P_{\text{ст}}}{P_{\text{ср}}} \cdot \frac{T_{\text{сер}}}{T_{\text{ст}}} z$$
 – середня по довжині й усереднена в часі швидкість газу.

швидкість газу.

Технологічний режим роботи газопроводу вважається квазістационарним у тому випадку, якщо величина критерію нестационарності складає  $N_t < 1,4 \cdot 10^6$ . В іншому випадку режим руху газу вважається нестационарним, і похибка в обчисленні коефіцієнта ефективності перевищить 5%, тому результати даної серії вимірювань слід відкинути і перейти до наступної серії.

Визначаються за (4.12) число Рейнольдса і коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу.

Визначається середня температура і середній тиск на ділянці газопроводу

$$T_{\text{ср}} = T_0 + \frac{T_H - T_K}{\ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0}}, \quad P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left( P_H + \frac{P_{\text{кж}}^2}{P_H + P_K} \right),$$

де  $T_0$  -температура ґрунту.

Визначають коефіцієнт стисливості газу

$$z = 1 - 5.5 \frac{P_{\text{ср}} \Delta^{1,3}}{T_{\text{ср}}^{3/3}}.$$

З (4.10) методом ітерацій визначають масову витрату газу і переводять її в пропускну здатність газопроводу при стандартних умовах, вважаючи її значення теоретичним.

Визначають коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу

$$E = Q_{\phi} / Q_T .$$

За запропонованою методикою проведено розрахунки коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів Братерство і Союз за 12 місяців 2014 року. Результати приведено на рисунку 4.3

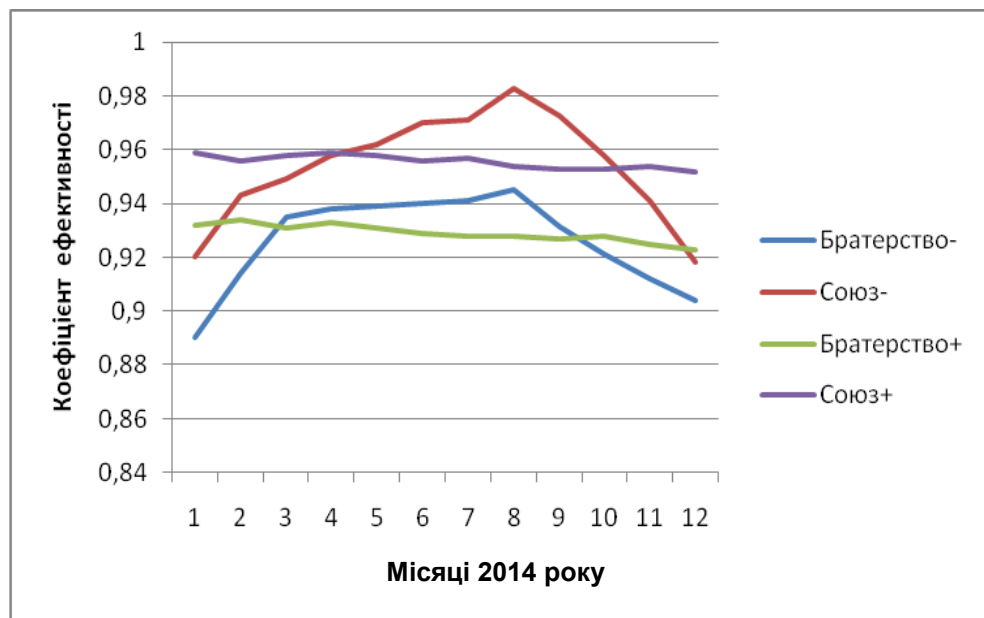


Рисунок 4.3 - Результати розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів Братерство і Союз без врахування зміни внутрішньої енергії (-) та з її врахуванням (+)

На тому ж рисунку приведено результати розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності для вказаних газопроводів за класичною методикою, яка не враховує зміну внутрішньої енергії газу. Як видно з графіків, врахування зміни внутрішньої енергії газового потоку призводить до принципово відмінної тенденції зміни гідравлічної ефективності в часі, що

відповідає апріорним уявленням про коефіцієнт ефективності як діагностичну ознаку.

### **4.3 Методика прогнозування гідравлічної ефективності**

Визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів як діагностичної ознаки технічного стану лінійної частини магістрального газопроводу має вирішальне значення при прийнятті рішення про профілактичне відновлення технічного стану трубопроводу. При суттєвому пониженні значення коефіцієнта гідравлічної ефективності приймається рішення про проведення очистки порожнини газопроводу, чи інше адекватне рішення, спрямоване на підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності. Якщо ж інформація про стан газопроводу була хибною, то заплановані і проведені заходи з підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності не принесуть бажаного ефекту. Якщо ж знехтувати інформацією про зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності, то газотранспортна система певний час (до прийняття рішення про відновлення технічного стану газопроводу) буде працювати з підвищеними втратами енергії за рахунок зростання коефіцієнта гідравлічного опору, що призведе до перевитрати паливного газу. Тому в кожному випадку неточна інформація про технічний стан газопроводу, діагностичною ознакою якого є значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, призведе до перевитрати коштів на експлуатацію газотранспортного комплексу.

Неврахування втрат внутрішньої енергії газу спотворює інформацію про технічних стан газопроводу. Як показують залежності коефіцієнта гідравлічної ефективності від часу експлуатації, в весняно-літній період значення коефіцієнта гідравлічної ефективності зростають, що в принципі неможливе без стороннього впливу. Тому методика визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності повинна враховувати втрати внутрішньої енергії при транспортуванні газу.

Як відомо, за класичним визначенням внутрішня енергія газового середовища є функцією температури

$$dU = C_v dT,$$

де  $C_v$  – ізохорна теплоємність газу;

$T$  – абсолютна температура.

Таким чином, для врахування зміни внутрішньої енергії в потоці газу необхідно взяти до уваги фізичні властивості газу і температурний режим газопроводу.

Ізохорна та ізобарна теплоємності зв'язані між собою залежністю Майєра

$$C_p - C_v = R ; C_p / C_v = k,$$

де  $R$  – газова стала;

$k$  – показник адіабати.

Важливою характеристикою стану реального газу є рівняння газового стану, яке для ідеального газу записується у формі рівняння Менделєєва-Клапейрона

$$pv = RT.$$

Нехтування власним об'ємом молекул і силами взаємодії між ними призводить до відхилення параметрів стану реального газу від законів ідеального, тому для реальних газів побудоване рівняння Ван-дер-Вальса, у якому введені поправки на об'єм молекул і сили взаємодії між ними. Воно має вигляд [9]

$$(P + P')(v - b) = RT,$$

де  $b$  – поправка на власний об'єм молекул (заборонений об'єм);

$P' = \frac{a}{v^2}$  – внутрішній тиск (поправка на взаємодію між молекулами).

Внутрішня енергія реального газу складається з кінетичної енергії теплового руху його молекул і потенційної енергії міжмолекулярної взаємодії. Потенційна енергія реального газу обумовлена тільки силами притягання між молекулами. Наявність сил притягання призводить до виникнення внутрішнього тиску

$$p' = \alpha/v^2.$$

Робота, що витрачається на подолання сил притягання, що діють між молекулами газу, як відомо з механіки, йде на збільшення потенційної енергії системи, тобто

$$\delta A = p' d v_T = \delta \Pi,$$

чи

$$\delta \Pi = \alpha / v^2 d v_T,$$

звідки

$$\Pi = -\alpha / v_T.$$

Знак мінус означає, що молекулярні сили, що утворюють внутрішній тиск  $p'$ , є силами притягання.

Враховуючи обидві складові, отримаємо, що внутрішня енергія моля реального газу [9]

$$U_T = C_v - \alpha/v,$$

зростає з підвищенням температури і збільшенням об'єму.

Якщо газ розширюється без теплообміну з навколишнім середовищем (адіабатичний процес, тобто  $Q = 0$  і не виконує зовнішньої роботи (розширення газу у вакуум, тобто  $A = 0$ ), то на основі першого закону термодинаміки  $Q = (U_2 - U_1) + (A)$  отримаємо  $U_1 = U_2$ .

Отже, при адіабатичному розширенні без здійснення зовнішньої роботи внутрішня енергія газу не змінюється.

Рівність формально справедлива як для ідеального, так і для реального газу, але фізично для обох випадків суттєво відрізняється. Для ідеального газу рівність  $U_1 = U_2$  означає рівність температур ( $T_1 = T_2$ ), тобто при адіабатичному розширенні ідеального газу у вакуум його температура не змінюється. Для реального газу маємо

$$U_1 = C_v T_1 - \frac{a}{v_1}, \quad U_2 = C_v T_2 - \frac{a}{v_2},$$

звідки одержимо

$$T_1 - T_2 = \frac{a}{C_U} \left( \frac{1}{v_1} - \frac{1}{v_2} \right).$$

Якщо  $v_1 > v_2$ , то  $T_1 > T_2$ , тобто реальний газ при адіабатичному розширенні у вакуум охолоджується. При адіабатичному стисканні реальний газ нагрівається.

Оскільки розширення газу відбувається без теплообміну з навколишнім середовищем (адіабатично), то на основі першого закону термодинаміки [9]

$$\delta Q = (U_2 - U_1) + \delta A = 0.$$

Зовнішня робота, що виконується газом, може бути позитивною ( $A_2 = p_2 v_2$ ) чи негативною ( $A_1 = p_1 v_1$ ). Підставляючи вираз для робіт у формулу (3.1), одержимо:

$$U_1 + p_1 v_1 = U_2 + p_2 v_2.$$

Постійна  $U + p$  представляє ентальпію газу.

З урахуванням рівняння Ван-дер-Вальса маємо

$$T_1 - T_2 = \frac{a}{C_U + R} \left[ 2 \left( \frac{1}{v_2} - \frac{1}{v_1} \right) - \frac{b}{a} (p_2 - p_1) - b \left( \frac{1}{v_2^2} - \frac{1}{v_1^2} \right) \right].$$

Звідси витікає, що знак різниці ( $T_2 - T_1$ ) залежить від того, яка з поправок Ван-дер-Вальса відіграє більшу роль. Проаналізуємо цей вираз, зробивши припущення, що  $p_2 \ll p_1$  і  $v_2 \gg v_1$ :

1)  $\alpha \approx 0$  – не враховуємо сили притягання між молекулами, а лише розміри самих молекул. Тоді

$$T_1 - T_2 = \frac{b}{C_U + R} [-(p_2 - p_1)] > 0,$$

тобто газ у цьому випадку нагрівається;



2)  $b \approx 0$  – не враховуємо розмірів молекул, а лише сили притягання між ними. Тоді

$$T_1 - T_2 = \frac{2a}{C_U + R} \left[ \left( \frac{1}{v_2} - \frac{1}{v_1} \right) \right] \leq 0,$$

тобто газ у цьому випадку охолоджується;

3) враховуємо обидві поправки. З урахуванням рівняння Ван-дер-Вальса одержимо

$$T_1 - T_2 = \frac{a}{C_U + R} \left[ 2 \left( \frac{\frac{b}{a} RT_1}{v_1 - b} - \frac{1}{v_1} \right) + b \left( \frac{1}{v_2^2} - \frac{1}{v_1^2} \right) \right] = \frac{\frac{bRT_1}{v_1 - b} - \frac{2a}{v_1}}{C_U + R},$$

тобто знак різниці температур залежить від значень початкового об'єму  $v_1$  і початкової температури  $T_1$ .

Зміна температури реального газу в результаті його адіабатичного розширення, або так званого адіабатичного дроселювання, називається ефектом Джоуля-Томсона. Ефект Джоуля-Томсона прийнято називати позитивним, якщо газ у процесі дроселювання охолоджується ( $\Delta T < 0$ ), і негативним, якщо газ нагрівається ( $\Delta T > 0$ ).

Залежно від умов дроселювання для того самого газу ефект Джоуля-Томсона може бути як позитивним, так і негативним. Температура, при якій (для даного тиску) відбувається зміна знака ефекту Джоуля-Томсона, називається температурою інверсії. Її залежність від об'єму одержимо, прийнявши  $T_2 - T_1 = 0$ :

$$T = \frac{2a}{Rb} \left( 1 - \frac{b}{v} \right).$$

Крива, що визначається цим рівнянням називається кривою інверсією. Область, вища за цю криву, відповідає негативному ефекту Джоуля-Томсона, нижча — позитивному.

На практиці дросель-ефект характеризується коефіцієнтом ефекту Джоуля-Томпсона:

$$D_j = \frac{dT}{dP}.$$

Величина зазначеного коефіцієнта залежить в основному від температури. Ця залежність може бути представлена у вигляді

$$D_j = \frac{1}{C_p} \left( \frac{0,986 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right).$$

У середньому при робочих параметрах у газопроводах  $D_j \approx 0,33$  град/атм.

Рівняння Ван-дер-Вальса незручне для практичного використання, оскільки виникають труднощі у визначенні поправок  $a$  і  $b$ , особливо для газових сумішей. Тому використовується рівняння стану ідеального газу, в який вносяться поправки на реальність, що називається коефіцієнтом стисливості газу і характеризує явище надстисливості газів, що полягає в тому, що для реального газу ліва частина рівняння закону Бойля-Маріотта значно менша за праву.

Таким чином, рівняння стану реального газу має вигляд [53]

$$\frac{P}{\rho} = zRT,$$

де  $z$  – коефіцієнт стисливості газу. Його величина залежить від тиску, температури і властивостей газу. Визначається за графіками чи емпіричними формулами, одна з яких має вигляд [62]

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P \Delta^{1,3}}{T_{\text{сер}}^{3,3}},$$

де  $P$  – тиск, атм;

$T$  – температура, °К;

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{газ}}}{\rho_{\text{пов}}} \text{ – відносна густина газу.}$$

Вихідним рівнянням для дослідження температурного режиму газопроводу є рівняння першого начала (закону) термодинаміки

$$dQ = dU + dL,$$

де  $d$  – підвід тепла;

$dU$  – зміна внутрішньої енергії;

$dL$  – робота, виконувана газом.

Запишемо рівняння енергії в диференціальній формі:

$$U_1 + \frac{P_1}{\rho} + \frac{\omega_1^2}{2} = U_2 + \frac{P_2}{\rho} + \frac{\omega_2^2}{2} - q \pm L,$$

$$U_2 - U_1 + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + \frac{\omega_2^2 - \omega_1^2}{2} - dq \pm dL = 0,$$

$$dU + \frac{dP}{\rho} + d\left(\frac{\omega^2}{2}\right) - dq \pm dL = 0,$$

$$\frac{dP}{\rho} + d\left(\frac{\omega^2}{2}\right) \pm dL = 0.$$

Зміна внутрішньої енергії  $dU$  здійснюється за рахунок підведення тепла  $dq$ , тому обидва члени можна опустити.

Підставимо результат у вихідне рівняння першого початку термодинаміки:

$$dQ_{\text{зовн}} + dQ_{\text{внут}} = dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + dL_{\text{тер}}.$$

Робота сил тертя перетворюється в тепло, тому

$$dQ_{\text{внут}} = dL_{\text{тер}},$$

$$dQ_{\text{зовн}} = dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right).$$

Для оцінки процесу теплообміну з навколишнім середовищем розглянемо елемент трубопроводу зовнішнім діаметром  $D$  і довжиною  $dx$ , усередині якого температура газу  $t$ , а температура навколишнього середовища –  $T_0$ .

Теплообмін може бути записаний на підставі закону теплопередачі Ньютона:

$$Q = kF(t - t_{\text{зовн}})t,$$

де  $F = \pi d_{\text{зовн}} dx$  - площа поверхні теплопередачі,

$$dQ_{\text{внут}} = \frac{k\pi D}{M}(T - T_0)dx,$$

де  $M$  – масова витрата.

$$\left(\frac{\partial i}{\partial P}\right)_T = -\left(\frac{\partial i}{\partial T}\right)_P \cdot \left(\frac{dT}{dP}\right)_i,$$

$$\left(\frac{\partial i}{\partial P}\right)_T = -c_p \cdot \left(\frac{dT}{dP}\right)_i = C_p \cdot D_i,$$

де  $D_i$  – коефіцієнт ефекту Джоуля-Томсона.

$$\frac{k\pi D}{M}(T - T_0)dx = C_p dT - C_p D_i dP.$$

Позначимо  $\frac{k\pi D}{MC_p} = a$ , тоді:

$$\frac{dT}{dx} - D_i \frac{dP}{dx} = a(T - T_0).$$

Щоб розв'язати це рівняння, необхідно знати похідну  $\frac{dP}{dx}$ . Знайдемо її, використовуючи рівняння депресії тиску:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{d}{dx} \left( \sqrt{P_{\Pi}^2 - (P_{\Pi}^2 - P_{\text{к}}^2) \frac{x}{L}} \right) = \frac{1}{2L} \frac{P_{\Pi}^2 - P_{\text{к}}^2}{\sqrt{P_{\Pi}^2 - (P_{\Pi}^2 - P_{\text{к}}^2) \frac{x}{L}}}.$$

Тоді

$$\frac{dT}{dx} = \frac{D_i}{2L} \frac{P_{\Pi}^2 - P_{\text{к}}^2}{\sqrt{P_{\Pi}^2 - (P_{\Pi}^2 - P_{\text{к}}^2) \frac{x}{L}}} = a(T - T_0).$$

Одержати рішення даного рівняння в аналітичному вигляді неможливо, тому на практиці використовують наближені рішення.

Рівняння Шухова не враховує впливу ефекту Джоуля-Томпсона

$$T_x = T_0 + (T_{\Pi} - T_0)e^{-ax}.$$

Для врахування ефекту Джоуля-Томпсона представимо вираз у вигляді

$$\frac{dT}{dx} = a \left[ T - \left( T_0 - D_i \frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{2aLP_{\text{сеп}}} \right) \right].$$

Позначимо комплекс  $\left( T_0 - D_i \frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{2aLP_{\text{сеп}}} \right) = \bar{T}_0$  і назвемо його приведеною температурою навколишнього середовища.

Тоді:

$$\frac{dT}{dx} = a(T - \bar{T}_0).$$

В результаті отримаємо рівняння схоже за формою з рівнянням Шухова, тільки замість  $T_0$  містить приведену температуру  $\bar{T}_0$ .

$$T_x = \bar{T}_0 + (T_{\text{п}} - \bar{T}_0) e^{-ax}.$$

З урахуванням ефекту Джоуля-Томпсона температура в трубопроводі може знижуватися нижче температури навколишнього середовища.

Повний коефіцієнт теплопередачі  $k$  від газу в навколишнє середовище може бути знайдений зі співвідношення

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\lambda}{\delta} + \frac{1}{\alpha_2}.$$

$\alpha_1$  – коефіцієнт теплопровідності від газу до стінки;  $\alpha_2$  – коефіцієнт теплопровідності від стінки в ґрунт;  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності стінки;  $\delta$  – товщина стінки.

Ґрунти по трасі трубопроводу різні (супісок, глина і т. д.), і до того ж вони свої теплофізичні властивості змінюють за часом:

$$k = \frac{k_1 L_1 + k_2 L_2 + k_3 L_3 + \dots}{L_1 + L_2 + L_3 + \dots} ,$$

$k$  – дуже сильно залежить від вологості і, наприклад, після дощу зростає.

У процесі експлуатації коефіцієнт теплопередачі визначають на основі вимірів зміни температур газу в газопроводі по довжині і в часі. Шляхом обробки даних про температури ґрунту в непорушеному стані (шляхом вимірів) була отримана така формула:

$$t_0 = 6,91 - 3,6 \sin \frac{\pi}{180} (\tau + 165), \text{ } ^\circ\text{C} ,$$

$\tau$  – число діб, починаючи з 1-го січня.

Тоді для температури наприкінці газопроводу, використовуючи формулу Шухова, одержимо:

$$T_k = T_0 + (T_n - T_0) e^{-aL} .$$

Звідки

$$a = \frac{1}{L} \ln \frac{T_n - T_0}{T_k - T_0} .$$

Знаючи величину  $a$ , можна розрахувати температурний режим, не використовуючи величини коефіцієнта теплопередачі.

Визначення середньої температури. Для визначення середньої температури як вихідну формулу використовуємо формулу Шухова). Ефект Джоуля-Томсона при необхідності можна враховувати заміняючи  $T_0$  на  $\bar{T}_0$ .

$$T_{\text{сеп}} = \frac{1}{L} \int_0^L T_x dx = \frac{1}{L} \left[ \int_0^L T_0 dx + \int_0^L (T_{\text{п}} - T_0) e^{-ax} dx \right] = T_0 + \frac{1}{L} \left[ \frac{T_{\text{п}} - T_0}{a} e^{-ax} \Big|_0^L \right],$$

$$T_{\text{сеп}} = T_0 + (T_{\text{п}} - T_0) \frac{1 - e^{-aL}}{aL}.$$

На етапі експлуатації є можливість визначити кінцеву температуру. Тому параметр  $a$  може бути знайдений з формули Шухова, якщо відома кінцева температура газу. Тоді,

$$T_{\text{сеп}} = T_0 + \frac{T_{\text{п}} - T_{\text{к}}}{\ln \frac{T_{\text{п}} - T_0}{T_{\text{к}} - T_0}}.$$

Визначивши таким чином параметри температурного режиму і фізичні властивості газу можна перейти до розрахунку теоретичного значення пропускної здатності газопроводу з урахуванням зміни внутрішньої енергії. З цією метою використаємо рівняння (4.10) у вигляді

$$\frac{(gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) P_K^2 + \frac{\lambda}{d} \left( \frac{M z R T}{F} \right)^2}{(gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) P_H^2 + \frac{\lambda}{d} \left( \frac{M z R T}{F} \right)^2} = \exp \left( - \frac{2(k-1)}{z R T} (gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) \frac{L + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x}{P_H}}{1 + \frac{2(k-1)}{z R T} (gi - \frac{\pi D k_m}{M} \Delta T) \frac{d}{\lambda}} \right)$$

Початкові і кінцеві значення тиску і температури, а також значення температури навколишнього середовища беруться на основі відповідних вимірювань. В результаті розв'язання представленого рівняння отримуємо теоретичне значення пропускної здатності газопроводу. Якщо відоме значення



фактичної пропускної здатності газопроводу, то коефіцієнт гідравлічної ефективності

$$E = Q_{\phi} / Q_T .$$

Складність процедури визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності з урахуванням всіх видів втрат енергії ( особливо складних вимірювань вхідної інформації) не дозволяє рекомендувати дану методику для погодинного розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності. Для стеження за технічним станом газопроводу можна використати загальноприйняту методику. Однак, перед прийняттям відповідальних рішень пропереведення ділянок газопроводу в сферу обслуговування для виконання відновлювальних робіт рекомендується внести корективи у визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності на основі запропонованої методики.

#### **4.4 Висновки по розділу 4**

1. Проведений аналіз енерговтрат в газовому потоці показав, що неврахування дисипації енергії може вносити суттєві неточності в результати визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності і спотворювати його часовий тренд, що неадекватно відображатиме технічний стан газопроводу.

2. Розв'язана задача теплогідравлічного розрахунку газопроводу дозволила отримати розрахункову формулу і запропонувати методику визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності з урахуванням всіх видів енерговитрат на транспорт газу.

3. Проведений аналіз температурного режиму і теплофізичних властивостей газу дозволить провести підготовку інформації для обчислення коефіцієнта гідравлічної ефективності.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

На основі проведених досліджень вирішено важливу наукову задачу, яка полягає у конкретизації законів руху газу в трубопроводі з врахуванням зміни всіх видів енергії потоку, що дозволило створити методіку прогнозування гідравлічної ефективності газотранспортної системи, а саме;

1. Показано, що дисипативні втрати енергії при транспортуванні газу можна оцінити відносною величиною теплопередачі від газу до навколишнього середовища, і вони мають суттєвий вплив на енергетику газового потоку; їх неврахування в математичних моделях призведе до похибки у визначенні коефіцієнта гідравлічної ефективності на величину до 5%.

2. Запропоновано метод і розроблено алгоритм розрахунку гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем та їх окремих ділянок в умовах квазістаціонарної течії газу. Побудовано математичну модель та проведено дослідження впливу шляхових відборів та аварійних витоків газу з газопроводів на коефіцієнт гідравлічної ефективності, показано, що в залежності від величини шляхового відбору чи аварійного витoku коефіцієнт гідравлічної ефективності може змінитися на величину до 13-15%.

3. Поставлена і розв'язана задача процесу перенесення крапельної вологи потоком газу вздовж осі трубопроводу дозволила отримати аналітичну залежність розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу для початкових ділянок траси, які прилягають до компресорної станції. На основі отриманого аналітичного розв'язку і статистичних та експериментальних даних про розподіл високов'язких рідинних відкладень по довжині газопроводу і в часі створено адаптивну модель, яка дозволяє встановити залежність між характером розподілу відкладень і коефіцієнтом гідравлічної ефективності. Показано на основі фактичних даних по експлуатації газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Братерство» принцип прогнозування розподілу високов'язких відкладень в газопроводах, визначення їх об'єму і кореляцію з коефіцієнтом гідравлічної ефективності.

4. Розв'язана задача теплогідравлічного розрахунку газопроводу дозволила отримати розрахункову формулу і запропонувати методику визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності з урахуванням всіх видів енерговитрат на транспорт газу. Проведений аналіз температурного режиму і теплофізичних властивостей газу дозволить провести підготовку інформації для обчислення коефіцієнта гідравлічної ефективності. Запропонована методика прийнята до впровадження розрахунків коефіцієнта гідравлічної ефективності газопровідних систем УМГ «Прикарпаттрансгаз».

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Александров А. В. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта/ А.В. Александров, Е.И.Яковлев. – М.: Недра., 1972. – 93 с.
2. Асатурян А.М. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах/ А.М. Асатурян, З.Т. Галиуллин, В.И. Черников // Изв. вузов. Нефть и газ.– 1961.– №10.– С.73–79.
3. Баутнер Л. М. Математические методы в химической технологии/ Л.М.Баутнер, М.Е. Позин - М.: Химия, 1971. – 823 с.
4. Бахвалов И. С. Численные методы/И.С. Бахвалов – М.: Наука,1973.– 631 с.
5. Белоконь Н.И. Термодинамика/Н.И. Белоконь – Москва-Ленинград: Госэнергоиздат, 1954. –416 с.
6. Бобровский С. А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором/ С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, М.А. Гусейнзаде – М.: Наука, 1972. – 193 с.
7. Бобровский С.А., Селиверстов А.Н. О вычислении опрессовочной воды из газопровода/С.А. Бобровский, А.Н. Селиверстов// ВНИИГазпром, 1970. – №10. – С.15–17.
8. Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции/Б.В. Будзуляк - Москва, НЕДРА, 2003 – 170с.
9. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем/Н.П. Бусленко – М.: Наука, 1978. – 399 с.
10. Бутузов А.И. Обобщенные переменные теории переноса/ И.А.Бутузов, В.М.Минаковский– К.: Выща шк., 1970. – 100 с.
11. Вазов В. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных/ В.Вазов, Д. Форсайд – М.: Иностран. лит., 1963. – 487 с.
12. Варгафтик Н.П. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей/Н.П. Варгафтик – М.: Наука, 1972. – 720 с.

13. Вассерман А.А. К вопросу определения термодинамических свойств сжатых природных газов с превалирующим содержанием метана и этана/ А.А. Вассерман, В.А. Загорученко// Нефть и газ.– 1963.2 – № 1. – С. 81–85.
14. Вассерман А.А. Уравнение состояния для смесей метана и этана/ А.А. Вассерман, В.А. Загорученко, Я.З. Казачинский // Журн. физ. химии. – 1962. – №36. – С. 2527–2529.
15. Вольський Э.Л., Константинова И.М. Режимы работы магистрального газопровода/ Э.Л.Вольський, И.М. Константинова – М.: Недра, 1970. – 168 с.
16. Говдяк Р.М. Енергетична безпека нафтогазових об'єктів/Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Л.Б. Чабанович та ін. Івано-Франківськ, Лілея НВ, 2007 – 554с.
17. Годунов С. К. Уравнения математической физики/С.К. Годунов – М.: Наука, 1971. – 416 с.
18. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем/Я.В. Грудз – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012. – 208с.
19. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.-512с.
20. Грудз В.Я. Моделювання нестационарного газодинамічного процесу в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін.// «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ".- 2002. - №2(3). - С.52-53.
21. Грудз В.Я. Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін.// Науковий вісник ІФНТУНГ. - 2002.- №2.- С. 74-75
22. Грудз В.Я. Гідролічна ефективність складних газотранспортних систем. /В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, М.М. Якимів// Нафтогазова галузь України. № 1, 2014. – 2014.-№1. – С. 16-20.
23. Грудз В.Я. Енергетичний підхід до питання про гідролічну ефективність газопроводів/ В.Я. Грудз Я.В. Грудз, М.М. Якимів// Восточно-

европейский журнал передовых технологий, № 6/8(72) 2014.-2014. №6/8(72).- С.56-62.

24. Грудз В.Я. Эффективность использования энергоресурсів у процесі трубопроводного транспорту газу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика.– 2008.- № 1.-С.22-24.

25. Грудз В.Я. Статистична оцінка енерговитрат на транспорт газу магістральними газопроводами/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк//Нафтова і газова промисловість.- 2008.- № 2.-С.47-49.

26. Грудз Я.В. Математична модель для дослідження створеного газопроводом температурного поля в ґрунті/Я.В. Грудз, Ф.І. Стоцький, Т.Ф. Тутко та ін. //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.– 2008.- № 3.- С.48-51.

27. Грудз В.Я. Визначення кількості тепла, акумульованого ґрунтом навколо трубопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика.-2011. №1(4). – С.39-42.

28. Грудз Я.В. Енергетичний баланс трубопроводного транспорту газу/Я.В. Грудз// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. –2012. № 3(40). – С.43-47.

29. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестационарності газового потоку на енергоефективність транспорту газу/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ.- 2012. – №3.-С.137 – 143.

30. Грудз Я.В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу/ Я.В. Грудз // Нафтогазова енергетика.– 2012.- № 2. – С.12 – 15.

31. Грудз В.Я. Математична модель магістрального газопроводу як єдиної енергосистеми/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Л.Т. Гораль та ін. // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи».- Івано-Франківськ, 2009. – С.34-35.

32. Грудз В.Я. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян та ін. //

Матеріали Всеукраїнської наук.-прак. конф. «Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубо-провідного транспорту нафти і газу іта підготовка кадрів для галузі».- Івано-Франківськ, 2010.-С.9-12.

33. Грудз В.Я. Оцінювання величин втрат газу і площ забруднення при пошкодженні магістрального газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін.// Надежность и безопасность трубопроводного транспорта. Материалы 7 международной научно-технической конференции. – Полоцк, 2011. - С. 102-103.

34. Грудз В.Я. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів// Матеріали між народ.наук.-техн. конф.»Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу» -Івано-Франківськ, 2012.-С.66-67.

35. Грудз Я.В. Вплив нестационарності газового потоку на енерговитрати при транспортуванні/Я.В. Грудз// Матеріали між народ.наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу»-Івано-Франківськ, 2012.-С.67-69.

36. Грудз В.Я. Выбор математических моделей течения газа в газопроводе при решении обратных задач./ В.Я.Грудз, С.В. Коршунов Д.Ф.Тымкив Деп. УкрНИИНТИ № 859 Ук87 от 20.02.87.

37. Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тымкив, Е.И.Яковлев. –Киев: 1991. – 160 с.

38. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б. Михалків та ін. //Івано-Франківськ, Лілея-НВ, 2009 – 710с.

39. Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода/Ч.С. Гусейнов// Трубопроводный транспорт нефти и газа: Тр. МИНХ и ГП им.И.М.Губкина.– 1963.– Вып.45. – С.83–88.

40. Дисперсионная идентификация /Под ред. Рейбмана Н.С. – М.: Наука, 1981. – 658 с.

41. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник/ Я.В. Дорошенко- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010 – 563с.

42. Дубинина М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами/М.М. Дубинина, Б.А.Красовицкий – Новосибирск: Наука, 1983. – 134с.

43. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу/Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз та ін. Київ,Інтерпрес ЛТД, 2006 – 283с.

44. Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах/ М.О. Жидкова – Киев.: Наукова думка, 1979. – 255 с.

45. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа / М.О. Жидкова - Киев.: Наукова думка, 1973. –142 с.

46. Загоруйченко В.А. Метод составления уравнений состояния многокомпонентных смесей/В.А.Загоруйченко //Теплофизика высоких температур. – 1965. – Т.3, № 3. – С.244–249.

47. Загоруйченко В.А. Уравнение состояния и термодинамические свойства газовых смесей водорода, азота и метана/В.А.Загоруйченко //Теплофизические свойства газов. – М.: Наука, 1970. – С.95-97.

48. Загоруйченко В.А. К вопросу определения удельных объемов смесей насыщенных углеводородных жидкостей, перевозимых газовозами/ В.А.Загоруйченко, Д.Н. Гыскэ // Судовые машины и механизмы.– М.: Изд-во «Рекламинформбюро ММФ», 1975. – Вып. VI. – С. 116–119.

49. Иванцов О.М. Низкотемпературные газопроводы/ О.М.Иванцов, А.Д.Двойрис – М.: Наука, 1980. – 150 с.

50. Калин С.І. Про витиснення твердим тілом неньютонівської рідини з трубопроводу/ С.І.Калин, В.Я.Грудз // Нафт. і газ. пром-сть. – 1990. – №4. – С.26–27.

51. Калитин Н. Н. Численные методы/Н.Н. Калитин – М.: Наука, 1978.– 225 с.

52. Капцов И.И. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности/И.И.Капцов, В.Н. Гончаров//Газовая промышленность.-1990.- №4.-С.28-30.



53. Клюк Б.О. Газонафтопроводи: оптимізація їх спорудження, експлуатації та захист природи/Б.О. Клюк//Харків, УкрНДІгаз, 2000 – 180с.
54. Керування режимами газотранспортних систем /В.Я.Грудз, М.Т.Лінчевський, В.Б.Михалків та ін. – К.: Укргазпроект, 1996. – 140 с.
55. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу/М.П. Ковалко – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 288 с.
56. Козак Р.И. Опыт очистки газопровода Дашава–Минск/Р.И. Козак, Р.И.Багнюк // ЭИ Эксплуатация магистральных газопроводов.– 1962.– №10. – С.29-31.
57. Коздоба Л. А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности/ Л.А. Коздоба – М. 1975. – 170 с.
58. Конвей Р. В. Теория расширений/Р.В. Конвей, В.Л.Максвел, Л.В.Милаер -М.: Наука, 1975. – 322 с.
59. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров/Г. Корн, Т. Корн – М.: Наука, 1970. – 720 с.
60. Кошелев А.А. Динамика теплового режима системы газопровод–грунт–воздух/А.А. Кошелев, В.А.Тарабрин // Динамика тепловых процессов.– К., 1980.– С.20.
61. Кошкин В.К. Нестационарный теплообмен/В.К. Кошкин, Э.К. Калинин, Г.А.Дрейцер – М., 1973.– 356 с.
62. Кривошеин Б. Л. Теплофизические расчеты газопроводов/Б.Л. Кривошеин – М.: Недра, 1982. –168 с.
63. Кривошеин Б.Л. Математическое моделирование теплового взаимодействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой/Б.Л. Кривошеин, В.Н.Новаковский, В.П.Радченко// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.– 1975.– № 1.– С.122-130.
64. Лабинов С.Д. Новый метод вычисления констант уравнения состояния Бенедикта–Вебба–Рубина для газовых смесей/С.Д. Лабинов, Н.В.Бойко, Н.К.Болотин// Журн. физ. химии.– 1967.– № 41.– С. 618-621.

65. Лабинов С.Д. Обобщенное представление термодинамических свойств многокомпонентных смесей углеводородов в двухфазном состоянии/ С.Д.Лабинов, Н.Ю.Болотин, Г.С. Дорочинская// Теплофизические свойства углеводородов, их смесей, нефтей и нефтяных фракций.– М.: Изд-во стандартов, 1973.– Вып. 1.– С. 59–66.

66. Лейбензон А.С. Собр.соч. – Т.3. Нефтепромысловая механика/А.С. Лейбензон - М.: Изд-во АН СССР. – 678 с.

67. Лурье М.В. Анализ колебаний давления, возникающих при движении эластических разделителей по газопроводу с неравнопроходной арматурой/М.В. Лурье, Л.В.Полянская // Газ. пром-сть.– 1972.– № 10. – С. 29–30.

68. Лыков А. В. Теория теплопроводности/А.В. Лыков – М.: Высшая школа, 1967. – 600 с.

69. Лыков А.В. Тепломассообмен: Справочник/ А.В. Лыков – М., 1978.– 360 с.

70. Лыков А.В. О нестационарном теплообмене между телом и обтекающим его потоком жидкости/ А.В. Лыков,Т.Л. Прельман // Тепло- и массообмен тел с окружающей газовой средой.– Минск, 1965.– С. 3–24.

71. Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем/ И.И.Мазур,О.М. Иванцов - М.:ИЦ «ЕЛИМА», 2004 -1104с.

72. Методика оптимизации режимов сложных газотранспортных систем (на основе регрессионной идентификации) / В.Б. Михалкив, Е.И. Яковлев, Б.И.Ксенз и др.– М.: МИНХ, 1983. – 94 с.

73. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы / Е.И.Яковлев, А.С.Казак, В.Б.Михалкив и др.– К.: Союзпроект, 1984. – 112 с.

74. Методика розрахунку розподілення потоків газу в складних газотранспортних системах і підрахунку його запасів в трубах//В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін.-Фонди НАК ”Нафтогаз України”, 2003.- 102 с.

75. Мирзанжанзаде А.Х. Решение задач нефтепромысловой техники/ А.Х. Мирзанжанзаде, М.А.Гусейнзаде – М.: Недра, 1969. – 199 с.
76. Мозгалевский А. В. Техническая диагностика/А.В. Мозгалевский, Д.В. Гаспаров – М.: Высшая школа, 1975. – 495 с.
77. Нестационарный теплообмен в трубах / Под ред. Н.М.Беляева. – К.; Донецк: Выщ. шк., 1980. – 169 с.
78. Об оптимальной периодичности очистки полости газопровода / В.Я. Грудз, В.Б.Михалкив, Т.В.Зверева, А.В.Шибнев // Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. – 1983. – № 6. – С.8-9.
79. Одишария Г.З. Результаты обследования работы газопровода/ Г.З.Одишария, В.Г.Скрябин // Газовое дело.– 1962.– № 6. – С.39-41.
80. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента./Адлер Ю. П., Марков Е. В., Грановский Ю. В. и др. – М., 1971. – 186 с.
81. Режимы газотранспортных систем /Є.І.Яковлєв, О.С.Казак, В.Б.Михалків та ін. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.
82. Райбман Н. С. Построение моделей процессов производства/Н.С. Райбман, В.Н.Чадаев – М., Энергия, 1975. – 374 с.
83. Растрингин Л.А. Введение в идентификацию объектов управления/ Л.А. Растрингин, Н.Е. Маджаров – М.: Энергия, 1977. – 216 с.
84. Руднік А.А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу /А.А. Руднік //Нафтова і газова промисловість. – 2000. - № 6 - с. 36 – 38.
85. Роуз Х. Механика жидкости.- М.:Изд-во лит.по строительству,1967. – 410с.
86. Роуч П. Вычислительная гидродинамика/П. Роуч – М.: Мир, 1980 – 287 с.
87. Рустамов Е.Э. Гидравлический расчет магистральных газопроводов при нестационарном газопогреблении/ Е.Э. Рустамов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1974.– № 3. – С.49–51.

88. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів/М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. Івано-Франківськ, Факел.2001 – 517с.
89. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа/А.П. Силаш – М., 1980. – 410 с.
90. Скрыбин В.Г. Продувка и испытание магистральных газопроводов/В.Г. Скрыбин– М.: Гостоптехиздат, 1963. – 156 с.
91. Сорока И.И. Опыт очистки внутренней полости магистральных газопроводов ВПО ВПО Укргазпром/И.И.Сорока, И.И. Капцов // Транспорт и хранение газа.– 1991.– Вып. 12. – 46 с.
92. Ставровский Е.Р. Статистические методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления газопровода/Е.Р.Ставровский, М.Г. Сухарев – М.: ВНИИЭгазпром, 1970. – 78 с.
93. Ставровский Е.Р. Методы расчета надежности магистральных газопроводов/ Е.Р.Ставровский, М.Г. Сухарев, Н.М.Карасевич – Новосибирск: Наука, 1982. – 92 с.
94. Теория теплообмена / С.И.Исаев и др.; Под ред. А.И.Леонтьева.– М., 1978. – 406 с.
95. Тепловые режимы магистральных газопроводов /Ходанович Н.Е., Кривошеин Б.Д., Бикчентай Р.Н. и др. – М., 1971 . – 216 с.
96. Теплопроводность газов и жидкостей. Справочные данные / Н.П. Варгафтик и др. – М.: Изд-во стандартов, 1970. – 155 с.
97. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: Справ. пособие / В.А.Загорученко, Р.Н.Бикчентай, А.А. Вассерман и др.– М.: Недра, 1980. – 320 с.
98. Трубопроводный транспорт газа / С.А.Бобровский, С.Г.Щербаков, Е.И.Яковлев и др. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
99. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Под ред. В.А.Юфина.– М.: Недра, 1988. – 368 с.

100. Трубопровідний транспорт газу/М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.-Київ.: АренаЕКО, 2002. - 600с.
101. Фурман А. В.Теплопередача трубопровода в массиве/А.В. Фурман, Р.П. Дячук –Изв. вузов. Нефть и газ. – 1977. – №7. – С.83–88.
102. Ходанович Е.И. Об изменении эффективности газопровода/Е.И. Ходанович, Н.Ф. Нефелова // Труды ВНИИгаза. – М., 1957. – Вып. 2. – С.127–129.
103. Ходанович И. Е. Тепловые режимы магистральных газопроводов И.Е. Ходанович, Б.Л. Кривошеин, Р.Н. Бикчентай – М.: Недра, 1971– 216 с.
104. Чарный И.А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах/И.А. Чарный – М.: Недра, 1975. – 224 с.
105. Чарный И.А. Основы газовой динамики/ И.А. Чарный – М.: Гостехиздат, 1961. – 200 с.
106. Шеремет О.М. Очищення внутрішньої порожнини газопроводів відга-лужень, обладнаних нерівнопрохідною арматурою/О.М. Шеремет, В.Г. Франчук, Я.В. Грудз// Нафтова і газова промисловість. №2,2005. с.40-41
107. Шелепин Е.Н. Изменение шероховатости газопровода в процессе эксплуатации/Е.Н. Шелепин, Е.А.Паперный// Львовск. Политехн.ин-т, науч.записи. – 1953.– Вып. 17, № 4.– С. 50-52.
108. Шерстюк А.Н. Расчет течений в элементах турбомашин/А.Н. Шерстюк– М.: Машиностроение, 1967. – 187 с.
109. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа/ С.Г.Щербаков– М.: Наука, 1982. – 206 с.
110. Эксплуатационнику магистральных газопроводов: Справочное пособие / А.В. Громов, Н.Е. Гузанов, Л.А. Хачикян и др. – М.: Недра,1987. – 176 с.
111. Якимів М.М. Аналітичні дослідження характеру розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу/ММ Якимів // Нафтогазова галузь України. № 2, 2015.

112. Якимив Н.М. Оценка гидравлической эффективности газопроводов с путевыми отборами газа на математических моделях/Н.М. Якимив: Материалы международного семинара [«Рассохинские чтения», ЧАСТЬ2], (г. Ухта, 6-7 февраля 2014г.).-Ухта, 2014.-С.212-216.

113. Якимів М.М. Методика визначення гідравлічної ефективності/ М.М. Якимів: Матеріали Сьомої Міжнародної науково-технічної конференції і виставки [«Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання»], (м. Івано-Франківськ, 25-28 листопада 2014р.).-Івано-Франківськ,2014.-С.179-183.

114. Якимів М.М. Оцінка ефективності газопроводів з шляховими відборами та витоками газу [Електронний ресурс] / М.М. Якимів // Ефективна економіка.- 2015.-№5. Режим доступу до журн.: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4064>

115. Якимів М.М. Адаптивна модель розподілу рідинних скупчень в газопроводі// Вісник Східноукраїнського національного університету ім. В. Даля. – 2014. –№ 10 (217). –С.153-157.

116. Якимів М.М. Методика прогнозування гідравлічної ефективності газопроводів./М.М. Якимів, В.Я. Грудз//Прикарпатський вісник НТШ.Число.- 2015.- №3(23) – С. 123-126.

117. Якимів М.М. Методика визначення гідравлічної ефективності/ М.М. Якимів // Сьома Міжнародна науково-технічна конференція і виставка «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання», Збірник матеріалів доповідей, м. Івано-Франківськ, 25-28 листопада 2014р.-С.179-183.

118. Якимив Н.М. Гидравлическая эффективность сложных газотранспортных систем/Н.М.Якимив//XIII Международная молодежная научно-техническая конференция «Будущее технической науки», Сборник материалов, 23 мая 2014 г., г. Нижний Новгород, РФ. –С.236-237.

119. McCarty R. A comparison of mathematical models for the prediction of LNG densities // Nat. Bur. Stand., USA, Internal Report 77-867. – 1977. – P. 60.
120. Reamer H., Sade B., Lacey W. Volumetric and phase behavior of the methane-propane system // Ind. Eng. Chem.– 1950. – V, 42. – P. 534–539.
121. Roth Neinz. Schwingungsmessungen an Turbinen-schaufln mit optischen Methoden Brown Boveri Mitt. – 1977. – 64, № 1.– P. 64–67.
122. Shanaa M., Canfield R. Liquid density and excess volume of light hydrocarbon mixtures at – 165°C // Transact. Faraday Soc. – 1968. – V. 64. – P. 2281–2286.
123. Tans A. Viscosity of gaseous methane // Brit. Chem. Eng.– 1960.– V.5. – P. 358. Molenda J. Gaz ziemny. Katowice: Slask, 1974. – 470 p. Energy Charter Secretariat. Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries. – [www.encharter.org](http://www.encharter.org). – January 2006. – 86 p.
124. Francis K . Gip .New operation strategies in heavy crycle pipeline will increase profit margin // Oil S Gas journal. – 2003. – № 10. – p. 60-64.
125. N.El – Emam. New egnation galgulates friction factor for turbulent flow of non-newtonian fluidols /N.El – Emam, A.H.Kamel., M.II-Shafei., A-El Batrawy. // Oil S Gas journal. – 2003. – № 22. – p. 74-82.
126. Dolge D.W. Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems // Dolge D.W., Metzner A .B./ - AIChE Journal, №2. - p.189-204.
127. Cerny I , Linhart V. An evaluation of the resistance of pipeline steels to initiation and early growth of stress corrosion cracks Engineering Fracture Mechanics 71 (2004) 913–921.

**ДОДАТКИ**



## Додаток А

## Акт впровадження результатів розробок



ПОГОДЖЕНО  
Проректор ІФНТУНГ

О.М. Карпаш  
15 квітня 2015 р

ЗАТВЕРДЖЕНО  
Головний інженер  
УМГ «Прикарпаттрансгаз»  
В.Д. Степ'юк  
15 квітня 2015 р



## АКТ

впровадження результатів розробок



Якиміва Миколи Мирославовича в рамках дисертаційної роботи  
«Вдосконалення методів прогнозування гідравлічної  
ефективності газотранспортних систем».

Ми, що підписались нижче, головний диспетчер УМГ «Прикарпаттрансгаз» Козак О.Ф., начальник виробничого відділу УМГ «Прикарпаттрансгаз» Пеньківський В.Ю. та представники Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу д.т.н., проф. доцента Грудз В.Я. і здобувач наукового ступеня Якимів М.М. склали даний акт в тому, що для розрахунків гідравлічної ефективності газопроводів УМГ «Прикарпаттрансгаз» Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу розроблено і передано УМГ «Прикарпаттрансгаз» корективи для прогнозування гідравлічної ефективності газопроводів і складних газотранспортних систем та пакет алгоритмів і програм розрахунку, які впроваджено у виробничий процес; апробація результатів дослідження проведена на протязі 2014 року показала достатню надійність прогнозу.

Від УМГ «Прикарпаттрансгаз»

  
О.Ф. Козак  
  
В.Ю. Пеньківський

Від ІФНТУНГ

  
В.Я. Грудз  
  
М.М. Якимів

## Додаток Б

Тексти програм для розрахунку гідравлічної ефективності  
газопроводів і систем

```

PROG:PROC OPTIONS(MAIN);
DCL (Z(370),D(370),Z2(370)); DCL (I,K) FIXED DEC;
DCL (DX,TG,DH,PC,M,P,T,A 1 ,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8); DCL (L,L5,L6) FIXED DEC;
DCL AGE,HZE,ZP,ZT,ZM,RO,ROT,B 1 ,B2,B3,B4,DEF,A9,A10; DCLA11,A12,D9,DTB; DCL
CP;
PUT SKIP LIST('K='); GET LIST(K);
DO 1=1 TO 4*K+1; PUT SKIP LIST('Z('I,')='); GET LIST(Z(I)); END; PUT SKIP LIST('DTB=');
GET LIST(DTB); PUT SKIP LIST('DX='); GET LIST(DX); PUT SKIP LIST('ZP,ZT,ZM='); GET
LIST(ZP,ZT,ZM); PUT SKIP LISTCRO1,RO2,RO3,R04,R05'); GET
LIST(RO1,RO2,RO3,R04,R05); PUT SKIP LIST(TG="); GET LIST(TG); PUT SKIP
LISTCDH='); GET LIST(DH); PUT SKIP LIST('PC='); GET LIST(PC); Z(4*K+4)=Z(2);
Z(4*K+5)=Z(K+2); Z(4*K+6)=Z(4*K+1); Z(2)=Z(4*K+4)+ZP; Z(K+2)=Z(4*K+5)+ZT;
Z(4*K+1)=Z(4*K+6)+ZM; DO 1=2 TO 4*K+1; D(I)=Z(I); END;
RO=RO1+RO2*Z(K+2)+RO3*Z(2)+RO4*Z(K+2)*Z(K+2)+ RO5*Z(2)*Z(2); P=Z(4*K+4);
T=Z(4*K+5); ROT=RO; Z(J,2)=P;
RO=RO1+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P;P=Z(4*K+4); T=Z(4*K+5);
D9=(ROT-RO)*A4/DTB; EA(K+1,1)=0.; EA(K+1,2)=Z(4*K+1); DO L=1 TO 2; DO L5=1 TO 3;
DO L6=1 TO 3; DO I=K TO 2 BY -1; IF I>2 THEN DO; P=(D(I+1)+D(I-1))/2; T=(D(K+I-
1)+D(K+I+1))/2; M=(D(3*K+I-1)+D(3*K+I+1))/2; END; ELSE DO; P=(D(3)+D(2))/2;
T=(D(K+3)+D(K+2))/2; M=(D(3*K+3)+D(3*K+2))/2; END;
RO=RO1+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; DEN=A1 *DTB*A4/(DX*DX);
B1=A5/(2*DX)+DEN; B2=1/DTB+2*DEN-A5; B3=DEN-A5/(2.*DX);
B4=Z(J,3*K+1)/DTB+A4*(Z(J,I+1)-Z(J,I-1))/(2.*DX); IF 1=2 THEN
B4=Z(J,3*K+1)/DTB+A4*(Z(J,I+1)-Z(J,I))/DX; DEF=B2-B 1 *EA(I+1,1); EA(1,1 )=B3/DEF;
EA(I,2)=(B4+B1 *EA(I+1,2))/DEF; END; D(3*K+3)=EA(3,1)*D(3*K+2)+EA(3,2); DO 1=4 TO
K+1; D(3*K+I)=EA(I,1)*D(3*K+I-1)+EA(I,2); END; END; DO 1=3 TO K+1; P=D(I); T=D(K+I);
M=D(3*K+I); RO=RO1+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; D(K+I)=(Z(J,K-1
I)/DTB+A6*(2*D(K+I)-D(K+I-1))/DX/DX+ A7*D(K+I-1
)/2/DX+A8*TG+A9*T)/(A6/DX/DX+A7/2/DX); D(I)=Z(J,I)+2*DX/A4*((D(3*K+I)-
Z(3*K+I))/DTB-A3* (D(3*K+I+1)-D(3*K+I-1))/2/DX-A5*M);

```

```

D(2*K+I)=(Z(J,2*K+I)/DTB+A10*D(K+I)+A11*TG)/(A10+A11./DTB); END; END;
Z(J,2)=D(2); IF L=1 THEN DO; DO 1=3 TO 4*K; Z2(I)=Z(J,I); Z(J,I)=D(I); END; END; END;
DO 1=3 TO 4*K; Z(J,I)=(D(I)+Z2(I))/2; END; PUT SKIP LIST((I,Z(I+2)=1,Z(I+2) DO 1=1 TO K));
PUT SKIP LIST((I,Z(K+I+2)=1,Z(K+I+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP
LIST((I,Z(2*K+I+2)=1,Z(2*K+I+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP
LIST((I,Z(3*K+I+2)=1,Z(3*K+I+2) DO 1=1 TO K)); END PROG;
PROG:PROC OPTIONS(MAIN); DCL (Z(370));
DCL (I,K) FIXED DEC; DCL(DX,TG,PC,M,P,T,A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8);
DCL RO,A9,A10,RO1,RO2,RO3,RO4,RO5; DCLA11,A12,D9,DTB; DCL CP;
PUT SKIP LIST('K='); GET LIST(K);
DO 1=1 TO 4*K+1; PUT SKIP LISTCZCJ,1-1); GET LIST(Z(I)); END; PUT SKIP LISTCDTB=);
GET LIST(DTB); PUT SKIP LIST(4DX=1); GET LIST(DX); PUT SKIP
LIST('RO1,RO2,RO3,RO4,RO5'); GET LIST(RO1,RO2,RO3,RO4,RO5); PUT SKIP LIST(TG=);
GET LIST(TG); PUT SKIP LIST('DH='); GET LIST(DH); PUT SKIP LIST('PC='); GET
LIST(PC); P=Z(2); T=Z(K+2); Z(3*K+3)=Z(3*K+2); M=Z(J,3*K+2); DO 1=1 TO 5;
RO=RO1+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; P=Z(2)-DX*A5*M/A4; Z(3)=P;
P=(Z(2)+Z(3))/2; RO=RO1+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; T=(Z(K+2)*A7/DX-
A8*TG)/(A7/DX+A10*A12/(A10+A12)); Z(K+3)=T; T=(Z(K+2)+Z(K+3))/2; T=Z(K+3);
Z(2*K+3)=(A11*T+A12*TG)/(A11+A12); DO 1=3 TO K; Z(I+1)=Z(I); Z(K+I+1)=Z(K+I); DO
11=1 TO 5; T=Z(K+I); P=Z(I); RO=RO1+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; Z(3*K+I+1)=M;
P=Z(I-1)-2.*DX*A5*M/A4; Z(I+1)=P; END;
Z(K+I+1)=((A9+2*A6/(DX*DX))*Z(K+I)+(A7/(2.*DX)-A6/(DX*DX))*Z(K+I-
1)+A8*Z(2*K+I))/(A7/(2.*DX)+A6/(DX*DX));
Z(2*K+I+1)=(A11*Z(K+I+1)+A12*TG)/(A11+A12); END; END; END; PUT SKIP
LIST((I,Z(I+2)=1,Z(I+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP LIST((I,Z(K+I+2)=1,Z(K+I+2) DO 1=1 TO
K)); PUT SKIP LIST((I,Z(2*K+I+2)=1,Z(2*K+I+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP
LIST((I,Z(3*K+I+2)=1,Z(3*K+I+2) DO 1=1 TO K)); END PROG;
PROGRAM lin_pv_1
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y)
IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
DIMENSION X(100),T(100),wxt(100,100),pxt(100,100),pt(100,100)
lpOt(100),plt(100)
DIMENSION zfw( 100,10000),zw( 100,10000),
lzsw(100,10000),dk(100,10000),dfk(100,10000)
COMMON/p/p0

```

```

COMMON/pk/pk
common/tt/tt
common/sw/w0n,wl,wln,g0,gl
common/ij/ivjv
COMMON/XT/XV(10),T1V(10),T2V(10),PCT(10)
COMMON/XW/F,XW(10),T1W(10),T2W(10),QW(10) c COMMON/AD/A,B,C,d
COMMON/St/pi,dl,c,c0,c1,c3,c4,w0 COMMON/S12/ZS1,ZS2 COMMON/aa/a COMMON/c2/c2
COMMON/wp/wO1,wl1,pkk
external fpOt,fplt OPEN(1,FILE='WXDAN.txf') OPEN(2,FILE='XTP.txt')
OPEN(3,FILE='XTW.txt') OPEN(20,FILE='wXT.txf') OPEN(21,FILE='wTX.txt')
OPEN(22,FILE='koef.txt')
READ(1,*)P0,q0,ro0,DLAM,TT,R,DZ,dh,al,V1,V2,vs,C,D,DL,1q0,qOn,ql,qln,gO,gl,p1,p2,1
T0,TK,X0,XK,TOC,NX,NT,ivjv DO 100 1=1,IV READ(2,*)XV(I),T1V(I),T2V(I),PCT(I)
PCT(I)=PCT(I)*98066.5d0
100 continue
DO 101 J=1,JV
READ(3,*)XW(J),T1W(J),T2W(J),QW(J)
101 continue
22 FORMAT(4F7.3)
PI=0.3141592653589793D1 g=9.806651d0 f^pi*d*d/4.d0
a=dlam*dz*r*tt*(roO*qO/f)**2/d
wO=roO*qO/f
wOn=roO*qOn/f
wl=roO*qO/f
wln=roO*qln/f
w01=w0-w0n
w1l=w1-wln
p0=p0*98066.5d0
p1=p1*98066.5d0
p2=p2*98066.5d0 ef=(24.d0-0.21d0*(tt-273))*0.1d-3/98066.5d0
bv=v1+v2
av=-v1*v2-(v2-v1)**2/8.d0
bp~1.d0+ef*(p1+p2)
ap=^1*(1.d0+ef*p1)-bp*p1
cO=1.d0-al*vs*vs*bp/(r*tt)
cl=al*vs

```

```

c2=dlam*bv/(2.dO*d)
c3=g*dh+dlam*av/(2.d0*d)
c3=bp*c30/(r*tt)
c4=ap*c30/(r*tt)
pk=dsqrt(pO*pO-a*dl)
pkk=-(pO-pk)*dexp(c3*dl)/(1.dO-dexp(c3*dl)) ZC=(O.DO,1.DO) TKK=(TK-TO)/NT XbCK=(XK-
XO)/NX
do 1 l=1,nt+1
t(l)=tO+(l-1)*tkk
n=0
2 continue
zw(l,n+1 )=zwn(n,t(l))
zzap=zw(l,n+1 )/(n+1) zsw(l,n+1 )=zwsn(n,t(l))
dk(l,n+1 )=dreal(zw(l,n+1)) 31 format(2i7,2dl6.5)
if(cdabs(zw(l,n+1)).gt.toc) then
n=n+1
nn=n
goto 2
end if
if(cdabs(zw(l,n+1)).le.toc) then
goto 3
end if
3 continue
n=1
25 continue zfw(l,n)=zfw(n,t(l))
zzf=zfw(l,n)
dfk(l,n)=dreal(zfw(l,n))
write(22,31 )l,n,dk(l,n),dfk(l,n)
if(cdabs(zfw(l,n)).gt.toc) then
n=n+1
nn=n
go to 25
end if
if(cdabs(zfw(l,n)).le.toc) then
goto 35

```

```

end if 35 continue 1 continue
ff^pi*c*c/dl
AER=0.001d0
RER=0.001d0 DO 10IT=1,NT+1 T(IT)=TO+(IT-1)*TKK
tt=t(it)
r1=c4*del2(tt)
r2=wO*del3(tt)
r3=(del3(tt)+c2*del2(tt))*(w0+w01)
call 1диАЫС8(ф(Н,0.аО,й,АЕК,КЕК,БиЕ80,ЕКЕ,КОР,РЪАО)
r4=g0*w01*res0
r5=pO
r6=-c3*pkk*dell(tt)
pOt(it)=r1-r2+r3-r4+r5-r6
pOtt=pOt(it)
callQUANC8(fplt,0.dO,tt,AER,RER,RESI,ERE,NOF,FLAG)
r33=(del3(tt)+c2*del2(tt))*(wl+wll)
r44=g1*wll*resl
r55=pk
plt(it)=r1-r2+r33+r44+r55-r6
pltt=plt(it) do 11 ix=1,nx+1 X(IX)=X0+(IX-1)*XKK
zwc=O.dO
zpc=dsqrt(p0*p0-a*x(ix))
do 12nr=1,nn
ar=(nr-1)*pi*x(ix)/dl
spl=dcos(ar)
zsp2=zv(it,nr) zwc=zwc+spl*zsp2 wxt(it,ix)=zwc apr=nr*pi*x(ix)/dl spp1=nr*dsin(apr)
zsp2=zfw(it,nr) zpc=zpc+ff*spp1*zsp2 pxt(it,ix)=zpc if(ix.eq.1)then pxt(it,ix)=pOt(it) end if
if(ix.eq.nx+1)then pxt(it,ix)=plt(it) end if 12 continue 11 continue 10 continue
WmTE(20,30)((X(J),T(I),wxt(I,J),pxt(I,J),p0t(i),lplt(i),I=1,NT+1),J=1,NX+1)
WRITE(21,30)((X(J),T(I),wxt(I,J),pxt(I,J),p0t(i),lplt(i),J=1,NX+1),I=1,NT+1)
30FORMAT(6d12.4) 300 format(2x,2i6,2d16.7) END
Допоміжш модулі, НКі використовуються для розрахунку пдродинамічних параметрів
трубопроводу
FUNCTION del1(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
COMMON/St/pi,dl,c,c0,cl,c3,c4,wO

```

```

b=-c3
sl=c*t
ar=c2*t/2.d0 s2=besO(ar)
s3=besl(ar)
s4=b*c*c*(t-(1.d0-dexp(-c2*t))/c2)/2.d0
dell=-sl*(s2+s3)-s4 RETURN END
FUNCTION del2(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4,wO
b=-c3
sl=c*t
ar=c2*t/2.d0
s2=besO(ar)
s3=besl(ar)
s4=b*c*c*(t-(1.d0-dexp(-c2*t))/c2)/2.d0
del2=sl*(s2+s3)-s4 RETURN END
FUNCTION del3(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4,wO
b=-c3
sl=c
ar=c2*t/2.d0
s2=besO(ar)
s4=b*c*c*(t-(1.d0-dexp(-c2*t))/c2)/2.d0
del3=sl*s2-s4 RETURN END
FUNCTION BESO(AR)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Z)
ARG-AR/3.75D0
IF(AR.GE.-3.75D0.AND.AR.LE.3.75D0) THEN
BES0=dexp(-ar)*(1.D0+3.5156229D0*(ARG**2)+3.0899424D0*(ARG**4)
1 +1.2067492D0*(ARG**6)+
10.2659732D0*(ARG**8)+0.0360768D0*(ARG**10)+0.0045813D0*(ARG**12)
)
ELSE IF(AR.GE.3.75D0) THEN
BE=0.39894228D0+0.01328592D0/ARG+0.00225319D0/(ARG**2)-
2 0.00157565D0/(ARG**3)+0.00916281D0/(ARG**4)-
0.02057706D0/(ARG**5)

```

3+0.02635537D0/(ARG\*\*6)-0.01647633D0/(ARG\*\*7)+ 40.00392377D0/(ARG\*\*8)

BESO=BE/DSQRT(AR)

END IF RETURN

END

FUNCTION BES1(AR) IMPLICIT REAL \*8(A-H,O-Z) ARG=AR/3.75D0

IF(AR.GE.-3.75D0.AND.AR.LE.3.75D0)THEN BE1=DEXP(-

AR)\*(0.5D0+0.87890594D0\*(ARG\*\*2)+0.51498869D0\*(ARG\*\*4)+

1 0.15084934D0\*(ARG\*\*6)+0.02658733D0\*(ARG\*\*8)+

2 0.00301532D0\*(ARG\*\*10)+0.00032411D0\*(ARG\*\*12))

BES1=BE1

ELSE IF(AR.GE.3.75D0) THEN

BE1=0.39894228D0-0.03988024D0/ARG-0.00362018D0/(ARG\*\*2)+

30.00163801D0/(ARG\*\*3)-0.01031555D0/(ARG\*\*4)+0.02282967D0/(ARG\*\*5)-

40.02895312D0/(ARG\*\*6)+0.01787654D0/(ARG\*\*7)-0.00420059D0/(ARG\*\*8)

BES1 =BE 1 /DSQRT(AR)/AR

END IF

RETURN

END

FUNCTION fpOt(tau) IMPLICIT REAL \*8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2 COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1

,c3 ,c4,wO

common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl

common/tt/tt

b=-c3

s 1 =del3 (tau)+c2 \* del2(tau)

s2=dexp(-gO\*(tt-tau))

fpOt=s1\*s2 RETURN END

FUNCTION fplt(tau) IMPLICIT REAL \*8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2 COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1

,c3 ,c4,wO

common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl

common/tt/tt

b=-c3

s 1 =de!3 (tau)+c2\* de!2(tau)

s2=dexp(-gl\*(tt-tau))

fplt=s1\*s2 RETURN END

FUNCTION pmjO(t) IMPLICIT REAL \*8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2

dO=dexp(-c2\*t) dl=1.dO-dO



```

pmjO=dl/c2 RETURN END
FUNCTION pmjl(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) COMMON/c2/c2
dO=dexp(-c2*t)
pmjl=dO RETURN END
FUNCTION pmj2(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c1,c3,c4,wO COMMON/c2/c2
dO=dexp(-c2*t) dl=1.dO-dO
pmj2=(t+dl/c2)/c/c RETURN END
SUBROUTINE QUANC8(FUN,A1, BB,ABSERR,RELERR,RES,ERREST,
1NOFUN,FLAG)
IMPLICIT REAL* 8 (A-H,O-Z)
DIMENSION QRIGHT(31),F(16),X(16),FSAVE(8,30),XSAVE(8,30)
LEVMIN=1 LEVMAX=30
LEVOUT=6
NOMAX=5000
NOFIN=NOMAX- 8 * (LE VMAX-LE VOUT+2 ** (LEVOUT+1))
WW=1.4175D4
W0=3.956D3/WW
W1=2.3552D4/WW
W2=-3.712D3/WW
W3=4.1984D4/WW
W4=-1.816D4/WW
FLAG=O.DO
RES=O.DO
COR11=O.DO
ERREST=O.DO
AREA=O.DO
NOFUN=0
IF(A1.EQ.BB) RETURN
LEV=0
NIM=1
XO=A1
X(16)=BB
QPREV=O.DO
FO=FUN(XO)

```

```

STONE-(BB-A1)/16.DO
X2=2.D0
X(8)=(X0+X(16))/X2
X(4)=(X0+X(8))/X2
X(12)=(X(8)+X(16))/X2
X(2)=(X0+X(4))/X2
X(6)=(X(4)+X(8))/X2
X(10)=(X(8)+X(12))/X2
X(14)=(X(12)+X(16))/X2
DO 25 J=2,16,2  F(J)=FUN(X(J))
NOFUN=9 30  X(1)=(X0+X(2))/X2
F(1)=FUN(X(1))
DO 35 J=3,15,2
X(J)=(X(J-1)+X(J+1))/X2 35  F(J)=FUN(X(J))
NOFUN=NOFUN+8
STEP=(X(16)-X0)/16.D0
QLEFT=(W0*(F0+F(8))+W1*(F(1)+F(7))+W2*(F(2)+F(6))+W3*(F(3)+F(5))+W4*(F(4))*STEP
QRIGHT=(LEV+1)*W0*(F(8)+F(16))+W1*(F(9)+F(15))+W2*(F(10)+F(14))
1+W3*(F(11)+F(13))+W4*(F(12))*STEP
QNOW=QLEFT+QRIGHT(LEV+1)
QDIFF=QNOW-QPREV
AREA=AREA+QDIFF
ESTERR=DABS(QDIFF)/1.023D3
TOLERR=DMAX1(ABSERR,RELERR*DABS(AREA))*(STEP/STONE)
IF(LEV.LT.LEVMIN) GOTO 50
IF(LEV.GE.LEVMAX) GOTO 62
IF(NOFUN.GT.NOFIN) GOTO 60
IF(ESTERR.LE.TOLERR) GOTO 70 50  NIM=2*NIM
LEV=LEV+1
DO 52 I=1,8
FSAVE(I,LEV)=F(I+8) 52  XSAVE(I,LEV)=X(I+8)
QPREV=QLEFT
DO 55 I=1,8
F(2*I+18)=F(I+9) 55  X(2*I+18)=X(I+9)
GOTO 30 60  NOFIN=2*NOFIN

```

```

LEVMAX=LEVOUT
FLAG=FLAG+(BB-XO)/(BB-A1)
GOTO 70
62 FLAG=FLAG+1.D0 70 PIES=RES+QNOW
ERREST=EWIEST+ESTERR
COR11=COR11+QDIFF/1.023D3 72 IF(NIM.EQ.2*(NIM/2)) GOTO 75
NIM=NIM/2
LEV=LEV-1
GOTO 72 75 NIM=NIM+1
IF(LEV.LE.O) GOTO 80
QPREV=QRIGHT(LEV)
X0=X(16)
F0=F(16)
DO 78 1=1,8
F(2*I)=FSAVE(I,LEV) 78 X(2*I)=XSAVE(I,LEV)
GOTO 30 80 RES=RES+COR11
IF(ERREST.EQ.O.DO) RETURN 82 TEMP=DABS(RES)+ERREST
IF(TEMP.NE.DABS(RES)) RETURN
ERREST=2.D0*ERREST
GOTO 82 END
FUNCTION zfn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,cl ,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/c2/c2 COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
znpj=n*pi*zc/dl
zsl1=(znpj*c1-c2)/2.d0
zs22=zs11**2+c*c*znpj*(c0*znpj-c3)
zs33=cdsqrt(zs22)
zsl=zs11-zs33
zs2=zs11+zs33
zl=Zfn(n,t) znjn=-n*pi*zc/dl
zsl ln=(znpj*c1-c2)/2.d0
zs22n=zsln**2+c*c*znjn*(c0*znjn-c3)
zs33n=cdsqrt(zs22n)
zsln=zs1ln-zs33n
zs2n=zs1ln+zs33n

```

```

zsl=zsln
zs2=zs2n
z2=Zfh(-n,t)
zfn=(z1+z2)/2.dO RETURN END
FUNCTION zwn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/c2/c2 COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 COMMON/nn/nn
nn=n ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.O) then
zsl=-c2
zs2=0.d0
z1=Zn(n,t)
z2=Zn(-n,t)
zwn=(z1+z2)/2.dO
return
end if
if(n.ne.O) then znj=n*pi*zc/dl
zsl1=(zsj*c1-c2)/2.dO
zs22=zsl1**2+c*c*znj*(cO*znj-c3)
zs3 3=cdsqrt(zs22)
zsl=zs11-zs33
zs2=zs11+zs33
z1=Zn(n,t) znjn=-n*pi*zc/dl
zsl ln=(znjn*c1-c2)/2.dO
zs22n=zsl1n**2+c*c*znjn*(cO*znjn-c3)
zs3 3n=cdsqrt(zs22n)
zsln=zs11n-zs33n
zs2n=zsl ln+zs33n
zsl=zsln
zs2=zs2n
z2=Zn(-n,t)
zwn=(z1+z2)/2.dO
end if RETURN END
FUNCTION ZetO(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z) COMMON/SI
2/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0) ZeO=1.dO/(zs2-zsl)

```

```

if(cdabs(zs2).le. 1 .d-10) then
ze1=t
end if
if(cdabs(zs2).gt. 1.d-10) then
z2r=ZS2*T Ze 1 =(CDEXP(z2r)-1 .dO)/zs2
end if
if(cdabs(zs1).le.1.d-10) then
ze2=t
end if
if(cdabs(zs1).gt.1.d-10) then Ze2=(CDEXP(ZS 1 *T)-1 .dO)/zsl
end if
zetO=(ze1-ze2)*zeO RETURN END
FUNCTION ZetOO(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S12/ZS1 ,ZS2 ZC=(0.D0,LD0) ZeO=1.dO/(zs2-zsl) Ze1=1.dO/zsl Ze2=1.dO/zs2
ze3=t
ze4=(CDEXP(zs2*t)-1 .dO)/zs2 Ze5=(CDEXP(ZS 1 *T)-1 .dO)/zsl zet00=ze0*(ze2*(ze4-ze3)-
zel*(ze5-ze3)) RETURN END
FUNCTION Zetl(t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-X)
IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/S 12/ZS 1 ,ZS2
ZC=(0.D0,1.D0)
ZeO=1.dO/(zs2-zsl)
Ze2=CDEXP(ZS2*T)
Zel=CDEXP(ZS1*T)
zet 1 =(ze2-ze 1 )* zeO
RETURN
END FUNCTION Zetll(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-X) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S 12/ZS 1 ,ZS2
ZC=(O.DO,1.DO) ZeO=1.dO/(zs2-zsl) Zel=CDEXP(ZS1*T) Ze2=CDEXP(ZS2*T) ze3=(ze2-
1.dO)/zs2 ze4=(zel-1.dO)/zsl zetll=(ze3-ze4)*zeO RETURN END FUNCTION Zet2(t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/SI 2/ZS1,ZS2
ZC=(0.D0,1.D0)

```

```

ZeO=l.dO/(zs2-zsl)
Zel=ZS1*CDEXP(ZS2*T)
Ze2=ZS2*CDEXP(ZS 1 *T)
zet2=(ze2-ze 1)* zeO
RETURN
END
FUNCTION Zet22(t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/SI 2/ZS1.ZS2
ZC=(0.D0,1.D0)
ZeO=l.dO/(zs2-zsl)
Zel=ZS2*(CDEXP(ZS1 *T)-1 .dO)/zsl
Ze2=ZS1 *(CDEXP(ZS2*T)-1 .dO)/zs2
zet22=(ze2-zel)*zeO
RETURN
END
FUNCTION Zfn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,c0,cl,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl ZC=(0.D0,1.D0)
z1=Zfh1(n,t)
z2=Zfn2(n,t) z3=Zfh3(n,t) zfn =z1+z2+z3
RETURN
END
FUNCTION Zfnl(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,c0,cl,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
znj=n*pi*zc/dl
zdO=znj *(znj-c3/cO)
zvl=-2.dO*c*c/(dl*znj)
zuO=zetOO(t)
zu3=zi00(gl,t)
zu5=zi00(g0,t)
zv2=zuO*((-1 )* *n* wl-wO)
zv3=gl* (wl-wln)* zu3

```

```

zv4=gO*(wO-wOn)*zu5
zfnl=zv1*zdO*(zv2+zv3+zv4) RETURN END
FUNCTION Zfn2(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl
common/tt/tt
tt=t
vv=-2.dO*cO/dl
h=t/100.d0
zs=Zfh2_pf(0.d0)+Zfh2_pf(t)
do 1 i=1,99
aa=3.dO-(-1)**i
ar=i*h
zaa=Zfn2_pf(ar)
zs=zs+aa*zaa 1 continue
zfn2=vv*h*zs/3.dO RETURN END
FUNCTION Zfn2_pf(tau) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/St/pi,dl;c,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/S12/ZS1 ,ZS2 COMMON/nn/nn COMMON/p/pO
COMMON/pk/pk
common/tt/tt COMMON/c2/c2 COMMON/wp/wO 1 ,wl 1 ,pkk
external fpOt,fplt
AER=0.001d0
RER=0.001d0
zd3=zetl(tt-tau)
r1=c4*del2(tau)
r2=wO*del3(tau)
r3=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(w0+w01)
callQUANC8(fpOt,0.d0,tt,AER,RER,RES0,ERE,NOF,FLAG)
r4=g0*w01*res0
r5=pO
r6=-c3*pkk*dell(tau)
zd6=r1 -r2+r3-r4+r5-r6
callQUANC8(fplt,0.dO,tt,AER,RER,RES1,ERE,NOF,FLAG)
r33=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(wl+w1l)

```

```

r44=gl*wll*resl
r55=pk
Zd5=r1-r2+r33+r44+r55-r6
zd4=(-1)**nn*(zd5-pk)-(zd6-p0)
zfn2_pf^zd3*zd4 RETURN END
FUNCTION Zfn3(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/St/pi ,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4, wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl ZO(0.D0,1.D0) z1=Zxill(n,t)
z2=Zxi22(n,t)
z3=Zxi33(n,t)
z4=Zxi44(n,t)
z5=Zxi55(n,t)
z6=Zxi66(n,t)
zfn3=z1 +z2+z3+z4+z5+z6 RETURN END
FUNCTION ZiO(ga,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 COMMON/c2/c2 ZC=(0.D0,1.D0)
if(cdabs(zs2).le. 1 .d-10) then
fl=t/ga
f2=(1 .dO-dexp(-ga*t))*(1 .dO/ga-1 .dO/c2)/ga
f3=-(dexp(-c2*t)-dexp(-ga*t))/(c2*(ga-c2))
ziO=(fl+f2+f3)/c2
end if
if(cdabs(zs2).gt.1.d-10) then ZeO=1.dO/(zs2-zsl) Zel=(CDEXP(ZS2*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zs2)
ze2=(1 .dO-DEXP(-ga*T))/ga
ze3=(ze 1 -ze2)/zs2 Ze4=(CDEXP(ZS1*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zsl)
ze5=(ze4-ze2)/zsl zi0=(ze3-ze5)*ze0
end if RETURN END
FUNCTION ZiOO(ga,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/SI 2/ZS1.ZS2 COMMON/c2/c2
ZC=(O.DO,1.DO) ZeO=1.dO/(zs2-zsl)
zel=1.dO/zsl
ze2=1.dO/zs2
ze3=1.dO/(ga+zsl)
ze4=1.dO/(ga+zs2)
ze5=(1 .dO-DEXP(-ga*T))/ga Ze6=(CDEXP(ZS 1 *T)-1 .dO)/zs 1 Ze7=(CDEXP(ZS2*T)-1 .dO)/zs2

```



```

ze8=ze4*(ze7-ze5)-(t~ze5)/ga
ze9=ze3*(ze6-ze5)-(t-ze5)/ga zi00=ze0*(ze2*ze8-ze1*ze9) RETURN END
FUNCTION Zil(ga,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S12/ZS1 ,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
ZeO=1.dO/(zs2-zsl)
Zel=(CDEXP(ZS2*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zs2)
Ze4=(CDEXP(ZS1*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zsl)
zi1=(ze1-ze4)*zeO
RETURN
END
FUNCTION Zn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl ZC=(0.D0,1.D0)
z1=Zn1(n,t)
z2=Zn2(n,t)
z3=Zn3(n,t)
zn=z1+z2+z3 RETURN END
FUNCTION Zn1(n,t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/St/pi,dl,c,cO,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/S12/ZS1 ,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.O) then
zvl=-2.dO*cO*c*c/dl
zuO=zetO(t)
zul=zetl(t)
zv2=(-c3*zuO/cO+cl*zul/(cO*c*c))*(wl-wO)
zpl=ziO(gl,t)
zp2=zil(gl,t)
zv3=gl*(wl-wln)*(-c3*zpl/cO-cl*zp2/(cO*c*c))
zp3=zi0(g0,t)
zp4=zil(g0,t)
zv4=g0*(w0-w0n)*(-c3*zp3/cO+cl*zp4/(cO*c*c))
znl=zv1*(zv2+zv3+zv4)
end if
if(n.ne.O) then
znj=n*pi*zc/dl

```

```

zdO=znj * (znj-c3/cO)
zdl=znj*c1/(cO*c*c)
zvl=-2.dO*cO*c*c/(dl*znj)
zuO=zetO(t)
zul=zetl(t)
zv2=(zdO*zuO+zdl*zul)*((-1)**n*wl-wO)
zu3=ziO(gl,t)
zu4=zil(gl,t)
zv3=gl*(wl-wln)*(zdO*zu3+(-1)**(n+1)*zdl*zu4)
zu5=ziO(gO,t)
zu6=zil(gO,t)
zv4=gO*(wO-wOn)*(zdO* zu5+zd 1 * zu6)
zn 1 =zv 1 * (zv2+zv3+zv4)
end if RETURN END
FUNCTION Zn2(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4,wO common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl
common/tt/tt
tt=t
vv=-2.dO*cO/dl
h=t/5O.dO  zs=Zn2_pf(0 .dO)+Zn2_pf(t)
do 1 i=1,49
aa=3.dO-(-1)**i ar=i*h
zaa=Zn2_pf(ar) zs=zs+aa*zaa 1 continue
zn2=w*h*zs/3.dO RETURN END
FUNCTION Zn2_pf(tau) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c 1 ,c3 ,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 COMMON/nn/nn COMMON/p/pO
COMMON/pk/pk
common/tt/tt COMMON/c2/c2 COMMON/wp/wO 1 ,wl 1 ,pkk
external phi^phi_k
AER=0.001d0
RER=0.001d0
zdl =zs2*cdexp(zs2*(tt-tau))
zd2=zs 1 * cdexp(zs 1 * (tt-tau))
zd3=(zdl-zd2)/(zs2-zs1)

```

```

r1=c4*del2(tau)
r2=wO*del3(tau)
r3=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(w0+w01)
callQUANC8(phiOt,0.dO,tt,AER,RER,RESO,ERE,NOF,FLAG)
r4=g0*w01*res0
r5=pO
r6=-c3*pkk*dell(tau)
zd6=r1-r2+r3-r4+r5-r6
callQUANC8(fplt,0.dO,tt,AER,RER,RES1,ERE,NOF,FLAG)
r33=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(w1+w11)
r44=g1*w11*res1
r55=pk
zd5=r1-r2+r33+r44+r55-r6
zd4=(-1)**nn*(zd5-pk)-(zd6-pO)
zn2_pf=zd3*zd4 RETURN END
FUNCTION Zn3(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c1,c3,c4,w0
common/sw/wOn,w1,wln,gO,gl ZC=(0.D0,1.D0)
z1=Zxi1(n,t)
z2=Zxi2(n,t)
z3=Zxi3(n,t)
z4=Zxi4(n,t)
z5=Zxi5(n,t)
z6=Zxi6(n,t)
zn3=z1+z2+z3+z4+z5+z6 RETURN END
FUNCTION znin(n)
IMPLICIT REAL *8(A-h,o-y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,c1,c3,c4,wO
COMMON/p/pO
COMMON/aa/a
ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.O) then
d2=dsqrt(pO*pO-a*dl)
zdp=CMPLX(d2-pO)

```

```

znin=zdp end if
if(n.ne.O) then znj=n*pi*zc/dl z1=cdsqrt(pi*a/znj)/2.d0 z12=znj*pO*pO/a
z2=cdexp(z12)
pad=pO*pO-a*dl
d2=dsqrt(pad)
zar 1 =d2*cdsqrt(znj/a)
zar2=pO * cdsqrt(znj /a)
z3=zerfe(zar1)
z4=zerfe(zar2)
znin=z 1 * z2 * (z3 -z4)
end if
RETURN
END
FUNCTION znjn(n)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y)
IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c5c0,cl,c3,c4,w0
COMMON/p/pO
COMMON/aa/a
ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.O) then
al=2.d0*dl/3.d0
d2=dsqrt(pO*pO-a*dl)
d3=pO+d2*d2/(d2+pO)
znjn=al*d3 end if
if(n.ne.O) then
znj=n*pi*zc/dl
d2=dsqrt(pO*pO-a*dl)
z 1 =cdexp(znj * dl)
z2=(d2*z1-pO)/znj z3=znin(n)/znj
znjn=z2-z3 end if RETURN END
FUNCTION zwsn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/St/pi,dl,c,cO,cl ,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/c2/c2
COMMON/SI 2/ZS1.ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)

```

```

if(n.eq.O) then
zsl=-c2
zs2=0.d0
zl=Zn(n,t)
z2=Zn(-n,t)
zwsn=(zl+z2)/2.d0
return
end if
if(n.ne.O) then znpn*pi*zc/dl
zsl1=(znj*c1-c2)/2.d0
zs22=zsl1**2+c*c*znj*(c0*znj-c3)
zs33=cdsqrt(zs22)
zsl=zsl1-zs33
zs2=zsl1+zs33
zl=Zn(n,t) znjn=-n*pi*zc/dl
zsl1n=(znjn*c1-c2)/2.d0
zs22n=zsl1n**2+c*c*znjn*(c0*znjn-c3)
zs33n=cdsqrt(zs22n)
zsln=zsl1n-zs33n
zs2n=zsl1n+zs33n
zsl=zsln
zs2=zs2n
z2=Zn(-n,t) RETURN END

```

## Додаток В

Результати розрахунку коефіцієнта гідразлічного опору

Q1-2	Re1-2	Lumda1-2	a1-2	T2	Tcp1-2
71,40600747	49282874,78	0,009375729	0,00320228	307,81123	311,4623199
71,35600747	49248365,87	0,009375808	0,003204524	307,80649	311,4597617
71,30600747	49213856,96	0,009375886	0,003206771	307,80175	311,4572001
71,25600747	49179348,04	0,009375965	0,003209021	307,797	311,4546352
71,20600747	49144839,13	0,009376044	0,003211275	307,79225	311,452067
71,15600747	49110330,22	0,009376123	0,003213531	307,78749	311,4494955
71,10600747	49075821,3	0,009376202	0,003215791	307,78272	311,4469206
71,05600747	49041312,39	0,009376281	0,003218054	307,77795	311,4443423
71,00600747	49006803,48	0,00937636	0,00322032	307,77317	311,4417607
70,95600747	48972294,56	0,009376439	0,003222589	307,76839	311,4391757
70,90600747	48937785,65	0,009376519	0,003224861	307,7636	311,4365874
70,85600747	48903276,74	0,009376598	0,003227137	307,7588	311,4339956
70,80600747	48868767,82	0,009376678	0,003229416	307,754	311,4314005
70,75600747	48834258,91	0,009376758	0,003231698	307,74919	311,428802
70,70600747	48799749,99	0,009376838	0,003233983	307,74437	311,4262001
70,65600747	48765241,08	0,009376918	0,003236272	307,73955	311,4235948
70,60600747	48730732,17	0,009376998	0,003238564	307,73473	311,420986
70,55600747	48696223,25	0,009377078	0,003240859	307,72989	311,4183739
70,50600747	48661714,34	0,009377159	0,003243157	307,72506	311,4157583
70,45600747	48627205,43	0,009377239	0,003245459	307,72021	311,4131393
70,40600747	48592696,51	0,00937732	0,003247763	307,71536	311,4105168
70,35600747	48558187,6	0,0093774	0,003250071	307,7105	311,4078909
70,30600747	48523678,69	0,009377481	0,003252383	307,70564	311,4052616
70,25600747	48489169,77	0,009377562	0,003254698	307,70077	311,4026287
70,20600747	48454660,86	0,009377643	0,003257015	307,6959	311,3999925
70,15600747	48420151,95	0,009377724	0,003259337	307,69102	311,3973527
70,10600747	48385643,03	0,009377806	0,003261661	307,68613	311,3947095
70,05600747	48351134,12	0,009377887	0,003263989	307,68123	311,3920627
70,00600747	48316625,2	0,009377968	0,00326632	307,67633	311,3894125
69,95600747	48282116,29	0,00937805	0,003268655	307,67143	311,3867588
69,90600747	48247607,38	0,009378132	0,003270993	307,66652	311,3841016
69,85600747	48213098,46	0,009378214	0,003273334	307,6616	311,3814408
69,80600747	48178589,55	0,009378295	0,003275679	307,65667	311,3787765
69,75600747	48144080,64	0,009378378	0,003278027	307,65174	311,3761087
69,70600747	48109571,72	0,00937846	0,003280378	307,6468	311,3734374
69,65600747	48075062,81	0,009378542	0,003282733	307,64186	311,3707625
69,60600747	48040553,9	0,009378624	0,003285091	307,63691	311,3680841
69,55600747	48006044,98	0,009378707	0,003287452	307,63195	311,3654021
69,50600747	47971536,07	0,00937879	0,003289817	307,62699	311,3627166
69,45600747	47937027,16	0,009378872	0,003292185	307,62202	311,3600274
69,40600747	47902518,24	0,009378955	0,003294557	307,61705	311,3573347
69,35600747	47868009,33	0,009379038	0,003296932	307,61207	311,3546384
69,30600747	47833500,41	0,009379121	0,003299311	307,60708	311,3519385
69,25600747	47798991,5	0,009379204	0,003301693	307,60209	311,3492351

P21	Pcep1-2	Zcep1-2	P2
5,791951	6,647492	0,89390736	5,733698
5,794622	6,64871	0,893884911	5,736545
5,797291	6,649928	0,893862475	5,73939
5,799956	6,651144	0,893840054	5,74223
5,802618	6,652358	0,893817646	5,745067
5,805277	6,653572	0,893795253	5,7479
5,807933	6,654784	0,893772873	5,75073
5,810586	6,655995	0,893750507	5,753556
5,813236	6,657205	0,893728155	5,756379
5,815882	6,658414	0,893705817	5,759198
5,818526	6,659622	0,893683493	5,762014
5,821166	6,660828	0,893661182	5,764826
5,823803	6,662034	0,893638885	5,767634
5,826438	6,663238	0,893616602	5,770439
5,829069	6,66444	0,893594332	5,773241
5,831697	6,665642	0,893572076	5,776039
5,834322	6,666842	0,893549834	5,778833
5,836944	6,668042	0,893527605	5,781624
5,839562	6,66924	0,89350539	5,784412

Qm2-3	Re2-3	Lumda2-3	a2-3	T3	Tcp2-3	P31
43,96599	30344368,83	0,009444631	0,00520089	301,9316	304,7639	4,805099
43,9352	30323121,06	0,009444754	0,00520453	301,9241	304,7576	4,809836
43,90442	30301873,29	0,009444878	0,00520818	301,9166	304,7514	4,814565
43,87363	30280625,52	0,009445003	0,00521183	301,9091	304,7451	4,819286
43,84284	30259377,75	0,009445127	0,00521549	301,9016	304,7389	4,823999
43,81206	30238129,98	0,009445251	0,00521916	301,8941	304,7326	4,828704
43,78127	30216882,21	0,009445376	0,00522283	301,8866	304,7263	4,833401
43,75049	30195634,44	0,009445501	0,0052265	301,879	304,7201	4,838089
43,7197	30174386,67	0,009445626	0,00523018	301,8715	304,7138	4,84277
43,68891	30153138,9	0,009445751	0,00523387	301,8639	304,7075	4,847443
43,65813	30131891,13	0,009445876	0,00523756	301,8564	304,7012	4,852108
43,62734	30110643,36	0,009446002	0,00524126	301,8488	304,6949	4,856765
43,59656	30089395,59	0,009446128	0,00524496	301,8412	304,6885	4,861414
43,56577	30068147,82	0,009446253	0,00524866	301,8336	304,6822	4,866055
43,53498	30046900,05	0,009446379	0,00525237	301,8261	304,6759	4,870689
43,5042	30025652,28	0,009446506	0,00525609	301,8185	304,6695	4,875314
43,47341	30004404,51	0,009446632	0,00525981	301,8108	304,6632	4,879932
43,44263	29983156,74	0,009446758	0,00526354	301,8032	304,6568	4,884542
43,41184	29961908,97	0,009446885	0,00526727	301,7956	304,6505	4,889144
43,38105	29940661,2	0,009447012	0,00527101	301,788	304,6441	4,893738
43,35027	29919413,43	0,009447139	0,00527476	301,7803	304,6377	4,898325
43,31948	29898165,66	0,009447266	0,0052785	301,7727	304,6314	4,902904
43,2887	29876917,89	0,009447394	0,00528226	301,765	304,625	4,907475

Qm2-3	Re2-3	Lumda2-3	a2-3	T3	Tcp2-3	P31
43,25791	29855670,12	0,009447521	0,00528602	301,7573	304,6186	4,912039
43,22712	29834422,35	0,009447649	0,00528978	301,7497	304,6122	4,916595
43,19634	29813174,58	0,009447777	0,00529355	301,742	304,6057	4,921143
43,16555	29791926,81	0,009447905	0,00529733	301,7343	304,5993	4,925684
43,13477	29770679,04	0,009448033	0,00530111	301,7266	304,5929	4,930217
43,10398	29749431,27	0,009448162	0,00530489	301,7189	304,5865	4,934743
43,0732	29728183,5	0,00944829	0,00530869	301,7112	304,58	4,939261
43,04241	29706935,73	0,009448419	0,00531248	301,7034	304,5736	4,943772
43,01162	29685687,96	0,009448548	0,00531629	301,6957	304,5671	4,948275
42,98084	29664440,18	0,009448677	0,00532009	301,6879	304,5606	4,952771
42,95005	29643192,41	0,009448807	0,00532391	301,6802	304,5542	4,957259
42,91927	29621944,64	0,009448936	0,00532773	301,6724	304,5477	4,96174
42,88848	29600696,87	0,009449066	0,00533155	301,6647	304,5412	4,966214
42,85769	29579449,1	0,009449196	0,00533538	301,6569	304,5347	4,97068
42,82691	29558201,33	0,009449326	0,00533921	301,6491	304,5282	4,975138
42,79612	29536953,56	0,009449456	0,00534306	301,6413	304,5217	4,97959
42,76534	29515705,79	0,009449586	0,0053469	301,6335	304,5151	4,984034
42,73455	29494458,02	0,009449717	0,00535075	301,6257	304,5086	4,988471
42,70376	29473210,25	0,009449848	0,00535461	301,6179	304,5021	4,9929
42,67298	29451962,48	0,009449979	0,00535847	301,61	304,4955	4,997322
42,64219	29430714,71	0,00945011	0,00536234	301,6022	304,489	5,001737
42,61141	29409466,94	0,009450241	0,00536622	301,5943	304,4824	5,006145
42,58062	29388219,17	0,009450373	0,0053701	301,5865	304,4759	5,010546
42,54983	29366971,4	0,009450504	0,00537398	301,5786	304,4693	5,014939
42,51905	29345723,63	0,009450636	0,00537787	301,5707	304,4627	5,019325
42,48826	29324475,86	0,009450768	0,00538177	301,5629	304,4561	5,023704
42,45748	29303228,09	0,009450901	0,00538567	301,555	304,4495	5,028076
42,42669	29281980,32	0,009451033	0,00538958	301,5471	304,4429	5,032441
42,39591	29260732,55	0,009451166	0,00539349	301,5392	304,4363	5,036799

Pcep2-3	Zcep2-3	P3
5,232448	0,91036154	4,780086
5,236247	0,91029042	4,784975
5,240039	0,91021937	4,789855
5,243826	0,9101484	4,794726
5,247608	0,91007751	4,799588
5,251383	0,91000671	4,804442
5,255154	0,90993598	4,809287
5,258918	0,90986533	4,814123
5,262677	0,90979476	4,81895
5,266431	0,90972427	4,823769
5,270178	0,90965386	4,828579
5,273921	0,90958352	4,833381
5,277658	0,90951327	4,838174
5,281389	0,90944309	4,842959
5,285115	0,90937299	4,847735



Pcep2-3	Zcep2-3	P3
5,288835	0,90930297	4,852502
5,29255	0,90923303	4,857262
5,296259	0,90916316	4,862012
5,299963	0,90909337	4,866755
5,303662	0,90902365	4,871489
5,307355	0,90895401	4,876214
5,311043	0,90888445	4,880932
5,314725	0,90881497	4,885641
5,318402	0,90874556	4,890342
5,322073	0,90867622	4,895034
5,325739	0,90860696	4,899718
5,3294	0,90853778	4,904395
5,333056	0,90846867	4,909062
5,336706	0,90839963	4,913722
5,34035	0,90833067	4,918374
5,34399	0,90826179	4,923018
5,347624	0,90819298	4,927653
5,351253	0,90812424	4,932281
5,354877	0,90805557	4,9369
5,358495	0,90798698	4,941511
5,362108	0,90791846	4,946115
5,365716	0,90785002	4,95071
5,369319	0,90778165	4,955298
5,372916	0,90771335	4,959878
5,376509	0,90764512	4,964449
5,380096	0,90757696	4,969013
5,383677	0,90750888	4,973569
5,387254	0,90744087	4,978118
5,390826	0,90737293	4,982658
5,394392	0,90730506	4,987191
5,397953	0,90723726	4,991716
5,40151	0,90716953	4,996233
5,405061	0,90710188	5,000743
5,408607	0,90703429	5,005244
5,412147	0,90696677	5,009739
5,415683	0,90689933	5,014225
5,419214	0,90683195	5,018704

Qm2-4	Re2-4	Lumda2-4	a2-4	T4	Tcp2-4	P41
27,44002	18938506	0,00954873	0,00833316	297,9165	306,1107	5,325349
27,42081	18925244,8	0,00954892	0,008339	297,9131	306,087	5,328936
27,40159	18911983,7	0,00954911	0,00834485	297,9098	306,0633	5,332518
27,38238	18898722,5	0,0095493	0,0083507	297,9065	306,0396	5,336094
27,36316	18885461,4	0,00954949	0,00835656	297,9031	306,0159	5,339666

Q1-2	Re1-2	Lumda1-2	a1-2	T2	Tcp1-2
69,20600747	47764482,59	0,009379288	0,003304078	307,59709	311,346528
69,15600747	47729973,67	0,009379371	0,003306467	307,59208	311,3438173
69,10600747	47695464,76	0,009379455	0,003308859	307,58707	311,3411029
69,05600747	47660955,85	0,009379538	0,003311255	307,58205	311,338385
69,00600747	47626446,93	0,009379622	0,003313654	307,57702	311,3356634
68,95600747	47591938,02	0,009379706	0,003316057	307,57199	311,3329381
68,90600747	47557429,11	0,00937979	0,003318463	307,56695	311,3302092
68,85600747	47522920,19	0,009379874	0,003320873	307,5619	311,3274767

P21	Pcep1-2	Zcep1-2	P2
5,702004	6,606604	0,894656205	5,637672
5,704781	6,607863	0,89463328	5,640641
5,707556	6,60912	0,894610369	5,643607
5,710327	6,610376	0,894587473	5,646569
5,713094	6,611631	0,894564592	5,649527
5,715858	6,612885	0,894541726	5,652481
5,718619	6,614137	0,894518875	5,655432
5,721377	6,615389	0,894496038	5,658378
5,724132	6,616639	0,894473216	5,661322
5,726883	6,617887	0,894450408	5,664261
5,729631	6,619135	0,894427615	5,667197
5,732376	6,620381	0,894404837	5,670128
5,735118	6,621626	0,894382074	5,673057
5,737856	6,62287	0,894359325	5,675981
5,740591	6,624113	0,89433659	5,678902
5,743323	6,625354	0,89431387	5,681819
5,746052	6,626595	0,894291164	5,684732
5,748777	6,627834	0,894268473	5,687642
5,751499	6,629071	0,894245797	5,690548
5,754218	6,630308	0,894223134	5,69345
5,756934	6,631543	0,894200487	5,696348
5,759647	6,632777	0,894177853	5,699243
5,762356	6,63401	0,894155234	5,702134
5,765062	6,635242	0,894132629	5,705022
5,767766	6,636472	0,894110038	5,707906
5,770465	6,637702	0,894087462	5,710786
5,773162	6,63893	0,894064899	5,713663
5,775856	6,640156	0,894042351	5,716536
5,778546	6,641382	0,894019818	5,719405
5,781233	6,642606	0,893997298	5,722271
5,783918	6,64383	0,893974792	5,725133
5,786598	6,645052	0,893952301	5,727992
5,789276	6,646272	0,893929823	5,730846

27,34395	18872200,2	0,00954968	0,00836244	297,8998	305,9923	5,343233
27,32474	18858939,1	0,00954987	0,00836832	297,8965	305,9686	5,346794
27,30552	18845677,9	0,00955007	0,00837421	297,8931	305,9449	5,350351
27,28631	18832416,8	0,00955026	0,0083801	297,8898	305,9212	5,353903
27,26709	18819155,7	0,00955045	0,00838601	297,8864	305,8975	5,357449
27,24788	18805894,5	0,00955064	0,00839192	297,883	305,8738	5,360991
27,22867	18792633,4	0,00955083	0,00839784	297,8797	305,8501	5,364528
27,20945	18779372,2	0,00955103	0,00840377	297,8763	305,8264	5,368059
27,19024	18766111,1	0,00955122	0,00840971	297,8729	305,8027	5,371586
27,17102	18752849,9	0,00955141	0,00841566	297,8695	305,7791	5,375108
27,15181	18739588,8	0,00955161	0,00842161	297,8662	305,7554	5,378625
27,1326	18726327,7	0,0095518	0,00842758	297,8628	305,7317	5,382137
27,11338	18713066,5	0,00955199	0,00843355	297,8594	305,708	5,385644
27,09417	18699805,4	0,00955219	0,00843953	297,856	305,6843	5,389146
27,07495	18686544,2	0,00955238	0,00844552	297,8526	305,6606	5,392643
27,05574	18673283,1	0,00955258	0,00845152	297,8492	305,6369	5,396135
27,03652	18660021,9	0,00955277	0,00845752	297,8458	305,6133	5,399623
27,01731	18646760,8	0,00955297	0,00846354	297,8424	305,5896	5,403105
26,9981	18633499,7	0,00955316	0,00846956	297,839	305,5659	5,406583
26,97888	18620238,5	0,00955336	0,00847559	297,8355	305,5422	5,410056
26,95967	18606977,4	0,00955355	0,00848163	297,8321	305,5185	5,413524
26,94045	18593716,2	0,00955375	0,00848768	297,8287	305,4948	5,416987
26,92124	18580455,1	0,00955395	0,00849374	297,8252	305,4712	5,420445
26,90203	18567193,9	0,00955414	0,00849981	297,8218	305,4475	5,423899
26,88281	18553932,8	0,00955434	0,00850588	297,8184	305,4238	5,427347
26,8636	18540671,7	0,00955454	0,00851197	297,8149	305,4001	5,430791
26,84438	18527410,5	0,00955474	0,00851806	297,8115	305,3765	5,43423
26,82517	18514149,4	0,00955493	0,00852416	297,808	305,3528	5,437665
26,80596	18500888,2	0,00955513	0,00853027	297,8046	305,3291	5,441094
26,78674	18487627,1	0,00955533	0,00853639	297,8011	305,3054	5,444519
26,76753	18474365,9	0,00955553	0,00854252	297,7976	305,2817	5,447939
26,74831	18461104,8	0,00955573	0,00854865	297,7942	305,2581	5,451355
26,7291	18447843,6	0,00955593	0,0085548	297,7907	305,2344	5,454766
26,70989	18434582,5	0,00955613	0,00856095	297,7872	305,2107	5,458171
26,69067	18421321,4	0,00955633	0,00856712	297,7837	305,1871	5,461573
26,67146	18408060,2	0,00955653	0,00857329	297,7802	305,1634	5,464969
26,65224	18394799,1	0,00955673	0,00857947	297,7767	305,1397	5,468361
26,63303	18381537,9	0,00955693	0,00858566	297,7732	305,116	5,471748
26,61381	18368276,8	0,00955713	0,00859186	297,7697	305,0924	5,475131
26,5946	18355015,6	0,00955733	0,00859806	297,7662	305,0687	5,478509
26,57539	18341754,5	0,00955753	0,00860428	297,7627	305,045	5,481882
26,55617	18328493,4	0,00955773	0,0086105	297,7592	305,0214	5,48525
26,53696	18315232,2	0,00955793	0,00861674	297,7557	304,9977	5,488614
26,51774	18301971,1	0,00955814	0,00862298	297,7521	304,974	5,491973
26,49853	18288709,9	0,00955834	0,00862924	297,7486	304,9504	5,495328
26,47932	18275448,8	0,00955854	0,0086355	297,7451	304,9267	5,498678
26,4601	18262187,6	0,00955875	0,00864177	297,7415	304,903	5,502024