

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

**КРИВЕНКО ГАЛИНА МИРОСЛАВІВНА**

УДК (504.05+504.06):622.692.4 (043)

**ПРОГНОЗУВАННЯ ЕКОЛОГІЧНОГО ТА ТЕХНІЧНОГО РИЗИКІВ ПРИ  
ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ З  
ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ**

Спеціальність 21.06.01 – екологічна безпека

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник  
д.т.н., професор Семчук Я.М.

255-

Івано-Франківськ – 2004

Всі примірники дисертації надані до бібліотеки за адресою:  
Вчений секретар дисципл. вченої ради СРБ 25-55255 — *Ліза* С.В. Паньківчик  
Підпис *С.В. Паньківчик* посвідчує  
19.10.04 *С.В. Прохоренко*

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ З ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ.....	12
1.1. Вплив трубопровідного транспорту на навколишнє середовище.....	12
1.2. Класифікація дефектів в трубопроводах .....	23
1.3. Відмови магістральних нафтопроводів.....	32
1.4. Фізичні основи методів знаходження втрат нафти.....	35
1.5. Висновки.....	42
РОЗДІЛ 2	
ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИТІКАННЯ НАФТИ ПРИ ВИНИКНЕННІ АВАРІЙНОЇ СИТУАЦІЇ.....	43
2.1. Обґрунтування вибору напрямку дослідження.....	43
2.2. Техніка експерименту .....	52
2.3. Планування експериментів .....	56
2.4. Методика проведення експериментів .....	57
2.5. Обробка результатів експериментів.....	58
2.6. Визначення небезпечних ділянок трубопроводів за допомогою методу рангової класифікації.....	67
2.7. Визначення об'ємів витікань з трубопроводів.....	70
2.8. Висновки.....	75
РОЗДІЛ 3	
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФАКТОРІВ НА ТЕХНІЧНИЙ РИЗИК ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВОДІВ.....	77
3.1. Аналіз інформативності ознак на показник процесу .....	78
3.2. Метод побудови регресійних моделей для визначення перепаду тиску в трубопроводі.....	83

3.3. Перевірка адекватності математичної моделі .....	88
3.4.Визначення розподілу тисків вздовж трубопроводу.....	91
3.5.Визначення розподілу тиску при його стрибкоподібній зміні.....	93
3.6.Висновки.....	100

#### РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТИСКУ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО РИЗИКУ НА НЕІЗОТЕРМІЧНОМУ ТРУБОПРОВОДІ.....	101
--	-----

4.1.Математичне моделювання повного коефіцієнта теплопередачі для нафтопроводу.....	103
4.2.Математична модель течії нафти в трубопроводі.....	111
4.3.Висновки.....	120

#### РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ КОМП'ЮТЕРНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ МОДЕЛЮВАННЯ ВИТОКУ НАФТИ З ТРУБОПРОВОДУ.....	121
--	-----

5.1. Просторове моделювання різних процесів.....	123
5.2.Комп'ютерне моделювання витоку нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення.....	125
5.3.Оцінка об'єму витікання нафти при розливі з дефектного отвору та його впливу на людину.....	144
5.4.Прогнозування масштабів нафтового забруднення компонентів навколишнього середовища.....	150
5.5.Прогнозна оцінка екологічного та технічного ризиків.....	154
5.6.Висновки.....	157

ВИСНОВКИ .....	158
----------------	-----

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	160
---------------------------------	-----

ДОДАТКИ.....	171
--------------	-----

Додаток А.....	171
----------------	-----

Додаток Б.....	175
----------------	-----

Додаток В.....	182
Додаток Д.....	186
Додаток Е.....	190
Додаток Ж.....	195
Додаток З.....	207
Додаток К.....	208

## ВСТУП

Роль енергетики в розвитку суспільства є визначальною. Одним із головних факторів, які визначають розвиток технічного прогресу і підвищення життєвого рівня, є розвідування, створення і використання джерел енергії.

Провідну роль у паливно-енергетичному комплексі (ПЕК) займає нафта. Її ресурси неоднаково розподіляються на планеті, тому використовується мережа нафтопроводів для постачання нафти до споживачів.

Україна пронизана трубопроводами, з них нафтопроводи складають 4,57 тис. км, а продуктопроводи – 3,3 тис. км, які експлуатуються у різноманітних природних умовах та мають різний термін експлуатації [23].

При експлуатації трубопроводів найважливіше завдання – зберегти герметичність та надійність системи транспорту, не допустити забруднення довкілля.

Враховуючи те, що головні транспортні магістралі України експлуатуються вже не один десяток літ, питанню експлуатації трубопроводів при режимах, які запобігають створенню аварійних ситуацій, надається особливе значення.

Рівень небезпеки нафтопроводів, як одного з об'єктів ПЕК, для довкілля і здоров'я людини може бути різним – від найнезначнішого відхилення від норми до критичного і навіть катастрофічного. При цьому норма відповідає первинному екологічному стану довкілля, який був до будівництва промислового об'єкта. Такий стан називають нульовим екологічним фоном. При цьому враховується відсутність чи наявність інших технічних об'єктів у зоні впливу паливно-енергетичного об'єкта.

Вплив трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів на навколишнє середовище має специфічний характер, який полягає в тому, що у випадку відмови лінійної частини трубопроводу шкідливому впливу в тій чи іншій мірі піддаються практично всі компоненти навколишнього середовища.

Для того, щоб звести до мінімуму забруднення території, необхідно прогнозувати можливі викиди нафти вздовж траси трубопроводу та моделювати напрям витоку і площу забруднення території, це дасть можливість заздалегідь проводити заходи, які спрямовані на збереження довкілля.

**Актуальність теми.** Мережа нафтопроводів України є важливим елементом міжнародної системи транспортування нафти і відіграє значну роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. Магістральні нафтопроводи, довжина яких становить близько 5000 км, прокладені через регіони з різними кліматичними зонами та інженерно-геологічними умовами.

У процесі проектування та експлуатації нафтотранспортної системи недостатньо враховується її вплив на довкілля й оцінюється та аналізується ризик. Забезпечення безпеки, в основному, зводиться до дотримання певних відстаней між трасою магістральних трубопроводів та об'єктами інфраструктури. У разі відмов магістральних нафтопроводів, що виникають під дією техногенних, природних та антропогенних факторів, порушується природний режим ґрунтів і водних об'єктів, забруднюється атмосфера, що часто призводить до екологічного лиха.

Незважаючи на важливість безаварійної експлуатації магістральних нафтопроводів, проблемі прогнозування ризиків, за результатами внутрішньотрубного діагностування з урахуванням технологічних режимів і рельєфу місцевості, приділена недостатня увага. Дану проблему можна вирішити, розробивши геоінформаційну систему, в основі якої покладена ідея сумісної комп'ютерної обробки картографічного матеріалу у вигляді електронних карт та атрибутивної інформації, що характеризує об'єкти цих карт (у нашому випадку об'єкти магістрального нафтопроводу). При цьому необхідно розглядати у взаємозв'язку технічний та екологічний ризики, які пов'язані з технологічними режимами експлуатації та з прогнозуванням можливих витікань нафти і площі забрудненої території в разі виникнення аварійної ситуації.

Актуальність даної роботи зумовлена тим, що в Україні завершено будівництво нафтопроводу Одеса-Броди. Питання дня – будівництво магістралі Броди – Плоцьк – Гданськ.

Тому розроблені в дисертації теоретичні та практичні основи комплексного дослідження факторів для прогнозування екологічного та технічного ризиків можуть бути використані при проектуванні й експлуатації трубопроводів для підвищення їх екологічної безпеки.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Робота носить науково-прикладний характер і входить до комплексу тематичних планів ВАТ “Укрнафта” та ВАТ “Укртранснафта”, спрямованих на підвищення екологічної безпеки експлуатації систем трубопровідного транспорту нафти, що є складовою частиною Національної програми “Нафта і газ України до 2010 року”.

**Мета і задачі дослідження.** Метою даної роботи є зменшення впливу магістральних нафтопроводів на довкілля шляхом прогнозування екологічного та технічного ризиків.

Для досягнення поставленої у дисертації мети були сформульовані такі задачі досліджень:

- провести аналіз стану проблеми з екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів;
- дослідити процес витікання нафти з метою прогнозування екологічного ризику;
- оцінити вплив факторів на перепад тиску в трубопроводі, який пов'язаний з технічним ризиком;
- розробити математичну модель для прогнозування технічного ризику при експлуатації неізотермічного нафтопроводу з пересіченим профілем траси;
- здійснити комп'ютерне моделювання аварійного розтікання нафти при пересіченому профілі траси;

– розробити методичні основи прогнозової оцінки екологічного та технічного ризиків.

*Об'єкт дослідження:* лінійна частина магістральних нафтопроводів.

*Предмет дослідження:* фактори, які впливають на екологічний та технічний ризики при експлуатації нафтопроводів з пересіченим профілем траси.

*Методи дослідження:* при проведенні теоретичних і експериментальних досліджень використовувалися: методи статистичного аналізу експериментальних даних, математичне моделювання досліджуваних процесів і сучасні методи реалізації моделей, а також загальновідомі методи планування та проведення експериментів.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Наукова новизна отриманих результатів полягає в комплексному дослідженні факторів, які впливають на екологічний та технічний ризики при експлуатації трубопроводів:

– отримано удосконалені залежності для визначення коефіцієнта витрати при витіканні рідини через отвори різних форм у тілі труби для прогнозування можливих витоків, які пов'язані з екологічним ризиком;

– вперше запропоновано математичні моделі для визначення перепаду тиску по довжині конкретного нафтопроводу Долина – Дрогобич з урахуванням інформативності даних промислових вимірювань;

– запропоновано методику спрощеної аналітичної реалізації для визначення розподілу тиску в трубопроводі з урахуванням його стрибкоподібної зміни при прогнозуванні технічного ризику;

– для прогнозування технічного ризику при експлуатації неізотермічних нафтопроводів з пересіченим профілем траси реалізовано математичну модель руху нафти, в якій враховується вплив температури на характер розподілу тиску в трубопроводі і, на відміну від існуючих моделей, повний коефіцієнт теплопередачі визначається за удосконаленими залежностями, одержаними



автором внаслідок статистичної обробки реальних параметрів роботи нафтопроводу;

– розроблено та реалізовано в програмному продукті моделювання траєкторії витікання нафти з дефектного отвору з використанням методу найшвидшого спуску та площі забрудненої території з урахуванням рельєфу місцевості для прогнозування екологічного ризику;

– вперше запропоновано методичні основи прогнозної оцінки відносного екологічного та технічного ризиків.

**Практичне значення одержаних результатів.** На основі теоретичних та експериментальних досліджень розроблено метод оцінки відносного екологічного та технічного ризиків, який може бути використаний на стадії проектування та експлуатації магістральних нафтопроводів.

Реалізовано в програмному продукті моделювання процесу витікання нафти у випадку аварійної ситуації, на основі якого розроблено стандарт підприємства “Комп’ютерне моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення”, який затверджено у філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”. Очікуваний економічний ефект від реалізації стандарту підприємства у Дрогобицькому нафтопровідному управлінні відповідно до акта впровадження становить 131 тис. грн./рік.

Результати роботи використовуються в навчальному процесі під час вивчення дисципліни “Аеро- і гідродинаміка полютантів”, а також у курсовому та дипломному проектуванні студентів спеціальності “Екологія та охорона навколишнього середовища”.

### **Особистий внесок здобувача.**

1. Проведено аналіз стану проблеми з екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів, причин виникнення аварійних ситуацій на нафтопроводах; розглядається вплив нафтопроводу на довкілля, технічний та екологічний ризику при експлуатації нафтопроводів [43, 49, 86, 87].

2. Досліджено процес витікання рідини на експериментальній установці, що дало змогу одержати залежності для визначення коефіцієнта витрати для отворів різної конфігурації [45].

3. Запропоновано адаптаційний метод рангової класифікації, що дасть можливість визначити небезпечні ділянки трубопроводу, прогнозуючи технічний та екологічний ризику [47].

4. Дано оцінку впливу факторів на процес транспортування нафти, за результатами якої можна одержати рівняння регресії для визначення перепаду тиску в трубопроводі з урахуванням основних факторів з метою прогнозування технічного ризику [17, 46].

5. Запропоновано методика спрощеної аналітичної реалізації задачі для прогнозування розподілу тиску по довжині трубопроводу з урахуванням його стрибкоподібної зміни [48].

6. Побудовано математичну модель, яка описує характер розподілу по довжині неізотермічного нафтопроводу з пересіченим профілем траси таких факторів як тиск і температура, що впливають на технічний та екологічний ризику [16, 44].

7. Здійснено комп'ютерне моделювання процесу витікання нафти при аварії на трубопроводі, що дає змогу визначити напрям руху нафти та площу забрудненої території за заданого рельєфу місцевості [88].

Основні результати роботи отримані автором самостійно.

**Апробація роботи.** Основні результати дисертаційної роботи доповідались на:

– Міжнародній науково-практичній конференції, присвяченій 100-річчю започаткування нафтогазової освіти в Україні (Івано-Франківськ, 1998);

– Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 2000);

– науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу (Івано-Франківськ, 2001);

– науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (Івано-Франківськ, 2003);

– Міжнародній науково-практичній конференції “Україна наукова’2003” (Дніпропетровськ, 2003);

– засіданнях наукового семінару кафедри безпеки життєдіяльності (1999 – 2004р.р.).

У повному обсязі результати досліджень доповідалися і обговорювалися на розширеному засіданні кафедри безпеки життєдіяльності ІФНТУНГ і міжкафедрального наукового семінару інженерно-екологічного факультету.

**Публікації.** За темою дисертації опубліковано 12 друкованих праць, з яких 9 – у фахових виданнях України.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ З ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

#### 1.1. Вплив трубопровідного транспорту на навколишнє середовище

Система вітчизняних і транзитних нафтопроводів є одним з важливих елементів енергопостачання України. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів в Україні характеризується великою протяжністю, розгалуженістю.

Протяжність нафтопроводів з кожним роком збільшується. Розвиток мережі магістральних нафтопроводів супроводжується безперервним підвищенням рівня технічного забезпечення трубопроводів, удосконаленням технологічних процесів перекачування нафти. При експлуатації трубопровідних систем часто виникають різкі зміни в режимах роботи технологічного обладнання залежно від фізико-хімічних характеристик нафти, напрямків їх транспортування, дотримання передбачених контрактами вимог адресних поставок нафти кожного сорту. В процесі заміщення легких нафт важкими, в яких суттєво відрізняються густини, відбувається стрибкоподібна зміна тиску, що може привести до виникнення аварійної ситуації. Дослідженню технологічних режимів експлуатації присвячені роботи Борисова В.К., Кривошеїна Б.Л., Кутукова С.Е., Купріянова В.Ф., Лур'є М.В., Мірзаджанзаде А.Х., Новоселова В.Ф., Середюк М.Д., Силаша А.П. та ін. [8, 34, 50, 53, 54, 61, 68, 77, 79, 85, 89, 90, 91, 94, 95, 97, 98, 105]. Високі темпи розвитку трубопровідного транспорту нерозривно пов'язані з виконанням комплексу заходів з охорони довкілля на принципово нових науково-технічних засадах проектування, будівництва та експлуатації магістральних нафтопроводів.

Незважаючи на значні переваги трубопровідного транспорту (найменші втрати нафти порівняно з транспортом інших видів), при транспортуванні нафти по магістральних трубопроводах мають місце забруднення атмосфери, водоймищ та ґрунту.

Основні причини цих забруднень наступні [31]:

- викиди легких вуглеводнів та сірчистих сполук при заповненні резервуарів та температурних коливаннях газового простору резервуарів та поверхні нафти;
- випаровування нафти з поверхні забруднених стічних вод при витіканнях та аварійних розливах, в результаті чого частина нафти виноситься дощовими та талими водами в водоймища;
- продукти зачистки трубопроводів та резервуарів від парафіно-смолистих відкладів і ін.

Джерела забруднення навколишнього середовища на перекачувальних станціях та нафтоналивних пунктах – різні ємності для зберігання нафти, очисні споруди, засоби наливу (шланги). Перекачувальні станції та наливні пункти оснащені великою кількістю технологічного обладнання, яке служить потенційним джерелом забруднення. До них відноситься запірна арматура (засувки, вентиля, крани), різні з'єднання (фланцеві, муфтові, зварні стики і ін.) та трубопровідні комунікації.

Найбільш небезпечне забруднення довкілля відбувається при аваріях магістральних нафтопроводів, особливо великого діаметра. При аваріях забруднюється значна територія, і нафта, просочуючись в ґрунт, впливає на його фізико-хімічні властивості [38].

В окремих випадках при аваріях нафта безпосередньо попадає у водоймища. При цьому можуть забруднюватися і підземні води. При випаровуванні нафти, що розлилася, атмосфера забруднюється легкими вуглеводнями.

До нафтопроводів, як і до об'єктів, які працюють під тиском, ставляться підвищені вимоги з надійності, оскільки аварії, окрім безпосередньої небезпеки для обслуговуючого персоналу, створюють загрозу забруднення навколишнього середовища.

Отже, контроль стану трубопроводу є актуальним і вимагає застосування ефективних методів діагностування [7, 41].

Нафтопровідні компанії використовують різноманітні методи знаходження витікань. Ефективність одного чи другого методу визначається часом, який необхідний для знаходження витікання, і точністю визначення місця порушення герметичності. Всі методи контролю розділені на дві групи: безперервний або динамічний, та статичний на зупиненому трубопроводі. Безперервний контроль дозволяє виявити витікання, яке становить більше 50 м<sup>3</sup>/год, невеликі витікання до 10 л/год вдається виявити лише при зупиненому транспортуванні нафти [19, 110].

Динамічний контроль виконують наступними методами: ультразвуковим, магнітним, радіоактивним, обчисленням лінійного балансу та методом від'ємних ударних хвиль. Статичний контроль здійснюється методом диференціального тиску та методом падіння тиску. Обидва методи часто приходиться об'єднувати.

Крім методів знаходження витікань, зв'язаних із вимірюванням тиску, диференціального тиску, витрати та радіоактивності, використовуються методи, які базуються на простих фізичних принципах. Так, при будівництві Північно-Західного нафтопроводу в Німеччині в деяких водоносних районах під нафтопроводом проклали спеціальний електрокабель з нафторозчинною оболонкою. Думалось, що при наявності нафти відбудеться замикання кабелю і сигналізація повідомить про витікання нафти. Але сигналізація включалась внаслідок механічних пошкоджень кабелю, і від цього способу знаходження витікань відмовилися [19].

В Баварії на ділянці Трансальпійського нафтопроводу довжиною 30 км для знаходження витікань використовують сигнальні шланги із пластмаси, яка розчиняється в нафті. Шланги довжиною по 2 км заповнені водою під тиском від 0,15 до 0,25 МПа, обгорнуті навколо трубопроводу та закінчуються в напірних водяних резервуарах. Зміна рівня води в резервуарах, зв'язана з пошкодженням шлангів, буде сигналізувати про витікання нафти [19].

Безаварійна експлуатація транспортної системи – це основне завдання, яке стоїть перед виробничниками. Адже аварії на трубопроводах приводять до значних економічних збитків, екологічних катастроф. Прогнозування стану магістральних нафтопроводів, створення моделей процесів, що відбуваються при транспортуванні нафти, є важливим завданням в галузі навколишнього середовища. Оцінка фактичного рівня надійності, прогнозування можливості виникнення аварійних ситуацій на об'єктах магістральних трубопроводів на основі статистичної обробки даних промислової експлуатації є актуальною.

Нафтопроводи мають наступні переваги над іншими видами транспорту: не піддаються впливу кліматичних умов; можливість прокладки трубопроводів по найкоротшій віддалі; герметичність, що є однією з умов нормальної експлуатації; безперервність технологічного процесу транспортування. У випадку прориву трубопроводу він може бути секційований за допомогою лінійних засувки, що знижує об'єм пролітої нафти.

Незважаючи на переваги трубопровідного транспорту над іншими видами, на нафтопроводах виникають аварійні ситуації, які є причиною забруднення довкілля.

В Західній Європі періодично публікуються статистичні звіти про аварії на трубопроводах, включаючи аварії насосних станцій, резервуарних парків і кінцевих пунктів. Згідно цих даних аварії не так вже й часто зустрічаються, що свідчить про достатньо високий рівень техніки будівництва та експлуатації магістральних трубопроводів. Так, в 2001 році (за даними Європейської організації із захисту навколишнього середовища Consave) на мережі

нафтопродуктопроводів Західної Європи загальною протяжністю 35575 км зареєстровано 15 аварій (табл. 1.1), які супроводжувалися витіканням нафти і нафтопродуктів [113].

Таблиця 1.1 –

## Аварії з витоком нафти і нафтопродуктів (Західна Європа, 2001р)

Причини аварій	Кількість аварій	Відсоток від загальної кількості, %	Примітка	Кількість нафти та нафтопродуктів, м <sup>3</sup>	
				пролитих	залишених у навколишньому середовищі
Механічні пошкодження	5	33	-	853	23
Помилки, допущені при експлуатації	0	0	-	0	0
Корозія	3	20	2 випадки – зовнішня корозія, 1 – внутрішня	113	55
Стихійні лиха	0	0	-	0	0
Зовнішня дія	7	47	3 них – 3 випадки – навмисно просверлені отвори діаметром від 3мм до 8мм,	184	102



Кількість пролитої нафти і нафтопродуктів складала 1150 м<sup>3</sup>, з них 970 м<sup>3</sup> були зібрані на місці аварії. Об'єм нафти і нафтопродуктів, що залишилися в навколишньому середовищі, становить 0,000025 % від загального об'єму транспортування нафти і нафтопродуктів –708 млн. м<sup>3</sup>/рік.

Час, затрачений на ліквідацію збитків навколишньому середовищу внаслідок витікань нафти і нафтопродуктів, в кожному окремому випадку становив від одного дня до шести місяців і більше.

Причини виникнення витікань з нафтопроводів різноманітні. Досить частою є корозія стінок трубопроводу, яка приводить до утворення свищів [111]. Іншими причинами порушення герметичності трубопроводів, які викликають розриви, можуть бути гідравлічний удар, землетруси, пошкодження при будівельних роботах. Іноді незначне витікання можна не знайти протягом тривалого часу, що в результаті приводить до втрат великої кількості продукту та забруднення навколишнього середовища.

На Україні існує густа мережа нафтопроводів. Система трубопроводів має різне конструктивне рішення по всій її протяжності та різні терміни експлуатації. Все це призводить і може призвести у майбутньому до відмов нафтогазопроводів, які створюють технічний та екологічний ризики при їх експлуатації.

Як показують статистичні дані, найбільша кількість аварій спостерігається на нафтопроводах, які експлуатуються понад 20 років і досягає майже 80% загальної аварійності. В загальному, структура лінійної частини магістральних нафтогазопроводів за терміном експлуатації має такий вигляд: понад 49 років експлуатують 0,08% трубопроводів; від 34 до 48 років – 16,13%; від 24 до 33 років – 14,88%; від 14 до 23 років – 28,21%; до 13 років – 40,7% [84].

Найбільш впливають на довкілля, як показав вітчизняний та закордонний досвід, відмови нафтопроводів, оскільки нафта є шкідливою речовиною, при



255

цьому її негативний вплив охоплює всі його компоненти: ґрунтово-рослинний шар, гідросферу та атмосферу.

Для попередження виникнення аварійних ситуацій при експлуатації магістральних нафтопроводів потрібно прогнозувати технічний ризик. Технічний ризик при експлуатації трубопроводів, який зв'язаний з їх відмовами, що призводять до виникнення аварій, можна оцінити кількісно за формулою [84]

$$dP_T = \lambda \cdot dy, \quad (1.1)$$

де  $P_T$  – величина ризику, 1/рік;

$\lambda$  – частота аварій, 1/(рік·км);

$dy$  – довжина ділянки трубопроводу, км.

Наведена залежність (1.1) не дає оцінки основному фактору, від якого залежить виникнення аварійної ситуації: тиску в місці дефекту, який потрібно враховувати при прогнозуванні технічного ризику.

Причини відмов трубопроводів, що створюють технічний ризик, висвітлено у багатьох роботах, серед них П.П. Бородавкіна, Р.М.Говдяка, В.Я. Грудза, Б.І.Кіма, Ю.О. Кузьменка, С.Є. Кутукова, Г.Е. Одішарія, Б.С.Рачевського, В.В. Розгонюка, В.С. Сафонова, Я.М.Семчука, А.Г. Телегіна, В.В.Харіоновського, А.А. Швиряєва, Л.С. Шлапака та інших [5, 9, 10, 24, 38, 51, 54, 63, 69, 71, 76, 81, 83, 84, 86, 87, 92, 101, 102, 103, 106, 107, 108, 114].

Нами узагальнені результати цих досліджень і розроблена класифікація основних причин відмови магістральних трубопроводів, які можна об'єднати у техногенні, природні та антропогенні групи (табл. 1.2) [87].

В загальному, всю низку дефектів, що створюються техногенними, природними та антропогенними факторами, і які можуть призвести до відмов магістральних нафтопроводів, можна розділити на три групи:

- малі дефекти (корозійні явища);
- середні дефекти (тріщини);

– катастрофічні дефекти (розриви на повний переріз труб – “гільйотинний розрив”).

Умовами виникнення корозійних пошкоджень є внутрішня та зовнішня корозія труб. Внутрішня корозія труб залежить, в основному, від хімічного складу вуглеводнів, що транспортуються, особливо від вмісту сірчаних сполук. Аналіз статистичних даних показав, що найбільше піддаються цьому руйнуванню нафтопроводи Придніпровських магістральних нафтопроводів, а саме: Мічурінськ – Кременчук (довжина 354 км) та Лисичанськ – Тихорецьк (довжина 412 км). По цих трубопроводах транспортується високосірчана нафта, з вмістом сірки від 1,8 до 3,5% [23].

Таблиця 1.2 –

Основні причини, що створюють технічний ризик відмов магістральних трубопроводів

Групи причин	Причини
Техногенні	Внутрішня корозія труб. Дефекти будівельного походження: ризики, задири, вм'ятини, подряпини. Дефекти металургійного походження: осадочні раковини, флокери, пухирці, осьові пори, малозернисті тріщини, надрізи. Дефекти зварювальних швів: напливи, кратери, тріщини, перериви у шві, непровари.
Природні	Землетруси. Карстові процеси. Зсуви та просідання земної поверхні. Вітрові навантаження: урагани, смерчі тощо. Повені. Екстремальні опади. Аномальні температурні умови.
Антропогенні	Помилки при: проектуванні, будівництві, техобслуговуванні, експлуатації трубопроводів. Землерийні роботи. Вандалізм. Диверсія.

Найбільш частою причиною, що створює технічний ризик, є зовнішня корозія труб (більше 50%). На території України є велика мережа залізничних колій та автомобільних доріг, ліній електропередач, біля яких прокладені трубопроводи, що сприяє виникненню блукаючих струмів на їх поверхні, внаслідок чого ушкоджується ізоляційне покриття, що призводить до зовнішньої корозії, а з часом до руйнування металу труб. Крім цього, зовнішній корозії труб сприяє наявність засолених ґрунтів (Дніпропетровська, Миколаївська, Херсонська, Одеська області) [23].

В результаті впливу корозійних процесів утворюються дефекти у вигляді свищів різного діаметра.

В роботах [31, 41, 51, 89] розглядається вплив потоку нафти на корозійні явища. Приводяться дані стану поверхні трубопроводу, зварювальних швів, одержаних при різних процесах зварювання, дається оцінка їх надійності.

В роботах [84, 109] досліджувалися відношення глибини дефекту до довжини: короткі є більш глибокі корозійні вкраплення, більш довгі є неглибокі дефекти. Треба звернути увагу на те, що повний об'єм металу, втрачений внаслідок корозії, майже не змінюється із зміною марки сталі та місцезнаходження дефекту. Збільшення кількості дефектів викликає підвищення ймовірності того, що появляться один чи більше дефектів критичного розміру, які приведуть до виникнення аварії.

Очікувані витoki нафти із дефектів на магістральних трубопроводах при різних тисках можна розрахувати за формулою [21]:

$$Q = \mu S \sqrt{2gH}, \quad (1.2)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата;

$\mu$  – коефіцієнт витрати;

$S$  – площа отвору в стінці трубопроводу;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$H$  – напір стовпа рідини у місці витоку.

В процесі експлуатації нафтопроводів при зміні тисків та при корозійних процесах від дефектів з'являються тріщини (стадія утворення тріщин), які розвиваючись (стадія розвитку тріщин) досягають критичного розміру та призводять до руйнування трубопроводів (стадія досягнення граничного стану).

Для оцінки очікуваного розкриття тріщин у трубах із сортаменту (ТУ – 14-3.1270-84) були проведені спеціальні гідравлічні випробування [72].

Випробування проводилося відповідно до умов витоку нафтопродуктів через дефекти у тілі труби та при тисках, що у 1,5–2,5 рази перевищували типовий робочий тиск у магістральному трубопроводі. Лінійні розміри ініціюючого руйнування надрізу складали 0,28–0,46 від діаметра труби, а глибина надрізу – 0,88 від товщини стінки.

Результати дослідів показали, що відношення довжини тріщини до ширини знаходиться у діапазоні значень 7–10. Слід враховувати, що випробування проводилися без врахування впливу ґрунтової засипки. В цей же час необхідно враховувати, що випробування трубопроводів у польових умовах показало, що наявність над трубою ґрунтової засипки у 2–3 рази знижують протяжність розкриття тріщин. Обмежений об'єм інформації про дані дослідження не дозволив виявити явні кореляції між відносними розмірами тріщин, діаметром та товщиною стінки труби, характером надрізу тощо. Але аналіз результатів досліджень підтвердив, що довжина тріщини складає приблизно 1,2 калібру (1,2 діаметра труби) і менше, а відношення довжини до ширини – 8,5.

Руйнування трубопроводів на повний переріз (“гільйотинний розрив”) є дуже небезпечним для довкілля, оскільки він характеризується найбільшими втратами нафти. Руйнування магістральних нафтопроводів на повний переріз, як показав вітчизняний та зарубіжний досвід, відбувається в основному від природних та антропогенних факторів: землерийні роботи, вандалізм, диверсія, просідання лесових ґрунтів та земної поверхні над гірничими виробками тощо.

З технічним ризиком зв'язаний екологічний, оскільки без першого не було б другого. Екологічний ризик  $R_M(x)$  спрямований для оцінки масштабів впливу відмов нафтопроводів на довкілля і залежить від частоти виникнення аварій у певному регіоні, об'ємів витоку нафтопродуктів, метеопараметрів, відстані від пошкодженого трубопроводу. З врахуванням цього величину екологічного ризику можна оцінити за формулою [84]

$$R_M(x) = \sum_1^k R_{M_k}(x) = \sum_1^k \lambda \cdot P_k \cdot 2r_k \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{x}{r_k}\right)^2}, \quad (1.3)$$

де  $\lambda$  – питома відносна частота виникнення аварій, 1/(рік·км);

$P_k$  – ймовірність реалізації  $k$ -го виду метеопараметрів, 1/рік;

$r_k$  – максимальний розмір зони небезпеки, км;

$x$  – відстань від трубопроводу, км.

Для прогнозування екологічного ризику, використовуючи дані внутрішньотрубної діагностики, потрібно провести комплексне дослідження основних факторів, які впливають на нього:

- кількість рідини, яка може витікати через дефектний отвір;
- площа забруднення.

В загальному основні напрямки, які повинні бути спрямовані на зменшення технічного і екологічного ризиків, є такі:

- загальне зниження частоти реалізації відмов на перегоні або у цілому регіоні;
- зменшення граничних розмірів тріщини у тілі труби (зварювальних швах);
- зменшення впливу природних факторів на трубопроводи;
- виключення можливостей механічного впливу на трубопроводи сторонніми особами;

- обмеження загальних об'ємів витоку газу та нафтопродуктів із трубопроводу;
- енергозбереження на об'єктах транспорту нафти.

Огляд літературних джерел показав, що основною формою впливу магістральних нафтопроводів на довкілля при їх експлуатації є можливість забруднення, яке спричиняє витікання нафти при виникненні аварійної ситуації. Отже, для підвищення екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів прогнозування екологічного і технічного ризиків є актуальним і вимагає комплексного дослідження.

## 1.2. Класифікація дефектів в трубопроводах

Із старінням трубопровідних систем постійно виникає потреба у вирішенні питань екологічної безпеки експлуатації нафтопроводу, періоду його можливої відмови, часу виходу в ремонт для часткової чи повної заміни труби. Важливість вирішення і одночасно складність цих питань очевидна. Для їх розв'язку необхідні теоретичні та практичні знання в різних галузях науково-технічної діяльності.

Організації, які експлуатують промислові і магістральні трубопроводи, вже сьогодні потребують доступні інженерні методики з оцінки стану внутрішньої поверхні лінійної частини, обв'язок насосних станцій, переходів усіх видів.

Такі розрахунки та методики в цілому повинні базуватися на диспетчерських даних та результатах промислових вимірювань на трасі трубопроводу.

Підприємства повинні одержувати конкретні результати і приймати на їх основі серйозні рішення, які ведуть за собою фінансові та матеріальні затрати при ремонтно-відновлювальних роботах.

Під час експлуатації трубопроводів може виникати граничний стан, пов'язаний з утворенням або розвитком тріщин або місцевих дефектів, реалізація якого не завжди приводить до необхідності припинення функціонування об'єкту та зняття його з експлуатації. Для такого стану характерним є збереження працездатності конструкції. Однак подальша експлуатація об'єкту пов'язана з підвищеним ризиком виникнення відмов. За таких обставин виникає необхідність проведення періодичного моніторингу дефектомістких ділянок трубопроводу та розрахунків на міцність з врахуванням наявності дефектів.

Дефекти трубопроводів в залежності від свого походження розрізняють на [13]:

- експлуатаційні, що виникають під час експлуатації трубопроводу від дії техногенних факторів, навколишнього середовища та тривалості експлуатації;
- технологічні, що зумовлені відхиленням від технології під час виготовлення труб та їх монтажу при прокладанні траси.

Найтипівішими експлуатаційними дефектами є корозійні дефекти, зумовлені корозійними пошкодженнями матеріалу під час експлуатації.

Найбільш поширеними технологічними дефектами є дефекти зварювання, що мають місце в технологічних та монтажних зварних швах.

Дефекти матеріалу за розмірністю поділяються на двовимірні (характеризуються довжиною та шириною) та тривимірні (характеризуються довжиною, глибиною та шириною).

В залежності від місцезнаходження дефекту по товщині стінки розрізняють підповерхневі дефекти (що не виходять на вільну поверхню), поверхневі дефекти (що виходять на одну із вільних поверхонь труби) та наскрізні дефекти (що виходять на протилежні поверхні стінки труби).



Одним з пріоритетних напрямків розвитку системи безпечної експлуатації та продовження терміну служби магістральних трубопроводів є розгортання широкомасштабних діагностичних робіт.

Діагностування трубопроводів з використанням інтелектуальних поршнів має велике значення, оскільки трубопроводи після 20 – 30 років експлуатації мають значне збільшення числа кородованих ділянок, отворів та тріщин. Регулярні інспекції повинні забезпечити постійний контроль будь-яких корозійних процесів, які виникають в трубопроводі [32].

На даний момент в трубопровідному транспорті прийнята технологія вибіркового ремонту за результатами внутрішньотрубної діагностики – під час нього усувається лише біля 1,5 % знайдених дефектів, а основна маса їх, в тому числі і корозійного походження, залишається [35].

Обробка результатів внутрішньотрубної діагностики магістральних нафтопроводів [35] вказує на велику кількість дефектів різного походження в металі труб нафтопроводів, що експлуатуються (табл. 1.3).

Таблиця 1.3 –

Залежність частки дефектних труб від терміну їх експлуатації, %

	Термін експлуатації, роки		
	до 10	10 – 20	20 – 30
Бездефектні труби	88,1	74,4	64,7
Труби з дефектами	11,9	25,6	35,3
у тому числі з небезпечними дефектами	0,05	0,34	0,44

Як показано в табл. 1.3, чим більший термін експлуатації, тим більша кількість дефектних труб. І, оскільки, при проектуванні трубопроводів (при їх попередньому розрахунку на міцність) не враховується можливість виникнення і розвитку дефектів уже в процесі експлуатації, то постало питання змінити умови експлуатації (тобто здійснювати перекачування при понижених тисках).

Результати діагностування ділянки нафтопроводу “Дружба” за допомогою інтелектуального поршня наведені у табл. 1.4 та на рис. 1.1.

Таблиця 1.4 –  
Результати діагностики ділянки трубопроводу

№ п/п	Віддаль $L$ , м	Розміри дефекту			$C = \frac{P_n}{P_{max}}$	Місцезнаходжен- ня дефекту за годинниковою стрілкою, год
		Шири- на, мм	Довжи- на, мм	Глиби- на, %		
1	0	19	48	20	0,979	11:28
2	14,91	26	80	27	0,941	11:52
3	14,91	19	80	35	0,920	12:44
4	14,91	36	239	17	0,944	09:12
5	14,91	30	128	27	0,903	07:14
6	29,36	16	80	17	0,965	04:08
7	29,36	18	64	19	0,970	11:40
8	54,4	60	559	34	0,726	10:40
9	68,63	21	64	16	0,975	10:56
10	68,63	80	80	27	0,941	03:00
11	68,63	21	48	20	0,979	02:18
12	68,63	26	64	22	0,964	04:34
13	68,63	27	80	19	0,960	12:04
14	68,63	17	112	17	0,950	08:36
15	83,39	11	64	19	0,970	05:54
16	83,39	16	48	21	0,978	12:32
17	83,39	19	64	21	0,966	01:02
18	83,39	16	96	12	0,970	11:56
19	83,39	11	64	19	0,970	12:06
20	83,39	11	48	20	0,970	12:44

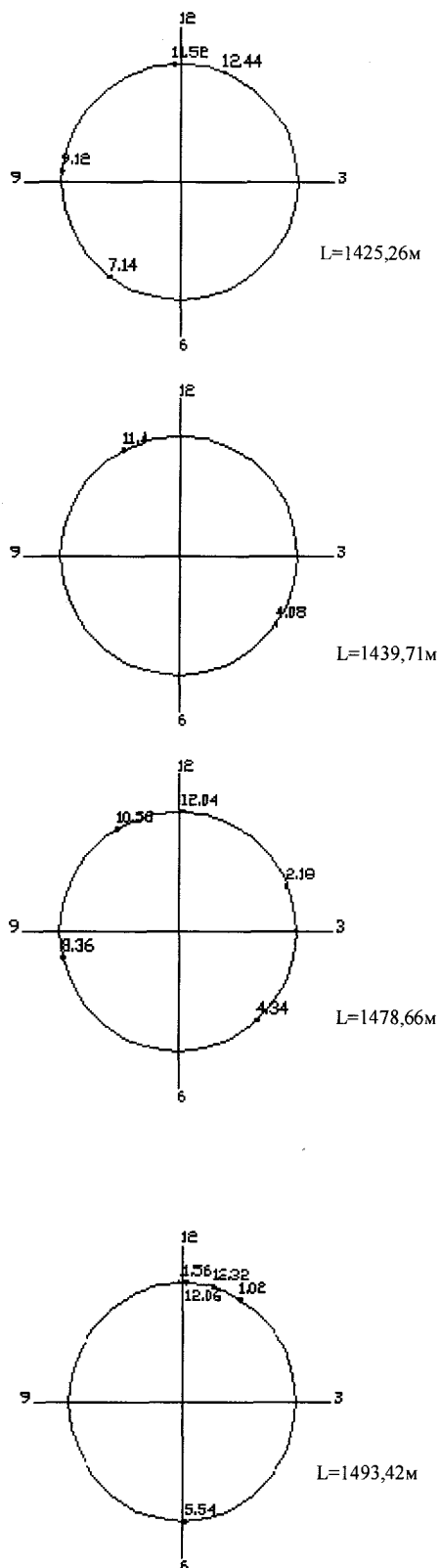


Рис. 1.1. Розташування дефектів в поперечному перерізі трубопроводу за годинниковою стрілкою

На рис. 1.1 показано розташування дефектів в поперечному перерізі труби на ділянці трубопроводу від 1425,26 м до 1493,42 м. Дефекти відмічені в перерізі труби за годинниковою стрілкою так, як вони фіксуються при проходженні інтелектуальним поршнем. Навіть на такій невеликій довжині трубопроводу прослідковується найбільше скупчення дефектів в тілі труби на верхній поверхні.

Дефекти в тілі труби відрізняються глибиною та довжиною. Більш небезпечними є глибокі дефекти невеликої довжини, ніж дефекти, глибина яких незначна, але велика протяжність.

За результатами діагностування обчислено значення пониженого тиску експлуатації на ділянці трубопроводу.

Значення пониженого тиску обчислюється за методикою, що використовується фірмою Pipetronix, згідно американського стандарту ASME B31G.

Вибір формули для визначення тиску залежить від довжини втрати металу. Це визначається значенням  $G$ , яке рівне [35]

$$G = 0,893 \cdot \frac{L}{\sqrt{D \cdot t}}, \quad (1.4)$$

де  $L$  – довжина втрати металу, мм;

$D$  – зовнішній діаметр трубопроводу, мм;

$t$  – номінальна товщина стінки трубопроводу, мм.

Для малих дефектів втрати металу ( $G \leq 4$ ) використовується наступна формула для визначення пониженого тиску  $p_n$

$$p_n = 1,1 \cdot p_{max} \cdot \left( \frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0 \cdot M}} \right), \quad (1.5)$$

де

$$\frac{A}{A_0} = \frac{2}{3} \cdot \frac{b}{t} \quad i \quad M = \sqrt{G \cdot G + 1},$$

$p_{max}$  – максимальний тиск, на який розрахований трубопровід, МПа;

$A$  – передбачувана зона втрати металу;

$A_0$  – зона профілю звукової стінки;

$b$  – заміряна глибина втрати металу, %.

Для великих дефектів втрати металу ( $G > 4$ ) використовується наступна формула

$$p_n = 1,1 \cdot p_{max} \cdot \left( 1 - \frac{b}{t} \right). \quad (1.6)$$

При обробці результатів діагностування ділянки трубопроводу (табл. 1.4) враховувалася довжина та глибина дефекту, виявленого за допомогою Магнескана. Дефекти в тілі труби в процесі експлуатації нафтопроводу можуть призвести до виникнення аварійної ситуації та небезпеки довкілля. Тому необхідно вибрати критерій, за яким можна регулювати процесами транспортування та запобігати виникненню небезпечних ситуацій. Таким критерієм є технічний ризик.

За критерій технічного ризику, який створює дефект в тілі труби, нами прийнято

$$R_T = 1 - C ,$$

де

$$C = \frac{P_n}{P_{max}},$$

оскільки із збільшенням величини втрат металу збільшується ймовірність появи витоків з трубопроводу.

Для досліджуваної ділянки довжиною 100 м показано значення технічного ризику на віддалі, де виявлені дефекти в тілі труби (рис. 1.2). Із рис. 1.2 видно, що найбільш небезпечний дефект є на віддалі між 50 та 60 метрами труби.

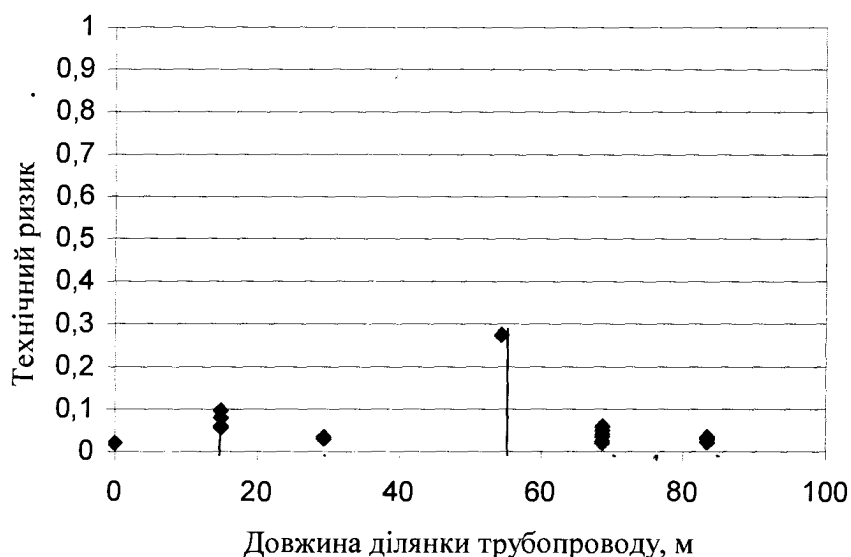


Рис. 1.2. Результати розрахунків величини технічного ризику

Розглянемо найнесприятливіший випадок транспортування нафти без усунення пошкоджень (дефектів) металу труб. Для даної ділянки нафтопроводу максимально-допустиме значення початкового тиску перекачування  $p_{max}=5,6$  МПа. Оскільки, найбільше значення технічного ризику становить  $R_{Tmax}=0,274$  ( $C_{min}=0,726$ ), то критичний початковий тиск буде:

$$p_{поч.крит} = p_{max} \cdot C_{min} = 5,6 \cdot 0,726 = 4,0656 \text{ МПа.}$$

На рис. 1.3 нанесені дані диспетчерських вимірювань на нафтопроводі “Дружба” та за допомогою ЕОМ побудована лінія тренду (апроксимуюча крива), яка при перетині зі значенням критичного початкового тиску дає умовне значення максимальної витрати при даних умовах.

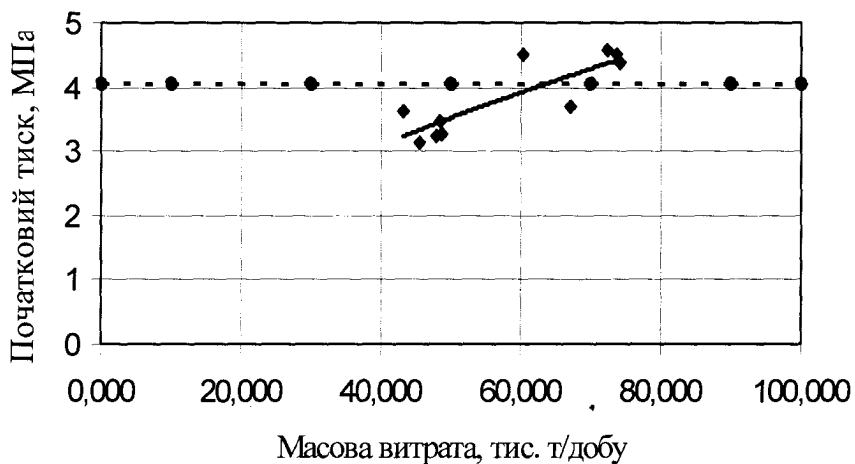


Рис. 1.3. Максимальне пониження початкового тиску внаслідок втрати металу

- ◆ Диспетчерські дані;
- Початковий критичний тиск;
- Лінія тренду.

На ділянці довжиною 100 м в результаті діагностування інтелектуальним поршнем виявлено дефекти в тілі труби різної довжини та глибини.

На рис. 1.4 представлена залежність глибини дефекту труби від його довжини. При цьому виділено три групи дефектів з огляду безпеки експлуатації

даної ділянки. Найбільш небезпечним є дефект, в якого втрати металу максимальні як по глибині, так і по довжині (група – 1).

Виходячи з того, що з економічних і технічних міркувань ремонтувати всі дефекти на сьогоднішній день неможливо, нафтовими компаніями розроблені методики для оцінки степені їх небезпечності (рис. 1.5) [35].

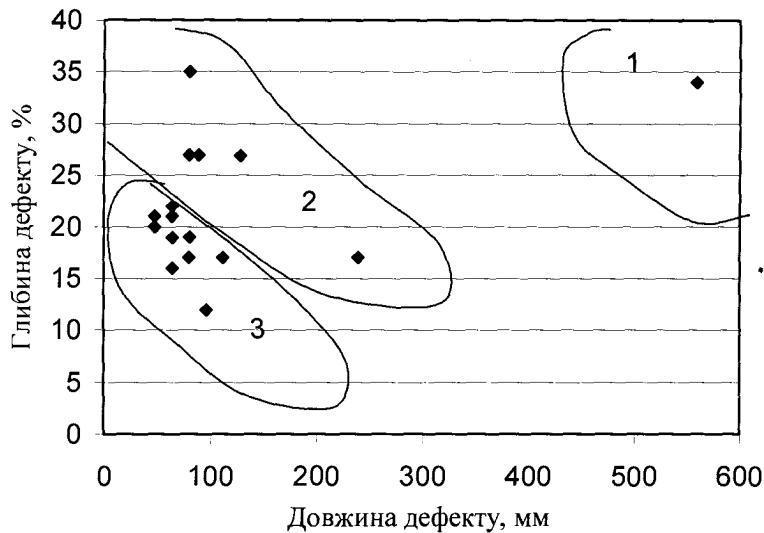


Рис. 1.4. Залежність глибини дефекту від його довжини.

- 1 - дуже небезпечні дефекти;
- 2 - небезпечні дефекти;
- 3 - відносно безпечні дефекти.

З рис. 1.5 видно, що американський стандарт ASME B31G є більш жорстким і вимогливим, ніж методику, запропоновані російськими компаніями. Наклавши на рис. 1.5 точки, що характеризують розміри дефектів, ми отримаємо більш чітке уявлення про виявлені в результаті діагностування дефекти.

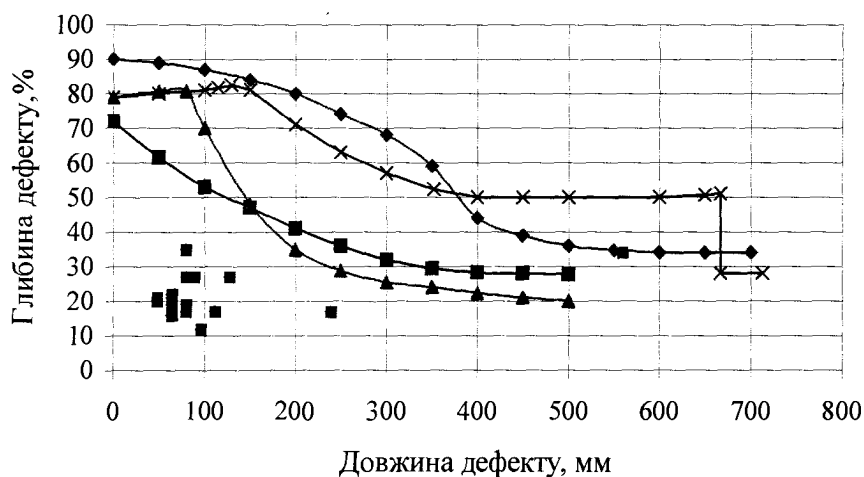


Рис.1.5. Суміщення різних нормативів оцінки небезпечності дефектів за результатами діагностування трубопроводу

- ◆— ПО "Спецнефтегаз";
- ВНИИГаз;
- ▲— ASME B31G;
- ×— АК "Транснефть";
- Результати діагностування.

Але навіть зараз треба дуже обережно підходити до питання про безпечність чи, навпаки, небезпечність даного дефекту, оскільки, відсутня інформація про можливий взаємовплив дефектів, швидкість корозії (якщо дефекти викликані саме нею) і як результат – подальше руйнування металу труби.

Саме тому, необхідно віднести другу групу дефектів (рис. 1.4) до небезпечних зараз, а не через деякий час (короткий чи тривалий, в залежності від швидкості протікання корозії), коли ця нова хвиля дефектів, уже більш чисельна, стане вже недопустимою, – і після повторного діагностування ділянку трубопроводу знову треба буде ремонтувати.

Отже, для визначення технічного ризику при експлуатації трубопроводу необхідно знати характер розподілу тисків при будь-яких режимах експлуатації. Маючи результати діагностики поверхні трубопроводів та розподіл тисків при різних продуктивностях можна скорегувати робочі тиски та зменшити технічний ризик при експлуатації трубопроводів.

### 1.3. Відмови магістральних нафтопроводів

Класифікація причин відмов магістральних нафтопроводів є дуже об'ємна і включає в себе всі причини, що призводять до аварій на насосній станції і лінійній частині. Зупинимося на тих відмовах лінійної частини магістральних нафтопроводів, що викликані руйнуванням металу труб.

Проектна продуктивність трубопроводів перш за все визначається міцністю труб, яка залежить не лише від наявності концентраторів напружень (дефектів), ступені зношування їх стінок, але і від зміни фізико-механічних властивостей (старіння) трубної сталі в процесі експлуатації нафтопроводів. Ступінь зниження міцності труб в результаті розвитку дефектів, зношення і старіння в значній мірі залежить від режиму та терміну експлуатації трубопроводу, природно-кліматичних умов роботи трубопроводу, виду та



системи технічного обслуговування і ремонту, а також від марки сталі та технології виготовлення металу і труб.

В роботах [4, 10, 11, 20, 57, 76] висвітлено питання прогнозування аварійності магістральних нафтопроводів. В [77] на основі аналізу режиму роботи та аварійності на нафтопроводах центру європейської частини бувшого СРСР, Західного Сибіру та Уралу зроблений висновок, що при збільшенні терміну експлуатації очікується певний ріст кількості аварій нафтопроводів внаслідок малоциклового руйнування труб по повздожньому зварному шву, навіть, якщо він не має внутрішніх дефектів зварювання. В [77] розроблена прогностична модель надійності лінійної частини магістральних нафтопроводів. Згідно даних цієї роботи, аварійність нафтопроводів на початкових стадіях (до 10 – 15 років) їх експлуатації буде змінюватися за законом:

$$\omega(t) = \omega_0 \cdot \left( 1 + a \exp\left(-\frac{k\omega_0 t}{t_0 - t}\right) \right),$$

де  $\omega(t)$  – апроксимуюча функція;

$\omega_0$  – параметр потоку відмов;

$a$  – коефіцієнт перетворення;

$t$  – час експлуатації;

$t_0$  – час експлуатації прогнозований.

Результати, отримані в цих роботах, суперечливі, отже, для встановлення істинної картини аварійності на нафтопроводах необхідне детальне дослідження факторів, які впливають на їх відмови.

Однією з найбільш важливих проблем експлуатації магістральних трубопроводів є забезпечення цілісності лінійної частини шляхом систематичного контролю герметичності труби та своєчасного усунення виявлених дефектів. Ця проблема має особливу актуальність у зв'язку з вимогами до охорони довкілля. Підприємства, які займаються питаннями

трубопровідного транспорту, приділяють велику увагу способам знаходження та попередження аварій на трубопроводах, локалізації викликаних ними втрат нафти та захисту навколишнього середовища від забруднення нафтою.

Згідно даних (додаток А) на магістральному нафтопроводі Лисичанськ-Тихорецьк аварії фіксуються не часто, що підтверджує високий рівень техніки його будівництва та експлуатації. Так, протягом 1993 –1997 років відбулося 25 аварій, з них – 12 внаслідок навмисного просверлення отворів від 3 до 12,5 мм.

У табл. 1.5 приведений розподіл аварій внаслідок експлуатації трубопроводу за роками.

Таблиця 1.5 –

Розподіл аварій на трубопроводі

Роки	Кількість аварій
1993	2
1994	1
1995	3
1996	4
1997	3

Класифікація пошкоджень на трубопроводі наведена на рис. 1.6.

Внаслідок порушення правил монтажу сталося за 1993-1997 роки 5 аварій, з них: 3 – через вихід нафти через манометричну зборку; 2 – через пошкодження внаслідок скритих дефектів матеріалу труб: утворився свищ діаметром 2 мм на нижній твірній нафтопроводу, що привело до втрати нафти в кількості 0,2864 м<sup>3</sup>.

Дефекти зварних швів призвели до 2 аварій, з них: 1 – мікротріщина на поперечному зварному стику на 138 км другої вітки трубопроводу, що призвела до втрати 4,5 т нафти. При цьому збитки становили 9815,88 грн; 2

– розрив поперечного зварного стику на 21 км другої вітки нафтопроводу. При цьому втрати нафти становили 4,605 т, збитки – 9816 грн.

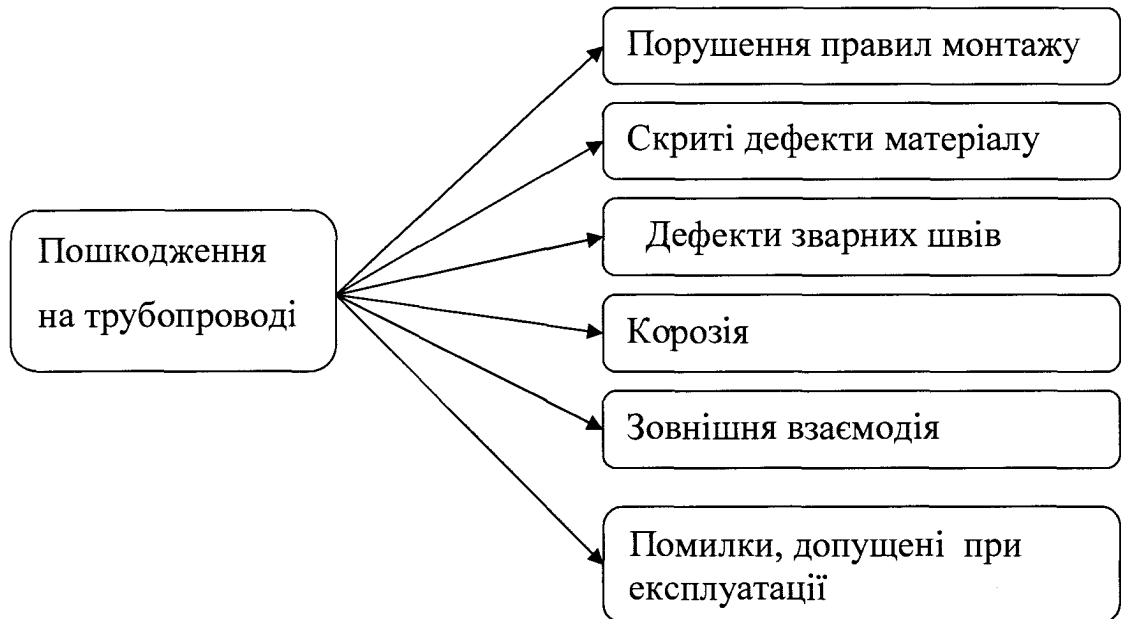


Рис. 1.6. Класифікація пошкоджень на трубопроводі

Внаслідок корозії металу труб сталося 6 аварій. На 35 км нафтопроводу внаслідок корозії металу утворилися дві наскрізні каверни. Час простою нафтопроводу при ліквідації аварії становив 31 годину. Утворився корозійний отвір діаметром 3 мм на 119 км трубопроводу, а також корозійні отвори діаметром 2 мм на 21 та 90 км. Загальний час простою нафтопроводу внаслідок ліквідації пошкоджень, що виникли через корозію металу, становив 64 години.

#### 1.4. Фізичні основи методів знаходження втрат нафти

Процеси, які відбуваються в трубопроводі після появи в ньому тріщин, можна розділити на три етапи:

- 1) падіння тиску в місці втрат нафти;
- 2) перекачування при новому гідравлічному режимі;
- 3) зупинка трубопроводу.

Перший етап починається з утворення тріщин. В інтервалі часу від декількох долей секунди до 1 – 2 секунд відбувається ріст втрат нафти і дуже швидке падіння тиску. З падінням тиску втрата нафти різко зменшується до рівня, прийнятого умовно за 100 відсотків.

Падіння тиску залежить від сорту продукту, тиску в трубопроводі, розташування і величини отвору і деяких інших факторів. Час цього етапу – 2 хвилини і скоротити його неможливо [19].

Другий етап закінчується з відключенням насосів та перекриттям засувок. Час його складає біля 15 хвилин [19].

Третій етап – стабілізація гідравлічних режимів в зупиненому трубопроводі – закінчується витіканням всієї рідини із трубопроводу через отвір і може продовжуватися до двох тижнів.

Картина гідравлічних процесів, які проходять в трубопроводі при появі втрат нафти, показана на рис. 1.7.

В [110] відмічається, що за формою отвори можуть бути лише щілинні або круглі. Так, на баварській ділянці Трансальпійського нафтопроводу був утворений дефект труби: з внутрішньої сторони її утворилася раковина з двома отворами майже круглої форми різного діаметра (рис. 1.8). В тілі труби ці отвори мали вигляд зрізаного конуса, який звужувався до зовнішньої поверхні.

Дослідження показали, що за величиною втрати нафти бувають лише малі і великі, середніх втрат на практиці не спостерігається.

Експерименти по знаходженню втрат нафти показали, що величина втрат на другому етапі залежить як від геометрії отвору (розміри і форма), так і від параметрів рідини (в'язкість, тиск).

Було встановлено, що при різних умовах величина втрат зростає із збільшенням площі отвору і тиску. Зростання втрат із щілинного отвору при цьому більше, ніж з круглого. Для малих отворів ця різниця помітніша [110].

Було встановлено також, що при певних тисках і в'язкості втрата нафти може мати місце лише при отворі, розмір якого більший деякого певного

мінімуму. Цьому отвору відповідає мінімально можлива втрата нафти при даних тиску і в'язкості.

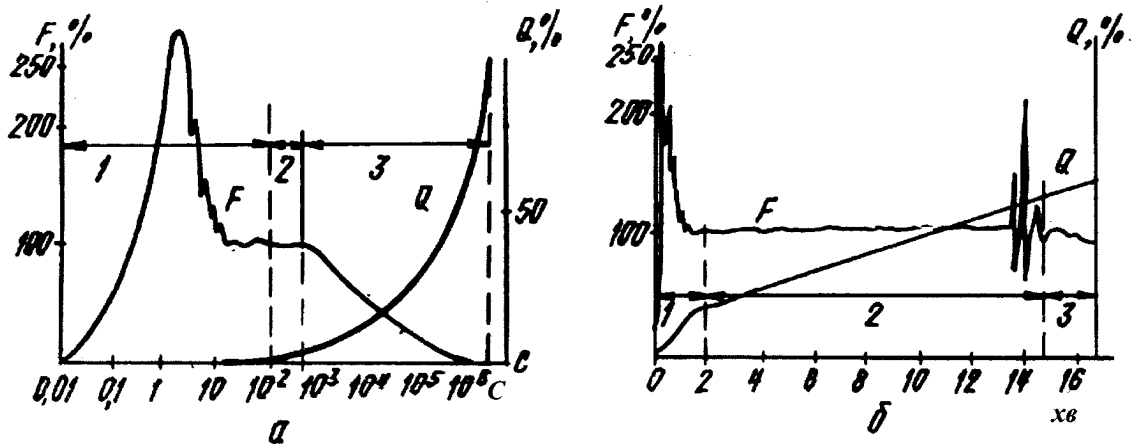


Рис. 1.7. Процеси, що відбуваються в трубопроводі при витоку нафтопродукту:

1 – етап падіння тиску, 2 – етап транспортування при новому режимі, 3 – зупинка трубопроводу; а – в логарифмічному масштабі часу; б – в лінійному масштабі часу.

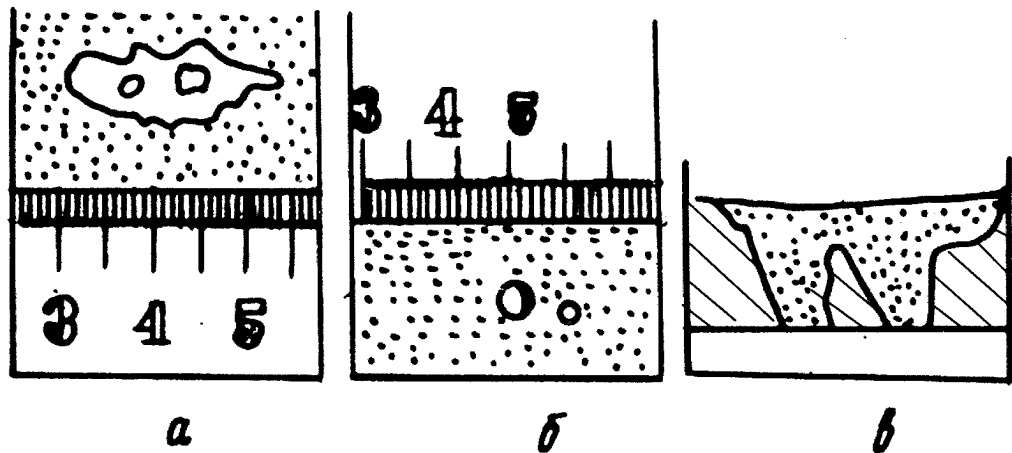


Рис. 1.8. Корозійний отвір в трубі:

а – вигляд з середини; б – вигляд ззовні; в – поперечний розріз труби.

При меншій площі отвору витікання нафти, яке виникло, зупиняється миттєво або після короткого проміжку часу, оскільки отвори затягуються шаром парафіну та механічних домішок, які є в нафті.

Це відноситься, правда, лише до щілинних тріщин, а не до циліндричних отворів, незалежно від їх діаметра.

Аналіз великої кількості витікань нафти, які мали місце в Канаді [112], дозволив встановити, що площа, покрита 1 м<sup>3</sup> нафти, скорочується з 86 м<sup>2</sup> (при витіканнях до 32 м<sup>3</sup>) до 46 м<sup>2</sup> (при витіканнях від 32 м<sup>3</sup> до 320 м<sup>3</sup>) та до 26 м<sup>2</sup> (при витіканнях нафти більше 320 м<sup>3</sup>).

Було також встановлено, що площа нафтової плями, яка утворилася за даний період часу при постійному витіканні, зростає як із збільшенням температури нафти, що витікає (при постійній температурі ґрунту) і температури ґрунту (при постійній температурі нафти), так і з зростанням величини витікань нафти (при постійній температурі нафти). На основі аналізу була одержана залежність між площею плями  $S$  (м<sup>2</sup>) та величиною витікань  $q$  (м<sup>3</sup>) [112]

$$S = 53,5 \cdot q^{0,89}. \quad (1.7)$$

Для обмеження поширення нафтової плями фірма Heubro A.G. (Швейцарія) розробила спеціальний порошок. Ділянка з пролітою нафтою посипається порошком (130 г на 1 л) і через 10 – 15 хвилин на місці нафтової плями залишаються комочки речовини червоного кольору. В залежності від властивостей нафти і нафтопродукту порошок у стані поглинути нафтопродукт у кількості до 700 відсотків власної ваги. Природний золотисто-жовтий колір порошку зберігається при відсутності витікань, але при наявності плями змінюється на червоний зразу ж після насичення [19].

На Україні у ВАТ “Укртранснафта” для захисту природного середовища використовується сорбент “Жемчуг”, який завдяки високій нафтопоглинаючій

здатності (600 – 700 мас.%), плавучості, простій технології використання є дуже ефективним при ліквідації забруднень водою від нафти і нафтопродуктів (ступінь очищення води – до 99,9 %).

В Сполучених Штатах та Західній Європі періодично публікуються дані про аварії на магістральних нафтопродуктопроводах з детальним розбором причин та оцінкою нанесених збитків.

Згідно цих даних, аварії на нафтопроводах трапляються не часто, що свідчить про достатньо високий рівень їх будівництва та експлуатації.

Для вивчення практики проектування, будівництва та експлуатації нафтопродуктопроводів та вироблення рекомендацій з її удосконалення Міжнародна організація Consave, яка об'єднує західноєвропейські нафтові фірми, створила спеціальну групу. При цьому ґрунтовно розглянуто такі питання: небезпека аварій, вибір робочих тисків та товщини стінки трубопроводів, методи випробовувань та перевірки трубопроводів при укладанні, методи контролю витікань без зупинки трубопроводів, вибір системи захисту, рекомендації з безпеки у випадку проливу нафти або нафтопродукту і т.д.

Так, наприклад, за період від 1997 року по 2001 рік на західноєвропейських нафтопродуктопроводах відмічено 47 аварій, тобто в середньому по 9,4 аварій в рік. Більше половини аварій на трубопроводах було з вини сторонніх осіб, 10 аварій внаслідок корозії. Загальні втрати нафти та нафтопродуктів внаслідок аварій склали 4284 м<sup>3</sup> [113].

Отже, для трубопроводів, які експлуатуються не один десяток літ, питання попередження аварійних ситуацій має вирішальне значення. Застосування найновіших методів діагностування дає можливість одержати достовірну інформацію про стан трубопроводу на будь-якій його ділянці. При цьому виникає питання, а чи завжди трубопроводи експлуатуються при тисках, що враховують втрати металу в дефектних ділянках. Тому питання визначення

необхідного перепаду тиску при певній витраті з врахуванням факторів, що мають суттєвий вплив на перекачування, є особливо актуальним.

Із огляду літературних джерел присвячених експлуатації неізотермічних нафтопроводів [1, 22, 50, 94, 95, 96] видно, що температура впливає на розподіл тиску на неізотермічному нафтопроводі, і цей фактор необхідно враховувати при прогнозуванні технічного ризику. Крім цього неізотермічний нафтопровід при його експлуатації є джерелом теплового забруднення довкілля.

Впливи на навколишнє середовище магістральних нафтопроводів проявляються протягом всього експлуатаційного періоду.

Оскільки основною формою впливу магістрального нафтопроводу на навколишнє середовище є забруднення при витіканні нафти з дефектних отворів ґрунтів, водного середовища та атмосфери, тому для підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів необхідно прогнозувати виникнення аварійних ситуацій та напрям розтікання нафти.

Для визначення витрати нафти через дефектний отвір потрібно знати коефіцієнт витрати для отворів неправильної форми, які спостерігаються при аварійних ситуаціях. Значення коефіцієнта витрати при турбулентному режимі течії нафти залежить лише від геометричної форми отвору [21].

В роботах [9, 10, 21, 54] приводяться залежності для визначення коефіцієнта витрати через отвори круглої або прямокутної форми. Наведені також залежності і для отворів неправильної форми, які непрактичні для використання при прогнозуванні можливих витікань, оскільки включають параметри, які ускладнюють їх використання при аварійних ситуаціях.

Основою прогнозування екологічних та соціальних наслідків при виникненні аварійних ситуацій є геоінформаційне моделювання, основні принципи якого наведені в роботах [5, 36, 54, 60, 64, 66, 70], в яких для визначення траєкторії витікання використовується метод найкоротшого спуску.



Отже, для прогнозування екологічного ризику необхідно провести дослідження для визначення можливої кількості нафти, яка витече через дефектний отвір в тілі труби та розглядати нафтопровід у взаємозв'язку з рельєфом місцевості, використавши для цього геоінформаційну систему.

Дослідження в дисертаційній роботі спрямовані на удосконалення методів технологічних розрахунків трубопроводів, що зв'язані з підвищенням екологічної безпеки їх експлуатації, та прогнозування ймовірної шкоди природі і її прогнозної оцінки.

Тому й робота присвячена прогнозуванню екологічного і технічного ризиків шляхом комплексного дослідження факторів, які впливають на них.

Виходячи з аналізу аварійних ситуацій на магістральних нафтопроводах та впливу трубопровідного транспорту на навколишнє середовище, впливають наступні задачі дослідження:

- провести аналіз стану проблеми з екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів;
- дослідити процес витікання нафти з метою прогнозування екологічного ризику;
- оцінити вплив факторів на перепад тиску в трубопроводі, який пов'язаний з технічним ризиком;
- розробити математичну модель для прогнозування технічного ризику при експлуатації неізотермічного нафтопроводу з пересіченим профілем траси;
- здійснити комп'ютерне моделювання аварійного розтікання нафти при пересіченому профілі траси;
- розробити методичні основи прогнозної оцінки екологічного та технічного ризиків.

## 1.5. Висновки

1. При експлуатації нафтопроводів найбільше впливають на довкілля, як показав вітчизняний та закордонний досвід, їх відмови, при цьому їх негативний вплив охоплює всі компоненти навколишнього середовища: ґрунтово-рослинний шар, гідросферу та атмосферу.

2. Основними причинами, що створюють технічний ризик при експлуатації магістральних нафтопроводів, є техногенні, природні та антропогенні.

3. За критерій технічного ризику нами прийнято  $R_T = 1 - \frac{P_n}{P_{max}}$ , значення якого на досліджуваній ділянці змінюється від 0,021 до 0,274.

4. На основі аналізу нормативів оцінки небезпечності дефектів за результатами діагностування нафтопроводу виділено три групи дефектів: дуже небезпечні дефекти; небезпечні дефекти; відносно безпечні дефекти.

## РОЗДІЛ 2

### ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИТІКАННЯ НАФТИ ПРИ ВИНИКНЕННІ АВАРІЙНОЇ СИТУАЦІЇ

#### 2.1. Обґрунтування вибору напрямку досліджень

Сучасні методи внутрішньотрубної діагностики нафтопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів дозволяють з високою точністю визначити місце розташування дефектів в тілі труби та їх розміри, які необхідно знати при прогнозуванні можливих витікань нафти при розриві труби в дефектних місцях та моделюванні розтікання нафти. При цьому трубопровід повинен розглядатися як одне ціле з місцевістю в околицях трубопроводу.

Техногенна взаємодія нафтопроводів з довкіллям приводить до деградації природного середовища навіть в умовах безаварійної експлуатації трубопроводів. Техногенні аварії є одними з найбільш екологічно небезпечними. І тому дуже важливим є їх попередження [39].

Прогнозування можливості виникнення аварійних ситуацій на об'єктах магістральних трубопроводів є актуальним, оскільки значна частина трубопроводів експлуатується більше двадцяти років.

Значний термін експлуатації призводить до старіння матеріалу труб, появи корозійних явищ, що є причиною утворення дефектів різних форм і розмірів в тілі труби, які спричиняють виникнення аварійних ситуацій.

Першочерговість та значення досліджень в області забезпечення безпеки при експлуатації трубопровідного транспорту підкреслюється в Законі України “Про об'єкти підвищеної небезпеки” [59].

Прогноз ризику аварій – це процес виявлення небезпек і оцінка ризику аварій на об'єктах підвищеної небезпеки для людей, їх майна та довкілля.

Метою даної роботи є зменшення впливу магістральних нафтопроводів на довкілля шляхом прогнозування екологічного та технічного ризиків.

Вихідними даними для реалізації поставленої мети є: дефекти в тілі труби, виявлені при проходженні інтелектуального поршня.

Фактори, які впливають на екологічний ризик:

- прогнозована витрата рідини через наявні дефекти в тілі труби;
- площа забрудненої території.

Фактор, який впливає на технічний ризик:

- тиск в місці дефекту.

Для досягнення поставленої мети побудована схема прогнозування ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів (рис. 2.1).

Втрати нафтопродуктів за їх фізичним станом можна розділити на втрати в газоподібному та рідкому стані, а за причинами утворення – на експлуатаційні та аварійні.

Виникнення експлуатаційних втрат пов'язане з технічною недосконалістю транспортування. Аварійні втрати виникають внаслідок порушення правил технічної експлуатації, стихійного лиха, навмисного просверлення отворів. Особливо велика кількість аварій виникає через навмисне просверлення отворів. При цьому площа нафтової плями  $S$ , яка утворюється при постійному витіканні, визначається в залежності від кількості розлитої нафти [112]. Точно розрахована величина витікань дасть можливість з більшою вірогідністю одержати інформацію про площу забруднення довкілля нафтопродуктами.

Для прогнозування очікуваних витоків з труби використаємо відому залежність з гідромеханіки

$$Q = \mu S \sqrt{2gH}, \quad (2.1)$$

де  $Q$  – витрата;  $\mu$  – коефіцієнт витрати;  $S$  – площа отвору;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $H$  – напір в точці пошкодження трубопроводу.

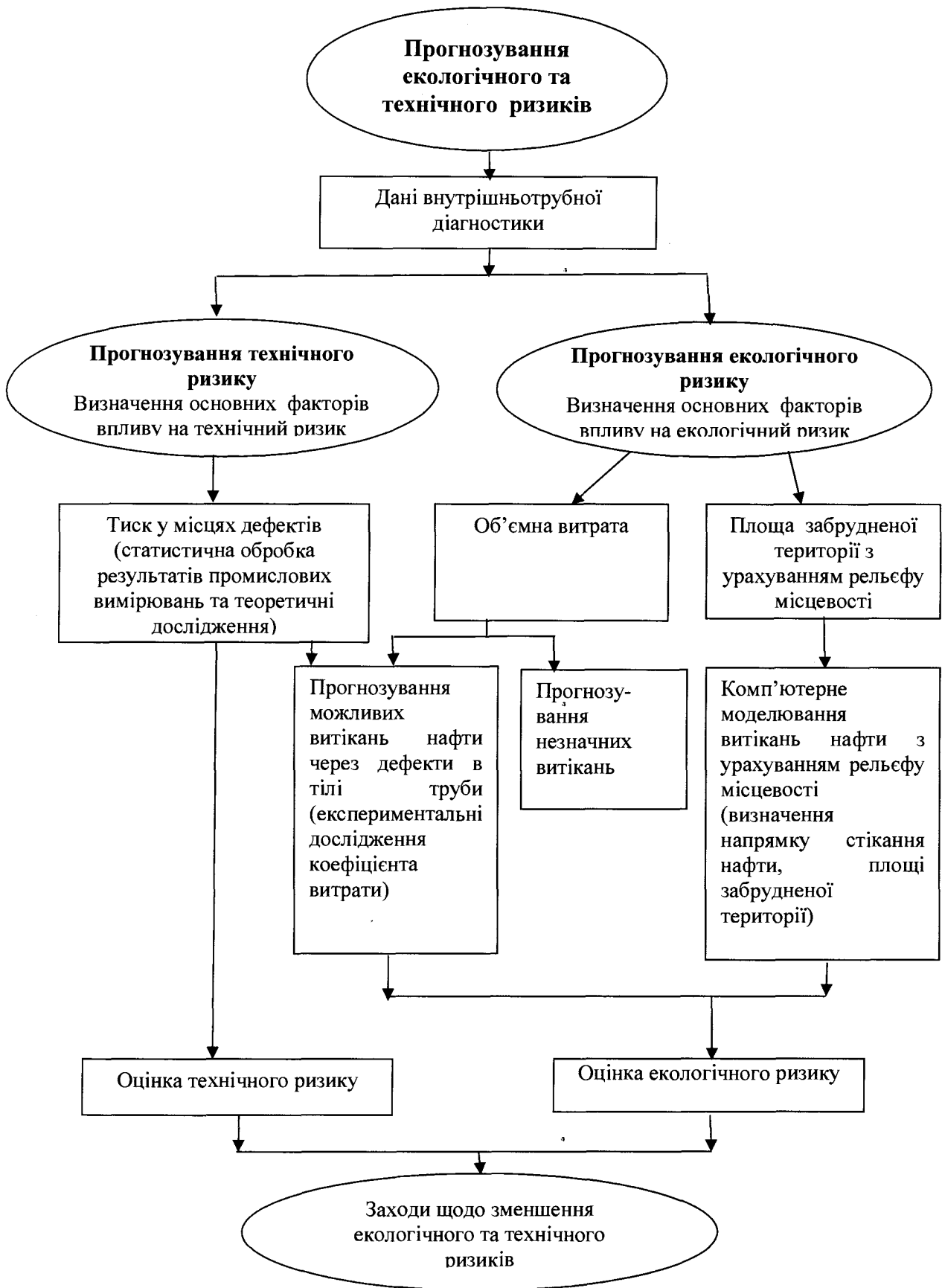


Рис. 2.1. Схема прогнозування ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів

Зв'язок напору  $H$  з тиском  $p$  в трубопроводі такий

$$H = \frac{p}{\rho g},$$

де  $\rho$  – густина рідини, яка залежить від температури.

Зміна густини внаслідок зміни температури  $T$  визначається за формулою

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_t \cdot \Delta T},$$

де  $\rho_T, \rho_{293}$  – густина нафтопродукту при температурах  $T$  і 293 К;

$\beta_t$  – коефіцієнт температурного розширення.

В літературних джерелах приведені залежності для визначення коефіцієнта витрати для отворів різної форми. При цьому застосування деяких з них для отворів неправильної форми вимагає визначення параметрів, які важко отримати в умовах аварійної ситуації, тому виникає необхідність удосконалення цих залежностей. Виникає питання, як впливають найбільші поперечні та поздовжні розміри отворів на значення коефіцієнта витрати?

Вплив в'язкості на коефіцієнт витрати, як правило, досліджується при ламінарному режимі течії. При турбулентному режимі в'язкість рідини на значення коефіцієнта витрати практично не впливає. Режим руху нафт в магістральних нафтопроводах, як правило, турбулентний в зоні гідравлічно гладких труб.

Із збільшенням числа Рейнольдса, тобто із зменшенням впливу сил в'язкості, коефіцієнт швидкості  $\varphi$  зростає внаслідок зменшення коефіцієнта опору  $\zeta$ , а коефіцієнт стиску  $\varepsilon$  зменшується, що призводить до гальмування рідини біля кромки отвору.

Коефіцієнт витрати  $\mu$ , який визначається добутком  $\varphi$  на  $\varepsilon$ , із збільшенням числа Рейнольдса спочатку збільшується, що обумовлено стрімким зростанням  $\varphi$ , а потім, досягнувши максимального значення ( $\mu_{max} = 0,69$  при  $Re = 350$  (для круглих отворів)), зменшується внаслідок значного падіння  $\varepsilon$  і при більших значеннях числа Рейнольдса практично

стабілізується. Для круглих отворів приймають наступні осереднені їх значення:  $\mu=0,62$ ,  $\varphi=0,97$ ,  $\zeta=0,065$ ,  $\varepsilon=0,64$  [21].

Для визначення коефіцієнтів витрати при витіканні рідини через отвори неправильної форми, які утворюються при аварійних ситуаціях, проведені дослідження на експериментальній установці, опис якої, техніка експерименту, похибка вимірювань, методика проведення експериментів, обробка результатів експериментів наведені в пунктах 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 даного розділу.

Оскільки кількість витoku рідини залежить від тиску в точці витoku, то потрібно знати характер розподілу тиску вздовж трубопроводу для прогнозування можливих витоків. А для екологічної безпеки необхідно корегувати тиск на початку трубопроводу, оскільки він є найбільш небезпечний з точки зору виникнення проривів на трубопроводі.

Для розв'язку поставленої задачі об'єктом дослідження вибрано нафтопровід Долина-Дрогобич і використано промислові вимірювання витрати, тисків, температур, в'язкості на діючому трубопроводі.

Звідси впливає необхідність проведення аналізу впливу факторів на такий важливий чинник як перепад тиску в трубопроводі, від якого залежить допустиме значення початкового робочого тиску, що впливає на надійність експлуатації та екологічну безпеку.

На нафтопроводі Долина-Дрогобич були проведені довготривалі промислові вимірювання температури та тиску з метою вивчення закономірностей зміни температури і тиску вздовж трубопроводу [100].

Вздовж траси трубопроводу були вибрані пункти вимірювання тисків і температури в місцях установки манометрів в колодязях.

Проводилися вимірювання таких параметрів: витрати, температури, тиску, в'язкості та густини.

Оцінка факторів, які впливають на перепад тиску в трубопроводі, та його визначення внаслідок статистичної обробки даних промислових вимірювань

дасть змогу прогнозувати тиски на початку трубопроводу з врахуванням найбільш інформативних факторів.

В процесі заміщення легких нафт важчими, в яких суттєво відрізняються густини, наприклад,  $\rho = 790 - 900 \text{ кг/м}^3$ , виникає стрибкоподібна зміна тиску, яка є причиною аварійних ситуацій на початку трубопроводу, що необхідно враховувати при експлуатації трубопроводу.

Ця проблема висвітлена в ряді наукових робіт [22, 50, 61, 85 і ін.]. Слід відмітити оригінальне рішення цієї задачі Середюк М.Д., яка для чисельного розв'язку системи використала метод характеристик.

Але чисельні методи вимагають великих затрат при розрахунках, пов'язаних з підготовкою вихідних даних для розрахунку. Тому для прогнозування аварійних режимів ці методи непридатні, оскільки не дозволяють знайти оперативне рішення для попередження пошкодження трубопроводу. Отже виникла потреба розробки спрощеної аналітичної реалізації задачі, яка пов'язана з стрибкоподібною зміною тиску в трубопроводі в процесі експлуатації.

Для зменшення впливу неізотермічних трубопроводів, прогнозування можливих витоків, аналіз яких дасть змогу визначити послідовність проведення заходів для попередження аварій, потрібно знати характер розподілу тисків вздовж трубопроводу, оскільки величина витікань залежить від тиску в точці витоку.

Оскільки гідравлічний та температурний режими при експлуатації неізотермічних трубопроводів необхідно розглядати у взаємозв'язку, то потрібно вивчити вплив температури на повний коефіцієнт теплопередачі, проаналізувавши дані промислових вимірювань температури на нафтопроводі Долина-Дрогобич в осьовому та радіальному напрямках.

Як відомо, повний коефіцієнт теплопередачі визначається за формулою [97]:

$$\frac{1}{KD} = \frac{1}{\alpha_1 D} + \frac{1}{2\lambda_{cm}} \ln \frac{D_{зовн}}{D} + \frac{1}{\alpha_2 D_{зовн}}, \quad (2.2)$$



де  $\alpha_1$  – внутрішній коефіцієнт теплопередачі (від нафти до стінки труби),  $\alpha_2$  – зовнішній коефіцієнт теплопередачі (від стінки труби в навколишнє середовище),  $\lambda_{ст}$  – коефіцієнт теплопровідності металу труби. Оскільки для труб великого діаметра  $D \approx D_{зовн}$ , то для підземних трубопроводів можна записати

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}, \quad (2.3)$$

Переважно  $\alpha_1$  набагато більше від  $\alpha_2$ , тому при практичних розрахунках можна вважати, що  $K = \alpha_2$ .

Зовнішній коефіцієнт теплопередачі визначається за формулою [97]

$$\alpha_2 = \frac{2 \cdot \lambda_{gp}}{D_{зовн} \ln \frac{4h_0}{D_{зовн}}}, \quad (2.4)$$

при умові, що  $2h_0/D_{зовн} > 2$ , де  $\lambda_{gp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту.

Середнє значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту для нафтопроводу Долина-Дрогобич складає  $\lambda_{gp} = 1,43$  Вт/(м·К) [100].

Повний коефіцієнт теплопередачі  $K$ , визначений за (2.3) рівний  $K = 6,249$  Вт/(м·К), похибка при визначенні якого складає 22% в порівнянні з визначеним коефіцієнтом теплопередачі для даного нафтопроводу за формулою Шухова з використанням експериментальних даних.

Оскільки на повний коефіцієнт теплопередачі значний вплив має коефіцієнт теплопровідності ґрунту, який залежить від багатьох факторів, що неможливо врахувати, то виникає задача як врахувати експериментальні дані, які представлені в широкому діапазоні зміни температур по осьовому та радіальному напрямках, для визначення коефіцієнта теплопередачі.

У формулі (2.1) для визначення кількості рідини, яка може витікати з трубопроводу внаслідок пошкоджень неізотермічного трубопроводу на значення тиску в точці витіку має вплив температура в неявному вигляді,

оскільки тепловий та гідравлічний режими взаємозв'язані між собою. Необхідно розглянути можливість використання даних промислових вимірювань температур з метою виявлення впливу перепаду температур на значення повного коефіцієнта теплопередачі.

Згідно [16] тиск, визначений з врахуванням впливу температур на ділянках 10 і 20 км, складає відповідно 3,2 МПа та 2,5 МПа, а без врахування впливу температури – 2,9 МПа та 2,25 МПа. Температура нафти в цих точках – 38 °С та 25 °С.

Якщо для приведених умов визначити можливі витрати при витіканні рідини через отвори однакової форми, то витіки відрізнятимуться відповідно на 6% та 5,1%.

Якщо ж у формулі (2.1) враховувати лише зміну густини при зміні температури, то витіки практично не зміняться. Наприклад, при зміні густини нафти в межах температур 10 – 60 °С густина нафти коливатиметься в межах 857 – 823 кг/м<sup>3</sup>, а витіки в межах 0,02096 – 0,02138 м<sup>3</sup>/с (рис. 2.2). Отже, для ізотермічних нафтопроводів вплив температури на кількість витікань незначний, і ним можна нехтувати. При розгляді неізотермічних нафтопроводів та наземних ділянок ізотермічних нафтопроводів необхідно враховувати вплив температури нафти на величину витікань, а також на тепловиділення в навколишнє середовище при експлуатації нафтопроводів, чому і присвячений четвертий розділ дисертаційної роботи.

Пріоритетним завданням є постійний контроль фактичного стану місцевості в околицях трубопроводу. Виникає питання, куди буде стікати нафта у випадку прориву трубопроводу і яка буде при цьому площа забрудненої території? На відміну від існуючих методик визначення траєкторії витікань, в основу яких покладений метод найкоротшого спуску, запропоновано комп'ютерне моделювання траєкторії витікань, площі забрудненої території з використанням методу найшвидшого спуску, оскільки найкоротший спуск не

завжди оправданий з точки зору рельєфу місцевості та перешкод, які можуть виникати при русі нафти.

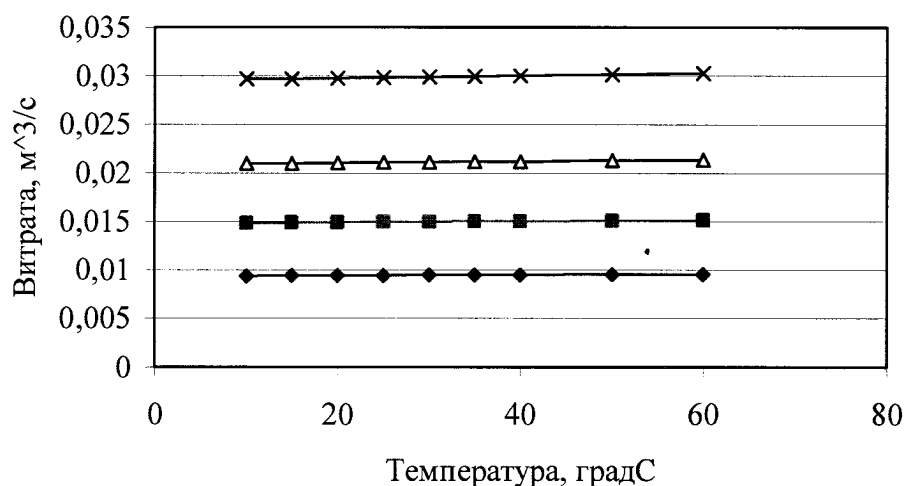


Рис. 2.2. Залежність витрати нафти від температури при різних значеннях тиску:

- ◆— Тиск P=0,1962 МПа;      —■— Тиск P=0,4905 МПа;
- ▲— Тиск P=0,981 МПа;      —×— Тиск P=1,962 МПа.

Результати теоретичних досліджень, які висвітлені у п'ятому розділі, викладені в стандарті підприємства "Комп'ютерне моделювання витіку нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення", який затверджує філія "Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта".

Отже, лише комплексне дослідження факторів, які забезпечують надійність експлуатації трубопроводів та дають змогу прогнозувати можливі витіки при виникненні аварійних ситуацій, їх траєкторію та площу забруднення з врахуванням рельєфу місцевості, дасть належну оцінку технічному та екологічному ризику діючих нафтопроводів для впровадження заходів щодо безпечної їх експлуатації.

Для удосконалення надійності експлуатації нафтопроводів, що приводить до зменшення впливу магістральних нафтопроводів на довкілля, необхідно реалізувати задачі дослідження, які випливають з поставленої мети, чому присвячені наступні розділи дисертаційної роботи, де розглядаються фактори, які впливають на перепад тиску в трубопроводі, що зв'язаний з початковим

тиском, та дає змогу його корегувати для забезпечення безаварійної експлуатації. Зміна частоти струму та густини нафти призводить до стрибкоподібної зміни тиску, яка відбивається на значенні початкового тиску, що неможливо залишати без уваги.

Особлива увага звернена на прогнозування можливих витоків за даними внутрішньотрубної діагностики інтелектуальними поршнями, які вказують на наявність дефектів в певних точках трубопроводу та їх розміри. Експериментальні дослідження процесу витікання рідини з отворів неправильної форми, які мають місце при виникненні аварійних ситуацій в процесі експлуатації, їх статистична обробка дають змогу визначити коефіцієнт витрати, який потрібно знати для прогнозування витікань.

Розподіл тиску вздовж трубопроводу дасть змогу визначити величину можливих витікань у будь-якій точці трубопроводу, де виявлені дефекти в тілі труби, для моделювання траєкторії витоку нафти та площі забрудненої території, впровадження заходів з попередження забруднення довкілля і зменшення впливу нафтопроводу на навколишнє середовище, що є особливо актуальним.

Використання геоінформаційних систем (ГІС) дає можливість на вищому рівні розв'язувати задачі екологічного моніторингу траси магістральних нафтопроводів, проводити моделювання наслідків аварійних розливів нафти, ранжування ділянок трубопроводів за екологічним ризиком для проведення заходів щодо зменшення впливу нафтопроводу на довкілля.

## 2.2. Техніка експерименту

1) Експериментальна установка для дослідження процесу витікання рідини.

Експериментальні дослідження виконувалися на установці для вивчення процесу витікання рідини (рис. 2.3).

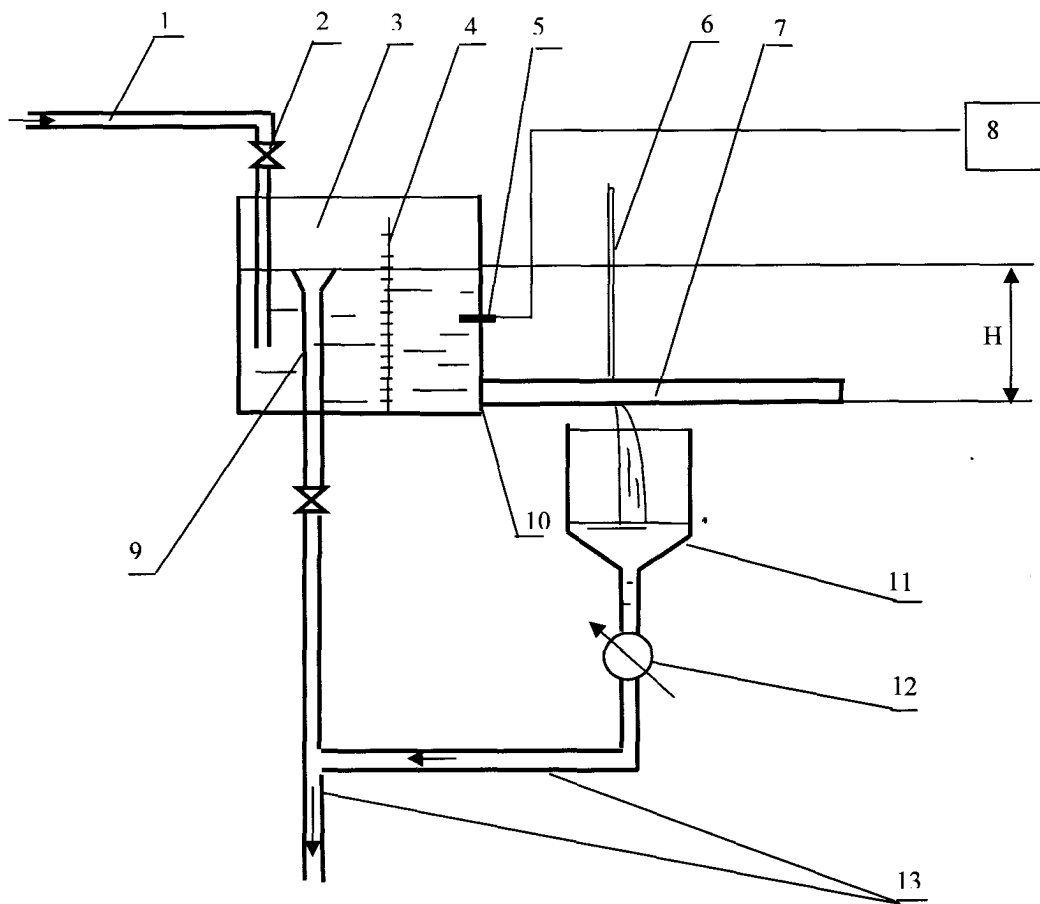


Рис. 2.3. Експериментальна установка для дослідження процесу витікання рідини:

1 – трубопровід для подачі рідини; 2 – вентиль; 3 – вертикальний резервуар; 4 – перфорована перегородка; 5 – датчик температури; 6 – п'єзометр; 7 – труба з отворами різної форми; 8 – самописець; 9 – переливна трубка; 10 – боковий отвір; 11 – ванна; 12 – об'ємний лічильник; 13 – трубопровід для зливу рідини.

Експериментальна установка складається з вертикального резервуара 3 з боковим отвором 10 для установки труби 7 певної довжини. На тілі труби на певних ділянках є отвори різної форми поздовжні та поперечні, конфігурація яких виявлена при аварійних ситуаціях на нафтопроводах. Вода подається із водопроводу 1, витрата її регулюється вентилем 2, рівень води контролюється п'єзометром 6.

Рідина з труби витікає у ванну 11 і по трубопроводу 13 – в каналізацію. Витрата рідини через отвір вимірювалася об'ємним способом за допомогою мірної ємності та об'ємного лічильника.

Установка використовувалася для дослідження процесу витікання та визначення коефіцієнтів витрати.

## 2) Прилади та методи вимірювань.

Витрата води визначалася об'ємним методом. При цьому вимірювався об'єм рідини  $V$  та час заповнення цього об'єму  $t$ . Об'єм рідини вимірювався за допомогою мензурки, час заповнення – секундоміром.

$$Q = \frac{V}{t}. \quad (2.5)$$

Для одного з дослідів чотири значення об'єму рідини рівні  $500 \text{ см}^3$ ,  $506 \text{ см}^3$ ,  $520 \text{ см}^3$ ,  $513 \text{ см}^3$  (час заповнення 10 с). Середнє значення проведених вимірювань:

$$M_V = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n}, \quad (2.6)$$

де  $V_i$  – об'єм рідини при  $i$ -ому вимірюванні;

$n$  – число вимірювань.

$$M_V = \frac{500 + 506 + 520 + 513}{4} = 509,75 \text{ см}^3.$$

Визначимо середню квадратичну похибку вимірювання об'єму рідини за допомогою мірної мензурки [6]

$$S_n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - M_V)^2}{n-1}};$$

$$S_n = \sqrt{\frac{(500 - 509,75)^2 + (506 - 509,75)^2 + (520 - 509,75)^2 + (513 - 509,75)^2}{4-1}} = 8,655 \text{ см}^3.$$

Задаємося ступенем надійності  $\alpha=0,95$  та визначаємо коефіцієнт Стюдента  $t_\alpha(n)=3,2$  [33].

Знаходимо границі довірчого інтервалу (похибку результатів вимірювань)

$$\Delta V = t_\alpha(n) \frac{S_n}{\sqrt{n}};$$

$$\Delta V = 3,2 \frac{8,655}{\sqrt{4}} = 13,848 \text{ см}^3.$$

Кінцево результат вимірювання об'єму при витіканні рідини через отвір із ступенем надійності  $\alpha=0,95$  записується у такому вигляді

$$M_V - \Delta V \leq V \leq M_V + \Delta V;$$

$$509,75 - 13,848 \leq V \leq 509,75 + 13,848.$$

Оцінимо відносну похибку серії експериментів

$$\delta V = \frac{\Delta V}{M_V} \cdot 100\%;$$

$$\delta V = \frac{13,848}{509,75} \cdot 100 = 2,72 \text{ \%}.$$

Оскільки витрата пропорційна об'єму заповнення рідини в мензурці, то похибка вимірювання витрати  $\delta Q=2,72 \text{ \%}$ . Аналогічні обчислення виконані і для інших експериментів. У всіх випадках похибка вимірювання витрати не перевищує 3%.

Теоретична витрата визначалася за формулою

$$Q_m = S\sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \quad (2.7)$$

де  $H$  – напір над центром отвору, м;

$S$  – площа поперечного перерізу отвору, м<sup>2</sup>.

Коефіцієнт витрати визначали за залежністю

$$\mu = \frac{Q}{Q_m}, \quad (2.8)$$

де  $Q$  – дійсна витрата, м<sup>3</sup>/с;

$Q_m$  – теоретична витрата, м<sup>3</sup>/с.

Модельовані пошкодження трубопроводу розташовувалися на віддалі  $L \geq 20$  діаметрів труби від входу рідини з резервуара в трубу для збереження усталеного руху. При моделюванні пошкоджень зберігалася геометрична подібність їх з реальними пошкодженнями, виявленими при діагностуванні стану поверхні трубопроводу інтелектуальними поршнями. Витікання розглядалося, як витікання через малий отвір в тонкій стінці.

### 2.3. Планування експериментів

На процес витікання рідини в навколишнє середовище впливає значна кількість факторів. Перевірити на дослідженнях всі можливі впливи факторів практично неможливо. Тому дослідження проводилися згідно методики раціонального планування експериментів, запропонованої в роботі [73]. Вказана методика дозволяє спланувати так взаємний вплив різних факторів, щоб при мінімальному числі дослідів найбільш рівномірно охопити всю сукупність можливих взаємних впливів факторів. Експериментальна установка дозволяє змінювати в певних межах три взаємно зв'язані фактори – напір над центром отвору  $H$ , форму отвору  $n$  та його розмір  $S$ .



При плануванні експериментів будувалася комбінований квадрат (рис. 2.4) так, щоби не повторювалися співпадиння по всіх рядках і стовпчиках для трьох факторів, які впливають, кожен з яких може приймати п'ять різних значень.

Квадрат складається з 125 кліток за повним числом співпадиння факторів. Такі поєднання впливу факторів вибираються так, щоби для кожного з факторів всі значення інших факторів зустрічалися однакове число разів. Вибрані сполучення факторів позначені затемненою кліткою. За даною методикою планування експериментів повне число сполучень факторів, які впливають, зменшується у 5 разів, тобто замінюється 25 спеціально підібраними варіантами цих сполучень. Крім цього частина дослідів була проведена без методики раціонального планування експериментів.

	n <sub>1</sub>					n <sub>2</sub>					n <sub>3</sub>					n <sub>4</sub>					n <sub>5</sub>									
	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5	S 1	S 2	S 3	S 4	S 5					
H <sub>1</sub>																														
H <sub>2</sub>																														
H <sub>3</sub>																														
H <sub>4</sub>																														
H <sub>5</sub>																														

Рис. 2.4. Схема планування дослідів для трьох факторів та п'яти варіантів кожного з них

#### 2.4. Методика проведення експериментів

За заданою програмою експериментальні дослідження проводилися в діапазоні зміни напору від 10 см до 35 см, для отворів різної форми: круглі, щілинні, поперечні, поздовжні.

При проведенні досліджень дотримувалися наступної послідовності виконання операцій.

Резервуар заповнювався водою. За показами п'єзометра фіксувався напір рідини над отвором. Замірювався об'єм рідини та час заповнення цього об'єму при фіксованому напорі. Площа отвору визначалася за допомогою планіметра. Об'єм рідини та час заповнення цього об'єму при фіксованому напорі замірювався мінімум 5 разів.

## 2.5. Обробка результатів експериментів

За виміряним об'ємом та часом заповнення цього об'єму знаходили дійсну витрату.

За виміряним значенням напору над центром отвору та площею поперечного перерізу отвору визначали теоретичну витрату.

Коефіцієнт витрати визначається за формулою (2.8). Коефіцієнт витрати залежить від виду отвору, а також, як всі безрозмірні коефіцієнти в гідравліці, від основного критерію гідродинамічної подібності – числа Рейнольдса.

Для малов'язких рідин (води, бензину, гасу, малов'язкої нафти і ін.), витікання яких відбувається при достатньо великих числах Рейнольдса, коефіцієнт витрати змінюється в незначних межах. І для круглого отвору приймають  $\mu=0,62$  [21].

В реальних умовах у випадку аварійних ситуацій важливо знати вірогідне значення коефіцієнта витрати  $\mu$ , який буде змінюватися в залежності від форми отвору. Тоді за формулою  $Q = \mu S \sqrt{2gH}$  можна визначити дійсну витрату рідини, врахувавши при цьому і протитиск, якщо рідина витікає в ґрунт чи у воду, у випадку підземного чи підводного трубопроводу.

Дослідження проводилися з отворами різної конфігурації і площі (рис. 2.5). Дані досліджень наведені в таблицях Б1, Б2, Б3, Б4 додатку Б.

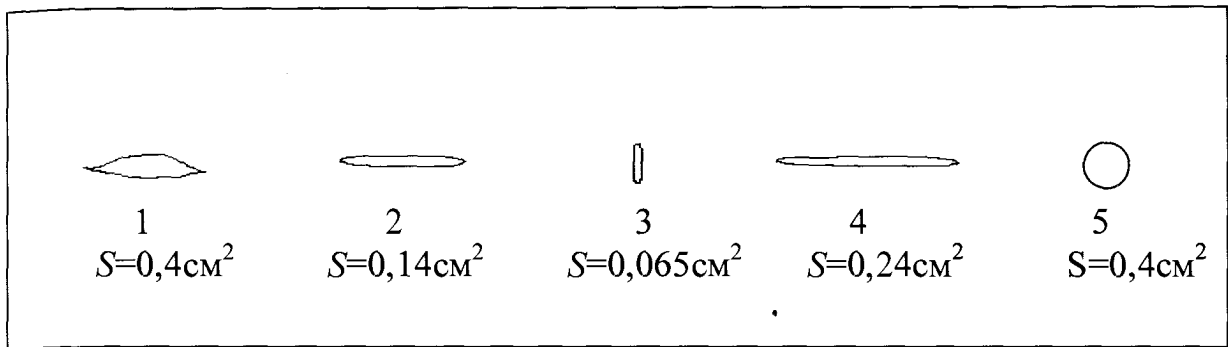


Рис. 2.5. Форми отворів, що досліджувалися

Результати обробки даних досліджень, проведених на отворах площами  $S=0,4\text{cm}^2$ ,  $S=0,14\text{cm}^2$ ,  $S=0,24\text{cm}^2$ , представлені в табл. 2.1, 2.2, 2.3.

Таблиця 2.1 –

Результати обробки експериментальних даних  
для отвору №1 площею  $S=0,4\text{cm}^2$

№ п/п	Напір $H$ , см	Дійсна витрата $Q$ , $\text{cm}^3/\text{c}$	Теоретична витрата $Q_m$ , $\text{cm}^3/\text{c}$	Коефіцієнт витрати $\mu$
1	35	67,667	104,76640	0,645880
2	34	65,875	103,31156	0,637634
3	33	64,667	101,78094	0,635355
4	32	63,033	100,22694	0,628903
5	31	61,967	98,64846	0,6281598
6	30	60,933	97,04432	0,627888
7	29	60,667	95,41320	0,635834
8	28	59,663	93,75372	0,636060
9	27	58,467	92,06430	0,635067
10	26	57,467	90,34334	0,636096
11	25	56,975	88,58894	0,643139
12	24	56,667	86,79908	0,652853
13	23	54,750	84,97152	0,6443335

Продовження табл. 2.1

№ п/п	Напір $H$ , см	Дійсна витрата $Q$ , см <sup>3</sup> /с	Теоретична витрата $Q_m$ , см <sup>3</sup> /с	Коефіцієнт витрати $\mu$
14	22	53,567	83,10379	0,6445795
15	21	52,067	81,19310	0,641274
16	20	50,975	79,23640	0,6433281
17	19	50,675	77,23000	0,656170
18	18	49,067	75,17020	0,652745
19	17	47,673	73,05230	0,653409
20	16	46,500	70,87115	0,6561203
21	15	45,767	68,62070	0,666756
22	14	44,000	66,29389	0,663711
23	13	42,700	63,88239	0,668416
24	12	41,633	61,37620	0,678325
25	11	39,867	58,76325	0,678434
26	10	38,567	56,02856	0,688345

Таблиця 2.2 –

Результати обробки експериментальних даних  
для отвору №2 площею  $S=0,14\text{см}^2$

Напір $H$ , см	Дійсна витрата $Q$ , см <sup>3</sup> /с	Теоретична витрата $Q_m$ , см <sup>3</sup> /с	Коефіцієнт витрати $\mu$
35	32,6	36,687	0,8886
34	32,4	36,1591	0,8971
33	31,9	35,6233	0,8955

Продовження табл. 2.2

Напір $H$ , см	Дійсна витрата $Q$ , см <sup>3</sup> /с	Теоретична витрата $Q_m$ , см <sup>3</sup> /с	Коефіцієнт витрати $\mu$
32	31,7	35,079	0,9037
31	30,7	34,5270	0,8892
30	30,2	33,9655	0,88914
29	30,0	33,3946	0,8983
28	29,8	32,8138	0,90815
27	29,1	32,2225	0,90310
26	28,4	31,62017	0,89816
25	28,0	31,0061	0,9030
24	25,9	30,3797	0,8525
23	26,1	29,7400	0,8776
22	26,3	29,0864	0,9042
21	25,6	28,4176	0,90085
20	24,45	27,7327	0,8817
19	24,4	27,0305	0,90268
18	23,9	26,3096	0,90841
17	23,1	25,5683	0,90346
16	22,9	24,8049	0,92320
15	22,8	24,0172	0,949320
14	21,8	23,2029	0,93954
13	21,1	22,3588	0,94370
12	20,6	21,4817	0,95896
11	20,15	20,5671	0,97972
10	19,3	19,6100	0,9842

Таблиця 2.3 –

Результати обробки експериментальних даних  
для отвору №4 площею  $S=0,24\text{см}^2$

Напір $H$ , см	Дійсна витрата $Q$ , $\text{см}^3/\text{с}$	Теоретична витрата $Q_m$ , $\text{см}^3/\text{с}$	Коефіцієнт витрати $\mu$
35	42	62,8920	0,6678
32	42,5	60,1362	0,706729
30	38,467	58,2266	0,660643
25	36,267	53,15336	0,682309
20	32,467	4754,18	0,682915
15	29,6	41,1724	0,718928
10	25,2	33,6171	0,749619

Отже, систематизація і обробка результатів експериментів має велике значення.

Нами проведена оцінка статистичних показників з використанням розподілу Максвелла для отвору форми 1, і оскільки критерій Романовського більший трьох, то гіпотеза про нормальний розподіл генеральної сукупності не протирічить експериментальним даним. Оцінка статистичних показників з використанням розподілу Максвелла представлена в табл. 2.4. Згідно кількості проведених експериментів визначено число інтервалів та їх межі,  $m_i$  – дійсна частота попадання витрати в  $i$ -тий інтервал,  $m_i^t$  – теоретична частота попадання витрати в даний інтервал [29].

На основі статистичної обробки результатів експериментів [82] одержана така залежність для визначення коефіцієнта витрати при витіканні через некруглий отвір форми 1, яка використовується в таких межах  $1 \leq \frac{l}{b} \leq 10$  :

$$\mu = 0,62 + 0,0612 \cdot \lg \frac{l}{b}, \quad (2.9)$$

де  $l$  – найбільший поздовжній розмір отвору;  
 $b$  – найбільший поперечний розмір отвору.

Таблиця 2.4 –

Оцінка статистичних показників з використанням розподілу Максвелла

Номер інтервалу $i$	Межі інтервалу	Частота $m_i$	Теоретична частота $m'_i$
1	38,6 – 44,4	5	7,40
2	44,4 – 50,2	4	7,67
3	50,2 – 56,0	5	7,48
4	56,0 – 61,8	7	6,91
5	61,8 – 67,7	5	6,08
		$\Sigma m_i = 26$	Критерій Романовського 3.54

В роботі [54] приведено наступну залежність для визначення коефіцієнта витрати, яка використовується при витіканні для турбулентного режиму

$$\mu = 0,457 \cdot \text{Re}^{-0,008 \left(\frac{a}{b}\right)^{-0,24}}, \quad (2.10)$$

де  $a$  і  $b$  – діагоналі отвору, який має форму ромба;

$\text{Re}$  – число Рейнольдса.

Визначені значення коефіцієнта витрати за запропонованою залежністю (2.9) та за (2.10) для отвору з відношенням  $l/b=6,67$  співпадають і становлять 0,67.

Для уніфікації розрахунку при визначенні числа Рейнольдса для отворів неправильної форми вводиться поняття гідравлічного радіуса. В цьому випадку діаметр у всіх формулах замінюється на характерний розмір, рівний чотирьом гідравлічним радіусам.

Оскільки при аварійних ситуаціях визначити лише найбільші повздовжні та поперечні розміри набагато простіше, ніж гідравлічний радіус, то формула (2.9) більш доступніша у використанні.

На основі досліджень [55] встановлено, що для круглих і прямокутних отворів коефіцієнт стиску складає 0,6 – 0,64 (меншим отворам відповідає більше значення, а більшим – менше значення цього коефіцієнта).

А оскільки коефіцієнт витрати визначається за залежністю

$$\mu = \varepsilon \cdot \varphi,$$

де  $\varepsilon$  – коефіцієнт стиску,  $\varphi$  – коефіцієнт швидкості, то можна зробити висновок, що для менших отворів буде більше значення коефіцієнта витрати, що підтверджує адекватність моделі, одержаної для визначення коефіцієнта витрати.

З аналізу форм отворів, які утворюються в тілі труби в результаті аварійної ситуації, видно, що ці отвори далеко не круглої форми. Тому при визначенні дійсної витрати необхідно визначити коефіцієнт витрати з врахуванням найбільших поздовжніх і поперечних розмірів. А у випадку круглого отвору, коли  $l=b$ , коефіцієнт витрати буде рівний 0,62, тобто його значення відповідатиме круглим отворам.

На основі статистичної обробки результатів експериментів одержана залежність для визначення коефіцієнта витрати при витіканні через щілини.

Для щілин довжиною до 20 мм коефіцієнт витрати рівний:

$$\mu = 0,62 + 0,242 \lg \frac{l}{b}, \quad (2.11)$$

де  $l$  – найбільший повздовжній розмір щілини;

$b$  – найбільший поперечний розмір щілини.

Межі використання залежності (2.11)  $10 < \frac{l}{b} \leq 20$ .

Для щілини довжиною більших за 20 мм справедлива залежність:

$$\mu = 0,62 + 0,0644 \lg \frac{l}{b}. \quad (2.12)$$



Межі використання залежності (2.12)  $20 < \frac{l}{b} \leq 100$ .

Коефіцієнт витрати, визначений за залежністю (2.11), для щілини №2 (рис.2.5):  $\mu=0,897$ . Середнє значення коефіцієнта витрати для цієї щілини, визначене експериментально, рівне  $\mu=0,911$ . При цьому похибка становить 1,5%.

Коефіцієнт витрати, визначений за залежністю (2.12), для щілини №4:  $\mu=0,705$ . Середнє значення коефіцієнта витрати для цієї щілини, визначене експериментально, рівне  $\mu=0,696$ . При цьому похибка становить 1,3 %.

Отже, коефіцієнт витрати для щілинного отвору більший за коефіцієнт витрати при витіканні через круглий отвір. Зростання втрат із щілинного отвору при цьому більше, ніж з круглого при однакових площах отворів. Для малих отворів ця різниця помітніша.

Дослідивши отвори різної конфігурації, та одержавши залежності для визначення коефіцієнта витрати, можна спрогнозувати кількість рідини, яка витече із щілини при виникненні аварійної ситуації.

На ділянці нафтопроводу "Дружба" в 2003 р. виникла аварія. Об'єм розлитої нафти складав  $129,8 \text{ м}^3$ . На трубі зовнішнім діаметром 529 мм, товщиною стінки 9 мм розійшовся заводський шов, створивши тріщину, довжина якої  $l=148 \text{ мм}$ , максимальна ширина  $b=44 \text{ мм}$ . Тиск в трубопроводі впав з  $25 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$  до  $4 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$ . Об'єм розлитої нафти, визначений за (2.1) склав  $135,9 \text{ м}^3$ , при цьому коефіцієнт витрати визначений за запропонованою залежністю (2.9) становив  $\mu=0,71$ . Похибка при визначенні об'єму нафти при витіканні склала 4,7 %, що підтверджує адекватність моделі для визначення витрати процесам, які відбуваються при витіканні через отвори некруглої форми.

Результати діагностування стану труби за допомогою Магнескана вказують на ризики на певних ділянках при експлуатації трубопроводу. Отже,

визначивши дійсну витрату нафтопродукту при можливому витіканні можна спрогнозувати екологічний ризик.

За критерій екологічного ризику прийнято відношення кількості рідини, що може витікати у випадку аварійної ситуації через дефект, визначений за допомогою Магнескана, до максимальної кількості рідини, що може витікати через дефектний отвір в тілі труби. Результати розрахунку наведені в табл. 2.5 та на рис. 2.6.

Таблиця 2.5 –

## Результати розрахунку екологічного ризику

№п/п	Довжина ділянки трубопроводу, м	Екологічний ризик
1	0	0,0279
2	14,91	0,0641
3	14,91	0,0494
4	14,91	0,2731
5	14,91	0,1199
6	29,36	0,0401
7	29,36	0,0357
8	54,4	1
9	68,63	0,0414
10	68,63	0,2102
11	68,63	0,0304
12	68,63	0,398
13	68,63	0,0664
14	68,63	0,0603
15	83,39	0,0221
16	83,39	0,2427
17	83,39	0,0376

Продовження табл. 2.5

№п/п	Довжина ділянки трубопроводу, м	Екологічний ризик
18	83,39	0,0488
19	83,39	0,0221
20	83,39	0,0166

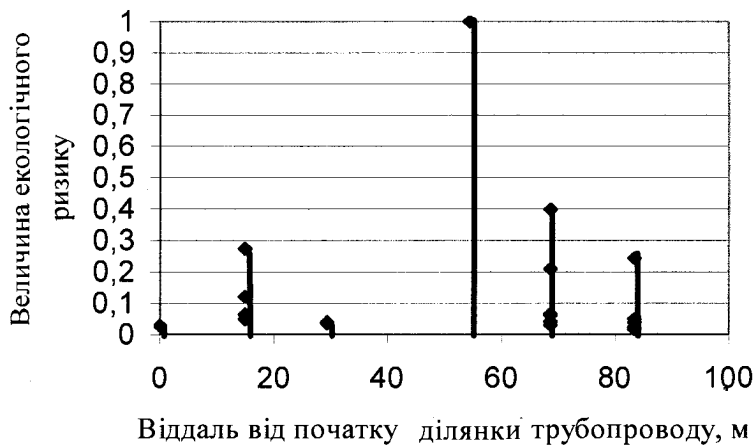


Рис. 2.6. Залежність екологічного ризику від довжини ділянки трубопроводу

Використовуючи окремо технічний або екологічний ризику не можна дати правильну оцінку небезпеки тієї чи іншої ділянки. Тому для цього доцільно використати адаптаційний метод і запропонувати послідовність заходів для

попередження аварійної ситуації на тій чи іншій ділянці трубопроводу.

Для цього використаємо метод рангової класифікації, що є найбільш простим і ефективним методом класифікації об'єктів.

## 2.6. Визначення небезпечних ділянок трубопроводів за допомогою методу рангової класифікації

Метод рангової класифікації полягає в наступному: відбирають найбільш інформативні ознаки, які характеризують розподіл об'єктів по класах. Весь діапазон зміни кожної ознаки розбивають на ряд інтервалів і кожному інтервалу присвоюють певне число рангів. Всім значенням ознак, які

попадають в даний інтервал, присвоюється значення рангу, яке відповідає цьому інтервалу [25, 62].

Функція класифікації  $\Phi$  для даного об'єкту визначається сумуванням значень рангів по всіх ознаках, які характеризують даний об'єкт:

$$\Phi = \sum_{i=1}^k R_{xi}. \quad (2.13)$$

Розглянемо застосування методу рангової класифікації на прикладі розпізнавання ризиків на нафтопроводі. Для визначення, який же з дефектів має найбільший вплив на ризики при експлуатації трубопроводів, використаємо метод рангової класифікації.

В табл. 2.6 представлені інтервали значень кожної ознаки і відповідні їм ранги.

Таблиця 2.6 –

Розподіл значень рангів по інтервалах кожної ознаки

№ інтервалу	Технічний ризик	Екологічний ризик	Значення рангів
1	0,021 – 0,063	0,0166 – 0,181	0
2	0,063 – 0,105	0,181 – 0,344	1
3	0,105 – 0,147	0,344 – 0,508	2
4	0,147 – 0,190	0,508 – 0,672	3
5	0,190 – 0,232	0,672 – 0,836	4
6	0,232 – 0,274	0,836 – 1	5

Визначаємо частоту попадання технічних та екологічних ризиків в інтервали та знаходимо суму рангів (табл. 2.7).

За даними табл. 2.7 будуємо графічну залежність технічного ризику від екологічного (рис. 2.7), що підтверджує і дещо уточнює результати, наведені на рис. 1.4. Згідно методу рангової класифікації виділяємо чотири ділянки, що є небезпечними, в порядку послідовності проведення заходів для попередження

аварій. Як видно із аналізу рис. 2.7, найбільш небезпечним при експлуатації є пошкодження, що відповідає області 1 (дефект №8, сума рангів 10, табл. 2.7), помірно небезпечними є дефекти, які обмежені областями 2 і 3.

Таблиця 2.7 –

## Рангова класифікація

Номер об'єкта	Технічний ризик, $R_T$	Значення рангу ознаки	Екологічний ризик $R_e$	Значення рангу ознаки	Сума рангів
1	0,021	0	0,0279	0	0
2	0,059	0	0,06407	0	0
3	0,080	1	0,0494	0	1
4	0,056	0	0,2731	1	1
5	0,097	1	0,1199	0	1
6	0,035	0	0,0401	0	0
7	0,030	0	0,0357	0	0
8	0,274	5	1,0	5	10
9	0,025	0	0,04139	0	0
10	0,059	0	0,2102	1	1
11	0,021	0	0,03042	0	0
12	0,036	0	0,3980	2	2
13	0,040	0	0,06642	0	0
14	0,050	0	0,0603	0	0
15	0,030	0	0,02211	0	0
16	0,022	0	0,2427	1	1
17	0,034	0	0,03757	0	0
18	0,030	0	0,04876	0	0
19	0,030	0	0,02212	0	0
20	0,030	0	0,01655	0	0

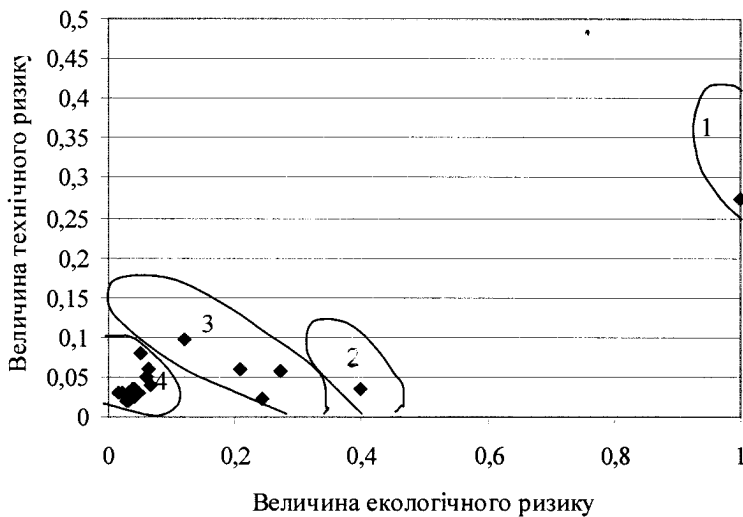


Рис. 2.7. Залежність технічного ризику від екологічного

## 2.7. Визначення об'ємів витікань з трубопроводів

Знаходження об'ємів витікань з трубопроводів є актуальною проблемою трубопровідного транспорту.

Сильний розрив трубопроводу при його експлуатації визначається за падінням тиску. Але не завжди падіння тиску пов'язане з витіканням нафтопродуктів.

Використання методу, пов'язаного з різницею витрат рідини на початковому та кінцевому пунктах трубопроводу, також має недоліки.

Німецька компанія "ПСІ АГ" розробила і дослідила в промислових умовах динамічний метод визначення та локалізації розриву трубопроводів. Враховуючи велику кількість факторів, які впливають на визначення цілісності трубопроводу, необхідно впровадити універсальну систему визначення витікань нафтопродуктів з відповідним програмним забезпеченням, щоб, аналізуючи поточні параметри, можна було об'єктивно оцінити стан трубопроводу та наявність в ньому витікань. Цим актуальним питанням присвячені роботи М.В. Лур'є, П.С. Макарова, В.А. Чернікіна і інших [26, 37, 56].

Проаналізувавши результати досліджень [11, 12, 26, 56, 115], використаємо метод визначення розриву трубопроводу порівнянням об'ємів нафтопродукту на початковому та кінцевому пунктах трубопроводу.

Нехай контрольний об'єм нафтопродукту буде рівний (при розриві трубопроводу ця величина буде мати від'ємне значення):

$$V(t) = V_t - V_{t_0} - V_x(t - t_0) + V_x(t), \quad (2.14)$$

де  $V_t$ ,  $V_{t_0}$  – очікуваний об'єм нафтопродукту, який перекачаний по трубопроводу, і на початковий момент спостереження ( $t_0$ ) відповідно;

$V_x(t - t_0)$  – зміна об'єму продукту за час спостереження;

$V_x(t)$  – відхилення об'єму продукту при зміні тиску та температури.

Ця методика не враховує можливих наявностей газових порожнин в трубопроводі.

Для визначення об'єму рідини необхідно вимірювати значення витрати, тиску та температури не лише на початку та кінці трубопроводу, а й по трасі трубопроводу, оскільки зміна цих величин призводить до зміни об'єму.

При різко пересіченому профілі траси необхідно враховувати наявність газової порожнини при перекачуванні нафти, що призводить до зміни об'єму.

При визначенні відхилення об'єму будемо враховувати температурне розширення продукту та його об'ємне стиснення, а також наявність парогазових порожнин при русі нафти по різко пересіченому профілю траси.

В рівнянні (2.14) виразимо відхилення об'єму з врахуванням температурного розширення та об'ємного стиснення, а також наявності парогазових порожнин при русі нафти по різко пересіченому профілю траси.

Зміну об'єму нафти внаслідок температурного розширення рідини  $\Delta V_T$  враховує коефіцієнт температурного розширення  $\beta_T$ .

Зміна об'єму

$$\Delta V_T = V_0 \cdot \beta_T \cdot \Delta T, \quad (2.15)$$

де  $V_0$  – початковий об'єм рідини  $V_0 = V_{t_0}$ ;

$\Delta T$  – зміна температури.

Зміну об'єму нафти внаслідок об'ємного стиснення нафти  $\Delta V_p$  враховує коефіцієнт об'ємного стиску  $\beta_V$ .

Зміна об'єму

$$\Delta V_p = V_0 \cdot \beta_V \cdot \Delta p, \quad (2.16)$$

де  $\Delta p$  – зміна середнього тиску в трубопроводі за період від початкового моменту  $t_0$  до моменту  $t$ .

При напірній течії рідини по трубопроводах живий переріз потоку дорівнює площі поперечного перерізу самого трубопроводу. В цьому випадку потік обмежений замкнутим контуром. При русі рідини на ділянках із частково заповненим перерізом всі точки вільної поверхні потоку знаходяться під однаковим тиском газової порожнини. Будь-яка зміна, наприклад, нахилу трубопроводу при сталій витраті або витрати при сталому нахилі труби до горизонталі на самопливних ділянках призводить до зміни середньої швидкості руху, живого перерізу та координати вільної поверхні потоку (висота заповнення).

Оскільки сума площ поперечних перерізів, які займає рідина і газ, рівна площі поперечного перерізу трубопроводу, то з умови нерозривності виходить:

$$\frac{S_c}{S} = \frac{v}{v_c}, \quad (2.17)$$

де  $S$  – площа поперечного перерізу трубопроводу;

$S_c$  – площа живого перерізу, заповненого рідиною на самопливних ділянках;

$v$  – середня швидкість руху нафти;

$v_c$  – середня швидкість руху нафти на самопливній ділянці.

Позначимо

$$\alpha = \frac{S_c}{S}, \quad n = \frac{l_c}{l}, \quad b = \alpha \cdot n, \quad (2.18)$$



де  $l$  – довжина трубопроводу;

$l_c$  – довжина самопливної ділянки.

Середню швидкість руху нафти на самопливній ділянці  $v_c$  знайдемо за залежністю [42]

$$\frac{v}{v_c} = 4800 \frac{i^{0,326}}{\text{Re}^{0,66}}, \quad (2.19)$$

де  $i$  – гідравлічний нахил на самопливній ділянці.

$\text{Re}$  – число Рейнольдса.

Відхилення об'єму нафтопродукту з врахуванням (2.15, 2.16, 2.17) матиме такий вигляд:

$$V_x(t) = V_{t_0} \cdot (1 - b)(\beta_T \cdot \Delta T - \beta_V \cdot \Delta p), \quad (2.20)$$

Рівняння (2.14) з врахуванням (2.20) матиме такий вигляд:

$$V(t) = V_t - V_{t_0} - V_x(t - t_0) + V_{t_0} \cdot (1 - b)(\beta_T \cdot \Delta T - \beta_V \cdot \Delta p). \quad (2.21)$$

Використавши програму “Excel” розрахуємо значення контрольного об'єму рідини при зміні тиску і температури на ділянці трубопроводу (зміна температури  $\Delta T = (1 - 10)^\circ\text{C}$ , зміна середнього тиску в трубопроводі  $\Delta p = (0,5 \cdot 10^5 - 0,5 \cdot 10^6)\text{Па}$ ).

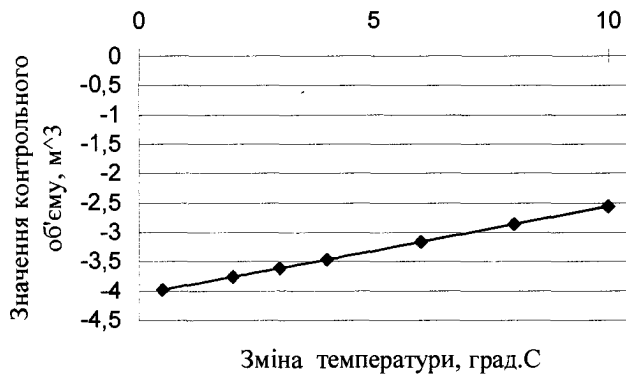


Рис. 2.8. Графік залежності контрольного об'єму нафтопродукту від зміни температури (при зміні об'єму нафтопродукту за час спостереження на  $4 \text{ м}^3$  та при зміні середнього тиску  $0,5 \cdot 10^6 \text{ Па}$ )

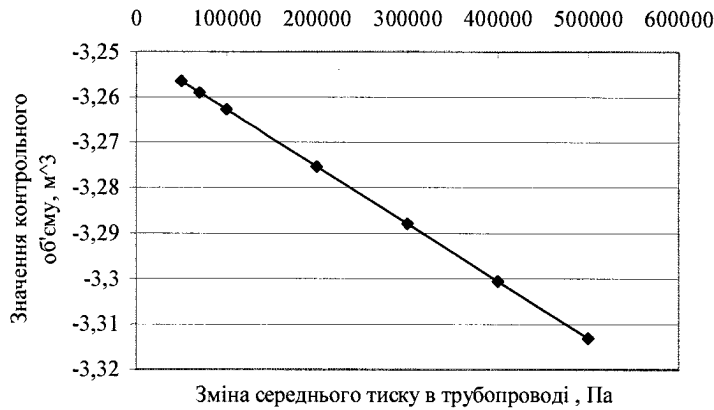


Рис.2.9. Графік залежності контрольного об'єму нафтопродукту від зміни середнього тиску в трубопроводі (при зменшенні об'єму нафтопродукту за час спостереження на  $4 \text{ м}^3$ , та при зміні температури на  $5 \text{ град.С}$ )



Рис.2.10. Залежність контрольного об'єму нафтопродукту від зміни його об'єму за час спостереження (при фіксованих значеннях зміни середнього тиску ( $0,5 \text{ МПа}$ ) та перепаду температур ( $5 \text{ град.С}$ ))

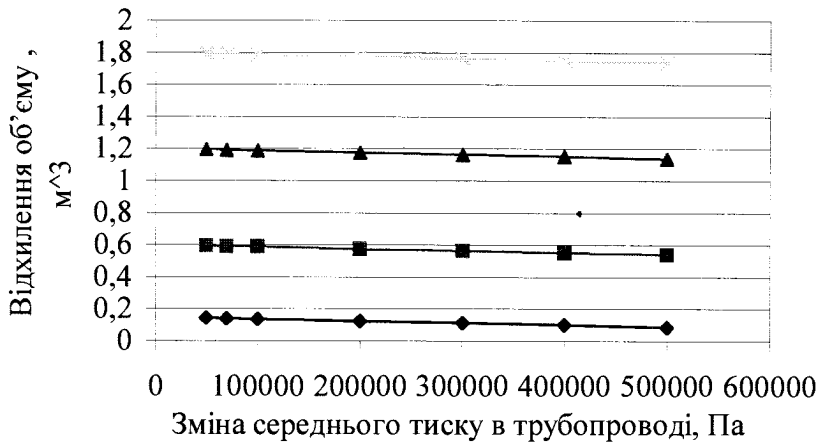


Рис. 2.11. Відхилення об'єму з врахуванням температурного розширення та об'ємного стиснення, а також наявності парогазових порожнин:

- ◆ зміна температури 1 град.С;
- зміна температури 4 град.С;
- ▲ зміна температури 8 град.С;
- ⊗ зміна температури 12 град.С.

Отже, як видно з рис. 2.10, значення контрольного об'єму нафти з врахуванням зміни середнього тиску (0,5 МПа), перепаду температур (5 °С)), а також наявності парогазових порожнин при русі нафти по різко пересіченому профілю траси, є від'ємним при зміні об'єму нафтопродукту за час спостереження більше  $0,7\text{м}^3$ , що свідчить про наявність витоків нафти.

Використавши рис. 2.11, можна знайти відхилення даного об'єму нафти з врахуванням температурного розширення та об'ємного стиснення, а також наявності парогазових порожнин при русі нафти по різко пересіченому профілю траси (при заданому співвідношенні цих параметрів). Якщо зміна об'єму продукту за час спостереження перевищує отримане значення, то роблять висновок про наявність витоків нафти.

## 2.8. Висновки

1. Обґрунтовано вибір напрямку досліджень, пов'язаного з прогнозуванням екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси.

2. Проведені лабораторні дослідження процесу витікання рідини згідно методики раціонального планування експериментів. В результаті обробки експериментальних даних одержані залежності для визначення коефіцієнта витрати для отворів некруглої форми та щілин, що дасть можливість з більшою вірогідністю визначити дійсну витрату рідини для прогнозування екологічного ризику. Похибка при визначенні витрати не перевищує 4,7 %.

3. Доцільно використовувати адаптаційний метод рангової класифікації, розглядаючи технічний та екологічний ризики у взаємозв'язку, що дасть можливість визначати небезпечні ділянки трубопроводу та планувати послідовність проведення заходів для підвищення надійності їх експлуатації.

4. Для виявлення незначних витікань нафти з трубопроводу, що складають 1 % від об'єму перекачування нафти, запропоновано динамічний метод з врахуванням температурного розширення, об'ємного стиску та наявності парогазових порожнин.

### РОЗДІЛ 3

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ФАКТОРІВ НА ТЕХНІЧНИЙ РИЗИК ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВОДІВ

На процес витікання нафти має значний вплив перепад тиску в трубопроводі. Тиск на ділянці трубопроводу залежить як від режиму транспортування, так і профілю траси.

При проектуванні та експлуатації лінійної частини нафтопроводу враховуються максимально можливі тиски, які створюються на кожній ділянці трубопроводу.

На сьогодні в зв'язку з підвищеними вимогами до захисту довкілля проблемі контролю за станом нафтопроводів та їх надійності приділяється особлива увага. Для контролю параметрів транспортування і стану трубопроводу необхідні дані про тиски і температури в найбільш відповідальних точках траси.

Порівняння гідравлічних характеристик, розрахованих за формулою Дарсі – Вейсбаха з використанням існуючих залежностей для коефіцієнта гідравлічного опору, з характеристиками, одержаними в процесі експлуатації трубопроводу, вказує на великі відхилення. Ці відхилення можна пояснити впливом на гідравлічні характеристики різних факторів, які важко врахувати в детермінованих моделях: корозійне зношення стінок труби, наявність відкладів парафіну, накопичення води, газу, зміна форми поперечного перерізу труби, неізотермічність транспортування, наявність шляхових відборів та підкачок по довжині труби.

Тому практичне значення мають математичні моделі процесу транспортування, отримані в результаті статистичної обробки даних промислових вимірювань та диспетчерських даних.

Дослідимо вплив факторів на перепад тиску в нафтопроводі Долина-Ірогобич, використавши дані промислових вимірювань.

Вплив різних факторів на даний процес можна визначити на основі обчислення інформативності цих факторів.

В якості показника процесу вибираємо перепад тиску. Факторами, які впливають на процес транспортування, будуть:

- витрата рідини;
- початкова і кінцева температури транспортування;
- в'язкість нафти при цих температурах;
- густина рідини.

Нижче приводиться аналіз інформативності різних факторів, які впливають на перепад тиску.

### 3.1. Аналіз інформативності ознак на показник процесу

Слід врахувати, що не всі технологічні параметри однаково впливають на перепад тиску і однаково чутливі. Тому необхідно оцінювати раціональну кількість параметрів, що контролюються і впливають на елемент системи, яка досліджується.

Окремі параметри, що контролюються, можуть бути як зовсім незалежними одні від одних, так і мати різний ступінь кореляційних зв'язків. В багатьох випадках навіть при наявності зв'язку між параметрами, величини яких контролюються, зручно вважати ці параметри взаємозалежними. Це може полегшити можливість їх оцінки. Однак врахування корельованості даних вимірювань бажане як для підвищення вірогідності контролю, так і для мінімізації кількості параметрів.

Якщо необхідно встановити не тільки факт впливу того чи іншого фактора на хід процесу, але й ступінь впливу окремих факторів і їх взаємодії, використовується дисперсійний аналіз. Поряд з дисперсійним аналізом вплив

різних факторів на показник процесу можна знайти шляхом визначення інформативності цих факторів. Величини інформативності параметрів можуть використовуватися в задачах розпізнавання образів як коефіцієнти, що визначають ступінь впливу кожного чинника. Цієї інформації на основі дисперсійного аналізу дістати неможливо, оскільки критерій Фішера та інші статистичні критерії дають змогу оцінити достовірність відмінностей, тоді як інформативність дає ступінь цих відмінностей.

З метою оцінки інформативності параметрів використаємо міру Кульбака [52].

В умовах магістрального нафтопроводу з допомогою приладів можна визначити або виміряти такі параметри роботи його лінійної частини, як перепад тиску, початкова і кінцева температури в трубопроводі, витрата нафти і її густина, в'язкість нафти при початковій і кінцевій температурах. Визначимо інформативність цих ознак відносно перепаду тиску на прикладі конкретного нафтопроводу. Дані промислових вимірювань приведені в табл. 3.1 [100].

Фактори, що впливають на досліджуваний процес, розбиваємо на дві групи. Перша група характеризується зміною перепаду тиску в діапазоні від 2,992 МПа до 3,3255 МПа, а друга від 3,3255 МПа до 3,659 МПа. Це і будуть групи *A* і *B*. Візьмемо один із параметрів, наприклад, “витрата”, який змінюється в межах від 0,0566 м<sup>3</sup>/с до 0,0635 м<sup>3</sup>/с і розіб'ємо його на вісім інтервалів. Ці інтервали внесемо в табл. 3.2. В наступні дві графи (частота попадання в групи *A* і *B*) розмістимо дані про частоту попадання в кожний інтервал. В наступні дві графи запишемо частість попадання в групи *A* і *B*, виражену в процентах. За сто відсотків приймається сума частостей відповідно *A* і *B* на всіх діапазонах.

З метою зведення до мінімуму вплив вибору меж інтервалів на результати вираховуємо середньо згладжені частоти  $Z_{чA}$  і  $Z_{чB}$  методом обчислення зваженої ковзної середньої. Далі визначаємо діагностичний коефіцієнт  $DK$ , який дорівнює логарифмові відношення згладжених частостей, помноженому

на 10. Визначимо інформативність для кожного інтервалу за формулою Кульбака [52]

$$I_i = \frac{1}{2} DK_i (3\alpha_i - 3\beta_i). \quad (3.1)$$

Інформативність параметра “витрата” буде дорівнювати сумі інформативностей цього параметра в кожному із інтервалів. В нашому випадку для параметра “витрата” він дорівнює 0,994.

Таблиця 3.1 –

Дані промислових вимірювань на нафтопроводі

Номер експеримента	Перепад тиску $\Delta p$ , МПа	Початкова температура $T_p$ , °C	Кінцева температура $T_k$ , °C	В'язкість при $T_p$ $\nu_p$ , мм <sup>2</sup> /с	Витрата $Q$ , м <sup>3</sup> /с	Густина $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	В'язкість при $T_k$ $\nu_k$ , мм <sup>2</sup> /с
1	3,296	47,9	19,1	3,5	0,0635	840,7	19,2
2	2,992	49,8	18,3	3,3	0,0566	840,6	21,5
3	3,032	49,6	17,7	3,3	0,0578	841,0	24,8
4	3,571	46,8	17,2	3,6	0,0610	841,9	19,5
5	3,630	39,6	16,2	4,1	0,0579	844,2	20,5
6	3,659	41,6	16,1	4,0	0,0608	843,7	20,5
7	3,395	52,3	18,2	3,5	0,0590	834,1	27,0
8	3,179	47,2	16,5	4,8	0,0580	836,2	30,0
9	3,531	46,1	15,6	4,9	0,0570	836,8	55,0



Таблиця 3.2 –

## Визначення інформативності ознаки “витрата”

Інтервал	Частота попада- ння в групи		Частість, %				Відно- шення згладже- них часто- стей	Діагно- стичний коєфі- цієнт	Розрахун- кова значу- щість ознаки
			імовірна		згладжена				
	A	B	A	B	ЗчА	ЗчВ			
					2,5	2			
					10	6			
0,0566 – 0,0574625	1	1	25	20	20	14	1,477273	1,694607	0,050838
0,057625 – 0,058325	2	1	50	20	25	16	1,5625	1,9382	0,087219
0,058325– 0,0591875	0	1	0	20	12,5	16	0,78125	-1,0721	0,018762
0,0591875 – 0,06005	0	0	0	0	5	12	0,416667	-3,80211	0,133074
0,06005 – 0,0609125	0	1	0	20	0	14	0	0	0
0,0609125 – 0,061775	0	1	0	20	2,5	12	0,208333	-6,81241	0,32359
0,061775 – 0,0626375	0	0	0	0	5	6	0,833333	-0,79181	0,003959
0,0626375 – 0,0635	1	0	25	0	10	2	8,75	9,420081	0,376803
					5				
					2,5				
	4	5	100	100	100	100			$I_Q = 0,994245$

В табл. В.1 – В.5 відповідно (додаток В), приведені дані визначення інформативності таких параметрів: початкова температура, кінцева температура, в'язкість нафти при початковій температурі, густина і в'язкість нафти при кінцевій температурі. Як видно із результатів розрахунків, найбільшу інформативність мають показники “кінцева температура” ( $I = 2,228741$ ) і “густина” ( $I = 1,645409$ ). Практично однакову інформативність мають параметри “початкова температура” ( $I = 1,103868$ ) і “витрата” ( $I = 0,994245$ ). Невисоку інформативність має параметр “в'язкість нафти при початковій температурі” ( $I = 0,769632$ ). Оскільки, для ознаки “в'язкість нафти при кінцевій температурі” ( $I = 0,333302$ ) інформативність менша 0,5, то її не рекомендується враховувати при визначенні перепаду тиску.

За результатами розрахунків побудована діаграма інформативності параметрів на процес перекачування (рис. 3.1).

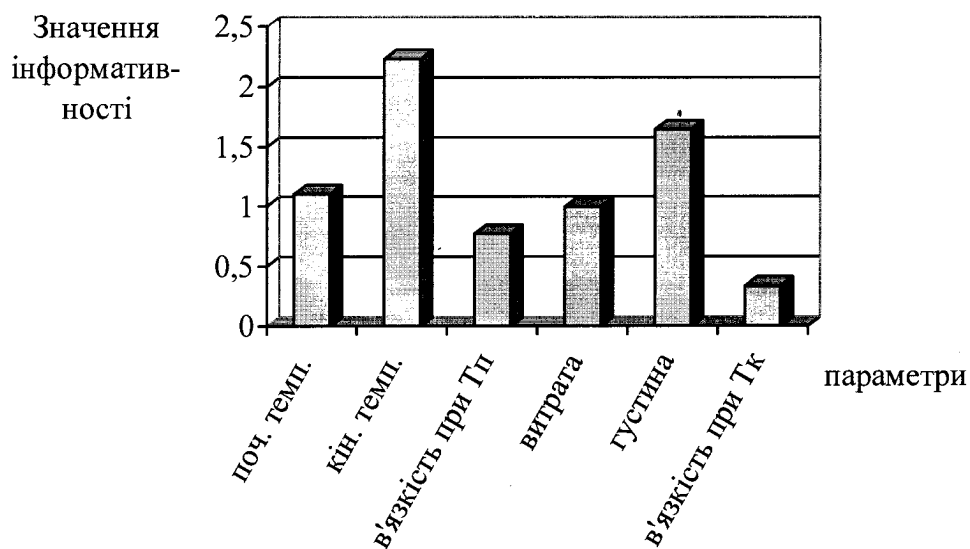


Рис. 3.1. Аналіз інформативності параметрів на процес перекачування

### 3.2. Метод побудови регресійних моделей для визначення перепаду тиску в трубопроводі

Перепад тиску на певній ділянці трубопроводу служить мірою визначення стану трубопроводу.

Із аналізу інформативності даних можна зробити наступний висновок: на перепад тиску суттєво впливають початкова та кінцева температура нафти, густина та витрата, має вплив також в'язкість при початковій температурі.

Будь-який трубопровід можна розглядати як неізотермічний, тому що лише на певній віддалі по трубопроводу температура нафти наближається до температури ґрунту. А якщо врахувати протяжність трубопроводу, то на певних ділянках буде й різна температура.

За результатами експериментів (табл. 3.1), які проведені на промисловому трубопроводі, побудуємо математичні моделі залежності перепаду тиску від факторів, що впливають на даний процес. Визначимо дисперсії та коефіцієнти кореляції за формулами [62].

В даному випадку показником процесу є перепад тиску  $\Delta p$  на певній ділянці трубопроводу.

Допоміжні розрахунки для визначення статистичних характеристик для перепаду тиску занесені в табл. Д.1 додатку Д.

Аналогічні розрахунки для витрати, початкової температури, кінцевої температури, густини та в'язкості при початковій температурі представлені в табл. Д.2-Д.6.

Розглянемо вивід рівняння регресії для визначення перепаду тиску при транспортуванні нафти по трубопроводу.

В табл. 3.3 приведені значення коефіцієнтів кореляції та середньоквадратичні відхилення.

Таблиця 3.3 –

## Кореляційна матриця

Факто- ри і показ- ник	Коефіцієнти кореляції						Сере- дне значе- ння	Середньо- квадратич- не відхилення
	у	x <sub>1</sub>	x <sub>2</sub>	x <sub>3</sub>	x <sub>4</sub>	x <sub>5</sub>		
у	1	0,3238	-0,688	-0,579	0,3688	0,2816	3,365	0,2542
x <sub>1</sub>	0,3238	1	0	0	0	0	0,0591	0,002258
x <sub>2</sub>	-0,688	0	1	0	0	0	46,77	3,9972
x <sub>3</sub>	-0,579	0	0	1	0	0	17,21	1,1900
x <sub>4</sub>	0,3688	0	0	0	1	0	3,889	0,61124
x <sub>5</sub>	0,2816	0	0	0	0	1	839,91	3,467868

Оскільки розрахунки були сплановані за методом комбінаційного квадрату, то завдяки нейтралізації взаємного впливу факторів коефіцієнти їх парної кореляції рівні нулю.

За даними табл. (3.3) записується система рівнянь

$$\begin{cases} 0,2542 \cdot 0,323768 = a_1 \cdot 0,002258 + 0 + 0 + 0 + 0; \\ 0,2542 \cdot (-0,68766) = 0 + a_2 \cdot 3,9972 + 0 + 0 + 0; \\ 0,2542 \cdot (-0,57929) = 0 + 0 + 1,1900 \cdot a_3 + 0 + 0; \\ 0,2542 \cdot 0,368784 = 0 + 0 + 0 + 0,61124 \cdot a_4 + 0; \\ 0,2542 \cdot 0,2816 = 0 + 0 + 0 + 0 + 3,467868 \cdot a_5, \end{cases}$$

$$a_0 = \bar{y} - \sum_{i=1}^n a_i \cdot \bar{x}_i,$$

звідси

$$a_1 = 36,44899 ; a_2 = -0,04373; a_3 = -0,12374; a_4 = 0,153368; a_5 = 0,020639729; \\ a_0 = -12,547.$$

Рівняння регресії записується в такому вигляді

$$\Delta p = -12,547 + 36,44899 \cdot Q - 0,04373 \cdot T_{II} - 0,12374 \cdot T_K + \\ + 0,153368 \cdot \nu_{II} + 0,020639729 \cdot \rho, \quad (3.2)$$

де  $\Delta p$  – перепад тиску, МПа;  $Q$  – об’ємна витрата,  $m^3/c$ ;  $T_{II}$  – початкова температура нафти,  $^{\circ}C$ ;  $T_K$  – кінцева температура нафти,  $^{\circ}C$ ;  $\nu_{II}$  – в’язкість нафти при початковій температурі,  $mm^2/c$ ;  $\rho$  – густина нафти  $kg/m^3$ .

Оскільки, для основних параметрів процесу перекачування критерій надійності  $\theta < 2,6$ , то стверджувати з необхідною ймовірністю про наявність лінійного кореляційного зв’язку не можна. Крім цього, формула (3.2) включає в себе велику кількість параметрів, які визначаються чи вимірюються з деякою похибкою, за рахунок цього зростає і похибка визначення перепаду тиску. Тому здійснимо лінеаризацію кривої регресії, при цьому врахуємо вплив на перепад тиску найвагоміших параметрів, значення яких можна виміряти за допомогою штатних приладів: витрати, в’язкості нафти при початковій температурі та початкової температури.

Функції перетворення вибираємо на основі графічного аналізу даних промислових вимірювань [25].

$$y = jx^{\beta}, \text{ де } j = e^{\alpha}$$

та

$$y = je^{\beta x}, \text{ де } \beta > 0.$$

Проводимо лінеаризацію, зробивши такі перетворення: показник процесу  $y$  виражаємо через  $\ln \Delta p$ , ознаку “витрата”  $x_1$  виражаємо через  $\ln Q$ , ознаку “початкова температура”  $x_2$  – через  $1/T_{II}$ , ознаку “в’язкість при початковій температурі”  $x_3$  – через  $\ln \nu$ .

Результати розрахунків наведені в додатку Е.

Отримана математична модель має такий вигляд:

$$\Delta p = p' e^{2,31196+0,692399 \cdot \ln(Q/Q') + 26,6998 \cdot T_{п}' / T_{п} + 0,21022 \cdot \ln(v/v')} \quad (3.3)$$

де  $p'$  – одиничне значення тиску, МПа;  $Q'$  – одиничне значення об'ємної витрати, м<sup>3</sup>/с;  $T_{п}'$  – одиничне значення початкової температури нафти, °С;  $v'$  – одиничне значення в'язкості нафти при початковій температурі, мм<sup>2</sup>/с.

Параметр в'язкість нафти залежить від початкової температури, тому немає потреби його виділяти окремо, оскільки, вплив в'язкості нафти при початковій температурі на перепад тиску вже закладено в значення цієї температури. Отже, математична модель, яка зв'язує показник процесу з найбільш інформативними ознаками має такий вигляд:

$$\Delta p = p' e^{2,59528+0,692399 \cdot \ln(Q/Q') + 26,6998 \cdot T_{п}' / T_{п}} \quad (3.4)$$

Порівняємо дані вимірювань перепаду тиску на нафтопроводі із значенням перепаду тиску, одержаного за математичними моделями (3.2), (3.3) та (3.4) (табл. 3.4).

Як видно з табл. 3.4 похибка при визначенні перепаду тиску за запропонованою залежністю (3.4) не перевищує 7,4 %.

Отже, можна говорити про адекватність даної моделі процесам, що відбуваються в нафтопроводі.

Степінь відповідності експериментальних даних і значень розрахованих за рівнянням (3.4) встановлює міра ідентичності.

Вчислений за величиною міри ідентичності коефіцієнт множинної кореляції  $R_y$  рівний 0,8. За запропонованою моделлю (3.4) побудуємо графіки залежності перепаду тиску  $\Delta p$  від витрати  $Q$  при зміні початкової температури в межах від 38°С до 54°С (рис. 3.2), а також в порівнянні з даними промислових вимірювань (рис.3.3).

Таблиця 3.4 –

## Перепад тиску в трубопроводі

№ п/п	Перепад тиску, що виміряний на трубопроводі, МПа	Розрахунок перепаду тиску за запропонованими моделями					
		Залежність (3.2)		Залежність (3.3)		Залежність (3.4)	
		$\Delta p$ , МПа	Похиб- ка, %	$\Delta p$ , МПа	Похиб- ка, %	$\Delta p$ , МПа	Похиб- ка, %
1	3,296	3,1980	2,9	3,4007	3,2	3,4693	5,2
2	2,992	2,9297	2,1	3,0365	1,5	3,1363	4,8
3	3,032	3,0647	1,1	3,0876	1,8	3,1890	5,2
4	3,571	3,4302	3,9	3,3709	5,6	3,4186	4,2
5	3,630	3,8799	6,9	3,7067	2,1	3,6577	0,8
6	3,659	3,8849	6,2	3,6928	0,9	3,6629	0,1
7	3,395	2,8167	17,0	3,0839	9,2	3,1461	7,3
8	3,179	3,4564	8,7	3,4415	8,3	3,2854	3,3
9	3,531	3,6071	2,2	3,4615	2,0	3,2902	6,8

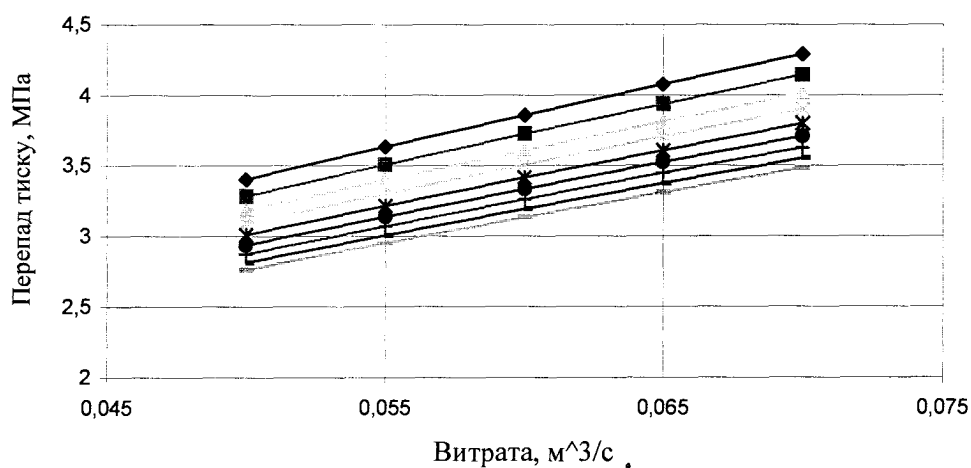


Рис. 3.2. Залежність перепаду тиску від витрати при зміні початкової температури:

- ◆ Тп=38 градС;    ■ Тп=40 градС;    ▲ Тп=42 градС;    ● Тп=44 градС;    ✱ Тп=46 градС;  
 ● Тп=48 градС;    ┆ Тп=50 градС;    ┆ Тп=52 градС;    ┆ Тп=54 градС.

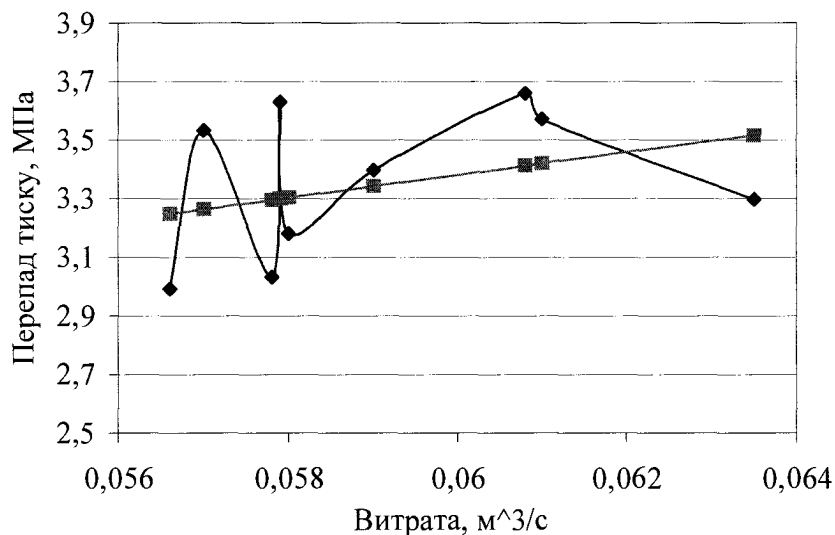


Рис. 3.3. Порівняльна характеристика втрат тиску:

- ◆— перепад тиску за промисловими вимірюваннями;
- перепад тиску за залежністю (3.4).

### 3.3. Перевірка адекватності математичної моделі

Після того як перевірена значимість коефіцієнтів і побудована модель, перевіримо, наскільки модель  $\hat{y}$  (залежність (3.4)) відповідає експериментальним даним, тобто перевіримо адекватність моделі

$$\hat{y} = f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (3.5)$$

Перевірку адекватності моделі проводимо за критерієм Фішера  $F$  [25], суть якого полягає у тому, що він порівнює похибку відхилення моделі від експериментальних даних з похибкою експерименту  $S^2(y)$ . У випадку, коли модель правильна, залишкова сума квадратів

$$S_{\text{зал}}^2 = \sum_{i=1}^N (y_{i \text{ експ}} - \hat{y}_i \text{ теор})^2 = \sum_{i=1}^N (\hat{y}_i \text{ теор} - y_{i \text{ експ}})^2, \quad (3.6)$$

яка є сумою квадратів відхилень експериментальних точок від теоретичної кривої, розподілена як  $\sigma^2 \chi_{(N-(n+1))}^2$  і, отже, величина



$$\hat{S}^2(y) = \frac{S_{\text{зал}}^2}{N - (n + 1)} \quad (3.7)$$

є незміщеною оцінкою для  $\sigma^2(y)$ , оскільки

$$MS_{\text{зал}}^2 = (N - (n + 1))\sigma^2(y). \quad (3.8)$$

В формулі (3.7) в чисельнику – сума квадратів відхилень експериментальних точок  $y_{\text{експ}}$  від теоретичних значень  $\hat{y}_{\text{теор}}$ , які обчислені за (3.5), в знаменнику – різниця між загальним числом точок і числом параметрів, які оцінюються в моделі.

Порівнюючи залишкову дисперсію  $\hat{S}^2(y)$  з оцінкою дисперсії  $S^2(y)$  величини  $y$  [67], перевіримо гіпотезу про адекватність моделі за  $F$ -критерієм:

$$\hat{F} = \frac{\hat{S}^2(y)}{S^2(y)}. \quad (3.9)$$

Дійсно, якщо модель правильна, вона адекватно представляє експериментальні точки, і ми маємо дві незалежні оцінки для параметра  $\sigma^2(y)$ : одна з них –  $S^2(y)$  одержана із серії повторних спостережень, а друга – із залишкової дисперсії  $\hat{S}^2(y)$ . Ці оцінки не повинні дуже відрізнятися. Для заданого рівня значимості  $\alpha$  максимально можливе перевищення  $\hat{S}^2(y)$  над  $S^2(y)$  задається статистичною таблицею в додатку [25] для критерію Фішера  $F$ . Якщо  $\hat{F}$  з (3.9) є менший, ніж  $F_{\alpha, m_1, m_2}$ , де  $m_1$  – число степенів свободи чисельника, яке рівне  $N-1$ ,  $m_2$  – число степенів свободи знаменника, рівне  $N-(n+1)$ , то приймається гіпотеза адекватності моделі. Якщо ж  $\hat{F} \geq F_{\alpha, m_1, m_2}$ , то гіпотеза адекватності повинна бути відхилена, оскільки це означає, що  $\hat{S}^2(y)$  значно перевищує  $S^2(y)$ .

Перевіримо адекватність моделі перепаду тиску в трубопроводі при умові, що оцінка середньоквадратичної похибки вимірювання тиску

$\sigma=0,2542$ МПа знайдена по дев'яти вимірюваннях. Для цього розрахуємо  $S^2_{\text{зал}}$ . Дані розрахунків заносимо в табл. 3.5.

Залишкова дисперсія  $\hat{S}^2(y)$ :

$$\hat{S}^2(y) = \frac{S^2_{\text{зал}}}{N - (n + 1)} = \frac{0,23078}{9 - (2 + 1)} = 0,0384633,$$

де  $N$  – загальне число експериментів,  $N=9$ ;  $n+1$  – кількість параметрів, що оцінюються,  $n+1=3$ .

Таблиця 3.5 –

Розрахунок залишкової суми квадратів

Номер заміру	Величина перепаду тиску $p_{\text{експ}}$ , МПа	Теоретична величина перепаду тиску $\tilde{p}_{\text{теор}}$ , МПа	$p_{\text{експ}} - \tilde{p}_{\text{теор}}$	$(p_{\text{експ}} - \tilde{p}_{\text{теор}})^2$
1	3,296	3,4693	-0,1733	0,0300
2	2,992	3,1363	-0,1442	0,0208
3	3,032	3,1890	-0,1570	0,0247
4	3,571	3,4186	0,1524	0,0232
5	3,630	3,6577	-0,0277	0,0008
6	3,659	3,6629	-0,0040	1,6E-05
7	3,395	3,1461	-0,2489	0,0619
8	3,179	3,2854	-0,1064	0,0113
9	3,531	3,2902	0,2409	0,0580
Залишкова сума квадратів $S^2_{\text{зал}}=0,23078$				

Знайдемо F-статистику:

$$\hat{F} = \frac{S^2(y)}{\hat{S}^2(y)} = \frac{(0,2542)^2}{0,0384633} = 1,6799.$$

Вибираємо рівень значущості  $\alpha=0,05$  для числа степеней свободи чисельника  $m_1=N-1=8$  та числа степеней свободи знаменника  $m_2=N-(n+1)=6$  і знаходимо за табл. VI додатку [25] величину  $F_{0,05, 8, 6}=4,15$ .

Оскільки  $\tilde{F} < F_{0.05, 8, 6}$  ( $1,6799 < 4,15$ ), то гіпотезу адекватності моделі приймаємо. Отже, математична модель (3.4) адекватно описує процеси, які відбуваються в трубопроводному транспорті нафти.

### 3.4. Визначення розподілу тисків вздовж трубопроводу

Для підвищення екологічної безпеки при експлуатації трубопроводів необхідно прогнозувати можливі витіки через місця пошкоджень в тілі труби. Для цього потрібно знати тиск в даній точці трубопроводу. Характер розподілу тиску вздовж трубопроводу знайдемо за залежністю, одержаною внаслідок статистичної обробки результатів промислових вимірювань на нафтопроводі Долина-Дрогобич

$$p_x = p_{\Pi} - \Delta p \cdot \frac{x}{l}, \quad (3.10)$$

де  $p_{\Pi}$  – тиск на початку трубопроводу, МПа;

$\Delta p$  – перепад тиску, визначений за залежністю (3.4), МПа ;

$x$  – відстань від початку трубопроводу до точки, де виявлено дефект, м;

$l$  – довжина трубопроводу, м.



Рис.3.4. Розподіл тисків вздовж трубопроводу

На рис. 3.4 наведено розподіл тиску вздовж трубопроводу, розрахований за залежністю (3.10).

Характер розподілу тиску вздовж трубопроводу дозволяє оперативно визначити прогнозовану

кількість нафти, що витече через дефектний отвір, від якої залежить площа забрудненої території.

Для попередження екологічної небезпеки при експлуатації нафтопроводу необхідно корегувати тиск на початку трубопроводу, оскільки при тривалій експлуатації початкова ділянка є найбільш небезпечною. Тому необхідно максимальне значення тиску, на який розрахований трубопровід, помножити на величину  $C$  (підрозділ 1.2), яка залежить від наявності дефектів в стінці труби. Для безпечної експлуатації необхідно при пониженому тиску (для даного нафтопроводу  $p_n=4,15$  МПа) перекачувати обсяг нафтопродукту, менший від критичного, до проведення заходів щодо ремонту небезпечних ділянок.

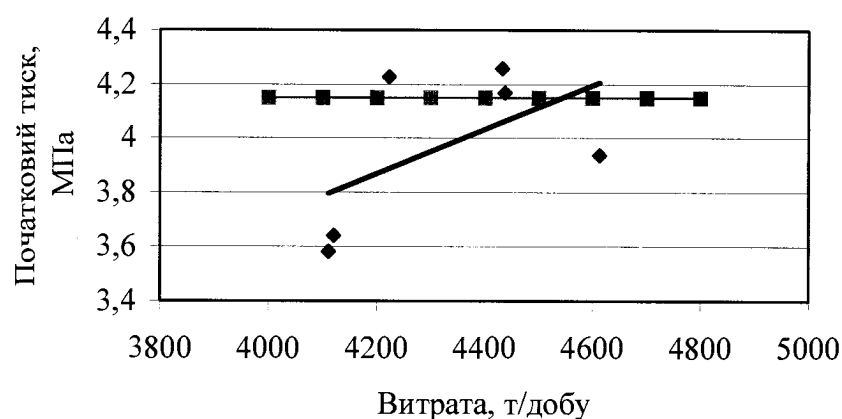


Рис.3.5. Визначення значення максимальної витрати:

- Значення критичного початкового тиску;
- ◆ Дані промислових вимірювань;
- Лінія тренду.

На рис. 3.5 нанесені дані промислових вимірювань на нафтопроводі Долина-Дрогобич та за допомогою ЕОМ побудована лінія тренду, яка при перетині зі значенням критичного початкового тиску дає

умовне значення максимальної витрати при даних умовах для забезпечення безаварійної експлуатації трубопроводів.

Для безаварійної експлуатації нафтопроводів необхідно враховувати стрибкоподібну зміну тиску, що відбувається внаслідок заміщення при перекачування легкої нафти важчою, або при зміні частоти струму, яка впливає на напір насоса. Тому розробці спрощеної моделі стрибкоподібної зміни тиску і присвячений наступний параграф.

### 3.5. Визначення розподілу тиску при його стрибкоподібній зміні

Експлуатація нафтотранспортних магістралей характеризується низькою ефективністю та економічністю, що пояснюється неповним завантаженням та нерегулярністю режимів роботи.

Враховуючи, що трубопроводи експлуатуються не одне десятиріччя, що призвело до сильного корозійного зношення стінок труби, експлуатація їх при тисках, що не ведуть до подальшого руйнування стінок труби та не призводять до аварійних ситуацій, має важливе практичне значення.

Раніше отримані залежності (3.2 – 3.4) для визначення перепаду тиску в результаті статистичної обробки експериментальних даних описують стаціонарний процес перекачування, що не завжди відповідає реальним умовам. Аналіз реальних режимів роботи показує, що в процесі експлуатації нафтопроводів виникає неусталений режим течії. Такий режим викликає, наприклад, зміна густини нафти або частоти струму, що призводить до стрибкоподібної зміни тиску. Цей фактор необхідно враховувати при прогнозуванні технічних ризиків та визначенні витоків нафти при аварійних ситуаціях.

Розглянемо динамічний режим роботи магістрального нафтопроводу.

Припустимо, що нафтопровід працював при усталеному режимі:

$$x=0, p_{(0)}=p_{\Pi};$$

$$x=l, p_{(l)}=p_K.$$

Нехай в деякий момент часу  $t=0$  на вході спостерігалася стрибкоподібна зміна тиску:  $x=0$ ;  $p=p_{\Pi}+\Delta p$ , але тиск на виході нафтопроводу не змінився. Дослідимо, як буде змінюватися тиск в будь-якій точці нафтопроводу з врахуванням стрибкоподібної зміни тиску.

Система одновимірних рівнянь руху нафти в трубопроводі може бути записана так [22]:

$$- \text{рівняння нерозривності } -\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}; \quad (3.11)$$

$$- \text{рівняння руху } -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha \rho v^2)}{\partial x} + \rho g \sin \varphi + \frac{\lambda}{2D} \rho v^2 \quad (3.12)$$

де  $\rho$  – густина нафти;

$t$  – час;

$v$  – середня швидкість нафти;

$x$  – лінійна координата;

$p$  – тиск;

$\alpha$  – коефіцієнт нерівномірності розподілу швидкостей;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$\varphi$  – кут нахилу трубопроводу до горизонталі,

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$D$  – внутрішній діаметр.

Відомі числові методи реалізації розглянутої системи рівнянь (3.11, 3.12) вимагають великих затрат при розрахунках, пов'язаних з підготовкою вихідних даних до розрахунку. Тому для випадків прогнозування аварійних режимів нафтопроводів ці методи не придатні, оскільки не дозволяють знайти оперативне рішення для виявлення пошкодження трубопроводу. Тому в дисертації запропонована методика спрощеної аналітичної реалізації задачі.

Співвідношення між швидкостями зміни густини і тиску має такий вигляд [22]

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (3.13)$$

де  $c$  – швидкість поширення збурень в рідині.

Вводимо поняття зведеного тиску за умовою [85]

$$p + \rho g Z(x),$$

де  $Z$  – геодезична відмітка довільної точки трубопроводу.

Отже, рівняння (3.12) можна спростити, об'єднавши складові  $\rho g$  і  $\frac{\partial p}{\partial x}$ ,

тобто визначивши зведений тиск.

В рівнянні (3.12) член  $\frac{\partial(\alpha\rho v^2)}{\partial x}$  характеризує зміну тиску вздовж трубопроводу за рахунок швидкісного напору, ним можна нехтувати. Враховуючи рівняння (3.13), із (3.11) та (3.12) одержимо:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}; \\ -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\lambda}{2D} \rho v^2. \end{cases} \quad (3.14)$$

Система рівнянь (3.14) – математична модель, що описує течію рідини в трубопроводі. Система (3.14) рівнянь нелінійна.

Лінеаризуємо систему рівнянь, прийнявши  $\frac{\lambda v}{2D} = 2a = \text{const.}$

Лінеаризована система рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}; \\ -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + 2a(\rho v). \end{cases} \quad (3.15)$$

Вважаємо, що  $\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = 0$ , тобто в нафтопроводі відсутні інерційні сили.

Тоді система рівнянь (3.15) прийме такий вигляд:

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}; \\ -\frac{\partial p}{\partial x} = 2a(\rho v). \end{cases} \quad (3.16)$$

Масова витрата  $M = \rho v S$ , де  $S$  – площа поперечного перерізу труби.

Одержимо

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \frac{\partial M}{S \partial x}; \\ -\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{2a}{S} M. \end{cases} \quad (3.17)$$

Прийmemo  $\frac{c^2}{S} = A_0$ ,  $\frac{2a}{S} = A$ , тоді

$$\begin{cases} -\frac{\partial p}{\partial t} = A_0 \frac{\partial M}{\partial x}; \\ -\frac{\partial p}{\partial x} = AM. \end{cases} \quad (3.18)$$

Математична модель нафтопроводу описується системою диференціальних рівнянь (3.18).

Диференціюючи друге рівняння системи (3.18) по  $x$  і враховуючи перше рівняння, одержимо

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{A}{A_0} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (3.19)$$

Для спрощення рівняння прийmemo  $\frac{A_0}{A} = b^2$ , тоді

$$b^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (3.20)$$

Для розв'язку рівняння (3.20) приймаємо такі припущення:

1. Вважаємо, що при усталеному русі розподіл тиску по довжині трубопроводу лінійний і описується рівнянням прямої

$$p_x = p_{\Pi} - \frac{x}{l}(p_{\Pi} - p_K), \quad (3.21)$$

де  $p_{\Pi}$  – тиск на початку трубопроводу;

$p_K$  – тиск в кінці трубопроводу.

2. Оскільки, стрибкоподібна зміна тиску рівна  $\Delta p$ , то при  $x=0$   $p=p_{\Pi} + \Delta p$ .

3. Тиск в кінці трубопроводу сталий і не залежить від стрибкоподібної зміни тиску  $\Delta p$ .

4. Рівняння (3.20) враховує лише стрибкоподібну зміну тиску.



На рис. 3.6 схематично зображено розподіл тиску по довжині трубопроводу, де пряма 2 характеризує осереднене значення тиску з врахуванням затухаючих коливань.

Розглянемо, як буде відбуватися стрибкоподібна зміна тиску  $\Delta p$  з часом, використавши рівняння 3.20.

Запишемо початкові та граничні умови

$$p_{(t=0)} = \Delta p,$$

при  $x=0 \quad p(0) = \Delta p; \quad x=l \quad p(l) = 0.$

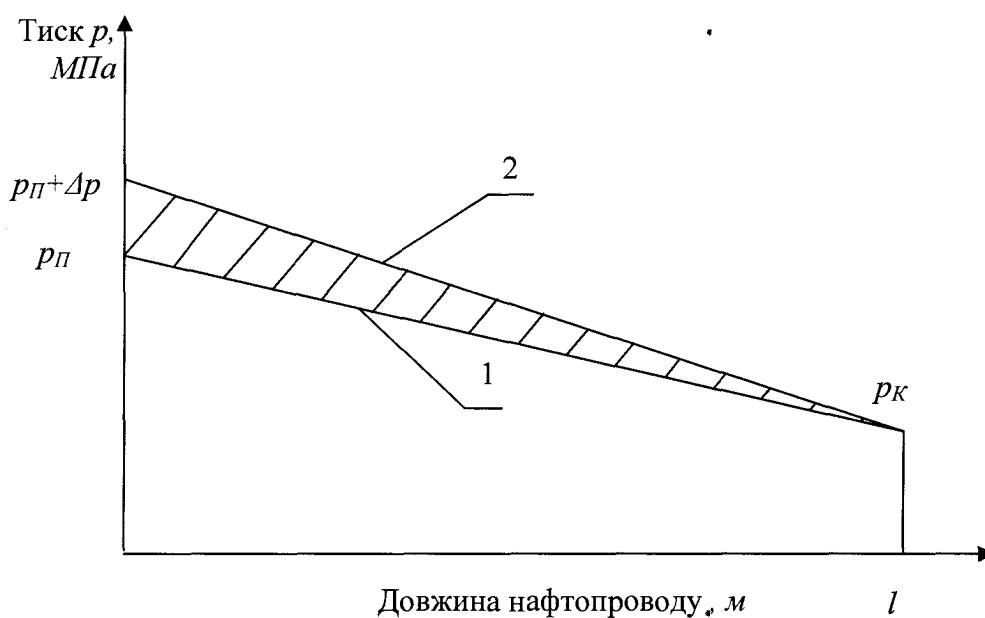


Рис. 3.6. Схема розподілу тиску по довжині:

1 – при усталеному русі;

2 – з врахуванням стрибкоподібної зміни тиску на початку трубопроводу.

Тоді згідно [28] рівняння (3.20) матиме такий розв'язок:

$$p_x = p_{\Pi} - \frac{x}{l}(p_{\Pi} - p_K) + \Delta p \left( \frac{l-x}{l} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{n\pi} \sin \frac{n\pi(l-x)}{l} * e^{-n^2\pi^2 b^2 t / l^2} \right), \quad (3.22)$$

де  $p_{П}$  – тиск на початку трубопроводу без врахування його стрибкоподібної зміни;

$x$  – лінійна координата;

$l$  – довжина трубопроводу;

$p_K$  – тиск в кінці трубопроводу;

$\Delta p$  – стрибкоподібна зміна тиску;

$t$  – час.

Отже, рівняння (3.22) – залежність для визначення розподілу тиску по довжині трубопроводу з врахуванням його стрибкоподібної зміни.

Проведемо розрахунки розподілу тисків в трубопроводі за залежністю (3.22) в діапазоні зміни  $n$  від одиниці до семи ( $n$  – будь-яке ціле число), використавши пакет програм в середовищі Excel. Результати розрахунків наведені на рис. 3.7, аналіз якого вказує на те, що при визначенні стрибкоподібної зміни тисків в залежності від часу, максимальне значення  $n$  може не перевищувати п'яти. Запропонована залежність (3.22) відтворює реальні процеси затухання стрибкоподібної зміни тиску в часі та по довжині трубопроводу. На рис. 3.8 приведені результати розрахунків розподілу тисків по довжині трубопроводу та в часі.

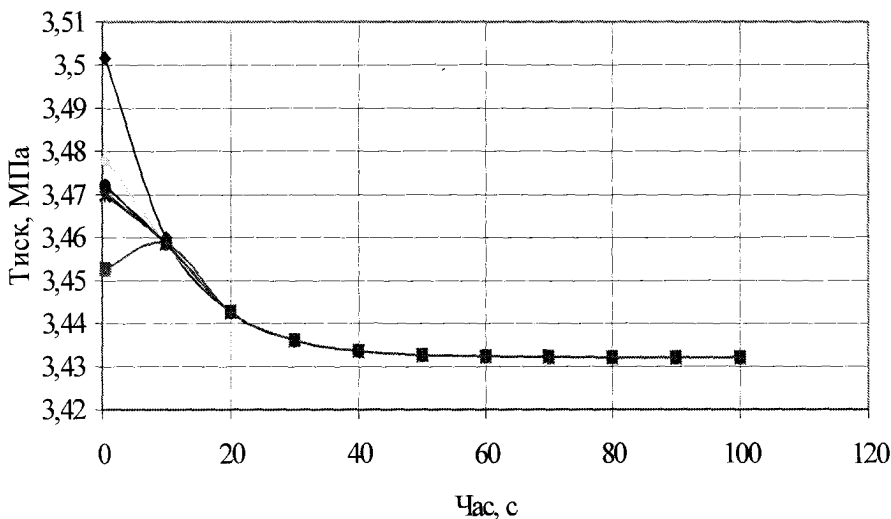


Рис.3.7. Розподіл тиску в часі для  $x=10$  км

—◆—  $n=1$ ; —■—  $n=2$ ; —□—  $n=3$ ; —×—  $n=4$ ; —\*—  $n=5$ ; —●—  $n=6$ ; —+—  $n=7$ .

Оскільки в процесі заміщення легких нафт важчими, в яких суттєво відрізняються густини, наприклад,  $\rho=790\dots900\text{кг/м}^3$ , тиск на початку трубопроводу зростає від 3,7 МПа до 4,2 МПа, що може привести до виникнення аварійної ситуації, тому цей фактор потрібно враховувати при експлуатації нафтопроводів. На рис. 3.9 перетин лінії тренду зі значенням критичного початкового тиску дає умовне значення максимальної витрати.

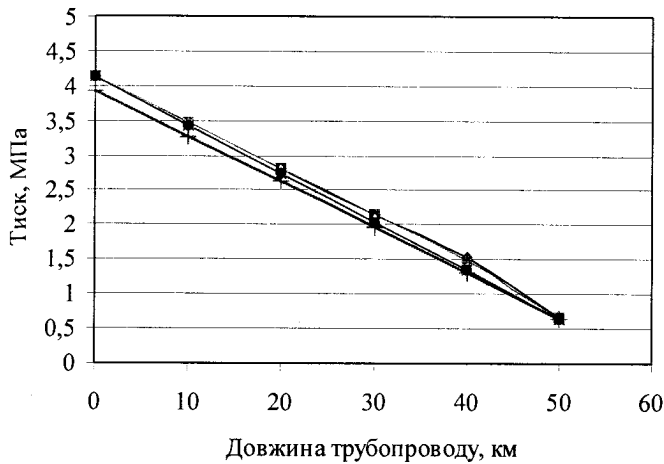


Рис. 3.8. Залежність розподілу тиску по довжині і в часі:

- ◆ час 0,1с;
- час 0,5с;
- ✕ час 10с;
- ▲ час 30с;
- \* час 60с;
- час 100с;
- + значення тиску без скачка.

дефектів в тілі труби, чи зможуть забезпечити безаварійну експлуатацію нафтопроводів.

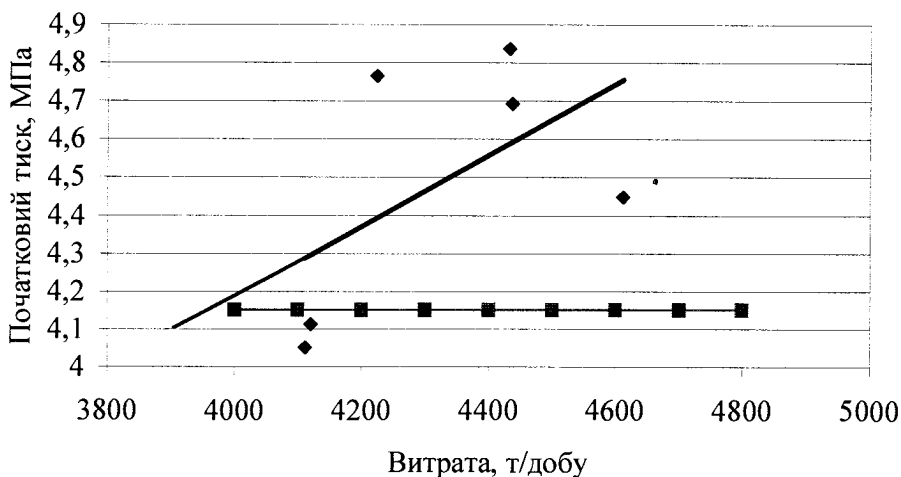


Рис. 3.9. Визначення значення максимальної витрати:

- ◆ Дані промислових вимірювань;
- Значення критичного початкового тиску;
- Лінія тренду.

### 3.6. Висновки

1. Проведено аналіз інформативності ознак (витрати, початкової та кінцевої температури нафти, в'язкості та густини) на показник процесу (перепад тиску). Із результатів розрахунків випливає, що інформативність ознаки “початкова температура” складає 1,1039, інформативність ознаки “витрата” –  $I=0,9942$ .

2. Одержані рівняння регресії для визначення перепаду тиску в трубопроводі з врахуванням основних факторів та здійснена перевірка адекватності запропонованих математичних моделей.

3. Запропонована спрощена аналітична залежність для визначення тиску з врахуванням його стрибкоподібної зміни для прогнозування технічного і екологічного ризиків.

## РОЗДІЛ 4

### УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТИСКУ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО РИЗИКУ НА НЕІЗОТЕРМІЧНОМУ ТРУБОПРОВОДІ

Техногенна взаємодія діючих нафтопроводів з довкіллям приводить до деградації природного середовища навіть в умовах безаварійної роботи трубопроводів. Спостерігається ерозія ґрунту на схилах, деструкція ґрунтового шару, утворення ярів, балок.

При експлуатації неізотермічних нафтопроводів на початковій їх ділянці спостерігається значний перепад температур, який впливає на навколишнє середовище (для підземних нафтопроводів – ґрунт на глибині укладання трубопроводів).

Особливо небезпечні аварійні ситуації на початкових ділянках неізотермічних трубопроводів, де відбувається витікання нафти при температурах до 50 – 70°C.

При визначенні кількості рідини, яка може витікати внаслідок пошкоджень неізотермічного трубопроводу, на значення тиску в точці витіку має вплив температура нафти, оскільки тепловий та гідравлічний режими взаємозв'язані між собою.

При визначенні перепаду тиску на неізотермічному нафтопроводі потрібно розглядати тепловий і гідравлічний процеси у взаємозв'язку, що дасть змогу точніше спрогнозувати можливі витікання нафти при виникненні аварійної ситуації при експлуатації нафтопроводу.

Дослідженням в області перекачування нафти та впливу різноманітних факторів на тепловий та гідравлічний режими присвячені роботи В.М.Агапкіна, Р.А. Алієва, Н.А. Гарріс, Г.М.Гематудінова, Б.Л.Кривошеїна, А.Х.

Мірзаджанзаде, В.Ф. Новосьолова, М.Д. Середюк, П.І. Тугунова, К.Д. Фролова та ін. [1, 15, 22, 50, 61, 68, 90, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 105].

При тепловому та гідравлічному розрахунках трубопроводів, які, як правило, бувають підземними одним з найважливіших параметрів є коефіцієнт теплопередачі від нафтопроводу в навколишнє середовище. Тому необхідно достатньо точно знати теплофізичні властивості ґрунту, який оточує трубопровід. Для розрахунків необхідно знати коефіцієнти теплопровідності та температуропровідності.

Коефіцієнти теплопровідності  $\lambda$  та температуропровідності  $\alpha$  ґрунтів залежать від їх фізичних властивостей (об'ємної ваги, вологості, температури) і визначаються, звичайно, дослідним шляхом.

При зволоженні ґрунтів коефіцієнт теплопровідності різко збільшується. Залежність його від об'ємної вологості має вигляд [94]

$$\lambda = \lambda_e \cdot (1 + \delta_\omega \omega), \quad (4.1)$$

де  $\lambda_e$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту при повітряно-сухому стані;

$\omega$  – об'ємна вологість, %;

$\delta_\omega$  – приріст коефіцієнта теплопровідності при зміні вологості на 1 % [94]

$$\delta_\omega = 0,01 \cdot \frac{d\lambda}{d\omega}. \quad (4.2)$$

Необхідно відмітити, що формула (4.1) справедлива в достатньо вузькому діапазоні зміни вологості (від 10 до 30 %). Для підземних магістральних трубопроводів цей діапазон підходить [94].

Значення  $\lambda_e$  і  $\delta_\omega$  для кожного конкретного ґрунту повинні бути визначені експериментально.

Визначення коефіцієнтів теплопровідності вологих матеріалів пов'язане із значними труднощами, внаслідок чого результати досліджень нерідко протирічать один одному. А коефіцієнт теплопровідності враховується при визначенні коефіцієнта теплопередачі, який впливає на розрахунок

температурного режиму нафтопроводу. Тому актуальним є визначення коефіцієнта теплопередачі, використовуючи диспетчерські дані.

Застосувавши вимірювання основних параметрів роботи трубопроводу можна оцінити вплив різних факторів на коефіцієнт теплопередачі і побудувати математичну модель, яка б адекватно описувала даний процес.

#### 4.1. Математичне моделювання повного коефіцієнта теплопередачі для нафтопроводу

При тепловому розрахунку трубопроводів необхідно знати коефіцієнт теплопередачі  $K$  від нафти в навколишнє середовище.

Оцінимо складові коефіцієнта теплопередачі. Відомо, що коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище (грунт, повітря) залежить від [94]:

- коефіцієнта тепловіддачі від рідини, яка перекачується, до внутрішньої стінки труби  $\alpha_1$ , який визначається в основному властивостями нафти та її температурою;

- термічного опору стінки труби та ізоляції (якщо трубопровід не має ізоляції теплової, то цією величиною можна нехтувати, оскільки вона незначна);

- коефіцієнта тепловіддачі від зовнішньої поверхні ізоляції в навколишнє середовище  $\alpha_2$ , який залежить від геометричних розмірів трубопроводу (діаметра труби та глибини його укладання в ґрунт для підземних трубопроводів) та теплофізичних характеристик навколишнього середовища.

При теплових розрахунках трубопроводів, які експлуатуються при стаціонарному режимі, коефіцієнт теплопередачі приймається сталим як по довжині трубопроводу, так і в часі. Однак, як показують дослідження та експерименти [96], навіть в цьому випадку коефіцієнт теплопередачі

змінюється вздовж трубопроводу, що пояснюється зміною температури нафти в трубопроводі великої протяжності. Зміна температури рідини приводить до зміни  $\alpha_1$  по довжині трубопроводу, а зміна температури ґрунту викликає зміну  $\alpha_2$ . Врахувати зміну всіх факторів, які впливають на  $K$ , досить складно, а в багатьох випадках і недоцільно через складність розрахунків. Це можна пояснити і тим, що теплофізичні характеристики ґрунту і рідини, які входять у вираз для визначення  $K$ , визначають з деякою похибкою.

Значення  $\alpha_1$  для трубопроводів коливається в достатньо широких межах. При турбулентному режимі руху нафти по трубопроводу  $\alpha_1$  набагато перевищує  $\alpha_1$  при ламінарному режимі. При ламінарному режимі при невеликих швидкостях транспортування і невеликих температурних напорах  $\alpha_1$  змінюється в межах від 5 до 20 Вт/(м<sup>2</sup>·К), а при турбулентному режимі ця величина складає 50-300 Вт/(м<sup>2</sup>·К). Термічний опір теплоізоляції досить суттєвий. При її відсутності термічним опором стінки труби нехтують. Значення  $\alpha_2$  для підземних трубопроводів в залежності від їх геометричних розмірів та характеристики ґрунтів коливається в межах від 0,7 до 3 Вт/(м<sup>2</sup>·К), для наземних трубопроводів в межах від 10 до 25 Вт/(м<sup>2</sup>·К). Таким чином, для підземних нафтопроводів при турбулентному режимі величиною  $1/(\alpha_1 D)$  можна нехтувати тобто допустити, що  $\alpha_1 \rightarrow \infty$ . Звідси випливає, що середня температура рідини, яка транспортується, буде рівна температурі стінки труби.

При аналізі динаміки розвитку трубопровідної мережі чітко просліджується закономірність збільшення діаметрів трубопроводів та їх протяжності. Будівництво трубопроводів на Україні вимагає, щоб проектні рішення були детально обґрунтовані та вибрані оптимальні.

Особливе значення має врахування технологічних особливостей транспорту нафти, а саме результатів розрахунку теплової взаємодії трубопроводів з навколишнім середовищем. Підвищення вимог до точності розрахунків теплогідравлічних режимів викликано неухильною тенденцією



сучасної техніки до зменшення запасів міцності, що означає зменшення металоємкості та затрат на трубопроводи. Без достатньо точних знань про теплогідравлічні розрахунки неможливо обґрунтувати оптимальні режими експлуатації трубопроводу.

Практично всі магістральні трубопроводи працюють в неізотермічних режимах і їх розрахунок повинен виконуватися з врахуванням теплообміну. Тому використання диспетчерських даних для визначення повного коефіцієнта теплопередачі дасть можливість наблизити теплові розрахунки до реальних процесів, що відбуваються в нафтопроводі.

Нами визначено коефіцієнт теплопередачі на основі експериментальних даних, взятих з [100].

Трубопровід довжиною 50,4 км розбиваємо на три ділянки, оскільки приведені дані детального вимірювання тисків та температур на 17,85 км, 24,85 км та 50,4 км, де встановлені колодязі.

Для визначення коефіцієнта теплопередачі дослідним шляхом використовувалася формула Шухова [95]

$$K = \frac{Q \cdot \rho \cdot C_p}{\pi \cdot D_{\text{ЕФ}} \cdot l} \cdot \ln \frac{T_{\text{П}} - T_{\text{О}}}{T_{\text{К}} - T_{\text{О}}}, \quad (4.3)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата, м<sup>3</sup>/с;

$\rho$  – густина при середній температурі нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$C_p$  – теплоємність при середній температурі, Вт·с/(кг·К);

$D_{\text{ЕФ}}$  – ефективний діаметр трубопроводу, м;

$l$  – довжина ділянки трубопроводу, на якій проводились вимірювання, м;

$T_{\text{П}}$  – початкова температура нафти, °С;

$T_{\text{О}}$  – температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу, °С.

$T_{\text{К}}$  – кінцева температура нафти, °С;

Теплоємність нафти при середній температурі нафти визначаємо за допомогою формули Крего [95]

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (762 + 3,39 \cdot T), \quad (4.4)$$

де  $\rho_{20}$  – густина нафти при температурі 20°C, кг/м<sup>3</sup>;  $T$  – середня температура нафти, К.

Одержані значення коефіцієнта теплопередачі приведені в табл. 4.1.

Середньозважене значення коефіцієнта теплопередачі знаходимо за формулою

$$K = \frac{1}{l} \cdot \sum_{i=1}^3 K_i \cdot l_i. \quad (4.5)$$

Значення середньозваженого коефіцієнта теплопередачі для кожного дня проведення експериментів приведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.1 –

Визначення коефіцієнта теплопередачі на ділянках, Вт/(м<sup>2</sup>·К)

№ дня проведення експериментів	Ділянка №1	Ділянка №2	Ділянка №3
1	7,106	1,518	5,06
2	6,25	2,645	4,695
3	5,496	4,538	3,192
4	8,662	6,035	4,77
5	5,337	0,918	5,249
6	3,38	5,078	5,846

Таблиця 4.2 –

Середньозважене значення коефіцієнта теплопередачі, Вт/(м<sup>2</sup>·К)

Номер дня проведення експериментів	1	2	3	4	5	6
коефіцієнт теплопередачі	5,293	4,961	4,560	6,324	4,679	4,866

Визначеним коефіцієнтам теплопередачі відповідають такі експериментальні дані перепаду тиску, початкової та кінцевої температури (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 –

Вихідні дані для розрахунку

№ дня проведення експериментів	$K, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	$\Delta p, \text{МПа}$	$T_{\text{п}}, ^\circ\text{C}$	$T_{\text{к}}, ^\circ\text{C}$
1	5,293	3,321	47,9	19,1
2	4,961	2,992	49,8	18,3
3	4,560	3,031	49,6	17,7
4	6,324	3,571	46,8	17,2
5	4,679	3,630	39,5	16,1
6	4,866	3,659	41,6	16,1
Середнє значення	5,114	3,367	45,9	17,4

Кожне значення температур, яке наведене в табл. 4.3, відповідає середньому значенню з п'ятнадцяти вимірювань температур п'ятизонними термопарами [100].

Оскільки, температура змінюється в радіальному напрямі від осьової лінії трубопроводу в будь-якому його поперечному перерізі, то для достовірного визначення коефіцієнта теплопередачі треба знати характер її розподілу.

За результатами експериментальних вимірювань на трубопроводі Долина–Дрогобич проілюструємо розподіл температур у поперечних перерізах трубопроводу, де проводилися вимірювання.

З аналізу рис. 4.1 видно, що температура нафти на осьовій лінії завжди вища за середню температуру в даному поперечному перерізі.

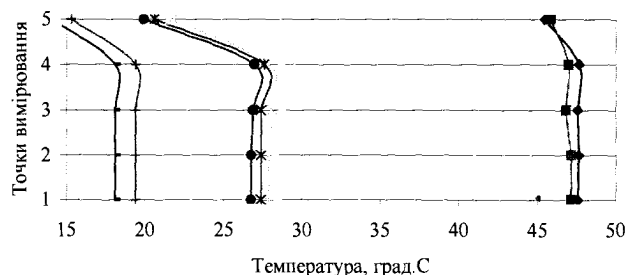


Рис. 4.1. Характер розподілу температур в поперечному перерізі труби:

- Головні споруди, час вимірювання 17.30;    —■— Головні споруди, 18.30;
- \*— Стрий- 24,85 км, 17.30;                      —○— Стрий- 24,85 км, 18.30;
- +— Стебник-50,4 км, 17.30;                      —●— Стебник-50,4 км, 18.00.

Оскільки коефіцієнт теплопередачі суттєво впливає на температурний режим нафтопроводів, то проведемо статистичну обробку експериментальних даних наведених в табл. 4.3

Показником процесу в даному випадку є коефіцієнт теплопередачі, а перепад температур нафти є основною ознакою, що впливає на даний процес.

Для оцінки статистичного зв'язку вираховувалися коефіцієнти кореляції між показниками процесу і факторами, що впливають на даний процес [62].

За допомогою кореляційного аналізу можна встановити не лише якісний, але і кількісний вплив різних факторів на показник процесу, що полягає у виявленні статистичного зв'язку між факторами та показниками процесу.

Результати кореляційного аналізу є вихідним матеріалом для побудови емпіричних формул, які називаються в статистиці рівняннями регресії або математичними моделями.

Розглянемо вивід рівняння регресії для приведених в табл. 4.3 результатів розрахунку значень коефіцієнта теплопередачі.

В табл. 4.4 приведені значення коефіцієнтів кореляції, середні значення фактора (перепаду температури) і показника процесу (коефіцієнта теплопередачі) та середньоквадратичні відхилення.

Таблиця 4.4 –

## Кореляційна матриця

Фактор і показник	Коефіцієнти кореляції		Середні значення	Середньо-квадратичне відхилення
	у	х <sub>1</sub>		
у	1	0,1845	5,114	0,4154
х <sub>1</sub>	0,1845	0	28,45	11,372

Рівняння регресії записується у вигляді

$$K = 4,110765 + 0,035257 \cdot \Delta T, \quad (4.6)$$

де  $\Delta T$  – перепад температур,  $\Delta T = T_{\Pi} - T_K$ , °С;  $T_{\Pi}$  – початкова температура нафти, °С;  $T_K$  – кінцева температура нафти, °С.

Критерій надійності, визначений за [62], складає 1,81.

Проведемо аналіз для вибору іншого виду емпіричної залежності.

Функції перетворення вибирають на основі графічного аналізу досліджень. Для цього вибирається співвідношення, яке має такий вигляд

$$y = a + \frac{b}{x}.$$

Наносять значення  $y$  (коефіцієнта теплопередачі  $K$ ) – по осі ординат, а значення  $1/x$  (де  $x$  – перепад температур  $\Delta T$ ) – по осі абсцис в звичайній системі координат (рис. 4.2). Вихідні дані в табл. 4.5. Якщо точки лягають на пряму лінію, то справедливе вибране співвідношення.

Таблиця 4.5 –

Вихідні дані для графічного аналізу

Коефіцієнт теплопередачі $K$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	$1/\Delta T$ , 1/°С
5,293	0,0347
4,961	0,0317
4,560	0,0313
6,324	0,0338

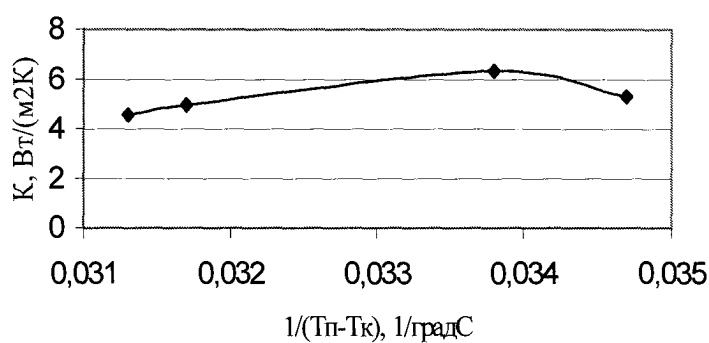


Рис. 4.2. Графічний аналіз

Отже, залежність для визначення повного коефіцієнта теплопередачі на основі обробки експериментальних даних можна виразити так

$$K = 6,315656 - \frac{33,7669}{\Delta T}, \quad (4.7)$$

де  $\Delta T$  – перепад температур в межах експериментальних даних.

Для залежності (4.7) при критерії надійності 2,4, що є більше 2,132 [25], можна з ймовірністю 90% стверджувати про наявність кореляційного зв'язку між повним коефіцієнтом теплопередачі та перепадом температур.

Приймаємо значення коефіцієнта теплопередачі, одержані за результатами промислових досліджень на нафтопроводі Долина-Дрогобич за формулою Шухова як базові, та порівняємо їх зі значеннями вирахованими за залежностями (4.6) і (4.7) (табл. 4.6).

Таблиця 4.6 –

Значення коефіцієнта теплопередачі при різних перепадах температур

Перепад температур $\Delta T, ^\circ\text{C}$	Методика визначення коефіцієнта теплопередачі				
	Формула Шухова $K$ , $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$	Залежність (4.6)		Залежність (4.7)	
		$K$ , $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$	Відносна похибка, %	$K$ , $\text{Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$	Відносна похибка, %
28,8	5,293	5,126	3,15	5,143	2,83
31,5	4,961	5,221	5,25	5,244	5,70
31,9	4,560	5,235	14,82	5,257	15,29
29,6	6,324	5,154	18,49	5,175	18,17
23,4	4,679	4,936	5,49	4,873	4,14
25,5	4,866	5,010	2,96	4,991	2,58

Середнє значення повного коефіцієнта теплопередачі, визначене за формулою Шухова  $K=5,114 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ , за залежністю (4.6)  $K=5,114 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ , за залежністю (4.7)  $K=5,114 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ .

Оскільки, середні значення коефіцієнтів теплопередачі, визначені за обома залежностями, співпадають, то рекомендується використовувати для визначення коефіцієнта теплопередачі при наявності експериментальних даних вимірювання перепаду температур, або диспетчерських даних залежність (4.7), у якої критерій надійності більший, що підтверджує наявність кореляційного зв'язку між показником процесу та ознакою.

#### 4.2. Математична модель течії нафти в трубопроводі

Розглядаючи математичні моделі процесів у трубопровідних системах, слід звернути увагу на два основні аспекти, перший з яких пов'язаний з рівняннями, що описують течію нафти, а другий – з вихідною інформацією, яка є при проектуванні та експлуатації системи. При цьому зазначені аспекти взаємно зв'язані: достовірність вихідної інформації визначає вимоги до

математичної моделі процесу, і, навпаки, відкидання окремих складових моделі знижує вимоги до точності вихідних даних. Слід також враховувати ту особливість розрахунку нафтопроводу, що тепловий та гідравлічний режими взаємозв'язані.

Побудувати математичну модель руху високов'язкої нафти в трубопроводі – це означає сформулювати замкнену систему рівнянь, що описує закономірності її динаміки.

Стационарну неізотермічну течію нафти в магістральному нафтопроводі можна описати за допомогою такої системи рівнянь [55]:

рівняння нерозривності

$$\frac{dM}{dx} = 0 \quad ; \quad (4.8)$$

рівняння руху

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{1}{S^2} \cdot \frac{d}{dx} \left( \frac{M^2}{\rho} \right) + \frac{\lambda \Delta_r M^2}{2D\rho S^2} + \rho g \cdot \sin \alpha \quad ; \quad (4.9)$$

рівняння балансу енергії

$$\frac{d}{dx} \left[ M \left( I + \frac{v^2}{2} + gx \cdot \sin \alpha \right) - M \varepsilon(T) \right] = K(T) \pi D (T - T_0) - q_n \quad , \quad (4.10)$$

де  $M$  – масова витрата;

$p$  – тиск;

$D$  і  $S$  – внутрішній діаметр та площа поперечного перерізу труби;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$\rho$  – густина нафти при температурі  $T$ ;

$g$  – прискорення сили тяжіння;



$K(T)$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище;

$x$  – поздовжня координата;

$I$  – ентальпія;

$q_n$  – кількість тепла, що його одержує нафта на одиниці довжини трубопроводу при шляховому підігріві;

$\varepsilon$  – прихована теплота кристалізації парафіну;

$\varepsilon(T)$  – залежність масової частки парафіну, що кристалізується, від температури;

$T_0$  – температура навколишнього середовища;

$v$  – середня швидкість;

$\Delta_r$  – поправка на неізотермічність потоку в радіальному напрямку;

$\alpha$  – кут нахилу трубопроводу до горизонталі.

Відмінністю запропонованої математичної моделі від існуючої [16] є те, що коефіцієнт теплопередачі від нафти, яка рухається в трубопроводі, в навколишнє середовище пропонується визначити з урахуванням перепаду температур нафти за методикою, викладеною в підрозділі 4.1.

Для розв'язку даної системи приймаємо такі припущення:

1. Нехтуємо теплом від тертя потоку при русі нафти та кристалізації парафіну.
2. Шляховий підігрів відсутній.
3. В рівнянні балансу енергії не враховується зміна питомої кінетичної і потенціальної енергії рідини.

Величини, які входять в рівняння (4.8), (4.9), (4.10), можна визначити з наступних співвідношень.

Величина коефіцієнта гідравлічного опору для однофазного потоку ньютонівської рідини визначається в залежності від режиму руху та зони турбулентного режиму.

Залежність коефіцієнта гідравлічного опору від параметрів течії можна представити як [21]

$$\lambda = f(\varepsilon, \text{Re}) \quad (4.11)$$

де  $\varepsilon$  — відносна шорсткість;  $\text{Re}$  — число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{vD}{\nu} \quad (4.12)$$

Величина коефіцієнта гідравлічного опору для ньютонівської рідини визначається в залежності від режиму течії і зони турбулентного режиму згідно з [18] при числах Рейнольдса  $\text{Re} < 2000$

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (4.13)$$

при  $2000 < \text{Re} < 2800$  (ВНТ 17 2-86)

$$\lambda = (0,16\text{Re} - 13) \cdot 10^{-4}, \quad (4.14)$$

при  $2800 < \text{Re} < \text{Re}_1$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} \quad (4.15)$$

при  $\text{Re}_1 < \text{Re} < \text{Re}_2$

$$\lambda = B + \frac{1,7}{\text{Re}^{0,25}} \quad (4.16)$$

де  $\text{Re}_1$  — перше перехідне число Рейнольдса,  $B$  — коефіцієнт, який вибирається з таблиць в залежності від діаметра трубопроводу;  $\text{Re}_2$  — друге перехідне число Рейнольдса. Перехідні числа Рейнольдса визначаються згідно [21].

Ентальпію нафти знаходимо з емпіричної залежності [93]

$$I = \left( 256,11 + 0,4317T + 0,001855T^2 \right) \left( 2,1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right), \quad (4.17)$$

де  $\rho_6$  – густина води.

Величини  $\nu$ ,  $\rho$ , які входять у вирази (4.12, 2.17), визначаються за заданою температурою за відомими залежностями або за експериментальними даними.

Розв'язуючи спільно (4.8), (4.9), (4.10), одержуємо такі рівняння:

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\lambda \Delta_r M^2}{2D\rho S^2} + \rho g \cdot \sin \alpha + \frac{1}{S^2} \frac{d}{dx} \left( \frac{M^2}{\rho} \right) , \quad (4.18)$$

$$\frac{d}{dx} MI = K(T) \cdot \pi \cdot D(T - T_0) . \quad (4.19)$$

В лівій частині рівняння (4.18) – повний градієнт тиску. В правій частині – градієнт тиску, що викликаний силою тертя і силою тяжіння.

В рівнянні (4.19)  $K(T) \cdot \pi D(T - T_0)$  – кількість тепла, що підведене (чи відведене) до одиниці маси нафти, при її русі по трубопроводу до поточного перерізу.

Виконаємо деякі перетворення для розв'язку системи рівнянь.

Введемо до розгляду наступні функції

$$\Phi_1 = \frac{M^2}{S^2 \rho} ; \quad (4.20)$$

$$\Phi_2 = \frac{\lambda M^2}{2D\rho S^2} + \rho g \sin \alpha ; \quad (4.21)$$

$$\Phi_3 = MI ; \quad (4.22)$$

$$\Phi_4 = q_n = 0 . \quad (4.23)$$

Рівняння (4.18, 4.19) приймуть вигляд

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{d\Phi_1}{dx} + \Phi_2 ; \quad (4.24)$$

$$\frac{d\Phi_3}{dx} = K\pi D(T - T_0) . \quad (4.25)$$

Після диференціювання в формулах (4.24), (4.25) маємо

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\partial\Phi_1}{\partial P} \frac{dp}{dx} + \frac{\partial\Phi_1}{\partial T} \frac{dT}{dx} + \Phi_2 ; \quad (4.26)$$

$$\frac{\partial\Phi_3}{\partial p} \frac{dp}{dx} + \frac{\partial\Phi_3}{\partial T} \frac{dT}{dx} = K\pi D \cdot (T - T_0) . \quad (4.27)$$

Розв'язучи співвідношення (4.26) та (4.27) відносно  $\frac{dp}{dx}$  і  $\frac{dT}{dx}$ , одержимо

$$\frac{dp}{dx} = \frac{[K\pi D \cdot (T - T_0)] \frac{\partial\Phi_1}{\partial T} + \Phi_2 \frac{\partial\Phi_3}{\partial T}}{\frac{\partial\Phi_1}{\partial T} \cdot \frac{\partial\Phi_3}{\partial p} - \left(1 + \frac{\partial\Phi_1}{\partial p}\right) \cdot \frac{\partial\Phi_3}{\partial T}} ; \quad (4.28)$$

$$\frac{dT}{dx} = \frac{\Phi_2 \frac{\partial\Phi_3}{\partial p} + \frac{\partial\Phi_1}{\partial p} [K\pi D \cdot (T - T_0)]}{\left(1 + \frac{\partial\Phi_1}{\partial p}\right) \cdot \frac{\partial\Phi_3}{\partial T} - \frac{\partial\Phi_1}{\partial T} \cdot \frac{\partial\Phi_3}{\partial p}} . \quad (4.29)$$

За формулами (4.20 – 4.22) визначаємо значення функцій  $\Phi_1$ ,  $\Phi_2$ ,  $\Phi_3$ .

Значення функцій визначаємо при деяких значеннях тисків і температур.

Знаходимо похідні  $\frac{\partial\Phi_1}{\partial p}$ ,  $\frac{\partial\Phi_1}{\partial T}$ ,  $\frac{\partial\Phi_3}{\partial p}$ ,  $\frac{\partial\Phi_3}{\partial T}$  за формулою [27]

$$\frac{\partial f(x, y)}{\partial x} \Big|_{x=x_m, y=y_n} = \frac{f(x_{m+1}, y_n) - 2f(x_m, y_n) + f(x_{m-1}, y_n)}{x_{m+1} - x_{m-1}} . \quad (4.30)$$

Значення похідних підставляємо в диференціальні рівняння (4.28) і (4.29). Розв'язуємо систему рівнянь чисельним методом Рунге-Кутта за допомогою програми "Excel". За результатами розрахунків будемо графіки залежності перепаду тиску від довжини трубопроводу та температури нафти від довжини (рис. 4.3, 4.4) для нафтопроводу Долина-Дрогобич.

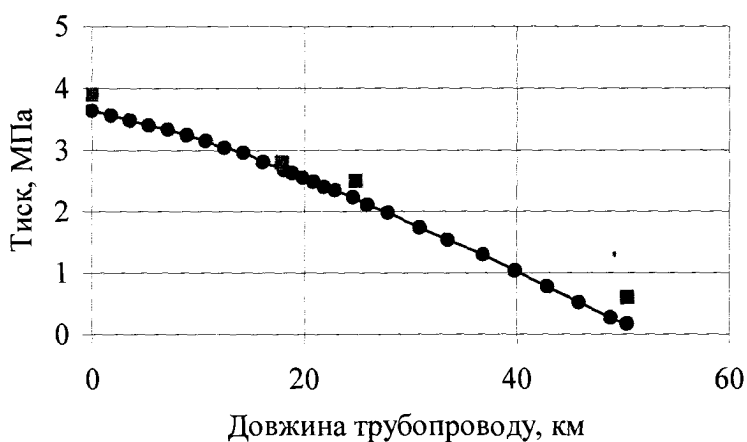


Рис. 4.3. Розподіл тиску по довжині трубопроводу Долина-Дрогобич:

● — математична модель; ■ — експериментальні дані.

Із аналізу графіків видно, що перепад тиску по довжині трубопроводу та перепад температур не відрізняється більше, ніж на 5,2% і 10% від даних промислових вимірювань, таку розбіжність даних промислових вимірювань та розрахункових можна пояснити тим, що в спрощеній моделі не враховується тепло тертя потоку та скрита теплота кристалізації парафіну.

Оскільки, враховуючи характер розподілу тисків вздовж трубопроводу, прогнозоване значення можливих витоків за вчисленими значеннями тисків згідно з залежностями (4.28, 4.29) та промисловими вимірюваннями не відрізняється більше, ніж на 5%, то спрощену математичну модель можна використовувати для прогнозування витоків.

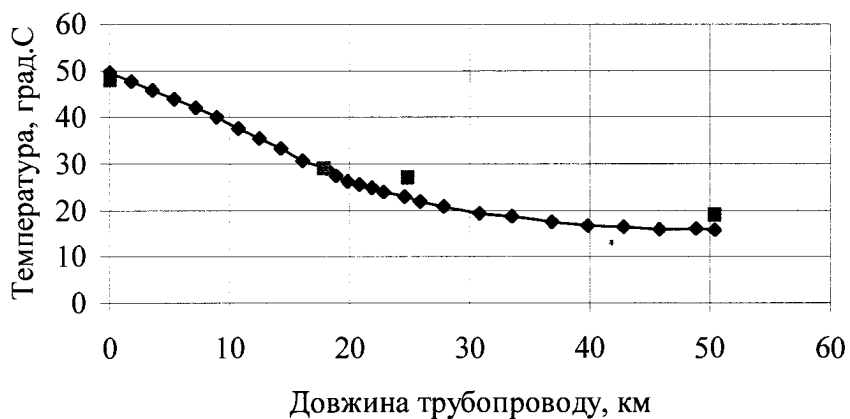


Рис. 4.4. Розподіл температури по довжині трубопроводу Долина-Дрогобич:

—◆— математична модель; ■ експериментальні дані.

Удосконалення методики теплогідравлічного розрахунку полягає в запропонованій математичній моделі визначення повного коефіцієнта теплопередачі в залежності від перепаду температур нафти, а також в простоті її реалізації за допомогою програми “Excel”.

Витік нафтопродуктів із пошкоджених трубопроводів приводить до значного впливу на ґрунтово-рослинний шар, гідросферу та атмосферу. Негативна дія на ґрунтово-рослинний шар зводиться до зниження біологічної продуктивності ґрунтів та фітомаси рослинного покриву.

Внаслідок просочування та фільтрації через ґрунти нафта і нафтопродукти можуть проникати у ґрунтові води, де внаслідок конвективного перенесення розповсюджуються на значні відстані, змінюючи якість води.

Забруднення атмосфери при аваріях на нафтопроводах відбувається внаслідок випаровування легких фракцій нафти, самовільного її загорання. Найбільш небезпечними є окис вуглецю, метан, етан, пропан тощо.

Особливу небезпеку довкіллю завдає підігріта нафта у випадку аварії на початку трубопроводу, що потрібно враховувати при експлуатації неізотермічного трубопроводу.

Характер розподілу температур, визначений за залежністю (4.29), дає можливість виявити найбільш небезпечні ділянки відносно температурного перепаду. Наприклад, для трубопроводу, який досліджується, перепад температур на глибині укладання трубопроводу змінюється в середньому від  $40^{\circ}\text{C}$  до  $15^{\circ}\text{C}$ , небезпечною є ділянка довжиною до 20 км від початку трубопроводу.

За даними промислових вимірювань температури при різних витратах (рис.4.5) знайдемо осереднені значення початкової та кінцевої температури, за якими можна спрогнозувати тепловиділення в навколишнє середовище при експлуатації неізотермічних трубопроводів.

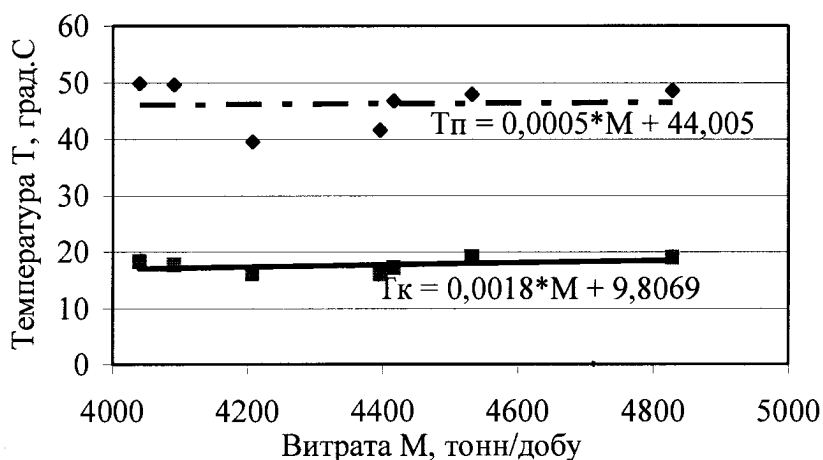


Рис.4.5. Визначення осередненої температури при даній витраті:

- ◆ Дані промислових вимірювань початкової температури;
- Дані промислових вимірювань кінцевої температури;
- - Осереднені значення початкових температур;
- — Осереднені значення кінцевих температур.

Внаслідок проведених розрахунків тепловиділення в навколишнє середовище для трубопроводу довжиною 50,4 км складає  $\Theta=2778$  кДж/с. Оскільки Україна пронизана мережею нафтогазопроводів загальною довжиною до 40 тис. км, то при їх експлуатації відбувається значне теплове забруднення довкілля.

При транспортуванні високов'язких застигаючих нафт з початковою температурою підігріву до 70 °С в зимовий період довкола нафтопроводу неминуче з'явиться ареал протаювання, що веде до утворення нових смуг стоку вздовж труби, виносу ґрунту і т. д.

Використання теплоізоляції лише уповільнює процеси утворення розталих ареалів довкола “теплих” трубопроводів. Теплова дія трубопроводу на навколишнє середовище (зміна режиму ґрунтових вод та ін.) триває протягом усього терміну служби споруди.

Усе це підтверджує, що експлуатація магістральних нафтопроводів неможлива без вимог захисту природи.

Тому особливу увагу потрібно звернути на безаварійну експлуатацію неізотермічних нафтопроводів.

#### 4.3. Висновки

1. Виведені залежності повного коефіцієнта теплопередачі від перепаду температур шляхом статистичної обробки промислових вимірювань на нафтопроводі “Долина – Дрогобич”. Середнє значення повного коефіцієнта теплопередачі, визначене за формулою Шухова (при наявності промислових вимірювань на діючому трубопроводі) та за запропонованими залежностями практично співпадає.

2. Для прогнозування екологічного та технічного ризиків розроблена математична модель руху нафти, в якій розглядається вплив температури на розподіл тиску в трубопроводі, та повний коефіцієнт теплопередачі визначається за запропонованими автором залежностями.



## РОЗДІЛ 5

### РОЗРОБКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ КОМП'ЮТЕРНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ МОДЕЛЮВАННЯ ВИТОКУ НАФТИ З ТРУБОПРОВОДУ

На Україні експлуатуються нафтопроводи з пересіченим профілем траси. Результати роботи, викладені в попередніх розділах, дають змогу прогнозувати кількість розливої нафти у випадку виникнення аварійної ситуації, технічні та екологічні ризики. Актуальним залишається питання розтікання нафти при експлуатації трубопроводів з пересіченим профілем траси при аварії та попередження забруднення довкілля. Розгляд трубопроводу як одне ціле з місцевістю в околицях трубопроводу дозволить вирішити різні технологічні задачі.

Широке використання геоінформаційних систем (ГІС) відкриває нові перспективи управління магістральними нафтопроводами. На принципово новому рівні розв'язуються задачі екологічного моніторингу траси магістральних нафтопроводів, проводиться моделювання наслідків аварійних розливів нафти і ранжування ділянок магістральних трубопроводів за екологічним ризиком для розробки планів проведення ремонтних робіт та обслуговування трубопроводів.

Магістральні нафтопроводи України – це транспортні системи, які обслуговуються десятки років.

Враховуючи, що велика частина інформації, необхідна для управління процесом транспорту нафти, характеризує географічне територіальне розташування об'єктів, використання ГІС дозволить вирішити значну кількість виробничих питань.

Є три основних класи задач, які розв'язуються за допомогою ГІС-технологій [5, 14, 36, 60, 64, 65, 66, 70, 75, 80]:

- інформаційно-довідкові;
- сіткові;

– просторовий аналіз та моделювання.

Інформаційно-довідкові системи є найбільш поширеним на першій стадії впровадження ГІС класом систем. Створення цих систем дозволяє проглянути будь-яку ділянку будь-якої карти з наявної бази даних. При цьому в якісно створених ГІС виконуються дві основні властивості: зумеризації та генералізації.

Властивість зумеризації (від англійського слова Zoom) означає відображення ділянки карти на весь екран, при цьому відбувається автоматичне розтягування або стиснення зображення на весь екран з перерахунком масштабу ділянки карти.

Властивість генералізації в загальному випадку означає постійне збереження насиченості ділянки карти, яка відображає дану інформацію.

В загальному випадку в інформаційно-довідникових системах реалізуються два основних типи питань:

- що знаходиться в заданому місці?
- де це місце знаходиться?

Перший тип питань вимагає в'яснення того, що знаходиться в заданому місці. Місце може бути визначене різними способами за назвою місцевості, за географічними координатами, виділенням на карті, яка зображена на екрані дисплею, наприклад, які магістральні трубопроводи проходять по даній місцевості.

Другий тип питань є оберненим до першого і полягає у в'ясненні або пошуку цього місця, де знаходиться географічний об'єкт або об'єкти, характеристики якого задовольняють деяким умовам. Наприклад, де на території заданого району знаходяться ділянки нафтопроводу із терміном експлуатації більше 20 років.

Цей клас систем може успішно використовуватися в багатьох сферах діяльності: на транспорті, для землевпорядкування, в будівництві, в енергосистемах. Інформаційно-довідникові системи дозволяють виконувати

також деякі прості функції з аналізу даних вимірювання площі або розміру об'єктів, вимірювання віддалей, виділення об'єктів, що задовольняють певним вимогам.

Сіткові задачі. Цей клас задач зв'язаний з необхідністю аналізу географічних сіток вулиць, рік, доріг, трубопроводів, ліній електропередач або зв'язку і ін.

Одним з найбільш важливих класів сіткових задач в трубопровідному транспорті є оптимізація маршрутів перекачування нафти на заданій сітці трубопроводів з різними критеріями оптимізації. Наприклад, розв'язок задачі визначення оптимального маршруту транспортування нафти за критерієм мінімуму затрат. Вихідними даними для розв'язку цієї задачі є трубопровідна сітка та атрибутивні дані, які характеризують затрати на транспортування нафти на кожній окремій ділянці трубопровідної сітки.

Просторовий аналіз та моделювання різних процесів – це є клас найбільш складних, але й найбільш достовірних для прийняття рішень задач.

### 5.1. Просторове моделювання різних процесів

Методологічною основою прогнозування екологічних та соціальних наслідків аварій на магістральних трубопроводах є геоінформаційне моделювання, основні принципи якого наступні.

Спочатку будується геоінформаційна модель околиць трубопроводу. Вона включає в себе різні плоскі шари картографічної інформації в електронному вигляді в зоні певної ширини в коридорі проходження нафтопроводів та її інтеграцію з існуючою атрибутивною базою даних про об'єкти. За допомогою спеціальних програмних засобів (GRID, Spatial Analyst) будується тривимірна модель даної місцевості.

Проводиться побудова так званої гідрологічної коректної решітки рельєфу, яка є основою для розв'язку гідрологічних задач аналізу поведінки

рідких субстанцій при їх русі по рельєфу місцевості під дією сили тяжіння. Вихідними даними для побудови решітки є об'єкти електронної карти: ізолінії рельєфу, точкові відмітки висот та зрізів води, гідрографічна сітка і ін.

На лінійній частині трубопроводу в перетині з границями комірок географічної карти виділяються перерізи, через які проводяться лінії в напрямі найбільш сильного зниження рельєфу – найкоротшого спуску максимальних градієнтів висотних відміток. В геоінформаційних системах лінії обов'язково мають параметр “напря́м”. Ці напрямки замикаються гідрографічною сіткою, яка визначає градієнти рельєфу. Одержані координатні лінії також визначають найбільш ймовірні маршрути при течії рідини через комірки вихідної електронної карти [2, 3, 64].

Другим сімейством координатних кривих є ізолінії рельєфу. Для обчислення значень гідрологічно коректної решітки рельєфу використовують інтерполяційні функції, в яких використані значення ізоліній рельєфу, відміток висот та напрям течії рік, струмків і т.д.

Задаючи місце джерела витікання рідини, за допомогою решітки рельєфу можна визначити маршрут стікання рідини по місцевості. Цю інформацію можна накласти на тривимірну модель місцевості в районі нафтопроводу.

Одержана таким чином тривимірна модель околиць нафтопроводу з гідрологічно коректною решіткою рельєфу, яка складається з двох координатних сімейств – ліній максимальних градієнтів та ізоліній рельєфу, є основою для розробки прогнозів розвитку аварійних ситуацій на трасах трубопроводів. Вона дозволяє розв'язувати цілий клас задач моделювання різноманітних позаштатних ситуацій при експлуатації магістральних трубопроводів. Приведемо приклади лише найбільш важливих задач, на які в рамках запропонованого підходу можна дати достатньо точні розв'язки:

– Які об'єкти систем магістральних нафтопроводів будуть затоплені, якщо рівень води в ріках підніметься на той чи інший рівень? Визначити межі

та площу території, яка затопиться, видати перелік об'єктів, що попадають в зону затоплення.

– Куди буде стікати нафта у випадку прориву трубопроводу на деякій ділянці і яка буде при цьому площа забрудненої території?

– Звідки могла би стікати нафта, знайдена на деякій території (визначення можливого джерела за результатами контролю)?

Цей клас задач ставить високі вимоги до всіх компонентів ГІС, а особливо до якості та достовірності геоданих. Так, наприклад, точність побудови ліній висот ізогіпсів, одержаних з топографічної карти, і точність їх оцифровки суттєво вплинуть на розташування межі зони забруднення.

Тому пріоритетним завданням є постійний контроль фактичного стану місцевості в околицях трубопроводу.

Техногенна взаємодія промислових об'єктів приводить до деградації природного середовища навіть в умовах безаварійної роботи трубопроводів. Ерозія ґрунту на схилах, утворення ярів, балок, карстових пустот, підтоплення траси внаслідок барражуючого ефекту трубопроводу, порушення вздовж трасових проїздів, деструкція ґрунтового шару, зміна біоценозу внаслідок регулярної розчистки смуги відводу земель – це далеко не повний перелік негативних взаємодій на довкілля, які можна значно зменшити або попередити своєчасним проведенням природоохоронних заходів.

5.2. Комп'ютерна технологія моделювання витоку нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення

Згідно складеної блок-схеми (рис. 5.1) розроблена комп'ютерна технологія моделювання витоку нафтопродукту з трубопроводу та прогнозування зони забруднення, що створена у вигляді програмного продукту Vytik для Windows.

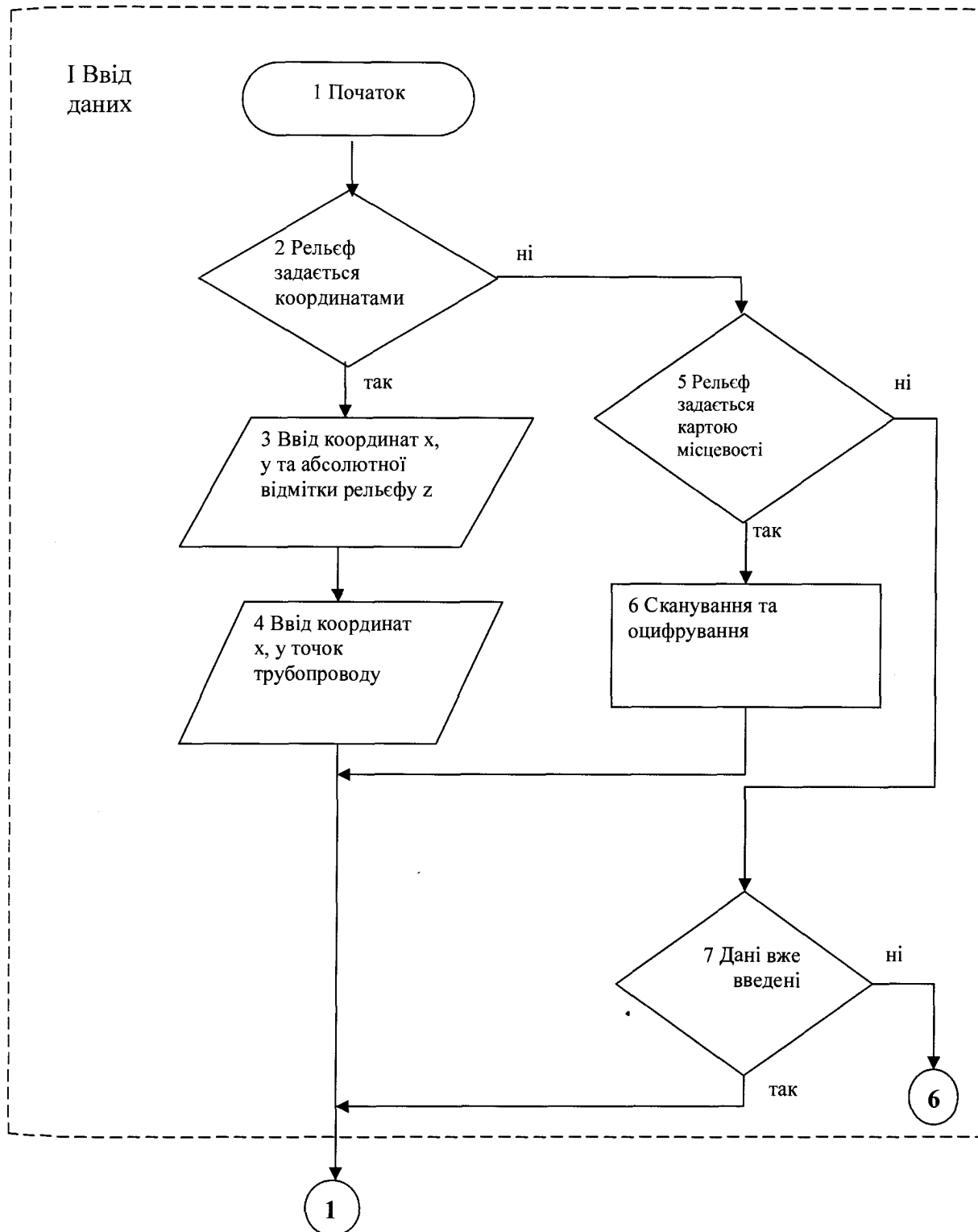
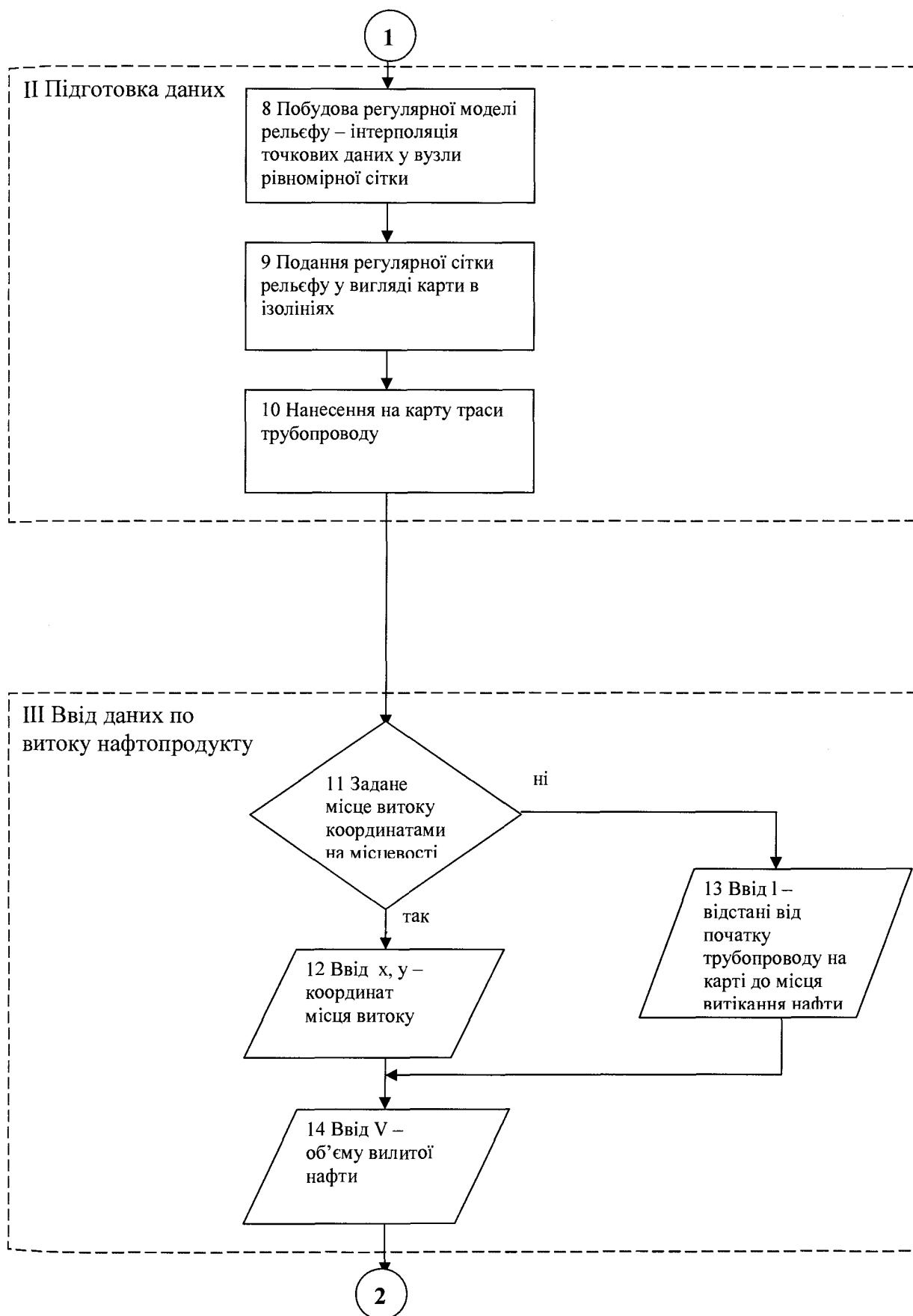
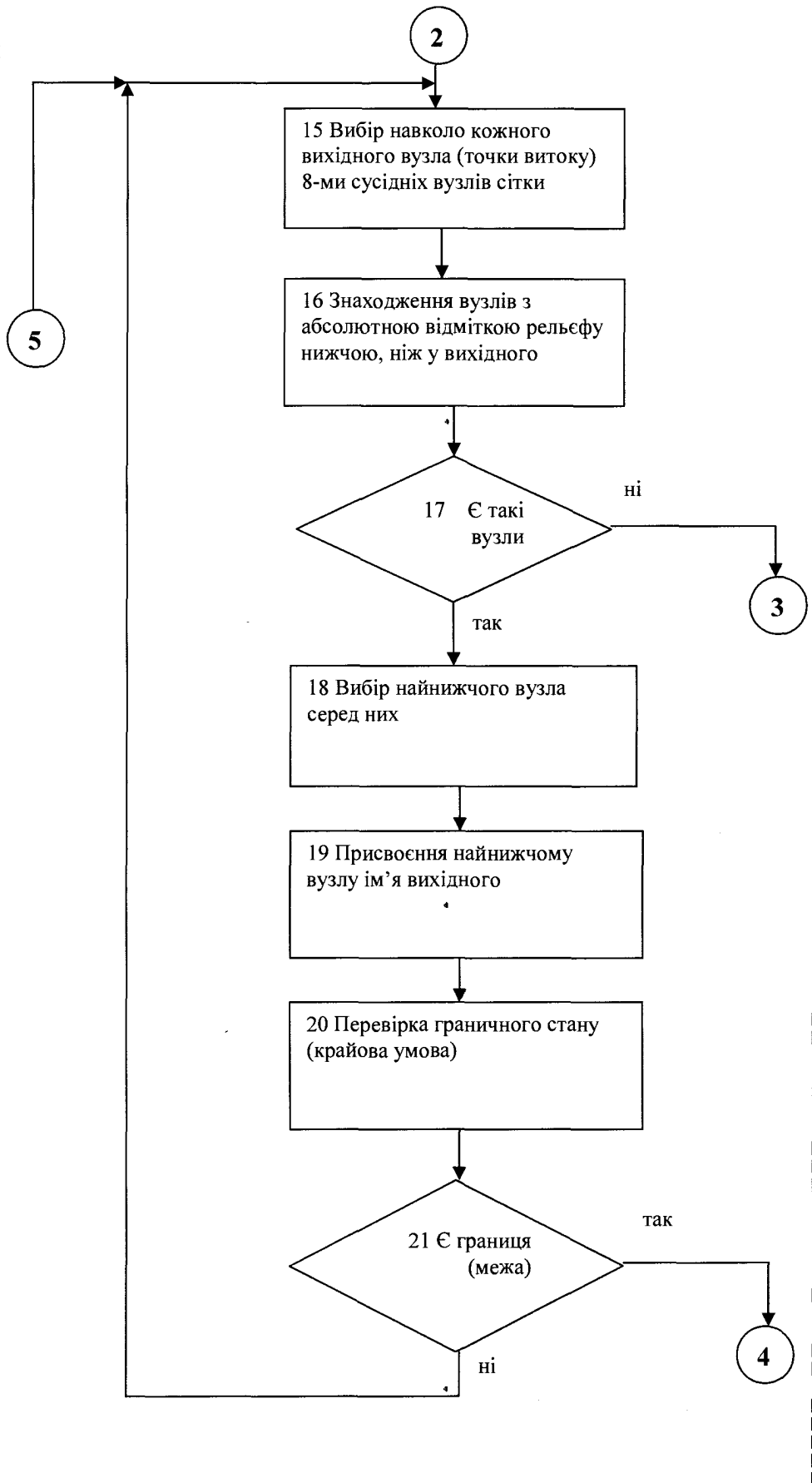


Рис. 5.1. Блок-схема моделювання витіку нафтопродукту з трубопроводу та прогнозування зони забруднення



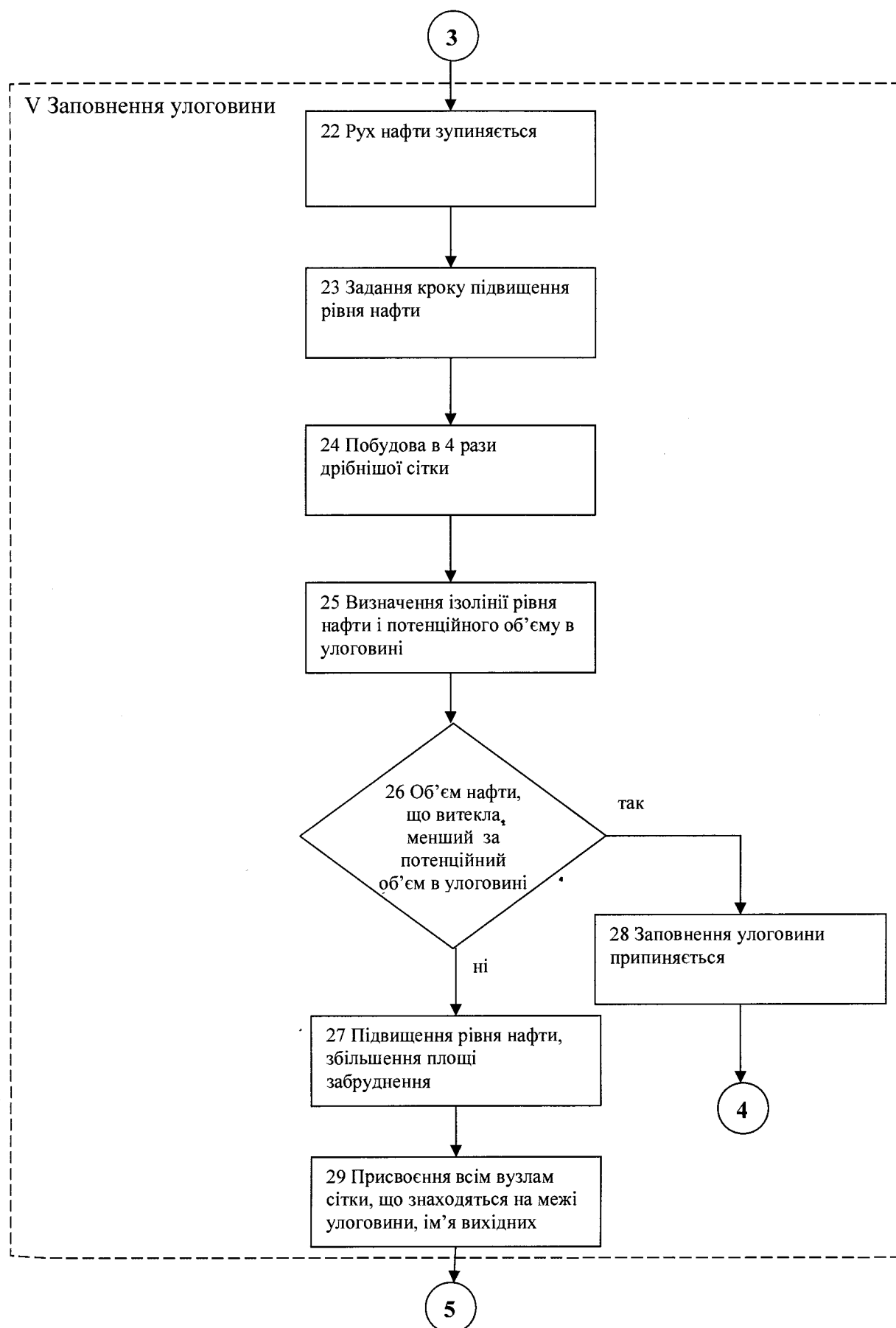
Продовження рис. 5.1.

IV Формування  
траєкторії  
витікання

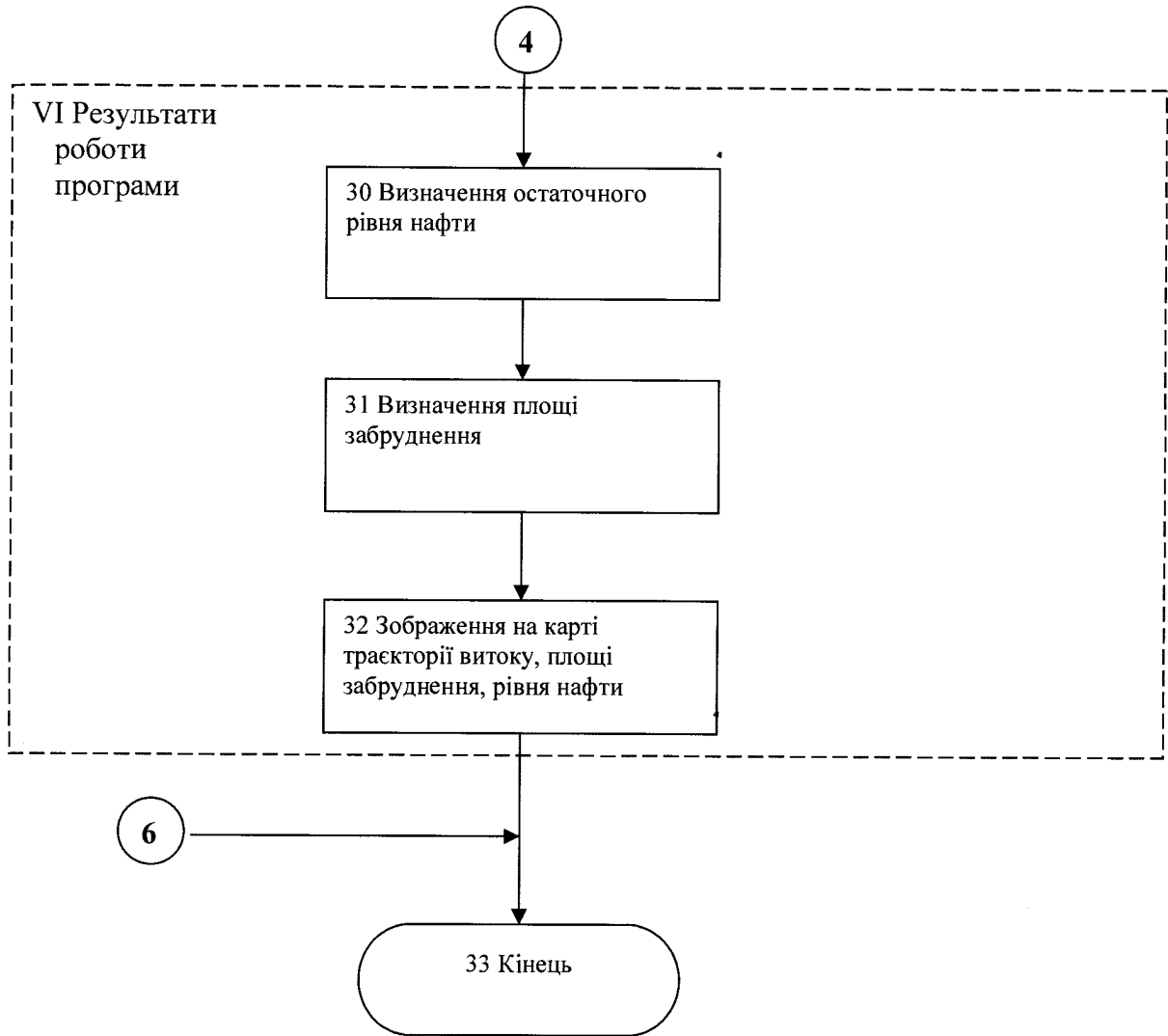


Продовження рис. 5.1.





Продовження рис. 5.1.



Продовження рис. 5.1.

Програмний продукт міститься у файлі Vytik.exe ( 1.21 Мбайт), не потребує установки і працює безпосередньо в середовищі операційної системи Windows 9x/NT/2000 (додаток Ж).

Мінімально необхідна конфігурація комп'ютера для роботи програми Vytik така:

- процесор Pentium 133 МГц або вище;
- оперативна пам'ять – не менш ніж 32 Мбайт;
- наявність вільного місця на вінчестері – не менш ніж 50 Мбайт;

- миша.

Необхідні системні та програмні ресурси для роботи програми Vytik такі:

- операційна система Windows 95 версії OSR2.0 (build 1111) або вище, Windows 98/Me/2000;
- встановлений програмний продукт Surfer версії 7 фірми Golden Sofrware.

Вихідними даними для програми Vytik є:

- карта в горизонталях місцевості, по якій проходить трубопровід, в форматі Surfer (\*.srf) з зображенням трубопроводу на ній;
- відстань від початку трубопроводу на карті до місця витікання нафти (нафтопродукту), км або координати точки витікання на карті, м;
- об'єм нафти, що витекла з трубопроводу, куб.м.

Результатами роботи програми є:

- зображення траєкторії витікання нафти (нафтопродукту) на карті місцевості;
- величина площі забруднення території місцевості нафтою, кв.м;
- конфігурація площі забруднення;
- висотний рівень нафти (нафтопродукту) на території забруднення, м.

В основі алгоритму розрахунку траєкторії витікання лежить метод найшвидшого спуску. Цей метод запропонував Дебай [28]. Для побудови різко пересіченого рельєфу використані методи трикутників з лінійною інтерполяцією та сплайн-інтерполяції.

Потік нафти, яка витекла з трубопроводу у довільній точці, під впливом власної ваги самовільно прямує до точки локального мінімуму на поверхні території. Траєкторія формується від точки до точки у напрямі найбільшого значення градієнту поля рельєфу.

Важливе значення для правильного та швидкого розрахунку має дискретна модель поля рельєфу місцевості. Ця модель повинна бути адекватною до реального поля. Для її побудови на основі вимірювань рельєфу в

окремих точках місцевості необхідно створити достатньо густу регулярну сітку з однаковим малим кроком як в напрямі осі абсцис, так в напрямі осі ординат. Вузлам такої регулярної сітки за допомогою спеціального алгоритму триангуляції з інтерполяцією присвоюється значення відміток рельєфу. З вузлів цієї сітки поточною формується траєкторія руху нафти після витікання з вихідної точки на трубопроводі. Алгоритм формування траєкторії такий:

1) Для вихідного вузла беруться 8 сусідніх вузлів сітки навколо, серед цих 8 вузлів знаходяться вузли з відміткою, нижчою, ніж вихідний. Якщо таких вузлів сітки немає, то рух нафти призупиняється до заповнення об'єму улоговини. Якщо такі вузли є, то серед них шукається найнижчий вузол, до якого і буде спрямований потік.

2) Найнижчий вузол сітки береться за вихідний, і процес п.1 повторюється.

Однаковий крок по осях абсцис та ординат особливо важливий, оскільки дозволяє застосувати простий та економний алгоритм перебору вузлів-сусідів, не беручи до уваги співвідношення кроків між собою.

Після того, як потік нафти досягне найнижчої точки (дна улоговини), починається заповнення улоговини за таким алгоритмом:

1) Задається крок підвищення рівня нафти.

2) Береться 9 вузлів регулярної сітки (найнижчий і 8 сусідніх), за ними методом сплайн-інтерполяції (внутрішній алгоритм GridSplineSmooth програми Surfer 7) будується в чотири рази дрібніша сітка. На подрібненій сітці визначається ізолінія рівня нафти та потенційний об'єм в улоговині, який може зайняти нафта на цьому рівні. Якщо об'єм нафти, що витекла, не більший за потенційний об'єм в улоговині, то заповнення припиняється. Якщо ні, то площа розширюється на 1 вузол в усі боки та одночасно рівень нафти підвищується відповідно до кроку, заданого в п.1, і п.2 повторюється при новій кількості вузлів.

Після заповнення улоговини всією нафтою визначається остаточний рівень нафти та площа забрудненої території як площа, обмежена ізолінією цього рівня.

Для оцінки площі та об'єму використовується внутрішній алгоритм GridVolume програми Surfer 7.

Визначена таким чином траєкторія витікання нафти записується у файлі координат (x, y) точок траєкторії *ostra.bln*, а конфігурація забрудненої території – у файлах регулярної сітки *rozl.grd* і *rozlriv.grd*. Для формування остаточного зображення з файлів *ostra.bln* та *rozl.grd* формуються об'єкти Base та Contours відповідно. Ці об'єкти оверлейно накладаються на карту рельєфу місцевості та траси трубопроводу. В результаті одержується двомірна графічна модель витікання нафти, яка дозволяє передбачати територію забруднення в разі аварії на певній ділянці трубопроводу. Для досягнення більшої наочності та надання представницького вигляду можна на основі регулярних сіток рельєфу, конфігурації забрудненої території (*grd*-файлів), файлів координат (x, y) трубопроводу та траєкторії витікання нафти (*bln*-файлів) побудувати модель в аксонометрії.

Всі етапи розрахунків в програмі Vytik супроводжуються поясненнями у заголовку головного вікна.

Нижче детально описано процедуру підготовки вихідних даних при застосуванні даної комп'ютерної технології моделювання, оскільки вона відрізняється від традиційної.

Етап 1 – введення первинних вихідних даних.

Первинними вихідними даними є:

- виміряні координати x, y точок на місцевості та значення абсолютних відміток рельєфу в цих точках, м;
- виміряні координати x, y точок трубопроводу на місцевості, м.

Для введення цих даних доцільно користуватися табличним редактором програми Surfer, який активізується командою File–New–Worksheet. В пустій

таблиці в колонку А вводяться координата  $x$ , в колонку В –  $y$ , в колонку С –  $z$  (абсолютна відмітка рельєфу). Кожну точку слід вводити в окремий рядок таблиці. Введену таблицю слід зберегти командою File–Save в файлі \*.dat (тип файлу).

Аналогічно в табличному редакторі слід ввести координати  $x, y$  точок трубопроводу. Відмінність полягає лише в тому, що в першому рядку в клітинку А1 таблиці вводиться кількість точок, в клітинку В1 – нуль, а зберігати потрібно в файлі \*.bln (тип файлу GS blanking).

Якщо в розпорядженні користувача є готова достатньо чітка карта місцевості з нанесеним на ній трубопроводом в паперовому вигляді, то її доцільно сканувати в графічний файл (\*.bmp), активізувати редактор карт (File–New–Plot), імпортувати графічний файл у Surfer як базову карту (Map – Base Map), та виконати процедуру оцифрування (Map–Digitize) (зручніше для кожної ізолінії в окремий файл \*.dat – пізніше в цих файлах можна буде вставити значення ізолінії та об'єднати їх в один), щоб уникнути трудомісткого ручного списування координат і відміток та ручного ж уведення їх в комп'ютер. Застосовуючи цей спосіб, можна уникнути помилок, які неодмінно трапляються при ручному списуванні та введенні, та значно прискорити процес підготовки даних.

Етап 2 – Побудова дискретної регулярної моделі рельєфу.

Після введення даних координат і відміток треба побудувати регулярну модель рельєфу – інтерполювати точкові дані у вузли рівномірної сітки. З цією метою треба активізувати редактор карт (File–New–Plot) та вибрати команду побудови регулярної сітки (Data–Grid). У вікні побудови регулярної сітки Scattered Data Interpolation на вкладці General слід задати непарні кількості вузлів сітки (# of Lines) по обох осях координат ( $x, y$ ), такі, щоб кроки сітки (Spacing) по обох осях були малими і однаковими. Рекомендується вибрати також одну з двох моделей інтерполяції рельєфу (Gridding Method): метод трикутників з лінійною інтерполяцією (Triangulation w/Linear Interpolation) –

особливо для рельєфу з розривами, – або метод мінімальної кривизни (Minimum Curvature). Вибір інших 7 моделей, запропонованих в меню, не рекомендується, оскільки вони або мало вивчені, або, як свідчить практика, погано узгоджуються з реальним наземним рельєфом. Після вибору перелічених параметрів розрахунку слід вибрати ім'я файлу-результату регулярної сітки (Output Grid File) і запустити процес побудови сітки кнопкою ОК.

Етап 3 – Побудова карти в ізолініях, суміщеної з трасою трубопроводу.

Побудовану на попередньому етапі регулярну сітку рельєфу слід подати у вигляді карти в ізолініях. Перш за все необхідно активізувати на екрані диспетчер об'єктів програми (Edit–Object Manager). Після цього слід вибрати команду Map–Contour Map–New Contour Map і вибрати файл \*.grd регулярної сітки. У вікні властивостей карти (Contour Map Properties) на вкладці Options рекомендується відмітити згладжування контурів ізоліній (Smooth Contours) і вибрати його максимальний (High) ступінь (Amount). Після цього у вкладці Levels можна переглянути і відредагувати перелік горизонталей, які треба відобразити на карті. Після завершення цих операцій потрібно натиснути ОК, і карта буде зображена на екрані. Далі треба відмітити карту мишею та присвоїти їй назву “Рельєф” (Edit–Object ID–Рельєф).

Тепер потрібно нанести на карту трасу трубопроводу. Для цього слід вибрати команду Map–Base Map і вибрати файл \*.bln траси. Після появи траси рекомендується встановити для неї колір, відмінний від кольору ізоліній. Для цього слід відмітити трасу мишею, два рази клацнути мишею, у вікні Base Map натиснути кнопку властивостей лінії (Line) і вибрати колір (Color). Потім закрити вікна кнопками ОК і присвоїти трасі назву “Трубопровід” (Edit–Object ID–Трубопровід).

Якщо сітка рельєфу перебудовується, то у вікні Contour Map Properties (властивості карти) необхідно поновити \*.grd файл. Для цього треба відкрити

папку, вибрати \*.grd файл і відкрити його. У випадку зміни трубопроводу його треба створити заново.

Для накладання траси на карту слід виділити обидва об'єкти і сумістити їх командою Map–Overlay Maps.

В такому вигляді карта готова для подальших розрахунків. Залишається її зберегти у файлі \*.srf. (File–Save As–ім'я файлу–Save).

Таким чином, нами описані всі етапи підготовки даних для моделювання витоку нафтопродукту з трубопроводу та прогнозування зони забруднення за запропонованою комп'ютерною технологією. Після підготовки даних запускається програма Vytik, яка запитує збережений файл карти \*.srf, проводить всі необхідні розрахунки і формує в цьому файлі зображення траєкторії витоку та площі забруднення. Цей файл можна вивести на принтер або на плотер: File–Print. Примітка: якщо під час роботи програми клацнути лівою кнопкою мишки, то з'явиться вікно переривання програми, при виборі кнопки Continue програма продовжить розрахунки.

На основі регулярної моделі рельєфу також можна побудувати графік поверхні, суміщений з трасою трубопроводу, траєкторією витікання нафти та конфігурацією площі розливу нафти.

Побудовану на етапі 2 регулярну сітку рельєфу слід подати у вигляді графіка поверхні (Wireframe). Перш за все необхідно активізувати на екрані диспетчер об'єктів (Edit–Object Manager). Після цього слід вибрати команду Map–Wireframe і вибрати файл \*.grd регулярної сітки рельєфу. У вікні властивостей графіка поверхні (Wireframe Properties) рекомендується на вкладці Options зняти відображення ліній сітки (Plot lines of constants) на осі Y, а на осі X зменшити інтенсивність чорного кольору ліній сітки до 50% (натиснути кнопку лінії, у вікні властивостей лінії Line Property вибрати колір 50% Black і ОК) натиснути ОК, і графік буде зображений на екрані. Далі треба відмітити графік мишею та присвоїти їй назву “Рельєф” (Edit–Object ID–Рельєф).



Тепер потрібно нанести на графік трасу трубопроводу. Для цього слід вибрати команду Map–Base Map і вибрати файл \*.bln траси. Після появи траси рекомендується встановити для неї колір, відмінний від кольору графіка. Для цього слід відмітити трасу мишею, два рази клацнути мишею, у вікні Base Map натиснути кнопку властивостей лінії (Line) і вибрати колір (Color). Потім закрити вікна кнопками ОК і присвоїти об’єктові траси назву “Трубопровід” (Edit–Object ID–Трубопровід).

Для накладання траси на графік слід виділити обидва об’єкти і сумістити їх командою Map–Overlay Maps.

Тепер потрібно нанести на графік траєкторію витікання нафти. Для цього слід вибрати команду Map–Base Map і вибрати файл ostra.blm. Після появи траєкторії витікання рекомендується встановити для неї колір, відмінний від кольору графіка і траси трубопроводу. Для цього слід відмітити траєкторію мишею, два рази клацнути мишею, у вікні Base Map натиснути кнопку властивостей лінії (Line) і вибрати колір (Color). Потім закрити вікна кнопками ОК і присвоїти об’єктові назву “Траєкторія витікання” (Edit–Object ID–Траєкторія витікання).

Для накладання траєкторії на графік слід виділити обидва об’єкти і сумістити їх командою Map–Overlay Maps.

Також потрібно нанести на графік конфігурацію площі розтікання нафти. Для цього слід вибрати команду Map–Contour Map–New Contour Map і вибрати файл rozlrv.grd регулярної сітки площі розливу нафти. У вікні властивостей карти (Contour Map Properties) на вкладці Options рекомендується відмітити згладжування контурів ізоліній (Smooth Contours) і вибрати його максимальний (High) ступінь (Amount). Обов’язково відмітити заповнення контурів (Fill Contours).

Після цього у вкладці Levels необхідно відредагувати перелік горизонталей таким чином:

1. Вилучити (кнопкою Delete) всі горизонталі, крім перших трьох.

2. виправити значення першої горизонталі Level на значення рівня розлитої нафти – 0.01 м.

3. виправити значення другої горизонталі Level на значення рівня розлитої нафти.

4. виправити значення третьої горизонталі Level на значення рівня розлитої нафти +0.002 м. Для цієї горизонталі слід зняти заповнення контуру: напроти горизонталі в стовпчику Fill двічі клацнути мишею, у вікні Fill Properties вибрати пустий шаблон заповнення: Fill Pattern–None.

Після завершення цих операцій потрібно натиснути ОК, і карта буде зображена на екрані. Далі треба відмітити карту мишею та присвоїти їй назву “Площа забруднення” (Edit–Object ID–Площа забруднення).

Для накладання конфігурації площі розливу нафти на графік слід виділити обидва об’єкти і сумістити їх командою Map–Overlay Maps.

Можна також відрегулювати вигляд графіка поверхні (кут повороту осей, кут зору, перспективу) командою Map–3D View. При цьому зручно контролювати вигляд графіка, натискаючи після кожної зміни кнопку Apply.

Після виконання цих операцій графік поверхні готовий для споживання. Залишається зберегти його у файлі \*.srf. (File–Save As–ім’я файлу–Save). Цей файл можна вивести на принтер або на плотер: File–Print.

Нами був вибраний довільний рельєф із координатами  $x$ ,  $y$ ,  $z$ , на якому розмістили трубопровід з координатами  $x$ ,  $y$ . Використовуючи вище наведену методику, була здійснена підготовка вихідних даних до застосування даної комп’ютерної технології, в результаті чого отримано 2-х і 3-х вимірні поверхні місцевості з прокладеною по них трасою трубопроводу.

При використанні даної програми Vytik, задавши місце витoku (по координатам на місцевості або по довжині трубопроводу), а також об’єм вилитої нафти, ми отримуємо зображення траєкторії витoku та площі забруднення, а також кількісне значення площі забруднення та рівня розлитої нафти (рис. 5.2, 5.3, додаток 3).

Було проведено ряд досліджень з метою виявлення закономірностей зміни площі забруднення та траєкторії витoku нафти при зміні об'єму нафти, що витекла, та при зміні місця витoku. Дані досліджень наведені в табл. 5.1 та на рис. 5.4, 5.5.

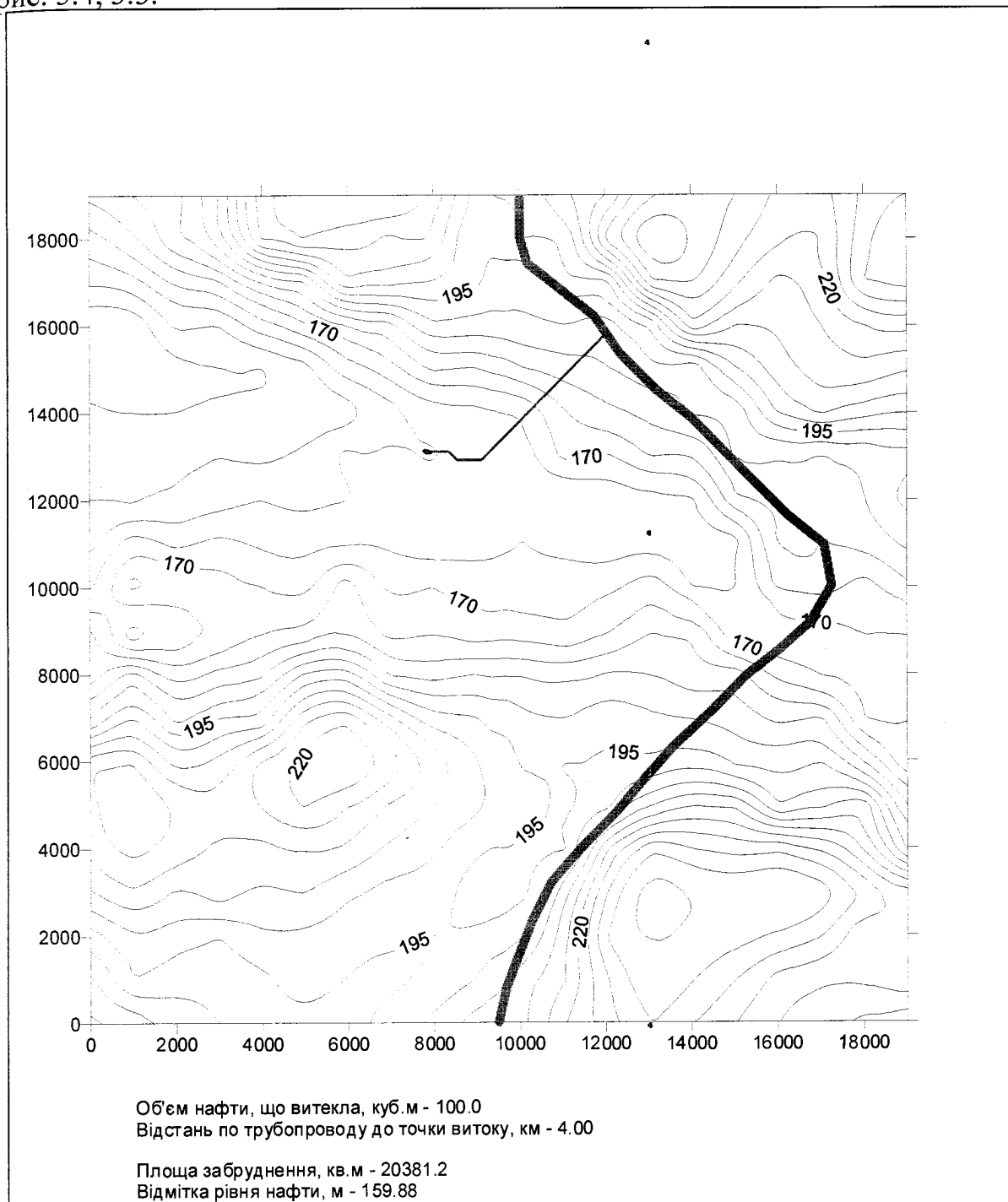


Рис. 5.2. Моделювання витoku нафтопродукту з трубопроводу та прогнозування забруднення території

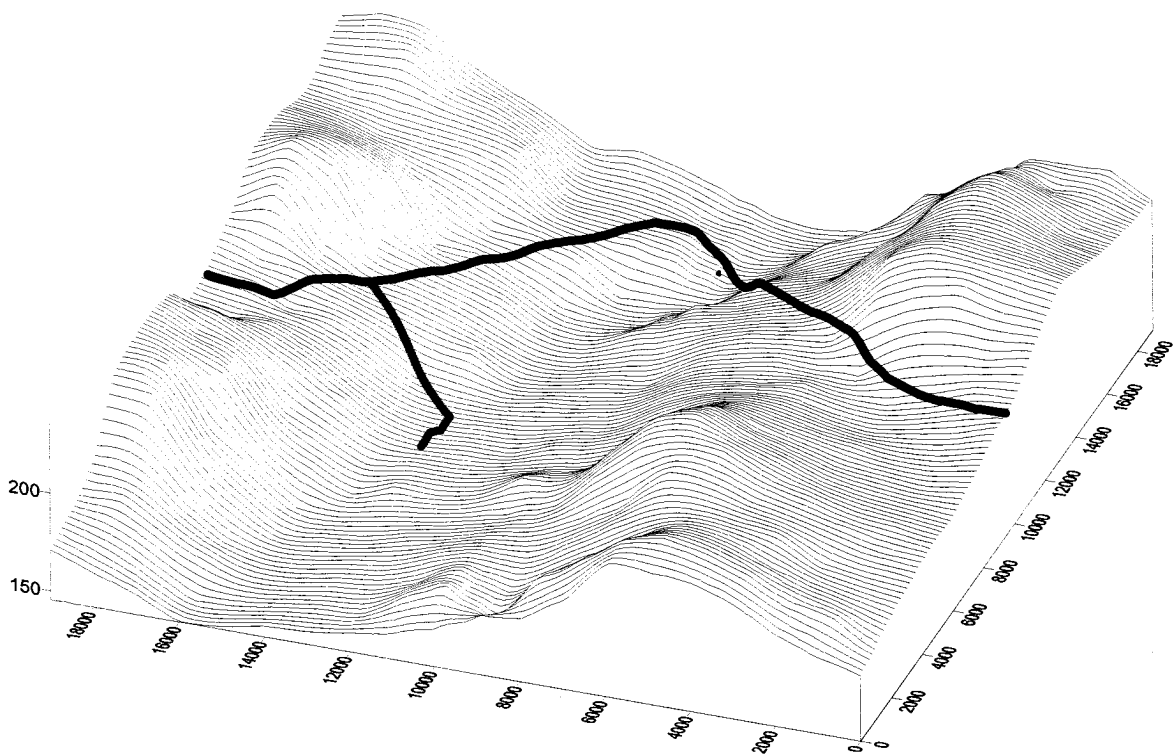


Рис. 5.3. Зображення траєкторії витоків та площі забруднення в аксонометрії для 4 км ділянки трубопроводу, розлив нафти –  $100\text{м}^3$

Таблиця 5.1 –

Площа забруднення при можливій аварії на 4 км ділянки трубопроводу

№п/п	Об'єм вилитої нафти $V, \text{м}^3$	Площа забруднення $S, \text{м}^2$
1	100	20381,2
2	200	42422,3
3	300	43805,4
4	400	45187,7
5	500	46581,4
6	600	47998,4

Продовження табл. 5.1

№п/п	Об'єм вилитої нафти $V, \text{м}^3$	Площа забруднення $S, \text{м}^2$
7	700	49438,1
8	800	50902,3
9	900	52390,4
10	1000	53912,0

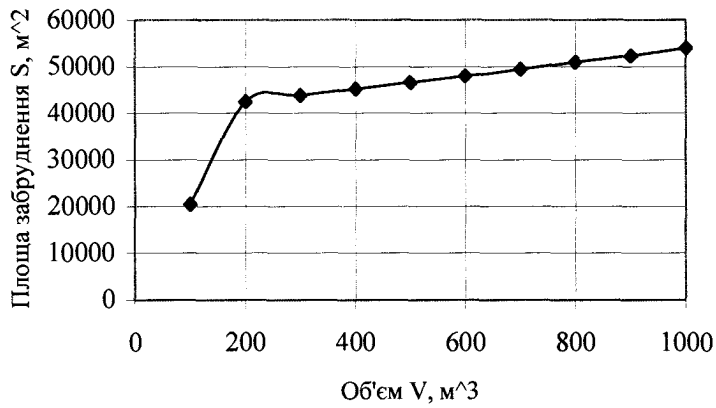


Рис. 5.4. Графік залежності площі забруднення від об'єму нафти, що може витекти при аварії на 4 км ділянці трубопроводу

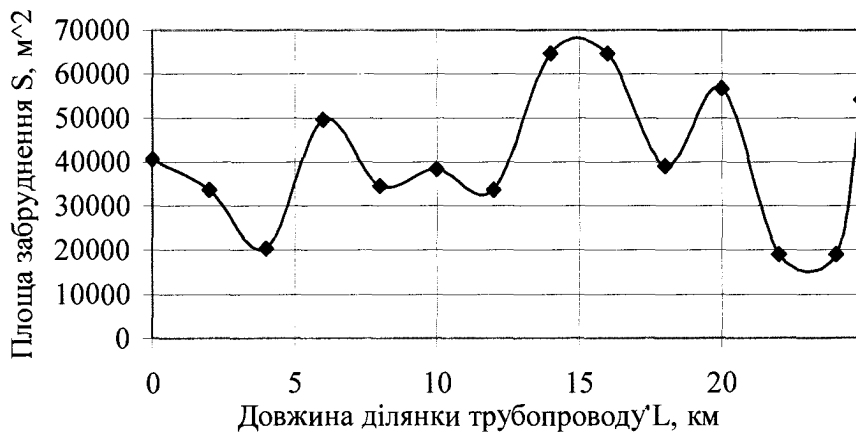


Рис. 5.5. Розподіл площі забруднення по довжині трубопроводу при розливі  $100\text{м}^3$  нафти

Для зменшення технічного ризику необхідно передбачити водовідведення (лотки) в тих місцях прокладання трубопроводу, де напрям розтікання йде вздовж осі труби (додаток 3), оскільки талі і дощові води можуть призвести до розмиву ґрунтів над трубопроводом, що призведе до зниження екологічної безпеки його експлуатації;

При паспортизації лінійної частини нафтопроводів необхідно впровадити методику комп'ютерного моделювання розтікання нафти та визначення площі забрудненої території з врахуванням рельєфу місцевості, поєднання якої з діагностуванням поверхні трубопроводів із застосуванням інтелектуальних поршнів дасть змогу розглядати технічний та екологічний ризики у взаємозв'язку та підвищити екологічну безпеку експлуатації трубопроводів.

Аналіз досліджень показав, що рельєф місцевості має значний вплив на величину площі забруднення (рис. 5.5). При комп'ютерному моделюванні можливих витоків величиною  $100 \text{ м}^3$  розподіл площі забруднення в залежності від місцезнаходження пошкодження по довжині трубопроводу дозволяє виявити ділянки трубопроводу, при пошкодженні яких постійні чи тимчасові пошкодження ґрунту перевищують значення прийнятного ризику (5 га) [59]. На цих ділянках рекомендується знизити технічний ризик за рахунок використання посиленої ізоляції або труб із більшою товщиною стінки. Тому ще на стадії проектування трубопроводів необхідно використовувати геоінформаційне моделювання, яке є методологічною основою прогнозування екологічних та соціальних наслідків аварій на магістральних трубопроводах.

Використаємо адаптаційний метод рангової класифікації для ранжування параметрів кількості розлитої нафти та площі забрудненої території на 4-ому кілометрі траси нафтопроводу.

В табл. 5.2 наведені інтервали значень кожної ознаки і відповідні їм ранги.

Таблиця 5.2 –

Розподіл значень рангів по інтервалах кожної ознаки

№ інтервалу	Об'єм вилитої нафти	Площа забрудненої території	Значення рангів
1	100 – 250	20381,2 – 25969,7	0
2	251 – 400	25969,7 – 31558,2	1
3	401 – 550	31558,2 – 37146,7	2
4	551 – 700	37146,7 – 42735,2	3
5	701 – 850	42735,2 – 48323,7	4
6	851 – 1000	48323,7 – 53912,0	5

За даними табл. 5.2 визначимо суму рангів (табл. 5.3) та побудуємо графічну залежність площі забруднення від об'єму вилитої нафти (рис.5.6).

Таблиця 5.3 –

Площа забруднення при можливій аварії на 4 км ділянки трубопроводу

№ п/п	Об'єм вилитої нафти $V, \text{ м}^3$	Значення рангу для $V$	Площа забруднення $S, \text{ м}^2$	Значення рангу для $S$	Сума рангів
1	100	0	20381,2	0	0
2	200	0	42422,3	3	3
3	300	1	43805,4	4	5
4	400	2	45187,7	4	6
5	500	2	46581,4	4	6
6	600	3	47998,4	4	7
7	700	3	49438,1	5	8
8	800	4	50902,3	5	9
9	900	5	52390,4	5	10
10	1000	5	53912,0	5	10

Згідно методу рангової класифікації виділяємо дві області. Найбільш небезпечною є ділянка 1, де сума рангів класифікації більша п'яти.

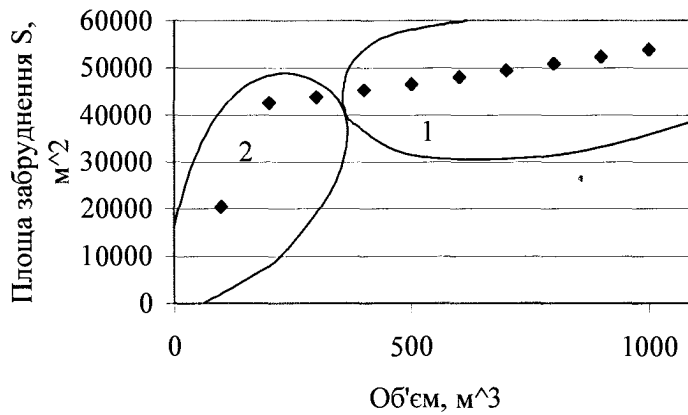


Рис.5.6. Ранжування небезпечних виливів

5.3. Оцінка об'єму витікання нафти при розливі з дефектного отвору та його впливу на людину

Комп'ютерне моделювання витікання нафти з врахуванням рельєфу місцевості дозволяє розв'язати цілий ряд проблем, пов'язаних з витіканням нафти з аварійних отворів при пошкодженні нафтопроводу.

Для прогнозування екологічного ризику, маючи дані діагностування трубопроводів за допомогою інтелектуального поршня, визначимо витрату рідини при появі витоків із дефектів, які попали в групи ризику.

Прогнозована витрата визначається за залежністю [54]

$$Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2g\Delta H} = \mu_{\phi} \cdot S \cdot \sqrt{2 \frac{P}{\rho}},$$

де  $\mu$  – коефіцієнт витрати через отвір некруглої форми, який апроксимуємо у вигляді ромба з діагоналями  $l$  і  $b$  (залежність (2.11)). Геометричні розміри дефекту, його глибина та місцезнаходження в трубопроводі є результатом діагностування.

$$\Delta H = \frac{P - P_1}{\rho g},$$



де  $P$  – тиск всередині трубопроводу;  $P_1$  – тиск на зовнішній твірній труби, який залежить від середовища, куди витікає нафта.

Напір над центром отвору  $\frac{P}{\rho g}$  визначається як віддаль від точки витікання до лінії гідравлічних нахилів трубопроводу в плановому режимі його експлуатації. Ось чому велика увага була звернена на фактори, які впливають на розподіл тиску по довжині трубопроводу (розділи 3 і 4).

Коефіцієнт витрати  $\mu_\phi$ , який враховує фільтраційні властивості ґрунтів, рівний [54]

$$\mu_\phi = \left( \frac{1}{\mu^2} + a \right)^{-\frac{1}{2}},$$

де  $a$  – коефіцієнт опору ґрунту, який визначається за залежністю [54]

$$a = \frac{2gS^2v_n \cdot L}{Q \cdot k_\phi w \cdot v_e \cdot S_1},$$

де  $v_n$ ,  $v_e$  – в'язкість нафти і води відповідно;

$k_\phi$  – коефіцієнт фільтрації ґрунту;

$S$  – площа перерізу аварійного отвору;

$w$  – поправочний коефіцієнт на вологість ґрунту;

$Q$  – витрата рідини без врахування фільтраційних особливостей ґрунту;

$S_1$  – середня площа перерізу змоченого нафтою ґрунту;

$L$  – відстань між місцем знаходження розлитої нафти і місцем розташування відкритого отвору.

Коефіцієнт фільтрації ґрунту

$$k_\phi = \frac{v}{i},$$

де  $v$  – швидкість фільтрації

$$v = \frac{Q}{S_n},$$

де  $Q$  – витрата рідини через аварійний отвір;

$S_n$  – площа розлитої нафти (визначається з моделі рельєфу);

$i$  – гідравлічний нахил пласта (знаходиться з моделі рельєфу).

Поправочний коефіцієнт на вологість ґрунту знаходимо за методикою наведеною в [78].

Площа перерізу змоченого нафтою ґрунту та відстань  $L$  знаходиться з моделі рельєфу.

Коефіцієнт витрати, визначений за залежністю (2.11)  $\mu=0,89$ , а з врахуванням фільтраційних особливостей ґрунту  $\mu_\phi=0,853$ .

Отже кількість нафти, яка вилася з аварійного отвору за час  $\tau$ , буде

$$V = \mu_\phi S \sqrt{2gH} \cdot \tau.$$

Приймаємо середньостатистичний час витікання  $\tau = 2,5$  години (з моменту розгерметизації трубопроводу до моменту ідентифікації аварійної ситуації і відключення насосної станції) [54].

Прогнозування розвитку аварії ведемо за тисками в плановому режимі експлуатації (розглядаємо “найгірший” випадок, оскільки тоді об’єми аварійних витікань будуть максимальними).

Об’єм нафти, яка може потенційно витікати з дефекту при наявності аварійної ситуації, складається з об’ємів забруднення при розливі на поверхні ґрунту, випаровування в атмосферу, насичення та фільтрації нафти в масиві ґрунту.

Підземні води зони аерації, захищені від техногенного забруднення шаром ґрунтів різного літологічного складу та різної товщини, який відіграє роль екрану і служить основою (фундаментом) для нафтопроводу. Наприклад, нафтопровід “Одеса-Броди” прокладений у різних ґрунтах: пісках, супісках, суглинках та глинах. Вони мають різні фільтраційні властивості і при аварійних викидах нафтопроводів захисна роль їх буде різною.

Масштаби забруднення зони аерації у районі розташування нафтопроводів при їх відмові в основному залежать від об'єму витoku нафти, проникності ґрунтів, їх потужності, рельєфу місцевості, глибини залягання ґрунтових вод, їх живлення та розвантаження.

За даними роботи [23] процес забруднення зони аерації при витках нафти на земній поверхні можна розділити на три стадії.

Перша стадія характеризується утворенням поверхневого ареалу шляхом заповнення нафтою заглибин на поверхні землі. На другій стадії проходить, головним чином, вертикальна інфільтрація нафти. Третя стадія характеризується боковою міграцією нафти у ґрунтах, при цьому у більш проникних ґрунтах цей процес проявляється у значній мірі.

Однією з задач досліджень, проведених в дисертаційній роботі, і є визначення площі забрудненої території і її конфігурації для прогнозування екологічного ризику.

Наявність сучасних засобів геоінформаційного моделювання дозволяє розв'язати задачі прогнозування можливих наслідків аварій на трубопроводі в результаті розгерметизації.

Отже, загальна кількість нафти, яка може витекти з аварійного дефекту з врахуванням фільтраційних властивостей ґрунту [54]

$$Q = q_0 + q_v + q_{cm},$$

де  $q_0$  – витрата нафти, яка просочується з поверхні землі (інфільтрація);

$q_v$  – витрата нафти, яка випаровується;

$q_{cm}$  – кількість нафти, яка стікає по рельєфу місцевості.

Визначимо, яка кількість нафти просочується з поверхні землі в ґрунт  $q_0$ , використавши методику, запропоновану в [78].

При розливі  $100 \text{ м}^3$  нафти кількість нафти, яка просочилася, рівна  $M_0=27200 \text{ кг}$ .

Кількість нафти, яка випарувалася, становить  $M_e = 1200$  кг.

Загальна кількість нафти, яка витекла з трубопроводу,  $M = 85000$  кг, отже кількість нафти, яка стікає по рельєфу  $M_{cm} = 56600$  кг.

Нафта, яка витекла з трубопроводу, негативно впливає на всі компоненти навколишнього середовища, а, основне, на людину, на стан її здоров'я.

Розглянемо, як впливають на людину пари нафти.

Нафта – це складна суміш вуглеводнів та неуглеводневих сполук. До нафти входять у різному співвідношенні насичені вуглеводні (парафіни), нафтени й ароматичні вуглеводні. До неуглеводневих (гетероатомних) належать органічні сполуки сірки, кисню, азоту, а також сполуки металів та деяких інших хімічних елементів. Нафта містить також високомолекулярні смолисто-асфальтенові сполуки.

При експлуатації нафтопроводів, а особливо при виникненні аварійних ситуацій в атмосферу надходить значна кількість різних хімічних сполук – як відомих у природі, так і синтезованих людиною. Але всі вони належать до локальних і безпосередньо пов'язані зі специфікою галузі.

Уже накопичено багато фактів про можливий несприятливий вплив атмосферних забруднень на населення. Саме вони стали причиною посилення уваги до санітарної охорони атмосферного повітря і дозволили виділити медичний аспект як визначальний у цій складній та багатогранній проблемі.

Найдетальніші дані про вплив на здоров'я населення є нині стосовно таких поширених забруднювачів, як завислі речовини та діоксид сірки [104].

Першими сигналами можливої негативної дії атмосферних забруднень на здоров'я населення були так звані токсичні тумани – випадки гострого впливу атмосферних забруднень, концентрація яких зростала за несприятливих метеорологічних умов.

Друга група чинників, які спонукали підвищити увагу до проблеми забруднення атмосферного повітря, пов'язана з хронічними неспецифічними захворюваннями.

Одним із основних напрямів зменшення викидів і забезпечення високої якості атмосферного повітря є встановлення та контроль за додержання нормативів гранично-допустимих викидів (ГДВ) та виконання заходів щодо їх досягнення.

Визначимо розподіл концентрації поллютантів в турбулентному потоці по вертикалі за залежністю [58]

$$C = C_0 e^{\left[-\left(\frac{3g}{u^2}\right) \cdot h\right]}, \quad (5.1)$$

де  $C_0$  – концентрація над поверхнею землі;

$u$  – швидкість вітру, приймаємо  $u = 4,5$  м/с.

Концентрація над поверхнею Землі при швидкості вітру  $u=4,5$  м/с складає  $12 \text{ мг/м}^3$ .

Будуємо графік розподілу концентрації поллютантів по висоті (рис. 5.7), використавши залежність (5.1).

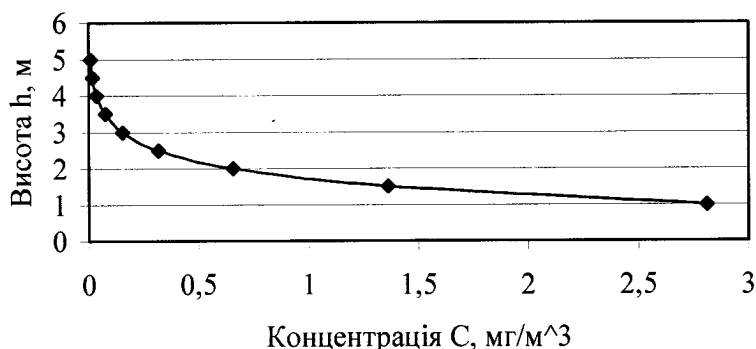


Рис.5.7. Розподіл концентрації поллютантів по висоті

З графіка (5.7) випливає, що концентрація поллютантів на рівні дихання менша, ніж гранично допустима концентрація нафтопродукту в атмосфері робочої зони ( $10 \text{ мг/м}^3$ ) і складає  $1,36 \text{ мг/м}^3$ .

Побудуємо діаграму розподілу кількості розлитої нафти (рис. 5.8).

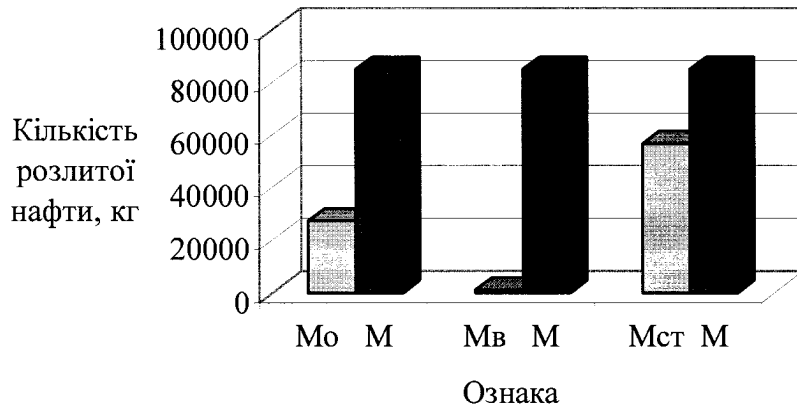


Рис. 5.8. Розподіл кількості вилитої нафти

Із діаграми випливає, що при різко пересіченому профілі траси при аварійних витіканнях основна маса нафти стікає по схилах, а при наявності в зоні розтікання водних об'єктів – забруднює їх.

5.4. Прогнозування масштабів нафтового забруднення компонентів навколишнього середовища

Гранично допустимі концентрації (ГДК) шкідливих речовин, що попадають у навколишнє середовище, використовуються для характеристики ступеня і прогнозої оцінки забруднення.

Безрозмірна сумарна концентрація не повинна перевищувати одиницю при розрахунку за відомою формулою [40]:

$$\frac{C_1}{C_{ГДК1}} + \frac{C_2}{C_{ГДК2}} + \dots + \frac{C_n}{C_{ГДКn}} \leq 1,$$

де  $C_1, C_2, \dots, C_n$  – концентрація шкідливих речовин у кожному компоненті навколишнього середовища (у ґрунті, воді та атмосферному повітрі);

$C_{ГДК1}, C_{ГДК2}, \dots, C_{ГДКn}$  – гранично допустима концентрація шкідливих речовин у кожному компоненті навколишнього середовища.

Звідси випливає, що безпечна ступінь екологічної безпеки є 1 і менша. Небезпечна ступінь забруднення компонентів навколишнього середовища буде більша за цю величину.

Отже, для прогнозної оцінки забруднення навколишнього середовища нафтою використовуємо показник екологічної небезпеки  $Ke.\delta(t) = E(a_1^0, a_2^0, a_3^0)$ , який створює нафтопровід у випадку його відмови [23]

$$E = \begin{pmatrix} a_1^0 & 0 & 0 \\ 0 & a_2^0 & 0 \\ 0 & 0 & a_3^0 \end{pmatrix}.$$

Тут  $a_1^0, a_2^0, a_3^0$  – основні показники екологічної небезпеки відповідно у ґрунтах, воді та атмосферному повітрі.

$$a_1^0 = \frac{(1-P_t) \cdot a_1}{\beta_1}; \quad a_2^0 = \frac{(1-P_t) \cdot a_2}{\beta_2}; \quad a_3^0 = \frac{(1-P_t) \cdot a_3}{\beta_3},$$

де  $P_t$  – ймовірність безвідмовної роботи нафтопроводу протягом певного часу  $t$ ;

$\beta_i$  – гранично допустимі концентрації в  $i$ -тому компоненті середовища ( $H_3, H_B, H_A$ ).

$a_1, a_2, a_3$  – очікувані концентрації нафти у ґрунті, воді та повітрі [23]

$$a_1 = K_H \cdot \rho; \quad a_2 = P_B \cdot C_B; \quad a_3 = C_A,$$

де  $K_H$  – нафтоємність ґрунту;  $\rho$  – густина нафти;  $P_B$  – умовна ймовірність попадання нафти у водні об'єкти;

$C_B, C_A$  – відповідно очікувана концентрація нафти у воді та атмосфері, мг/м<sup>3</sup>.

Маючи значення кількості нафти, яка просочується в ґрунт, випаровується та стікає по рельєфу місцевості і може забруднити водні об'єкти, визначимо ступінь можливого забруднення компонентів навколишнього середовища.

Ймовірність безвідмовної роботи нафтопроводу для діаметра  $D_u=500$  мм  $P_t=0,8017$  (згідно СНиП 2.05.06-85). Розрахунок виконано для розливу нафти  $100 \text{ м}^3$ , густина нафти  $850 \text{ кг/м}^3$ , глинистий ґрунт, вологість 20 %. Розрахунок проводився згідно “Методики определения потерь нефти при техническом обслуживании и ремонте магистральных нефтепроводов” [78].

Оскільки у санітарних нормах відсутні ГДК для вуглеводнів гомологічного ряду метану у компонентах навколишнього середовища, то для прогнозної оцінки їх забруднення використаємо ГДК для бензину (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 –

Гранично допустима концентрація (ГДК) бензину у компонентах навколишнього середовища згідно СН 245-71

Компоненти навколишнього середовища	Одиниця вимірювання	ГДК
Ґрунти	мг/кг	0,1
Вода господарсько – питного і культурного водопостачання	мг/л	0,1
Атмосферне повітря населених пунктів (бутан)	мг/м <sup>3</sup>	200

Згідно з наведеною таблицею  $H_z = 0,1 \text{ мг/кг}$ ,  $H_B = 0,1 \text{ мг/л}$ ,  $H_A = 200 \text{ мг/м}^3$ .

Ступінь можливого забруднення ґрунту  $a_1^0 = 180$ .

Ступінь можливого забруднення водних об'єктів  $a_2^0 = 4807$  при ймовірності попадання нафтопродукту у воду  $P_B = 0,1$  (згідно СНиП 2.05.05-85).

Ступінь забруднення атмосферного повітря  $a_1^0 = 0,825$ .



Отже, запропонована матриця матиме такий вигляд

$$E = \begin{pmatrix} 180 & 0 & 0 \\ 0 & 4807 & 0 \\ 0 & 0 & 0,825 \end{pmatrix}.$$

В даному випадку найінтенсивнішому забрудненню піддалися водні об'єкти (4807 одиниць), а найменшому - атмосферне повітря ( 0,825 одиниць ).

Нафта є природним рідким токсичним продуктом. Контакт з нафтою викликає сухість шкіри, пігментацію або стійку еритему, призводить до утворення вугрів, бородавок на відкритих частинах тіла.

Гостре отруєння паром нафти викликає підвищення збудженості центральної нервової системи, зниження кров'яного тиску та послаблення нюху.

Нафта містить речовини, які легко випаровуються. Вони небезпечні для здоров'я і життя людини і навколишнього середовища.

При перекачуванні та відборі проб нафту відносять до третього класу небезпеки (гранично допустима концентрація аерозолі нафти в повітрі робочої зони – не більше 10 мг/м<sup>3</sup>), при зберіганні та лабораторних дослідженнях – до четвертого класу небезпеки (гранично допустима концентрація за легкими вуглеводнями в перерахунок на вуглець – не більше 300 мг/м<sup>3</sup>).

Нафту, яка містить сірководень масової долі більше 20 млн.<sup>-1</sup>, відносять до третього класу небезпеки. Гранично допустима концентрація сірководню в суміші з вуглеводнями C<sub>1</sub> – C<sub>5</sub> в повітрі робочої зони – не більше 3 мг/м<sup>3</sup>.

При відборі проб нафти, виконанні товарно-транспортних та інших виробничих операцій, проведенні досліджень необхідно виконувати загальні правила техніки безпеки, інструкції з безпеки праці в залежності від виду роботи. При роботі з нафтою потрібно використовувати індивідуальні засоби захисту згідно типових галузевих норм, затверджених в установленому порядку.

Нафту відносять до рідин, які легко спалахують.

Питома сумарна активність радіонуклідів нафти менша 75 Бк/кг, що дозволяє не відносити її до небезпечних вантажів класу 7.

При зберіганні та транспортуванні нафти повинні бути прийняті заходи, які виключають або понижують до рівня, який менший допустимого, вміст шкідливих речовин в повітрі робочої зони, та забезпечують виконання вимог охорони навколишнього середовища.

Засоби попередження викидів повинні забезпечити показники якості повітря робочої зони і атмосферного повітря в умовах максимального викиду, які відповідають гігієнічним та екологічним нормативам якості атмосферного повітря, гранично допустимим рівням фізичних взаємодій, технічним нормативам викидів і гранично допустимим (критичним) навантаженням на атмосферне повітря [74].

Тому й результати роботи направлені на підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводів та дають можливість оцінити прогнозований екологічний ризик.

### 5.5. Прогнозна оцінка екологічного та технічного ризиків

Величина екологічного ризику при експлуатації магістральних нафтопроводів залежить від ймовірності виникнення аварії (ймовірність події  $A$ ) на відрізку трубопроводу довжиною  $\Delta l$  протягом деякого часу (наприклад, протягом року) та від ймовірності нанесення екологічних збитків (подія  $D$  – наявність негативного впливу на навколишнє середовище) [30]. Оскільки ці події є залежними, то

$$R_{ек} = P(A) \cdot P_A(D),$$

де  $P(A)$  – ймовірність виникнення аварії;

$P_A(D)$  – ймовірність появи екологічних збитків при умові, що аварія відбулася.

Величина екологічних збитків в свою чергу залежить від того, який об'єм нафти попадає в довкілля (подія В) та яка площа при цьому забруднюється (подія С), тому

$$P_A(D) = P_A(B) \cdot P_{AB}(C),$$

де  $P_A(B)$  – ймовірність витікань при умові, що подія А відбулася;

$P_{AB}(C)$  – ймовірність забруднення території при умові, що події А і В відбулися.

Отже,

$$R_{ек} = P(A) \cdot P_A(B) \cdot P_{AB}(C).$$

Оскільки кількісна оцінка рівня екологічного ризику (або абсолютне значення екологічного ризику) не дає можливості вирішення питання про його прийнятність чи неприйнятність, то вводиться поняття відносного екологічного ризику  $R_{ек.в}$ , який дозволяє порівняти реальне значення ризику  $R_{ек.дійсне}$  з його максимально допустимим значенням  $R_{ек.дон}$  (при цьому для розрахунків береться середня частота відмов на магістральних нафтопроводах, щоб не нівелювався вплив екологічних показників):

$$R_{ек.в} = \frac{R_{ек.дійсне}}{R_{ек.мах.дон}} = \frac{\lambda}{\lambda_{сер}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{мах} \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{мах} \cdot n}, \quad (5.2)$$

де  $\lambda$  – частота відмов, 1/(рік·км);

$\lambda_{сер}$  – середня частота відмов на магістральних нафтопроводах, яка згідно

[23] становить  $0,36 \text{ рік}^{-1}$  на 1000 км.

$n$  – кількість дефектів в тілі труби (за результатами діагностування);

$Q_i$  – прогнозована витрата нафти;

$Q_{мах}$  – максимально допустима витрата нафти;

$S_i$  – площа забруднення при витраті  $Q_i$ , визначена при комп'ютерному моделюванні витікань;

$S_{мах}$  – максимально допустима площа забруднення;

$\sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{Q_{\max} \cdot n}$  – ступінь навантаження на навколишнє середовище, визначений шляхом порівняння прогнозованого витоку нафти з максимальним прийнятним витоким, який згідно [30] становить 1300 м<sup>3</sup>;

$\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{S_{\max} \cdot n}$  – ступінь навантаження на навколишнє середовище, визначений шляхом порівняння прогнозованої площі забруднення зі значенням прийнятної площі забруднення – 5 га [59].

Розрахунки за формулою (5.2) показують, що екологічний ризик для ділянки трубопроводу складає  $R_{ек.в}=0,041$ .

Якщо максимальний відносний екологічний ризик прийняти  $R_{ек(max).в}=1$ , то досліджувану ділянку трубопроводу можна віднести до сприятливої в екологічному відношенні.

Аналогічні міркування були проведені для визначення відносного технічного ризику при експлуатації трубопроводу, що оцінюється за такою залежністю

$$R_{Т.в} = \frac{\lambda}{\lambda_{сеп}} \sum_{i=1}^n \frac{P_{експ.i}}{P_{n.i} \cdot n}, \quad (5.3)$$

де  $P_{експ.}$  – експлуатаційний тиск;

$P_n$  – значення пониженого тиску з врахуванням втрат металу.

Для ділянки трубопроводу  $R_{Т.в}=0,235$ . На початку трубопроводу значення технічного ризику буде більшим.

За основними положеннями даного розділу розроблено стандарт підприємства “Комп’ютерне моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення”, який затверджено у філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”. Очікуваний економічний ефект від реалізації стандарту підприємства в Дрогобицькому нафтопровідному управлінні відповідно до акту впровадження становить 131 тис. грн./рік (додаток К).

Розроблена система прогнозування ризиків дозволяє ранжувати заходи за їх пріоритетами і одержувати максимальне зниження ризику чи максимальні

попереджені збитки на одиницю вкладених грошей в промислово-екологічну безпеку підприємства.

## 5.6. Висновки

1. В основі алгоритму розрахунку траєкторії витікання закладений метод найшвидшого спуску, на відміну від існуючих програм, де використовується метод найкоротшого спуску максимальних градієнтів висотних відміток.

2. Складена блок-схема комп'ютерного моделювання витоку нафти та приведена програма Vytik для Windows, яка стала основою розробленого стандарту підприємства “Комп'ютерне моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення”, що впроваджено у філії Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”.

3. Результатами роботи програми є:

- зображення траєкторії витікання нафти (нафтопродукту) на карті місцевості;
- величина площі забруднення території місцевості нафтою, кв.м;
- конфігурація площі забруднення;
- висотний рівень нафти (нафтопродукту) на території забруднення, м.

4. Аналіз території витікання нафти дасть можливість виділити місця, де нафта тече вздовж осі трубопроводу, що приводить до вимивання ґрунту та порушення цілісності труби.

5. Запропоновано методичні основи прогнозової оцінки відносного екологічного та технічного ризиків, які дозволяють порівняти реальне значення ризику з його максимально допустимим значенням. При цьому відносний екологічний ризик для досліджуваної ділянки трубопроводу складає  $R_{ек.г}=0,041$ , а відносний технічний ризик –  $R_{т.г}=0,235$ .

## ВИСНОВКИ

На основі узагальнення результатів аналітичних та експериментальних досліджень розв'язана важлива задача зменшення впливу магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси при їх експлуатації на довкілля шляхом прогнозування ризиків небезпеки.

1. Аналіз стану проблеми з екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів, а також результатів внутрішньотрубного діагностування інтелектуальними поршнями вказав на важливість дослідження факторів (коефіцієнта витрати, розподілу тиску), від яких залежить величина витікання нафти в разі виникнення аварійних ситуацій, та траєкторії витікання, яка впливає на площу забруднення території та збитки, нанесені довкіллю.

2. У результаті обробки експериментальних досліджень процесу витікання рідини одержано удосконалені залежності для визначення коефіцієнта витрати для отворів некруглої форми. Використання запропонованих залежностей дасть змогу визначити дійсну витрату нафти для прогнозування екологічного ризику. Достовірність одержаних залежностей перевірена шляхом зіставлення з даними аварійної ситуації на одному із нафтопроводів. Похибка при визначенні об'єму витікання склала 4,7%.

3. Доцільно використовувати адаптаційний метод рангової класифікації, розглядаючи технічний та екологічний ризики у взаємозв'язку, що дасть змогу визначати небезпечні ділянки трубопроводу та планувати послідовність проведення заходів для підвищення екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів.

4. Критерій технічного ризику для дефектів на ділянці нафтопроводу, що досліджувалася, коливався в межах від 0,021 до 0,274. Тому для корегування тисків у процесі транспортування та прогнозування технічного ризику доцільно використовувати рівняння регресії, отримані внаслідок статистичної обробки довготривалих промислових досліджень, які охоплюють увесь спектр стаціонарних режимів експлуатації. Оскільки заміщення легких нафт важчими,

в яких суттєво відрізняються густини ( $\rho = 790 \dots 900 \text{ кг/м}^3$ ), призводить до зростання тиску на початку трубопроводу від 3,7 МПа до 4,2 МПа, що може бути причиною аварійної ситуації, тому запропоновано математичну модель спрощеної аналітичної реалізації задачі визначення розподілу тиску по довжині трубопроводу з урахуванням його стрибкоподібної зміни для прогнозування технічного ризику.

5. Побудована математична модель руху нафти, в якій розглядається вплив температури на гідравлічний розрахунок нафтопроводу з пересіченим профілем траси та повний коефіцієнт теплопередачі визначається за удосконаленими залежностями. Перепад тиску, визначений за допомогою математичної моделі, відрізняється від промислових вимірювань на 5,2%, що свідчить про адекватність даної моделі реальним процесам та можливість її використання для прогнозування технічного та екологічного ризиків.

6. Розроблена методика комп'ютерного моделювання розтікання нафти внаслідок можливого виникнення аварійної ситуації, за допомогою якої визначається напрям течії нафти з урахуванням заповнення улоговин та площа забрудненої території залежно від рельєфу місцевості, що дає змогу прогнозувати екологічний ризик та впроваджувати заходи з метою його попередження. Розроблено стандарт підприємства “Комп'ютерне моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення”, який затверджено у філії “Магістральні нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”. Очікуваний економічний ефект від реалізації стандарту підприємства у Дрогобицькому нафтопровідному управлінні відповідно до акта впровадження становить 131 тис. грн./рік.

7. Запропоновано методичні основи прогнозової оцінки відносного екологічного та технічного ризиків, які дозволяють порівняти реальне значення ризику з його максимально допустимим значенням. При цьому відносний екологічний ризик для досліджуваної ділянки трубопроводу становить  $R_{ек.г} = 0,041$ , а відносний технічний ризик –  $R_{Т.г} = 0,235$ .

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Агапкин В.М. Трубопроводный транспорт мазута. – М.: Недра, 1986. – 140 с.
2. Адаменко О.М., Рудько І.І., Консевич Л.М. Екологічне картування. – Івано-Франківськ: ІМЕ, 2003.– 580 с.
3. Адаменко Я.О., Консевич Л.М. Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002.– 48 с.
4. Буняк Б.Т., Малихін М.Я., Тердовидов А.С. Охорона надр – найважливіший захід екологічної безпеки // Нафтова і газова промисловість.– 1998. – №1. – С.52-53.
5. Бахтизин Р.Н., Кантор О.Г., Набиев Р.Р. Оценка техногенного риска как многокритериальная задача управления объектами трубопроводных систем // Межвузовский сборник научных трудов “Экономика переходного периода: опыт, проблемы, пути становления”. – Уфа: Изд-во Фонда содействия развитию научных исследований. – 1998.– С.200-206.
6. Бендат Дж., Пирсон. Измерение и анализ случайных процессов. – М.: Мир, 1974. – 463 с.
7. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. –239 с.
8. Борисов В.В. Управление магистральными трубопроводами. – М.: Недра, 1979. – 215 с.
9. Бородавкин П.П., Ким Б.Н. К вопросу определения потенциального стока при повреждении магистрального нефтепровода // Нефть и газ. – Баку: Изв. вузов. – 1978. – №5. – С.61-64.
10. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Оптимизация проектных решений магистральных нефте- и продуктопроводов с учетом охраны окружающей среды // Нефтяное хозяйство.– 1976. – №10.– С.42-44.



11. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф.Ф. Абузова, И.С. Кронштейн, В.Ф. Новоселов и др. – М.: Недра, 1981. – 248 с.
12. Бусыгин Г.Н. Эксплуатация систем контроля утечек в ОАО “Уралтранснефтепродукт” // Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1999. – №9-10. – С.30-31.
13. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Держгазпром, 2000. – 56 с.
14. Верушин А.Ю., Галкин В.А. Экологическая безопасность объектов магистрального транспорта нефти – реальность сегодняшнего дня // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998. – №2. – С.21-27.
15. Возняк М.П., Кривенко Г.М. Особливості температурного і гідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні високов'язких парафінових нафт // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. – Ч1. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. – 1995. – С.45.
16. Возняк М.П., Кривенко Г.М., Возняк Л.В. Математична модель неізотермічного руху високов'язкої парафінової нафти з урахуванням її неньютонівської поведінки // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – №4. – С.41-42.
17. Возняк М.П., Кривенко Г.М. Аналіз інформативності різних ознак відносно ефективного діаметра нафтопроводу // Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000”. – Том 3. – Івано-Франківськ. – 2000. – С.111-115.
18. Возняк Л.В., Кривенко Г.М. Гідромеханіка. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – 54 с.
19. Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов // Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 52 с.

20. Галюк В.Х. Охрана окружающей среды при транспорте и хранении нефти // Нефтяная промышленность. Обз. инф. Сер. Коррозия и защита в нефтегаз. пром. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – № 4 (28) – 48 с.
21. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы / Т.М. Башта, С.С. Руднев, Б.Б. Некрасов и др. – М.: Машиностроение, 1982. – 423 с.
22. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / Авт. Мирзаджанзаде А.Х. и др. – М.: Недра, 1984. – 287 с.
23. Говдяк Р.М. Удосконалення технологічного проектування нафтогазопроводів з врахуванням їх взаємодії з довкіллям. Дис... канд. техн. наук: 05.15.13. – Івано-Франківськ, ІФДТУНГ, 2001. – 195 с.
24. Грудз В.Я., Лінчевский М.П. Керування режимами газотранспортних систем. – Київ.: Укргазпроект, 1996. – 136 с.
25. Гусейнзаде М.А., Калинина Э.В., Добкина М.Б. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1979. – 340 с.
26. Динамический метод определения разрыва трубопроводов // Зарубежная информация. РНТС. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002 – №12. – С.12–13.
27. Двайт Г.Б. Таблицы интегралов и другие математические формулы. – М.: 1973. – 228 с.
28. Г. Джеффрис, Б. Свирлс. Методы математической физики: Пер. с англ. – М.: Мир, 1969. – 423 с.
29. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. Методы планирования эксперимента: Пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 516 с.
30. Дмитрук В.И. Научно-практические вопросы анализа и управления рисками на нефтедобывающих предприятиях // Вопросы анализа риска. – М.: Нефть и экология, 2000. – №3. – 24 с.

- 31.Эйдельман О.В. Потери нефти при ее трубопроводном транспорте и ущерб окружающей среде // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1978. – №12. – С.12–14.
- 32.Ермолов И.Н., Останин Ю.В. Методы и средства неразрушающего контроля.– М.: Высшая школа, 1988.– 368 с.
- 33.Зайдель А.М. Элементарные оценки ошибок измерений. – Л.: Наука, 1967. – 88 с.
- 34.Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов нефтепроводов.– М.: Недра, 1980. – 187 с.
- 35.Иванцов О. Как продлить “жизнь” трубопроводных систем. Проблемы обеспечения их надежности и безопасности // Нефть России.– 2000.–№10. – 8 с.
- 36.Изучение ГИС. Создание географических информационных систем с помощью персональных компьютеров. Методология ARC/INFO. Институт исследования систем окружающей среды (ESPI), США. 1992.: Пер. на русский язык и издание – совместное предприятие Data+. – М.: 1995. –158 с.
- 37.Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
- 38.Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа.– М.: Недра, 1981.– 256 с.
- 39.Кравець Є. Національна безпека України: до концепції законодавства // Вісник АН України. – 1994. – №1. – С.83-90.
- 40.Ковальчук П.І. Моделювання і прогнозування стану навколишнього середовища.– К.: Либідь, 2003. – 208 с.
- 41.Коллагот Р. Диагностика повреждений: Пер. с англ.– М.: Мир, 1989. – 518 с.
- 42.Корнилов Г.Г., Кутыршин А.П. Изменение средней скорости и отношения  $H/d$  при движении жидкостей на самотечных участках // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. Труды ВНИИСПТнефть. –Вып. 8.– Уфа, 1971.– С.15-23.

- 43.Кривенко Г.М. Покращення екологічного стану в районах проходження траси нафтопродуктопроводів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2000. – Т.5, №37. – С.181-182.
- 44.Кривенко Г.М., Возняк М.П., Возняк Л.В. Математичне моделювання повного коефіцієнта теплопередачі для нафтопроводу // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – №5. – С.41-42.
- 45.Кривенко Г.М., Семчук Я.М., Возняк М.П. Дослідження процесу витікання рідини при виникненні аварійної ситуації // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2001. – Т.5, №38. – С.120-123.
- 46.Кривенко Г.М. Аналіз інформативності ознак на перепад тиску в трубопроводі // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2001. – Т.6, №37. – С.171-175.
- 47.Кривенко Г.М. Визначення небезпечних ділянок трубопроводів за допомогою методу рангової класифікації // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції “Україна наукова’2003”. – Том 15. Екологія. – Дніпропетровськ: Наука і освіта. – 2003. – С.16–17.
- 48.Кривенко Г.М. Прогнозування технічних ризиків з’єднувальних трубопроводів підземних сховищ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №2(8). – С.190-191.
- 49.Кривенко Г.М., Семчук Я.М., Возняк М.П., Возняк Л.В. Класифікація дефектів з’єднувальних трубопроводів підземних сховищ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №2(8). – С.192-193.
- 50.Кривошеин Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ). – М.: Наука, 1985. – 240 с.

51. Кузьменко Ю.О. Інформаційне забезпечення моніторингу корозійного стану магістральних газонафтопроводів // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №2. – С.38-39.
52. Кульбак С. Теория информативности и статистика. – М.: Наука, 1967. – 408с.
53. Куприянов В.Ф. О повышении экономичности и надежности работы нефтепроводов большого диаметра // РНТС. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып.8. – С.2–4.
54. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. – М.: СИП РИА, 2002. – 324 с.
55. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1970. – 904 с.
56. Лурье М.В., Макаров П.С., Черников В.А. Новый алгоритм оперативного обнаружения утечек жидкости из трубопроводов // РНТС. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – №3. – С.16-18.
57. Малихін М.Я., Тердовидов А.С. Охорона надр та навколишнього середовища в газовій галузі України // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №1. – С.59-60.
58. Медников Е.П. Турбулентный перенос и осаждение аэрозолей. – М.: Наука, 1980. – 176 с.
59. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки / Міністерство праці і соціальної політики. № 637 від 4.12.2002. – 29 с.
60. Методические рекомендации по применению аэрокосмических методов для диагностики трубопроводных геотехнических систем и мониторинга окружающей среды. – М.: УНЦ Газпром, 1995. – 60 с.
61. Мирзаджанзаде А.Х., Гусейнзаде М.А. Решение задач нефтегазопромысловой механики. – М.: Недра, 1971. – 198 с.
62. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

63. Мониторинг окружающей среды территории деятельности ОАО “Ноябрьскнефтегаз” и новые технологии / Козориз М.Д., Макаруч В.П., Лаврусь В.П., Лесковец О.В. // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №12. – С.86-88.
64. Набиев Р.Р. Перспективы применения геоинформационных систем в трубопроводном транспорте. – Уфа: Лето, 2000. – 48 с.
65. Набиев Р.Р. Планирование ремонтно-восстановительных работ нефтепроводов с учетом их надежности и экологической безопасности: Дисс... канд.техн.наук.– Уфа, 1998. –180 с.
66. Набиев Р.Р., Павлов С.В., Бахтизин Р.Н. Автоматизированная информационная система объектов магистральных нефтепроводов ОАО “Уралсибнефтепровод им. Д.А. Черняева” // Трубопроводный транспорт нефти.– 1997. – №12. – С.26-30.
67. Нейман Ю. Вводный курс теории вероятностей и математической статистики: Пер. с англ. – М.: Наука, 1968.– 448 с.
68. Новосьолов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов. – Уфа: УНИ, 1986. –93 с.
69. Никитина Н.Л. Деятельность предприятий нефтегазового комплекса и охрана окружающей среды (Из зарубежного опыта) // Газовая промышленность. – 1990. – №7. – С.58-60.
70. Осборн Ф., Готтфрид П., Бриттон Б. Создание государственной картографической системы трубопроводов // Нефтегазовые технологии. – 2000. – №1. – С. 87-89.
71. Ориняк І.В., Тороп В.М., Вислобіцький П.А. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №1. – С.31-36.
72. Оценка степени влияния дефектов стенок труб на снижение прочности магистральных трубопроводов / А.А. Никитин, Г.В. Прокофьева, В.В.

- Рождественский и др. // Вопросы прочности трубопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1982. – №2. – С. 14-16.
- 73.Протождьяконов М.М., Тедер Р.И. Методика рационального планирования экспериментов. – М.: Наука, 1970. – 75 с.
- 74.Практикум по рациональному природопользованию / Н.С. Демченко и др. – К.: УМК ВО, 1990. – 86 с.
- 75.Рудий Р.М. Вплив рельєфу земної поверхні на розподіл поллютантів та на управління земельними ресурсами в зоні впливу паливно-енергетичних об'єктів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Сер. Техногенна безпека. – 2000. – Т.10, №37. – С.151-154.
- 76.Рачевский Б.С. Предотвращение аварий при транспорте и хранении жидких углеводородов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1977. – 62 с.
- 77.Рациональная эксплуатация систем нефтепроводов большого диаметра / Ш.Н. Ахатов, А.А. Веремеенко, С.П. Миронов, С.А. Веремеенко // Обз. информ. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.– М.: ВНИИОЭНГ, 1981.– №2.– С. 40.
- 78.РД 39-0147103-345-89. Методика определения потерь нефти при техническом обслуживании и ремонте магистральных нефтепроводов.– 1989. – 30 с.
- 79.РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов.– М.: Нефть и газ, 1999. – 164 с.
- 80.Рудий Р.М., Лісевич М.П. До моделювання зсувних процесів на ділянках об'єктів транспорту газу. Збірник наукових праць // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. –Т.3, №38.– С.117-119.
- 81.Розгонюк В.В. Удосконалення методики діагностування технічного стану та способів ремонту магистральних газопроводів. Дис... канд. техн. наук: 05.15.13. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – 210 с.
- 82.Румшинский Л.З. Математическая обработка результатов эксперимента.– М.: Наука, 1971. – 192с.

83. Руденко Ю.М. Проблемы надежности систем газоснабжения // Газовая промышленность. – 1991. – №10. – С.24-26.
84. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. – М.: АОЗТ “Олита”, 1996. – 207 с.
85. Середюк М.Д., Люта Н.В. Визначення пропускної здатності нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортих нафт // Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000”.: У трьох томах. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – Том 3. – С.40-42.
86. Семчук Я.М., Кривенко Г.М., Дрогомирецький Я.М., Говдяк Р.М. Аналіз сучасного стану досліджень надійності магістральних нафтогазопроводів та причин і умов їх відмови // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2001. – Т.5, №38. – С.159-166.
87. Семчук Я.М., Кривенко Г.М., Гораль Л.Т., Говдяк Р.М. Технічний та екологічний ризику при експлуатації магістральних трубопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – №1. – С.68-70.
88. Семчук Я.М., Кривенко Г.М. Використання геоінформаційних систем в трубопроводному транспорті // Тези доповіді науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу ІФДТУНГ. – 2001. – С.166-167.
89. Середницький Я.А., Домбровський Б.О., Кузьменко Ю.О. Протикорозійному захисту трубопроводного транспорту – сучасні стандарти // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №6. – С.32-35.
90. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Ч.1.: Пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 375 с.
91. Совершенствование системы нефтепродуктообеспечения / Ю.А. Венгерцев, В.М. Глоба, Е.М. Яковлев. – К.: Техника, 1991. – 128 с.
92. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. – М.: Недра, 1988. – 187 с.



93. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М.: Энергия, 1980. – 528 с.
94. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
95. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Недра, 1973. – 88 с.
96. Тугунов П.И., Гarris Н.С., Гематудинов Г.М. К определению эффективного значения коэффициента теплопроводности грунта // РНТС Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – №8. – С.10-11.
97. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. – М.: Недра, 1981. – 177 с.
98. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Т. Немудров и др. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
99. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости: Пер. с англ. – М.: Мир, 1964. – 216 с.
100. Фролов К.Д., Возняк М.П., Ших А.Р. Повышение эффективности работы промысловых нефтепроводов Прикарпатья для перекачки высоковязких парафиновых нефтей. Отчет о результатах научно-исследовательской работы. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1970. – 155 с.
101. Харионовский В.В. Диагностика газопроводов: цели и задачи // Газовая промышленность. – 1991. – №5. – С.31-33.
102. Христенко С.И. Транспорт и окружающая среда. – Киев: Наукова думка, 1983. – 198 с.
103. Харионовский В.В. Транспорт газа в России: надежность и аварийность // Природный газ в бывшем Советском Союзе: спец. приложение к журналу “Газовая промышленность”. – 1995. – №3. – С. 12-15.
104. Хижняк М.І., Нагорна А.М. Здоров’я людини та екологія. – К.: Здоров’я, 1995. – 232 с.

105. Шавелева Л.В., Широков С.Д. О пропускной способности магистрального нефтепровода // РНТС. Сер. Нефтепромышленное дело и транспорт нефти. – М.: ВНИИОЭНГ.– 1984. – №2. – С.36-38.
106. Шлапак Л.С., Розгонюк В.В. Розробка концепції дослідження технічного стану надземних ділянок газонафтопроводів // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – №4. – С.35-37.
107. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Молдаванов О.Н. Диагностика магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 251 с.
108. Шиян В.Д., Болокан О.О., Мельник Б.Г. Екологічний ризик аварій та проблеми безпеки промислових об'єктів видобутку, транспортування, зберігання вуглецево- та вуглеводневовмісної сировини та палив // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №2. – С.56-58.
109. The Alaska pipeline: desing, and construction protect the environment // Constract and Eng. Man. – 1974. –Vol.71, №8.– P.21-23.
110. Brons H.H., Schaffhaussen H. European methods of leak detection and location. "Pipe Line Ind.".– 1972.– Vol.36, №5.– P.50-53;
111. Berry K.G. and others. Performance at Oil Industry Gross –Country Pipelines in Western Europe / Concawe –Brussels: PetroChem.–1994. – №3. –P.14-18.
112. Maskay D., Mohtadi M. The area affected by oil spills on land. "Can. T. Chem. Eng.".– 1975.– №2.– P.53
113. Performance of european cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages – 2001 / Concawe, Brussels.– 2003.–№2 – 27 p.
114. Samoilov B., Truskov P. Transneft holds onto key transportation role, tries to ensure reability. // Oil & Gas Journal, Vol. 97, № 45, Now 8, 1999. – P.41-46.
115. Scott Don M. CPM offers an additional leak detection capability // Pipe Line & Gas Ind. – 2001. – Vol.84. –№ 6. – P.43-46, 48. .

## ДОДАТКИ

## Додаток А

Аварії і пошкодження на магістральному нафтопроводі

Таблиця А.1 –

Аварії і пошкодження на магістральному нафтопроводі Лисичанськ-Тихорецьк

№	Місце виявлення, км	Час зупинки	Час пуску	Час простою	Характеристика пошкодження	Метод усунення	Втрати нафти, м <sup>3</sup>
1	7	27.02.93	28.02.93	9год 45хв	Свищ Ø2мм на нижній твірній нафтопроводу	Забрили чоп, приварили гайку	0,2
2	35	19.07.93	20.07.93	31год 9хв	Корозія, дві наскрізні каверни	Обварені дві латки і стягнені хомутом	42
3	24	17.08.93	17.08.93	5год 55хв	Пропуск через отвір Ø5мм, просверлено навмисно	Приварили гайку	39
4	11	25.09.93	25.09.93	7год 15хв	Пропуск через отвір Ø3мм, просверлено навмисно	Приварили гайку	25
5	32	15.05.94	16.05.94	4год 40хв	Витікання нафти через манометричний вузол	Закрили вентиль	0,0032

Продовження табл. А.1

№ п/п	Місце вияв- лення, км	Час зупинки	Час пуску	Час про- стою	Характеристика пошкодження	Метод усунення	Втрати нафти, м <sup>3</sup>
6	11	16.05.94	16.05.94	5год	Просверлено отвір Ø4мм навмисно	Приварили гайку	
7	2	06.07.94	06.07.94	9год 20хв	Просверлено отвір навмисно	Приварили гайку	
8	11	13.10.94	13.10.94	5год 15хв	Просверлено отвір Ø5мм	Приварили гайку	
9	11	25.09.94	25.09.94	7год 45хв	Просверлено отвір Ø3мм навмисно	Приварили гайку	
10	12	01.03.95	02.03.95	23год 55хв	Просверлено отвір Ø3мм навмисно	Приварили гайку	
11	119	08.06.95	09.06.95	9год 21хв	Корозійний отвір Ø3мм	Приварили латку	
12	29	09.06.95	09.06.95	8год 15хв	Просверлено отвір Ø10мм навмисно	Приварили гайку	
13	21	06.11.95	07.11.95	23год 35хв	Корозія Ø2мм	Приварили латку	
14	90	05.12.95	—	—	Корозія Ø2мм	Приварили латку	

Продовження табл. А.1

№ п/п	Місце вияв- лення, км	Час зупинки	Час пуску	Час про- стою	Характеристика пошкодження	Метод усунення	Втрати нафти, м <sup>3</sup>
15	14	08.01.96	08.01.96	4год 20хв	Скручений вентиль на манометрич- ному вузлі біля засувки	Встановлено вентиль	
16	138	12.02.96	13.01.96	12год 42хв	Мікротріщина на поперечному зварному стику	Накладено тимчасово хомут	
17	21	04.05.96	07.05.96	67год 49хв	Розрив поперечного зварного стику	Встановлено котушку	
18	24	07.05.96	—	—	Просверлено отвір Ø7мм	Забили чоп	
19	9	06.09.96	06.09.96	2год 43хв	Просверлено отвір Ø12,5мм	Забили чоп	
20	11	15.11.96	15.11.96	2год 15хв	Просверлено отвір Ø6-8мм	Забили чоп	
21	134	Простою немає			Вихід через вантузØ108мм, не повністю закрили засувку	Вантуз закрили	

Продовження табл. А.1

№ п/п	Місце вияв- лення, км	Час зупинки	Час пуску	Час про- стою	Характеристика пошкодження	Метод усунення	Втрати нафти, м <sup>3</sup>
22	10	02.04.97	02.04.97	3год 6хв	На повітряному переході через балку просверлено отвір Ø5мм	Забрили чоп	
23	24	13.05.97	13.05.97	5год 43хв	Зламано колодязь, вантузи, просверлено отвір Ø3мм	Приварили гайку	
24	8				Зламано колодязь	Заміна сферичної заглушки	
25	5	17.08.97	17.08.97		Врізка патрубка	Приварено ковпак	

Додаток Б  
Дослідження процесу витікання рідини

Таблиця Б.1 –

Дані експериментальних досліджень для отвору площею  $S=0,4\text{см}^2$

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , $\text{см}^3$	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , $\text{см}^3$
1	35	10	680 680 670	676,66
2	34	10	650 680 650 655	658,75
3	33	10	645 650 645	646,67
4	32	10	628 638 625	630,33
5	31	10	620 620 619	619,67
6	30	10	617 607 604	609,33
7	29	10	611 609 600	606,67
8	28	10	598 597 594	596,33
9	27	10	589 583 582	584,67

Продовження табл. Б.1

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , см <sup>3</sup>	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , см <sup>3</sup>
10	26	10	565 576 581	574,67
11	25	10	577 571 560 571	569,75
12	24	10	558 570 572	566,67
13	23	10	552 556 530 552	547,50
14	22	10	539 540 528	535,67
15	21	10	518 524 520	520,67
16	20	10	500 506 520 513	509,75
17	19	10	520 505 501 501	506,75
18	18	10	493 490 489	490,67
19	17	10	480 479 473	477,33
20	16	10	465 460 470	465,00



Продовження табл. Б.1

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , см <sup>3</sup>	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , см <sup>3</sup>
21	15	10	461 460 452	457,67
22	14	10	440 441 439	440,00
23	13	10	431 425 432 420	427,00
24	12	10	417 420 412	416,33
25	11	10	400 393 403	398,67
26	10	10	386 390 381	385,67

Таблиця Б.2 –

Дані експериментальних досліджень для отвору площею  $S=0,14\text{см}^2$ 

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , см <sup>3</sup>	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , см <sup>3</sup>
1	35	5	166 160	163
2	34	5	160 164	162
3	33	5	158 161	159,5

Продовження табл. Б.2

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , см <sup>3</sup>	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_{ср}$ , см <sup>3</sup>
4	32	5	157 160	158,5
5	31	5	157 150	153,5
6	30	5	151 148	149,5
7	29	5	152 148	150
8	28	5	149 149	149
9	27	5	148 142 146,5	145,5
10	26	5	142 142	142
11	25	5	126 142 139 139	136,5
12	24	5	128 127 137	130,67
13	23	5	124 140 131 137	133
14	22	5	127 135 132	131,33
15	21	5	130 128 126	128
16	20	5	126 127 128	127

Продовження табл. Б.2

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , см <sup>3</sup>	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , см <sup>3</sup>
17	19	5	125 120 119 124	122
18	18	5	121 118	119,5
19	17	5	113 116 118	115,67
20	16	5	113 115 115	114,33
21	15	5	112 118 112	114
22	14	5	106 110 112 108	109
23	13	5	105 106 105	105,33
24	12	5	104 102	103
25	11	5	103 102 98 100	100,75
26	10	5	98 95,5 96	96,5

Таблиця Б.3 –

Дані експериментальних досліджень для отвору площею  $S=0,065\text{см}^2$ 

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , $\text{см}^3$	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , $\text{см}^3$
1	35	10	112 111 110 109,5	110,625
2	34	20	215 212 217	214,67
3	33	20	211 211 212	211,33
4	32	20	209 209 210	209,33
5	31	20	205 202 204	203,67
6	30	20	199 201 202	200,67
7	29	20	200 199 200	199,67

Таблиця Б.4 –

Дані експериментальних досліджень для отвору площею  $S=0,24\text{см}^2$ 

№ п/п	Напір $H$ , см	Час заповнення об'єму рідини $V$ $t$ , с	Об'єм рідини, що витекла за час $t$ , $V$ , $\text{см}^3$	Середнє значення об'єму рідини, що витекла за час $t$ , $V_c$ , $\text{см}^3$
1	2	3	4	5
1	35	5	210 210	210
2	32	5	210 215	212,5

## Додаток В

## Аналіз інформативності ознак на показник процесу

Таблиця В.1 –

## Визначення інформативності ознаки “початкова температура”

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
1	39,5 – 41,1	0	1	0	0
2	41,1 – 42,7	0	1	0	0
3	42,7- 44,3	0	0	-6,020599913	0,225772
4	44,3 – 45,9	0	0	-1,249387366	0,015617
5	45,9 – 47,5	1	2	0,96910013	0,019382
6	47,5 – 49,1	1	0	3,979400087	0,298455
7	49,1 – 50,7	2	0	5,362427068	0,522837
8	50,7 – 52,3	0	1	0,96910013	0,021805
		4	5		$I_{\text{тп}}=1,103868$

Таблиця В.2 –

## Визначення інформативності ознаки “кінцева температура”

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
1	15,6 – 16,04	0	1	-10,17033339	0,686498
2	16,04 – 16,48	0	2	-6,434526765	0,546935
3	16,48 – 16,91	1	0	-0,492180227	0,003691
4	16,91 – 17,35	0	1	-0,492180227	0,003691

Продовження табл. В.2

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
5	17,35 – 17,79	1	0	3,399480617	0,161475
6	17,79 – 18,22	1	1	2,430380487	0,091139
7	18,22 – 18,66	0	0	4,948500217	0,210311
8	18,66 – 19,1	1	0	10	0,525
		4	5		$I_{\text{к}}=2,228741$

Таблиця В.3 –

Визначення інформативності ознаки “в’язкість нафти при початковій температурі”

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
1	3,3 – 3,5	3	1	4,191293077	0,377216
2	3,5 – 3,7	0	1	-0,280287236	0,001401
3	3,7 – 3,9	0	0	-2,710667723	0,088097
4	3,9 – 4,1	0	2	0	0
5	4,1 – 4,3	0	0	-5,051499783	0,138916
6	4,3 – 4,5	0	0	-0,79181246	0,003959
7	4,5 – 4,7	1	0	3,979400087	0,119382
8	4,7 – 4,9	0	1	-2,710667723	0,04066
		4	5		$I_{\text{вп}}=0,769632$

Таблиця В.4 –

## Визначення інформативності ознаки “густина”

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
1	834,1 – 835,36	0	1	-3,290587193	0,082265
2	835,36 – 836,62	1	0	0,96910013	0,009691
3	836,62 – 837,89	0	1	-3,010299957	0,075257
4	837,89 – 839,15	0	0	3,979400087	0,119382
5	839,15 – 840,41	0	0	5,740312677	0,315717
6	840,41 – 841,68	3	0	5,740312677	0,631434
7	840,68 – 842,94	0	1	-0,280287236	0,001401
8	842,94 – 844,2	0	2	-6,564176537	0,410261
		4	5		$I_p = 1,645409$

Таблиця В.5 –

## Визначення інформативності ознаки “в’язкість нафти при кінцевій температурі”

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
1	19,2 – 23,675	2	3	-0,280287236	0,000701
2	23,675 – 28,15	1	1	0,96910013	0,024228
3	28,15 – 32,625	1	0	3,010299957	0,150515
4	32,625 – 37,1	0	0	5,740312677	0,157859
5	37,1 – 41,575	0	0	0	0
6	41,575 – 46,05	0	0	0	0

Продовження табл. В.5

Номер інтервалу	Інтервал	Частота попадання в групи		Діагностичний коефіцієнт	Розрахункова значущість ознаки
		А	В		
7	46,05 – 50,525	0	0	0	0
8	50,525 – 55	0	1	0	0
		4	5		$I_{vk} = 0,333302$



## Додаток Д

Допоміжні розрахунки для визначення статистичних характеристик для  
перепаду тиску

Таблиця Д.1 –

Розрахунки для показника процесу  $\Delta p$  ( $y$ )

№ п/п	$(y_i - \bar{y})$	$(y_i - \bar{y})^2$
1	-0,069	0,004761
2	-0,373	0,1391
3	-0,333	0,1109
4	0,206	0,04244
5	0,265	0,07023
6	0,294	0,08644
7	0,03	0,0009
8	-0,186	0,03460
9	0,166	0,02756
Математичне очікування $\bar{y} = 3,365$ МПа		
Середньоквадратичне відхилення $\sigma_y = 0,2542$		

Таблиця Д.2 –

Кореляційний зв'язок між перепадом тиску  $\Delta p$  ( $y$ )

та витратою  $Q$  ( $x_i$ ).

№ п/п	$(x_i - \bar{x}_i)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_i - \bar{x}_i)(y_i - \bar{y})$
1	0,004433	-0,069	-0,0003036
2	-0,00247	-0,373	0,0009202
3	-0,00127	-0,333	0,0004219
4	0,00193	0,206	0,0003982
5	-0,00117	0,265	-0,0003093
6	0,00173	0,294	0,0005095

Продовження табл. Д.2

№ п/п	$(x_{1i} - \bar{x}_1)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_{1i} - \bar{x}_1)(y_i - \bar{y})$
7	-0,000067	0,030	-0,000002
8	0,00107	-0,186	0,00019846
9	0,00207	0,166	-0,0003431
Математичне очікування			$\bar{x}_1 = 0,0591 \text{ м}^3/\text{с}$
Середньоквадратичне відхилення			$\sigma_{x1} = 0,002258$
Коефіцієнт кореляції між перепадом тиску та витратою			$r_{yx1} = 0,323768$

Таблиця Д.3 –

Кореляційний зв'язок між перепадом тиску  $\Delta p$  ( $y$ ) та початковою температурою  $t_n$  ( $x_2$ ).

№ п/п	$(x_{2i} - \bar{x}_2)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_{2i} - \bar{x}_2)(y_i - \bar{y})$
1	2	3	4
1	1,133	-0,069	-0,0782
2	3,033	-0,373	-1,1314
3	2,833	-0,333	-0,9435
4	0,033	0,206	0,0069
5	-7,167	0,265	-1,8992
6	-5,167	0,294	-1,5190
7	5,533	0,03	0,1659
8	0,433	-0,186	-0,0806
9	-0,667	0,166	-0,1107
Математичне очікування			$\bar{x}_2 = 46,77 \text{ }^\circ\text{C}$
Середньоквадратичне відхилення			$\sigma_{x2} = 3,9972$
Коефіцієнт кореляції між перепадом тиску та початковою температурою			$r_{yx2} = -0,68766$

Таблиця Д.4 –

Кореляційний зв'язок між перепадом тиску  $\Delta p$  ( $y$ ) та кінцевою температурою  $t_k$  ( $x_3$ ).

№ п/п	$(x_{3i} - \bar{x}_3)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_{3i} - \bar{x}_3)(y_i - \bar{y})$
1	1,89	-0,069	-0,13033
2	1,09	-0,373	-0,40616
3	0,49	-0,333	-0,16280
4	-0,01	0,206	-0,00229
5	-1,01	0,265	-0,26794
6	-1,11	0,294	-0,32667
7	0,99	0,03	0,02967
8	-0,71	-0,186	0,13227
9	-1,61	0,166	-0,26744
Математичне очікування			$\bar{x}_3 = 17,21$ °C
Середньоквадратичне відхилення			$\sigma_{x_3} = 1,1900$
Коефіцієнт кореляції між перепадом тиску та кінцевою температурою			$r_{yx_3} = -0,57923$

Таблиця Д.5 –

Кореляційний зв'язок між перепадом тиску  $\Delta p$  ( $y$ ) та в'язкістю при початковій температурі  $v_{in}$  ( $x_4$ ).

№ п/п	$(x_{4i} - \bar{x}_4)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_{4i} - \bar{x}_4)(y_i - \bar{y})$
1	-0,389	-0,069	0,02683
2	-0,589	-0,373	0,2197
3	-0,589	-0,333	0,1961
4	-0,289	0,206	-0,0595
5	0,211	0,265	0,0559

Продовження табл. Д.5

№ п/п	$(x_{4i} - \bar{x}_4)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_{4i} - \bar{x}_4)(y_i - \bar{y})$
6	0,111	0,294	0,0327
7	-0,389	0,03	-0,0117
8	0,911	-0,186	-0,1695
9	1,011	0,166	0,1678
Математичне очікування			$\bar{x}_4 = 3,889 \text{ cCm}$
Середньоквадратичне відхилення			$\sigma_{x_4} = 0,61124$
Коефіцієнт кореляції між перепадом тиску та в'язкістю при початковій температурі			$r_{yx_4} = 0,368784$

Таблиця Д.6 –  
Кореляційний зв'язок між перепадом тиску  $\Delta p$  ( $y$ ) та густиною  $\rho$  ( $x_5$ ).

№ п/п	$(x_{5i} - \bar{x}_5)$	$(y_i - \bar{y})$	$(x_{5i} - \bar{x}_5)(y_i - \bar{y})$
1	0,789	-0,069	-0,054441
2	0,689	-0,373	-0,256997
3	1,089	-0,333	-0,362637
4	1,989	0,206	0,409734
5	4,289	0,265	1,136585
6	3,789	0,294	1,113966
7	-5,811	0,030	-0,17433
8	-3,711	-0,186	0,690246
9	-3,111	0,166	-0,516426
Математичне очікування			$\bar{x}_5 = 839,911 \text{ кг/м}^3$
Середньоквадратичне відхилення			$\sigma_{x_5} = 3,467868$
Коефіцієнт кореляції між перепадом тиску та в'язкістю при початковій температурі			$r_{yx_5} = 0,281573$

## Додаток Е

Результати допоміжних розрахунків для визначення статистичних характеристик для перепаду тиску

Таблиця Е.1 –

Розрахунки для показника процесу  $\ln(\Delta p) - y$

№ п/п	Перепад тиску $\Delta p$ , МПа	$y = \ln(\Delta p)$	$(y_i - \bar{y})$	$(y_i - \bar{y})^2$
1	3,296	1,19271	-0,0181	0,00033
2	2,992	1,09594	-0,1149	0,0132
3	3,032	1,10922	-0,1016	0,01033
4	3,571	1,27285	0,062	0,00384
5	3,63	1,28923	0,07839	0,00614
6	3,659	1,29719	0,08635	0,00746
7	3,395	1,2223	0,01146	0,00013
8	3,179	1,15657	-0,0543	0,00295
9	3,531	1,26158	0,05074	0,00257
Математичне очікування				
$\bar{y} = 1,21084$				
Середньоквадратичне відхилення				
$\sigma_y = 0,07661$				

Таблиця Е.2 –

Кореляційний зв'язок між показником процесу  $y=\ln(\Delta p)$   
та ознакою  $x_1=\ln(Q)$

№ п/п	Витрата $Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$x_1=\ln(Q)$	$(x_{1i}-\bar{x}_1)$	$(y_i-\bar{y})$	$(x_{1i}-\bar{x}_1)(y_i-\bar{y})$
1	0,0635	-2,7567	0,07301	-0,0181	-0,001324
2	0,0566	-2,8717	-0,042	-0,1149	0,00482804
3	0,0578	-2,8508	-0,021	-0,1016	0,00213802
4	0,061	-2,7969	0,03285	0,062	0,00203652
5	0,0579	-2,849	-0,0193	0,07839	-0,0015137
6	0,0608	-2,8002	0,02956	0,08635	0,00255256
7	0,059	-2,8302	-0,0005	0,01146	-5,62E-06
8	0,058	-2,8473	-0,0176	-0,0543	0,00095445
9	0,057	-2,8647	-0,035	0,05074	-0,0017746
Математичне очікування				$\bar{x}_1 = -2,8297$	
Середньоквадратичне відхилення				$\sigma_{x1} = 0,037745$	
Коефіцієнт кореляції між показником процесу $y=\ln(\Delta p)$ та ознакою $x_1=\ln(Q)$				$r_{yx1} = 0,34113$	

Таблиця Е.3 –

Кореляційний зв'язок між показником процесу  $y=\ln(\Delta p)$ та ознакою  $x_2=1/t_{ноч}$ 

№ п/п	Початкова температура $t_{ноч}, ^\circ\text{C}$	$x_2=1/t_{ноч}$	$(x_{2i}-\bar{x}_2)$	$(y_i-\bar{y})$	$(x_{2i}-\bar{x}_2)(y_i-\bar{y})$
1	47,9	0,02088	-0,0007	-0,0181	1,1856E-05
2	49,8	0,02008	-0,0015	-0,1149	0,00016664
3	49,6	0,02016	-0,0014	-0,1016	0,00013916
4	46,8	0,02137	-0,0002	0,062	-1,011E-05
5	39,6	0,02525	0,00372	0,07839	0,00029175
6	41,6	0,02404	0,00251	0,08635	0,00021654
7	52,3	0,01912	-0,0024	0,01146	-2,762E-05
8	47,2	0,02119	-0,0003	-0,0543	1,8682E-05
9	46,1	0,02169	0,00016	0,05074	8,1853E-06
Математичне очікування				$\bar{x}_2 = 0,02153$	
Середньоквадратичне відхилення				$\sigma_{x_2} = 0,00195345$	
Коефіцієнт кореляції між показником процесу $y=\ln(\Delta p)$ та ознакою $x_2=1/t_{ноч}$				$r_{yx_2} = 0,6808$	

Таблиця Е.4 –

Кореляційний зв'язок між показником процесу  $y=\ln(\Delta p)$ та ознакою  $x_3=\ln(v_{in})$ 

№ п/п	В'язкість при початковій температурі $v_{in}$ , сСт	$x_3=\ln(v_{in})$	$(x_{3i}-\bar{x}_3)$	$(y_i-\bar{y})$	$(x_{3i}-\bar{x}_3)(y_i-\bar{y})$
1	3,5	1,25276	-0,095	-0,0181	0,00172188
2	3,3	1,19392	-0,1538	-0,1149	0,01767105
3	3,3	1,19392	-0,1538	-0,1016	0,01562862
4	3,6	1,28093	-0,0668	0,062	-0,0041406
5	4,1	1,41099	0,06327	0,07839	0,0049598
6	4	1,38629	0,03858	0,08635	0,00333116
7	3,5	1,25276	-0,095	0,01146	-0,0010882
8	4,8	1,56862	0,2209	-0,0543	-0,0119898
9	4,9	1,58924	0,24152	0,05074	0,01225408
Математичне очікування				$\bar{x}_3 = 1,34772$	
Середньоквадратичне відхилення				$\sigma_{x_3} = 0,15100361$	
Коефіцієнт кореляції між показником процесу $y=\ln(\Delta p)$ та ознакою $x_3=\ln(v_{in})$				$r_{yx_3} = 0,41435$	



Таблиця Е.5 –

Кореляційна матриця, що показує зв'язок показника процесу з найбільш інформативними ознаками

Фактори і показ- ник	Коефіцієнти кореляції				Матема- тичне очікування	Середньо- квадратич- не відхилення
	у	x <sub>1</sub>	x <sub>2</sub>	x <sub>3</sub>		
у	1	0,34113	0,6808	0,41435	1,21084	0,07661
x <sub>1</sub>	0,34113	1	0	0	-2,8297	0,037745
x <sub>2</sub>	0,6808	0	1	0	0,02153	0,00195345
x <sub>3</sub>	0,41435	0	0	1	1,34772	0,15100361

$$\begin{cases} 0,07661 \cdot 0,34113 = a_1 \cdot 0,037745 + 0 + 0; \\ 0,07661 \cdot 0,6808 = 0 + a_2 \cdot 0,00195345 + 0; \\ 0,07661 \cdot 0,41435 = 0 + 0 + 0,15100361 \cdot a_3. \end{cases}$$

Звідси

$$a_1 = 0,692399;$$

$$a_2 = 26,6998;$$

$$a_3 = 0,21022;$$

$$a_{01} = \bar{y} - \sum_{i=1}^n a_i \cdot \bar{x}_i = 1,21084 - (0,692399 \cdot (-2,8297) + 26,6998 \cdot 0,02153 + 0,21022 \cdot 1,34772) = 2,31196;$$

$$a_{02} = \bar{y} - \sum_{i=1}^n a_i \cdot \bar{x}_i = 1,21084 - (0,692399 \cdot (-2,8297) + 26,6998 \cdot 0,02153) = 2,59528.$$

Таблиця Е.5 –

Кореляційна матриця, що показує зв'язок показника процесу з найбільш інформативними ознаками

Фактори і показ- ник	Коефіцієнти кореляції				Матема- тичне очікування	Середньо- квадратич- не відхилення
	у	x <sub>1</sub>	x <sub>2</sub>	x <sub>3</sub>		
у	1	0,34113	0,6808	0,41435	1,21084	0,07661
x <sub>1</sub>	0,34113	1	0	0	-2,8297	0,037745
x <sub>2</sub>	0,6808	0	1	0	0,02153	0,00195345
x <sub>3</sub>	0,41435	0	0	1	1,34772	0,15100361

$$\begin{cases} 0,07661 \cdot 0,34113 = a_1 \cdot 0,037745 + 0 + 0; \\ 0,07661 \cdot 0,6808 = 0 + a_2 \cdot 0,00195345 + 0; \\ 0,07661 \cdot 0,41435 = 0 + 0 + 0,15100361 \cdot a_3. \end{cases}$$

Звідси

$$a_1 = 0,692399;$$

$$a_2 = 26,6998;$$

$$a_3 = 0,21022;$$

$$\begin{aligned} a_{01} &= \bar{y} - \sum_{i=1}^n a_i \cdot \bar{x}_i = 1,21084 - (0,692399 \cdot (-2,8297) \\ &+ 26,6998 \cdot 0,02153 + 0,21022 \cdot 1,34772) = 2,31196; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} a_{02} &= \bar{y} - \sum_{i=1}^n a_i \cdot \bar{x}_i = 1,21084 - (0,692399 \cdot (-2,8297) \\ &+ 26,6998 \cdot 0,02153) = 2,59528. \end{aligned}$$

## Додаток Ж

Комп'ютерна технологія моделювання витоку нафтопродукту з трубопроводу  
та прогнозування зони забруднення  
(текст програми Vytik для Windows)

Sub Main()

Begin Dialog UserDialog 500,100,"Ласкаво просимо до Vytik !"

Text 60, 10, 380, 15, "Моделювання витоку нафтопродукту з трубопроводу"

Text 55, 30, 390, 15, "та прогнозування зони забруднення нафтопродуктом"

Text 125, 50, 250, 15, "Натисніть ОК для продовження"

OKButton 200, 80, 100, 20

End Dialog

Dim dlg0 As UserDialog

Dialog dlg0 ' show dialog (wait for ok)

Dim SurferApp, Docs, Grd, BMap, Plt, Map As Object

Dim Nx, Ny, iXV, iYV As Integer, TracFile As String

Dim RozlFile As String, RozlMin, RozlRiv, RozlPlos, Vnaf As Double

On Error GoTo S

Set SurferApp = CreateObject("Surfer.Application")

Debug.Print srfWindowStateMaximized: Stop

On Error GoTo 0

Set Docs = SurferApp.Documents

PltFile = GetFilePath\$(, "srf", , "Відкрити файл карти (\*.srf) рельєфу")

If PltFile <> "" Then

SurferApp.WindowState = 1 ' srfWindowStateMaximized

SurferApp.Visible = True

Set Plt = Docs.Open(filename:=PltFile)

appCap = SurferApp.Caption

SurferApp.Caption = appCap + " Зачекайте... Іде пошук компонентів карти"

Plt.Windows(1).WindowState = 1 ' srfWindowStateMaximized

Plt.Shapes.SelectAll

Debug.Print srfZoomSelected: Stop

Plt.Windows(1).Zoom (4) ' srfZoomSelected

Nobj = Plt.Selection.Count

MapFound = False

For iOb = 1 To Nobj

If Plt.Selection(iOb) = "Map" Then

Set Map = Plt.Selection.Item(iOb)

MapFound = True

Exit For

End If

```

Next iOb
Plt.Selection.DeselectAll

' MapFound=False
If MapFound Then
    ContoursFound = False
    For iOv = 1 To Map.Overlays.Count
        If Map.Overlays(iOv) = "Рельєф" Then
            ContoursFound = True
            GrFile = Map.Overlays(iOv).GridFile
            Exit For
        End If
    Next iOv
    TrubaFound = False
    For iOv = 1 To Map.Overlays.Count
        If Map.Overlays(iOv) = "Трубопровід" Then
            TrubaFound = True
            blnfile = Map.Overlays(iOv).filename
            Exit For
        End If
    Next iOv
    On Error GoTo A
    If Dir$(blnfile) <> "" Then
        On Error GoTo 0
        If ContoursFound And TrubaFound Then
            SurferApp.Caption = appCap
            Begin Dialog UserDialog 480,230,"Задайте місце витoku нафти з трубопроводу"
                Text 50, 10, 380, 15, "Для цього перейдіть у вікно Surfer'a та"
                    Text 50, 30, 380, 15, "виділіть мишою карту рельєфу."
                Text 50, 50, 380, 15, "Виберіть з головного меню Map->Digitize."
                Text 50, 70, 380, 15, "Один раз клацніть мишою на точці витoku"
                Text 50, 90, 380, 15, "і збережіть її координати <x,y>, які отримані"
                Text 50, 110, 380, 15, "у вікні digit.blm, у файлі vytik.dat командою"
                Text 50, 130, 380, 15, "File->Save As ."
                Text 50, 150, 380, 15, "Після цього закрийте вікно vytik.dat,"
                Text 50, 170, 380, 15, "зніміть галочку біля Map->Digitize,"
                Text 50, 190, 380, 15, "поверніться до цього вікна і натисніть ОК"
                OKButton 200, 210, 80, 20
            End Dialog
            Dim dlg1 As UserDialog
            Dialog dlg1 ' show dialog (wait for ok)
            SurferApp.Caption = appCap + " Зачекайте... Іде обробка траси трубопроводу"
            If Dir$(CurDir$) + "\vytik.dat" <> "" Then
                Open CurDir$ + "\vytik.dat" For Input As 1
                Input #1, XPoryv, YPoryv
                Close 1
                Debug.Print XPoryv;YPoryv
            End If
            SurferApp.Quit: Stop
            ' Визначення довжини трубопроводу

```

```

Dim Wks As Object
' Debug.Print srfSaveChangesNo: Stop
Set Wks = Docs.Open(filename:=blnfile)
Wks.SaveAs(FileName:=CurDir$()+"\blnfile.csv",Options:="Delimiter=comma") ':
Stop

Wks.Close(SaveChanges:= 2) ' srfSaveChangesNo
Open CurDir$() + "\blnfile.csv" For Input As 1
Input #1, Nttrub, Contype
Dim XTr(1000), YTr(1000)
For i = 1 To Nttrub
    Input #1, XTr(i), YTr(i)
Next i
Close 1
Kill CurDir$() + "\blnfile.csv"
XTr(0) = XTr(1)
YTr(0) = YTr(1)
VytNaTr = False ' Точка витікання не на трубопроводі
If Dir$("vytik.dat") <> "" Then
    If Abs(XPoryv - XTr(1)) < 1# And Abs(YPoryv - YTr(1)) < 1# Then
        VytNaTr = True
        VytVidsTr = 0 ' Відстань від початку труби до точки витікання, км
    End If
End If
ITr = 0 ' Загальна довжина трубопроводу
For itr = 1 To Nttrub
    If Dir$("vytik.dat") <> "" Then

        End If
        ITr = ITr + Sqr((XTr(itr) - XTr(itr - 1)) ^ 2 + (YTr(itr) - YTr(itr - 1)) ^ 2)
Next itr
' Debug.Print ltr: Stop
SurferApp.Caption = appCap
Begin Dialog UserDialog 500,90,"Задайте точку витікання та об'єм нафти"
Text 10, 10, 380, 15, "Загальна довжина трубопроводу, км - " + _
    Format$(ITr / 1000, "#####.000")
    TextBox 340, 27, IIf(Dir$("vytik.dat") = "", 70, 0), 20, .lpor$
    Text 10, 30, IIf(Dir$("vytik.dat") = "", 330, 400), 15, IIf(Dir$("vytik.dat") = "",
-
        "Відстань по трубопроводу до точки витоку, км :", _
        "Координати точки витоку, м: X=" _
        + Format$(XPoryv, "#####.0 Y=") + Format$(YPoryv,
"#####.0"))
    Text 10, 50, 330, 15, "Об'єм нафти(при ст.умовах), що витекла, куб.м :"
    TextBox 340, 47, 70, 20, .obnaf$
    OKButton 190, 70, 80, 20
End Dialog
Dim dlg2 As UserDialog
    dlg2.lpor$ = "0"
    dlg2.obnaf$ = "0"
Do

```

```

Dialog dlg2 ' show dialog (wait for ok)
  IVyt = Val(dlg2.lpor$) * 1000
  Vnaf = Val(dlg2.obnaf$)
  Loop While IVyt < 0 Or IVyt > ITr Or Vnaf <= 0
  SurferApp.Caption = appCap + "  Зачекайте...  Визначається положення точки
витоку на карті"
  If Dir$("vytik.dat") = "" Then
    ltrLinV = 0 ' Довжина трубопроводу до лінійної ділянки, на якій знайдено
вИТІК, ВКЛЮЧНО
    itrV = 1
    itr = 1
    Do
      ltrLinV = ltrLinV + Sqr((XTr(itr) - XTr(itr - 1)) ^ 2 + (YTr(itr) - YTr(itr -
1)) ^ 2)
      If IVyt <= ltrLinV Then Exit Do ' Вийшли на ділянку витоку
      itr = itr + 1
      itrV = itr
    Loop
    ' Точка витоку між точками itrV-1 та itrV трубопровода
    Select Case itrV
      Case 1
        XPoryv = XTr(1); YPoryv = YTr(1)
      Case Else
        ITrN = ltrLinV - IVyt ' Відстань між точкою витоку і наступною
точкою трубопровода
        ITrB = Sqr((XTr(itrV) - XTr(itrV - 1)) ^ 2 + (YTr(itrV) - YTr(itrV - 1)) ^
2) 'База інтерполяції
        'Debug.Print IVyt; itrV; ltrLinV; ITrN; ITrB ';XTr(itrV)-XTr(itrV-1);
YTr(itrV)-YTr(itrV-1)
        ' Інтерполяція між точками itrV-1 та itrV трубопровода
        XPoryv = XTr(itrV) - ITrN / ITrB * (XTr(itrV) - XTr(itrV - 1))
        YPoryv = YTr(itrV) - ITrN / ITrB * (YTr(itrV) - YTr(itrV - 1))
        'Debug.Print XTr(itrV-1);YTr(itrV-1)
        'Debug.Print XPoryv;YPoryv
        'Debug.Print XTr(itrV);YTr(itrV);Sqr((XTr(itrV)-XPoryv)^2+(YTr(itrV)-
YPoryv)^2)
      End Select
    End If
    ' Debug.Print GrFile;" ";CurDir$()
    ' Завантаження сітки і приведення її до XYZ-формату
    On Error GoTo B
    If Dir$(GrFile) <> "" Then
      On Error GoTo 0
      Set Grd = SurferApp.NewGrid
      Grd.LoadFile(Filename:=GrFile, HeaderOnly:=False)
      SurferApp.Caption = appCap + _
        "  Зачекайте...  Точка витоку проектується на регулярну сітку"
    ' Debug.Print srfGridFmtXYZ: Stop
    ' Debug.Print Grd.GetNode(Row:=3, Col:=1)
    Grd.SaveFile(CurDir$()+"\grid.dat", 4) ' srfGridFmtXYZ

```

```

If Grd.xSize = Grd.ySize Then
    Nx = Grd.NumCols
    Ny = Grd.NumRows

' Визначення точки регулярної сітки, відповідної до точки витoku
нафтопродукту

    iXV = Int((XPoryv - Grd.xMin) / Grd.xSize) + 1
    If iXV > Nx Then iXV = Nx
    iYV = Int((YPoryv - Grd.yMin) / Grd.ySize) + 1
    If iYV > Ny Then iYV = Ny
Grd.Release
' Debug.Print iXV; iYV: Stop

    TracFile = CurDir$() + "\ostra.bln"
    RozlFile = CurDir$() + "\rozl.grd"

    Call FlowTrace(SurferApp, Docs, Nx, Ny, iXV, iYV, _
        TracFile, GrFile, RozlFile, RozlMin, RozlRiv, RozlPlos, Vnaf)

' Завантаження траєкторії потоку нафтопродукту

    Set Map = Plt.Shapes.AddBaseMap(ImportFileName:=TracFile, _
        ImportOptions:="Defaults=1,AreasToCurves=1")
    Set BMap = Map.Overlays(1)
Debug.Print srfColorBrown: Stop
    BMap.Line.ForeColor = 3368601 ' srfColorBrown
    BMap.Line.Width = 0.05
    Plt.Shapes.SelectAll
    Plt.Selection.OverlayMaps
    Plt.Selection.DeselectAll

    Set Map = Plt.Shapes.AddContourMap(RozlFile)
    Set CMap = Map.Overlays(1)
    CMap.Levels.AutoGenerate(MinLevel:=RozlMin, MaxLevel:=RozlRiv, _
        Interval:=0.001)
CMap.Levels.Item(1).Fill.Color=srfColorBlack
    Plt.Shapes.SelectAll
    Plt.Selection.OverlayMaps
    Plt.Selection.DeselectAll
    Debug.Print RozlRiv; Str$(RozlRiv)
    SurferApp.GridMath(Function:="C=Max(A,"+Str$(RozlRiv)+")", _
        InGridA:=RozlFile, InGridB:= "", _
        OutGridC:=CurDir$()+"\Rozlriv.grd", OutFmt:=3)

    Dim Text0 As Object, Text1 As Object
    Set Text0 = Plt.Shapes.AddText(x:=4, y:=5, Text:= _
        "Об'єм нафти, що витекла, куб.м - " + Format$(Vnaf,
"#####.0") + Chr$(10) + _
        IIf(Dir$("vytik.dat") = "", _

```

```

"Відстань по трубопроводу до точки витоку, км - " + _
Format$(IVyt / 1000, "####.00") + Chr$(10), "") + Chr$(10) + _
"Площа забруднення, кв.м - " + Format$(RozlPlos,
"#####.0") + Chr$(10) + _
"Відмітка рівня нафти, м - " + Format$(RozlRiv, "####.00"))
Text0.Font.Face = "Arial Cyr"
Set Text1 = Plt.Shapes.AddText(x:=10, y:=27, Text:= _
"Моделювання витоку нафтопродукту з трубопроводу" +
Chr$(10) + _
"та прогнозування забруднення території")
Text1.Font.Face = "Arial Cyr"
Text1.Font.Size = 14
Text1.Font.HAlign = 2

If Dir$("vytik.dat") <> "" Then
Kill CurDir$() + "\vytik.dat"
End If
BMap.Release
SurferApp.Caption = appCap
MsgBox "Об'єм нафти, що витекла, куб.м - " + Format$(Vnaf,
"#####.0") + Chr$(13) + _
If(Dir$("vytik.dat") = "", _
"Відстань по трубопроводу до точки витоку, км - " + _
Format$(IVyt / 1000, "####.00") + Chr$(13), "") + Chr$(13) + _
"Площа забруднення, кв.м - " + Format$(RozlPlos,
"#####.0") + Chr$(13) + _
"Відмітка рівня нафти, м - " + Format$(RozlRiv, "####.00") +
Chr$(13) + Chr$(13) + _
"Схема забрудненої території - у вікні Surfer'a"
Else
MsgBox "Кроки регулярної сітки " + GrFile + " по осях X та Y не
рівні." _
+ Chr$(13) + Chr$(13) + "Перебудуйте регулярну сітку."
Kill CurDir$() + "\grid.dat"
SurferApp.Caption = appCap
End If
Else
SurferApp.Caption = appCap
MsgBox "Файл регулярної сітки " + GrFile + " не знайдено"
End If
End If
If (Not ContoursFound) And (Not TrubaFound) Then
SurferApp.Caption = appCap
MsgBox "На карті не знайдено об'єкти 'Рельєф' (Contours) та 'Трубопровід'
(Base)"
Else
If Not ContoursFound Then SurferApp.Caption = appCap:
If Not TrubaFound Then SurferApp.Caption = appCap: MsgBox "На карті не
знайдено об'єкт 'Трубопровід' (Base)": SurferApp.Caption = appCap
End If

```



```

Else
    SurferApp.Caption = appCap
    MsgBox "Файл траси трубопроводу " + blnfile + " не знайдено"
End If
Else
    SurferApp.Caption = appCap
    MsgBox "Не знайдено об'єкт 'Карта' (Map)"
End If
Else
    SurferApp.Quit
    MsgBox "Не вибрано файл карти. Роботу припинено."
End If
SurferApp.Caption = appCap
Exit Sub
A:   MsgBox "Файл траси трубопроводу " + blnfile + " не знайдено": Exit Sub
B:   MsgBox "Файл регулярної сітки " + GrFile + " не знайдено": Exit Sub
S:   MsgBox "В системі не встановлено або пошкоджено Golden Software Surfer 7 !": Exit
Sub
End Sub
Sub FlowTrace(App, Docs As Object, Nx, Ny, iXporyv, iYporyv As Integer, _
    TracFile, GrFile, RozlFile As String, _
    RozlMin, RozlRiv, RozlF, Vnaf As Double)

Dim Wks As Object
Debug.Print srfSaveChangesNo: Stop
Set Wks = Docs.Open(filename:=CurDir$() + "\grid.dat")
App.Caption = appCap + " Зачекайте... Іде побудова траєкторії витікання"
Wks.SaveAs(filename:=CurDir$()+"\grid.csv", Options:="Delimiter=comma")
Wks.Close(SaveChanges:= 2) ' srfSaveChangesNo
App.Caption = appCap + " Зачекайте... Іде побудова траєкторії витікання"

RelGrid = Nx * Ny
iporyv = (iYporyv - 1) * Ny + iXporyv

Dim XRel(1000000), YRel(1000000), ZRel(1000000)
Dim XStik(1000000), YStik(1000000), ZStik(1000000)
For i = 1 To RelGrid
    XStik(i) = -1E+38
    YStik(i) = -1E+38
Next i
Open CurDir$() + "\grid.csv" For Input As 1
For i = 1 To RelGrid
    Input #1, XRel(i), YRel(i), ZRel(i)
Next i
Close 1

Kill CurDir$() + "\grid.dat"
Kill CurDir$() + "\grid.csv"

XPoryv = XRel(iporyv)

```

YPoryv = YRel(iporyv)

Debug.Print iporyv;XPoryv;YPoryv

Nstik = 1 'Кількість точок траєкторії потоку

XStik(Nstik) = XRel(iporyv)

YStik(Nstik) = YRel(iporyv)

ZStik(Nstik) = ZRel(iporyv)

ixStik = iXporyv

iyStik = iYporyv

Dim iSus(8), iXSus(8), iYSus(8) As Integer, dZSus(8) ' Сусідні точки

StopFlag2 = False

Do

iXSus(1) = ixStik - 1

iYSus(1) = iyStik - 1

If iXSus(1) < 1 Then iXSus(1) = 1

If iYSus(1) < 1 Then iYSus(1) = 1

iXSus(2) = ixStik

iYSus(2) = iyStik - 1

If iYSus(2) < 1 Then iYSus(2) = 1

iXSus(3) = ixStik + 1

iYSus(3) = iyStik - 1

If iXSus(3) > Nx Then iXSus(3) = Nx

If iYSus(3) < 1 Then iYSus(3) = 1

iXSus(4) = ixStik + 1

iYSus(4) = iyStik

If iXSus(4) > Nx Then iXSus(4) = Nx

iXSus(5) = ixStik + 1

iYSus(5) = iyStik + 1

If iXSus(5) > Nx Then iXSus(5) = Nx

If iYSus(5) > Ny Then iYSus(5) = Ny

iXSus(6) = ixStik

iYSus(6) = iyStik + 1

If iYSus(6) > Ny Then iYSus(6) = Ny

iXSus(7) = ixStik - 1

iYSus(7) = iyStik + 1

If iXSus(7) < 1 Then iXSus(7) = 1

If iYSus(7) > Ny Then iYSus(7) = Ny

iXSus(8) = ixStik - 1

iYSus(8) = iyStik

```
If iXSus(8) < 1 Then iXSus(8) = 1
```

```
kdzm = 0
```

```
kdze = 0
```

```
For kSus = 1 To 8
```

```
    iSus(kSus) = (iYSus(kSus) - 1) * Ny + iXSus(kSus)
```

```
    ' Перевищення точки стоку над сусідньою
```

```
    Debug.Print kSus;" ";iXSus(kSus);" ";iYSus(kSus);" ";iSus(kSus);Nstik
```

```
    dZSus(kSus) = ZStik(Nstik) - ZRel(iSus(kSus))
```

```
    If dZSus(kSus) > 0 Then
```

```
        kdzm = kdzm + 1
```

```
    End If ' kdzm - кількість точок, нижчих за точку стоку
```

```
    If dZSus(kSus) = 0 Then
```

```
        kdze = kdze + 1
```

```
    End If ' kdze - кількість точок на рівні точки стоку
```

```
Next kSus
```

```
StopFlag2 = (kdzm = 0 And kdze = 0) ' true - немає точок, нижчих за точку стоку -  
досягли ями
```

```
If StopFlag2 Then Exit Do
```

```
Nstik = Nstik + 1
```

```
dzSusMax = 0 ' Спрямувати русло потоку в найнижчу сусідню точку
```

```
iSusMax = 0
```

```
For kSus = 1 To 8
```

```
    If dZSus(kSus) >= dzSusMax Then
```

```
        dzSusMax = dZSus(kSus)
```

```
        iSusMax = kSus
```

```
    End If
```

```
Next kSus
```

```
iSusMaxV = iSusMax
```

```
Debug.Print
```

```
dzSus(1);dzSus(2);dzSus(3);dzSus(4);dzSus(5);dzSus(6);dzSus(7);dzSus(8);iSusMax
```

```
ixStik = iXSus(iSusMaxV)
```

```
iyStik = iYSus(iSusMaxV)
```

```
ZStik(Nstik) = ZRel(iSus(iSusMaxV))
```

```
XStik(Nstik) = XRel(iSus(iSusMaxV))
```

```
YStik(Nstik) = YRel(iSus(iSusMaxV))
```

```
If Nstik > 1 And XStik(Nstik) = XStik(Nstik - 1) And YStik(Nstik) = YStik(Nstik - 1)
```

```
Then
```

```
    Nstik = Nstik - 1: Exit Do
```

```
End If
```

```
If Nstik > 2 And XStik(Nstik) = XStik(Nstik - 2) And YStik(Nstik) = YStik(Nstik - 2)
```

```
Then
```

```
    dzSusMax = 0 ' Спрямувати русло потоку в найнижчу сусідню точку,
```

```
    iSusMax = 0 ' відмінну від попередньої
```

```
    For kSus = 1 To 8
```

```
        If kSus <> iSusMaxV And dZSus(kSus) >= dzSusMax Then
```

```

        dzSusMax = dZSus(kSus)
        iSusMax = kSus
    End If
Next kSus
ixStik = iXSus(iSusMax)
iyStik = iYSus(iSusMax)
ZStik(Nstik) = ZRel(iSus(iSusMax))
XStik(Nstik) = XRel(iSus(iSusMax))
YStik(Nstik) = YRel(iSus(iSusMax))
End If

Debug.Print XStik(Nstik);YStik(Nstik);ZStik(Nstik)

Loop
Open TracFile For Output As 1
Print #1, Nstik; 0
For i = 1 To Nstik
    Debug.Print XStik(i); YStik(i)
    Print #1, XStik(i); YStik(i)
Next i
Close 1

Dim Vols() As Double ', VolsR() As Double

Set Grd = App.NewGrid
tmpfn1 = Format$(Rnd() * 10000000#, "00000000")
tmpfn2 = Format$(Rnd() * 10000000#, "00000000")
Vnabl = 1E+38
eps = 0.001 'кyб.м
ixy = 0
App.GridExtract(InGrid:=Grfile, r1:=iYSus(2)-ixy, r2:=iYSus(6)+ixy, rFreq:=1, _
    c1:=iXSus(8)-ixy, c2:=iXSus(4)+ixy, cFreq:=1, _
    OutGrid:=CurDir$()+"\"+tmpfn1+".grd")
Grd.LoadFile(FileName:=CurDir$()+"\"+tmpfn1+".grd", HeaderOnly:=False)
App.Caption = appCap + " Зачекайте... Іде розрахунок площі забруднення"
' Debug.Print Grd.zMin
GrdzMin = Grd.zMin
grdzkmin = Grd.GetNode(Row:=1, Col:=1)
For iC = 1 To Grd.NumCols
    For iR = 1 To Grd.NumRows
        grdz = Grd.GetNode(Row:=iR, Col:=iC)
        If grdz < grdzkmin And grdz > GrdzMin Then grdzkmin = grdz
    Next iR
Next iC
zRiv = grdzkmin
dz = 0.05

Do

    Vnabl1 = Vnabl

```

```

Debug.Print iYSus(2); iYSus(6); 1; iXSus(8); iXSus(4); 1: Stop
iY1 = iYSus(2) - ixy
iY2 = iYSus(6) + ixy
iX1 = iXSus(8) - ixy
iX2 = iXSus(4) + ixy
If iY1 < 1 Then iY1 = 1
If iY2 > Ny Then iY2 = Ny
If iX1 < 1 Then iX1 = 1
If iX2 > Nx Then iX2 = Nx
App.GridExtract(InGrid:=Grfile, r1:=iY1, r2:=iY2, rFreq:=1, _
                c1:=iX1, c2:=iX2, cFreq:=1, _
                OutGrid:=CurDir$()+"\"+tmpfn1+".grd")

App.GridSplineSmooth(InGrid:=CurDir$()+"\"+tmpfn1+".grd", _
                    nRow:=3, nCol:=3, Method:=1, _
                    OutGrid:=CurDir$()+"\"+tmpfn2+".grd", OutFmt:=3)

Debug.Print srfSplineInsert=1;srfGridFmtS7=3;srfGVPosVol=3;srfGVPosArea=7

App.GridVolume(Upper:=zRiv, Lower:=CurDir$()+"\"+tmpfn2+".grd", _
              pResults:=Vols, ShowReport:=False)

MaxObUlog = Abs(Vols(3))

FileCopy CurDir$() + "\" + tmpfn2 + ".grd", RozlFile
Kill CurDir$() + "\" + tmpfn1 + ".grd"

Vnabl = Vnaf - MaxObUlog

Debug.Print zRiv; Vnabl
ixy = ixy + 1
zRiv = zRiv + dz

Loop While Abs(Vnabl - Vnabl1) >= eps And Vnabl > 0

zRiv = zRiv - dz
'
' Vnabl    0          Vnabl1
' zRiv    RozlRiv    zRiv-dz
'
' (Vnabl1-0)/(Vnabl1-Vnabl)=(zRiv-dz-RozlRiv)/(zRiv-dz-zRiv)
' (0-Vnabl)/(Vnabl1-Vnabl)=(RozlRiv-zRiv)/(zRiv-dz-zRiv)
' (RozlRiv-zRiv)=-dz*(0-Vnabl)/(Vnabl1-Vnabl)
'
RozlRiv = zRiv - dz * (0 - Vnabl) / (Vnabl1 - Vnabl)
RozlMin = GrdzMin

Debug.Print zRiv;Vnabl1;Vnabl;RozlRiv

App.GridVolume(Upper:=RozlRiv, Lower:=CurDir$()+"\"+tmpfn2+".grd", _

```

```
pResults:=Vols, ShowReport:=False)
```

```
MaxObUlog = Abs(Vols(3))
```

```
RozlF = Abs(Vols(7))
```

```
Kill CurDir$() + "\" + tmpfn2 + ".grd"
```

```
' MsgBox "Критичний об'єм розливу, куб.м - "+Format$(MaxObUlog,"#####.0")+ _  
' ". "+IIf(Vnagl>0,"Об'єм надлишку нафти, куб.м - "+Format$(Vnagl,"#####.0"), _  
' "Надлишку нафти немає.")
```

```
End Sub
```

Додаток 3  
Комп'ютерне моделювання витоку нафти з трубопроводу

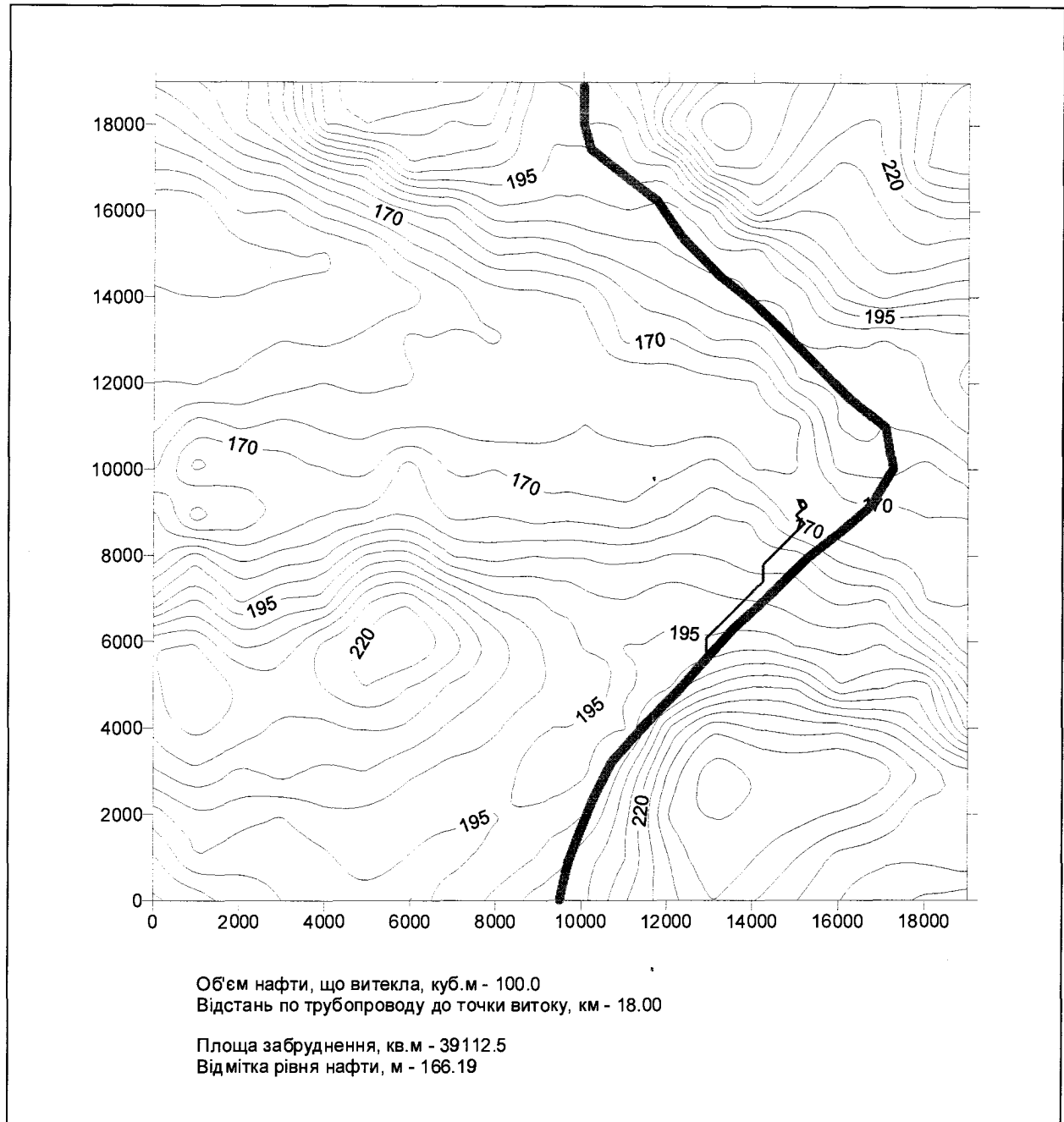


Рис. 3.1. Моделювання витоку нафтопродукту з трубопроводу та прогнозування забруднення території

## Додаток К

Впровадження результатів дисертаційної роботи



ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор філії Магістральні нафтопроводи

“Дружба” ВАТ “Укртранснафта”

В. Г. Чупирка

2003

## СТАНДАРТ ПІДПРИЄМСТВА

---

Комплексна система управління  
якістю продукції

Комп’ютерне моделювання витікання нафти  
з трубопроводу та прогнозування зони забруднення

---

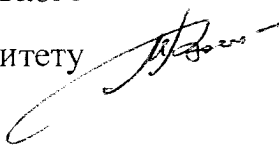
Даний стандарт підприємства встановлює порядок прогнозування екологічного ризику та планування проведення заходів із запобігання забрудненню довкілля. Стандарт обов’язковий для використання всіма підрозділами філії магістральних нафтопроводів “Дружба”.


### 1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

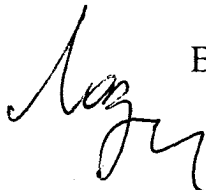
1.1 При експлуатації нафтопроводів виникають аварійні ситуації, що призводять до забруднення довкілля.

1.2 Комп’ютерне моделювання процесу витікання нафти з будь-якої точки нафтопроводу з врахуванням рельєфу місцевості дозволяє визначити площу забруднення території в залежності від кількості нафти, що витекла, та вчасно провести заходи з попередження екологічної небезпеки.

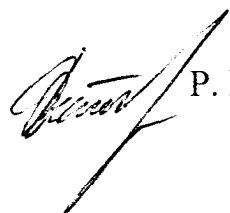
Розроблена методика комп'ютерного моделювання процесу витікання нафти при виникненні аварійної ситуації, має можливість визначити напрям руху нафти та площу забрудненої території при заданому рельєфі місцевості, а, отже, і прогнозувати екологічний ризик та планувати проведення заходів із запобігання забрудненню довкілля.

Доцент кафедри транспорту і зберігання нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, к.т.н.  М. П. Возняк

Асистент кафедри безпеки життєдіяльності Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу  Г. М. Кривенко

Зав. лабораторією АСУ ІОЦ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу  В. О. Лозинський

Погоджено:

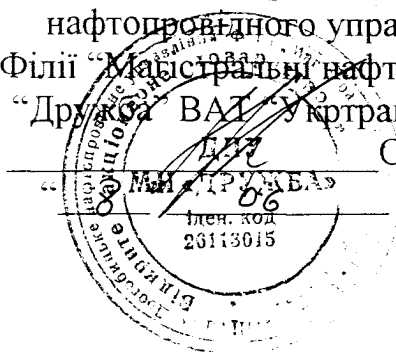
Заступник головного інженера філії Магістральні нафтопроводи "Дружба" ВАТ "Укртранснафта"  Р. В. Климончук

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Начальник Дрогобицького  
нафтопровідного управління  
Філії "Магістральні нафтопроводи  
"Дружба" ВАТ "Укртранснафта"

О.Й.Калат

2004



## АКТ

впровадження результатів  
дисертаційної роботи

Кривенко Галини Мирославівни

**"Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації  
магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси"**

Ми, що підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Кривенко Галини Мирославівни "Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси" у вигляді стандарту підприємства "Комп'ютерне моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення" передані для використання на об'єктах Дрогобицького нафтопровідного управління.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробленої в дисертаційній роботі методики, яка затверджена як стандарт підприємства, складає 131 тис. грн/рік.

Начальник товаро-транспортної служби  
Дрогобицького РНУ  
Філії "Магістральні нафтопроводи" "Дружба"  
ВАТ "Укртранснафта"

Слив'як І.Ю.

Інженер-економіст Дрогобицького РНУ  
Філії "Магістральні нафтопроводи" "Дружба"  
ВАТ "Укртранснафта"

Сокаль А.Ю.

Асистент кафедри безпеки життєдіяльності  
ІФНТУНГ

Кривенко Г.М.

# **Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження технології комп'ютерного моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення на нафтопроводі Долина-Дрогобич**

## **1 Коротка характеристика технології, що пропонується до впровадження**

Магістральний нафтопровід Долина-Дрогобич з пересіченим профілем траси експлуатується більше сорока років. Тому високий ризик виникнення аварійних ситуацій, що призводять до забруднення довкілля, вимагає впровадження передових технологій, які забезпечать підвищення екологічної безпеки експлуатації нафтопроводу.

У дисертаційній роботі пропонується для прогнозування екологічного ризику методика комп'ютерного моделювання процесу витікання нафти з будь-якої точки нафтопроводу з врахуванням технологічних режимів експлуатації та рельєфу місцевості, що дозволяє визначити площу забрудненої території в залежності від кількості нафти, що може витекти через дефектний отвір в тілі труби, та вчасно провести заходи з попередження екологічної небезпеки.

## **2 Розрахунок очікуваного економічного ефекту**

Очікуваний економічний ефект від використання методики комп'ютерного моделювання витікання нафти з трубопроводу та прогнозування зони забруднення за рахунок економії затрат для ліквідації наслідків аварій визначається за залежністю

$$E = E_1 + E_2 + E_3 + E_4,$$

де  $E_1$  – вартість безповоротно втраченої нафти;

$E_2$  – економія внаслідок вивільнення техніки та персоналу для ліквідації аварії і її наслідків;

$E_3$  – вартість біологічного препарату для рекультивації ґрунту;

$E_4$  – вартість відшкодування забруднення земельних ресурсів.

Згідно Методики визначення втрат нафти при технічному обслуговуванні та ремонті магістральних нафтопроводів (РД –39-0147103-345-89) при витіканні 100 куб. м нафти густиною 850 кг/м<sup>3</sup> кількість нафти, яка просочилася в ґрунт, складає 27,2т, кількість нафти, яка випарувалася, 1,2т.

Згідно методики комп'ютерного моделювання зона забруднення складає 20381 м<sup>2</sup>.

Згідно з даними ВАТ “Укрнафта” середня вартість нафти на аукціоні станом на 2003 рік становить 950 грн/т.

Вартість біологічного препарату “Еконадин” для рекультивациі ґрунту 24,03 грн/кг.

Вартість безповоротно втраченої нафти  
 $E_1 = 950 \times 28,4 = 26980$  грн.

Вартість залученої техніки і персоналу для ліквідації аварії і її наслідків (згідно розрахунку затрат і списку працівників, які брали участь в ліквідації аварії)  $E_2 = 161880$  грн.

Вартість біологічного препарату “Еконадин”, який використовується для біологічної рекультивациі вивезеного замазученого ґрунту,  $E_3 = 24,03 \times 2000 = 48060$  грн.


Вартість відшкодування забруднення земельних ресурсів (згідно Методики визначення розмірів шкоди, зумовленої забрудненням і засміченням земельних ресурсів через порушення природоохоронного законодавства, що затверджена наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища та ядерної безпеки України від 27.10.97 №171)  $E_4 = 25374$  грн.

Тоді очікуваний економічний ефект від впровадження комп’ютерного моделювання витікання нафти та прогнозування забрудненої території, що дає змогу попередити виникненню однієї аварійної ситуації протягом року, складає

$E = 26980 + 161880 + 48060 + 25374 = 262294$  грн/рік.

Реалізація комп’ютерної технології моделювання витікання нафти та прогнозування забрудненої території пов’язана з розробкою додаткових організаційно-технічних заходів. Тому приймаємо, що розробка методологічного і програмного забезпечення комп’ютерної технології прогнозування траєкторії витікання нафти та можливих зон забруднення, виконана в даній роботі, забезпечує одержання 50 % від очікуваного економічного ефекту, що становить 131 тис. грн/рік.

Начальник товарно-транспортної служби  
Дрогобицького НПУ філії Магістральні  
нафтопроводи “Дружба” ВАТ “Укртранснафта”

 Слив’як І.Ю.

Інженер-економіст Дрогобицького НПУ філії  
Магістральні нафтопроводи “Дружба”  
ВАТ “Укртранснафта”

 Сокаль А.Ю.

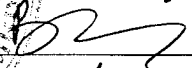
Асистент кафедри безпеки життєдіяльності  
ІФНТУНГ

 Кривенко Г.М.



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Проректор з навчально-методичної роботи  
Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу

 проф. Векерик В.І.

“ 10 ” 06 2004 р.

## А К Т

про використання результатів дисертаційної роботи Кривенко Г.М.  
„Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації  
магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси” у навчальному  
процесі.

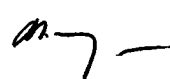
Ми, нижче підписані, склали даний акт, що теоретичні і практичні  
результати досліджень асистента Кривенко Г.М. в галузі прогнозування  
екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних  
нафтопроводів впроваджені в навчальний процес в лекційному курсі „Аеро-  
гідродинаміка полютантів” для спеціальності 7.070801 – „Екологія та охорона  
навколишнього середовища”, а також у науково-дослідній роботі студентів,  
курсівому та дипломному проектуванні.

Начальник навчально-методичного управління  
ІФНТУНГ



Сверіда Б.В

Декан факультету нафтогазопроводів, к.т.н.,  
професор ІФНТУНГ



Мартинюк Т.А.

Зав. кафедрою  
екології ІФНТУНГ,

докт. геолого-мінерал. наук, професор



Адаменко О.М.