

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ
ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
УКРАЇНСЬКОГО ІНСТИТУТУ ПО ПРОЕКТУВАННЮ
ОБ'ЄКТІВ ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ “УКРГАЗПРОЕКТ”

На правах рукопису
Говдяк Роман Михайлович

Удосконалення технологічного проектування нафтогазопроводів з
врахуванням їх взаємодії з довкіллям

05.15.13 – нафтогазопроводи, бази та сховища.

Дисертація
на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
Семчук Ярослав Михайлович
доктор технічних наук, професор



Київ – 2001

189

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ НАДІЙНОСТІ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ ТА АНАЛІЗ ПРИЧИН І УМОВ ЇХ ВІДМОВ ДЛЯ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЕКТУВАННЯ.....	
1.1 Узагальнюючий аналіз стану надійності нафтогазопроводів країни.....	12
1.2 Аналіз причин та умов відмови магістральних нафтогазопроводів.....	13
1.2.1 Розвиток корозійних дефектів на магістральних трубопроводах.....	17
1.2.2 Розвиток тріщин на магістральних трубопроводах.....	22
1.2.3 Особливості розгерметизації трубопроводів при руйнуванні їх на повний переріз (“гільйотинний розрив”).....	25
1.3 Аналіз статистичної інформації про частоту відмов нафтопроводів.....	26
РОЗДІЛ 2 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ НЕБЕЗПЕКИ ПРИ ВІДМОВІ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОДУКТОПРОВІДІВ.....	
2.1 Коротка характеристика трубопровідного транспортування нафти і нафтопродуктів	31
2.2 Прогнозування масштабів нафтового забруднення компонентів навколишнього середовища за допомогою математичного моделювання.....	33
2.3 Експериментальні дослідження проникності ґрунтів зони аерації при аварійних викидах нафтопродуктів.....	42
2.4 Аналіз формування нафтового забруднення в зоні аерації.....	47
2.5 Дослідження особливості формування нафтового забруднення зони	

аерації на фізичній моделі	51
2.5.1 Формування нафтових ареалів у підземних водах	53
2.5.2 Формування нафтових ареалів у проникних ґрунтах над рівнем підземних вод	59
2.5.3 Співставлення результатів натуральних спостережень і фізичного моделювання; прогноз розвитку нафтового ареалу.....	62

РОЗДІЛ 3 ВПЛИВ НА ДОВКІЛЛЯ ВІДМОВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....67

3.1 Основні небезпечні фактори, що виникають при відмові магістральних газопроводів.....	67
3.1.1 Вплив ударної хвилі.....	68
3.1.2 Термічний вплив.....	70
3.1.3 Забруднення атмосферного повітря.....	76
3.1.4 Механічний вплив фрагментів при відмові газопроводів.....	77
3.1.5 Прогнозування динамічних параметрів витоку газу при корозійних дефектах труб.....	79
3.1.6 Прогнозування динамічних параметрів витоку газу при відмові трубопроводів на повний переріз.....	83

РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ ОСНОВ ДОПУСТИМОГО РИЗИКУ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ТРУБОПРОВОДІВ ШИРОКОФРАКЦІЙНИХ ЛЕГКИХ ВУГЛЕВОДНІВ (ШФЛВ).....93

4.1 Аналіз властивостей зріджених вуглеводнів при відмові продуктопроводів.....	93
4.2 Методичні основи проведення аналізу та визначення ризику безпеки від лінійних джерел (продуктопроводів ШФЛВ).....	98
4.2.1 Аналіз та визначення ризику безпеки при відмові магістральних продуктопроводів ШФЛВ у населених пунктах.....	108

РОЗДІЛ 5 КОНЦЕПЦІЯ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЕКТУВАННЯ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ.....	120
5.1 Загальне положення про концепцію.....	120
5.2 Основні вимоги до лінійної частини трубопроводів для забезпечення їх надійності.....	122
5.3 Врахування впливу природних факторів на надійність трубопроводного транспорту країни на стадії проектування.....	128
5.4 Основні вимоги до контролю за витоком газу, нафти і нафтопродуктів при відмові магістральних трубопроводів.....	133
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	139
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	141
ДОДАТКИ.....	151

ВСТУП

На Україні існує густа мережа магістральних газопроводів (34 тис. км), нафтопроводів (3,8 тис. км) та продуктопроводів (3,3 тис. км), лінійна частина яких експлуатується у складних і досить різноманітних природних умовах, а тому спектр навантажень та впливів на них дуже широкий. Окрім цього, система трубопроводів має різне конструктивне рішення по всій її протяжності та різні терміни експлуатації. Все це призводить і призведе до відмов нафтогазопроводів.

Як показують статистичні дані, найбільша кількість аварій спостерігається на нафтогазопроводах, 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%.

Найбільш впливають на довкілля, як показав вітчизняний і закордонний досвід, відмови нафтопродуктопроводів, оскільки нафта і нафтопродукти є найбільш шкідливими речовинами, при чому їх негативний вплив охоплює всі його компоненти: ґрунтово - рослинний шар, гідросферу та атмосферу.

Негативна дія на ґрунтово - рослинний шар зводиться в основному до зниження біологічної продуктивності ґрунтів і фітомаси рослинного покриву. Внаслідок просочування та фільтрації через ґрунти нафтопродукти можуть проникати у ґрунтові води, де внаслідок конвективного перенесення розповсюджуються на значні відстані, змінюючи якість води у населених пунктах. Наприклад, при пошкодженні продуктопроводу Калуш – Дрогобич (весна, 2000 року) внаслідок забруднення ґрунтових вод дизельним паливом, м.Стебник Львівської області та навколишні села протягом двох місяців залишились без прісної води. Окрім цього, завдано збитків рибному господарству.

Забруднення приземного шару атмосфери при відмові магістральних нафтопроводів відбувається внаслідок випаровування легких фракцій нафти, самовільного її загоряння, а також спалювання нафти та нафтопродуктів із метою ліквідації наслідків забруднення. Негативний вплив забруднювачів атмосфери зумовлений їх токсичністю і подразнювальними властивостями.

Значні збитки довкіллю завдають відмови магістральних газопроводів, що супроводжуються термічним впливом, загазованістю атмосфери, розповсюдженням ударної повітряної хвилі тощо. Наприклад, аварія 6 лютого 1996 року на магістральному газопроводі “Новопсков - Акай - Моздок” призвела, внаслідок впливу теплової радіації, до знищення 11 житлових будинків селища Велика Вергунка Жовтневого району м. Луганськ та до опіків людей [1].

За даними наведеними у роботі [2] збитки від однієї відмови магістрального газопроводу, що аналізувалися протягом 10 – літнього періоду спостережень (1988 – 1990 р р.), в середньому становлять: знищення сільськогосподарських угідь – 78 га, вилучення із споживання орних земель – 6.2 га, знищення лісових угідь – 47.5 га.

При відмові продуктопроводів зріджених газів, а саме широкофракційних легких вуглеводнів (ШФЛВ) негативний вплив нафтопродуктів може охопити населені пункти, що знаходяться у зоні ризику при запалюванні пожежно-вибухової вуглеводневої хмари. Такі аварії, що зв'язані з нещасними випадками, за даними British Gas, були зафіксовані у США (штати Арканзас, Оклахома, Техас).

Таким чином, судячи з вищенаведеного, виникає проблема що до забезпечення надійності експлуатації магістральних нафтогазопроводів, оперативного прогнозування ступеня екологічної небезпеки при їх відмові, кількісної оцінки ризиків небезпеки, що можуть бути здійснені за допомогою критеріїв, індексів небезпеки, принципів одержаних у результаті теоретичних та практичних досліджень, які необхідно враховувати при проектуванні трас нафтогазопроводів.

Актуальність теми. В умовах неперервної зростаючої ролі магістральних трубопроводів як засобів транспортування рідких та газоподібних нафтопродуктів, що розташовані у густозаселених регіонах України, у різних кліматичних зонах та інженерно - геологічних умовах проблема охорони навколишнього середовища є дуже актуальною.

Зараз при проектуванні нафтогазотранспортної системи існуючі будівельні норми і правила недостатньо враховують їх вплив на довкілля. Проектування ведеться без попередньої оцінки та аналізу ризику при експлуатації трубопроводів і забезпечення безпеки в основному зводиться до формального дотримання розривів між трасою та об'єктами інфраструктури регіону. Але, як показав аналіз великомасштабних аварій при відмовах магістральних нафтогазопроводів, внаслідок їх спрацювання та під дією техногенних, природних та антропогенних факторів вони стають небезпечними об'єктами для довкілля: порушують природний режим ґрунтів та водних об'єктів, забруднюють атмосферу, часто призводять до екологічного лиха.

Недостатній рівень дослідженості тематики з удосконалення технологічного проектування нафтогазопроводів з врахуванням їх взаємодії з довкіллям та відсутність досвіду раціонального його використання є основною причиною постановки даної роботи.

Вибір і актуальність даної роботи зумовлений ще й тим, що в Україні планується до експлуатації магістральний нафтопровід Одеса – Броди, проектується система газопроводів Ананьїв – Ізмаїл. А тому розроблені у дисертації методичні і наукові основи прогнозування впливу на довкілля магістральних нафтогазопроводів, при їх відмові, можуть бути використані при проектуванні цих та інших трубопроводів.

Удосконалення методів проектування магістральних нафтогазопроводів призведе до підвищення їх надійності при експлуатації, що в кінцевому підсумку зменшить вплив трубопроводів на довкілля.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Обраний напрямок роботи досліджень є складовою частиною тематичного плану ВАТ “Укргазпроект” (1996-2000рр.) Власне, дисертація пов’язана з науково-дослідною роботою “Основні положення надійності, довговічності і безпечності продуктопроводів ШФЛВ із району Сургута” (договір 3-1-96-2), а також з дослідними роботами щодо розширення системи магістральних газопроводів на ділянках Ананьїв – Ізмаїл (замовлення 3225 ТЕО). Крім цього, дана робота є попереднім підсумком багаторічної діяльності автора дисертації із співробітниками Управління НТПЕ РАО Газпром та ВНДІГАЗУ (Росія) і низкою інших організацій, пов’язаних з розробкою науково-методичних основ аналізу і управління показниками надійності і безпечності магістральних нафтогазопроводів.

Мета роботи і задачі досліджень

Мета роботи полягає у прогнозуванні та зменшенні впливу на довкілля відмов нафтогазопроводів шляхом удосконалення технологічного їх проектування на основі визначення кількісної оцінки ризику, критеріїв, індексів небезпеки з використанням методів фізичного та математичного моделювання.

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

- провести аналіз причин відмов вітчизняних і зарубіжних нафтогазопроводів;
- розробити методи прогнозного розрахунку масштабного забруднення нафтопродуктами компонентів навколишнього середовища;
- дослідити проникність нафтопродуктів різної густини і в’язкості через ґрунти різної пластичності;
- розробити фізично обґрунтовану модель вивчення процесів забруднення нафтопродуктами водних об’єктів та проникних ґрунтів;
- розробити методика розрахунку витоку газу із магістральних газопроводів при їх відмовах;
- розробити методичні основи кількісної оцінки ризику, індексів

небезпеки при відмовах нафтопродуктопроводів та газопроводів;

- скорегувати концепцію надійної експлуатації магістральних трубопроводів на стадії проектування.

Об'єктом дослідження є лінійна частина магістральних нафтогазопроводів, розташованих в Україні та продуктопроводів запроектованих із району Сургута (Росія).

Предмет дослідження - удосконалення технологічного проектування нафтогазопроводів.

Методи дослідження – представляють комплекс, що містить: аналіз досвіду експлуатації нафтогазопроводів; лабораторні експерименти; фізичне та математичне моделювання з використанням засобів обчислювальної техніки.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

1 Вперше одержано математичний розв'язок для прогнозування масштабів забруднення навколишнього середовища та його компонентів при відмовах магістральних нафтопроводів за допомогою матриці основних показників екологічної небезпеки.

2 Довготривалими експериментальними лабораторними дослідженнями вивчено і обґрунтовано явище проникності нафтопродуктів різної в'язкості та густини через ґрунти різного літологічного складу.

3 За допомогою фізичної моделі виявлені закономірності формування нафтового забруднення у воді та ґрунтах при відмовах нафтопроводів.

4 Розроблена математична модель витрат газу при відмові магістральних газопроводів на повне січення за допомогою пакета прикладних програм для прогнозування об'єму витоку газу та зміну тиску з часом.

5 Розроблені методичні основи прийнятного ризику при відмовах магістральних газопроводів (ШФЛВ).

6 На основі аналізу багаторічної експлуатації вітчизняних і зарубіжних магістральних нафтогазопроводів скореговано концепцію їх надійності.

Практичне значення отриманих результатів полягає:

- у розробці методичних вказівок з визначення критеріїв прогнозування

екологічної небезпеки при аваріях на магістральних нафтогазопроводах;

- у розробці методичних основ кількісної оцінки допустимого ризику на випадок відмови трубопроводів при транспортуванні зріджених газів (ШФЛВ). Розроблені вище названі положення дисертації лягли в основу проектування продуктопроводів із району Сургута, а також при проектуванні газопроводів: Тальне – Ананьїв, Ананьїв – Ізмаїл, Хуст – Сату -Маре, Богородчани – Хуст. Автор дисертації був головним інженером при впровадженні цих проектів. Крім цього, розроблені критерії прогнозування екологічної небезпеки при відмовах нафтопроводів доцільно використати при експлуатації трубопроводу “Одеса – Броди”.

Особистий внесок автора.

Основні положення дисертаційної роботи, що виносяться на захист, отримані у співавторстві та самостійно. Зокрема, сформульовані мета та задачі досліджень; одержані критерії для прогнозування екологічної небезпеки при відмові магістральних нафтопродуктопроводів [34]; вивчено і обґрунтовано явище проникності нафтопродуктів через ґрунти різного літологічного складу та виявлені закономірності формування нафтового забруднення у зоні аерації [35,42]; розроблена математична модель для прогнозування витоку газу при розриві магістральних газопроводів на повний переріз [59]; розроблені методичні основи кількісної оцінки ризику при експлуатації продуктопроводів (ШФЛВ) [73, 74]; на основі аналізу і досліджень багаторічної експлуатації вітчизняних і закордонних магістральних нафтогазопроводів скореговано концепцію їх розвитку в Україні [79-82], надійності [81], енергозбереження [83-85, 90, 96].

Окремі положення дисертаційної роботи можуть бути включені в навчально-методичні посібники для спеціальностей “Проектування і експлуатації нафтогазопроводів, газосховищ”.

Апробація результатів дисертації.

Основні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на міжнародних конференціях і форумах:

- II-й міжнародній конференції з управління використання енергії (м. Львів, 1997);
- міжнародній науково-практичній конференції “Проблеми і шляхи енергозабезпечення України (м. Івано-Франківськ, 1998);
- міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова освіта на межі тисячоліть: минуле сьогодення майбутнє” (м. Івано-Франківськ, 1998);
- 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України – 2000” (м. Івано-Франківськ, 2000);
- міжнародній науково-практичній конференції “Екологічна безпека та перспективи розвитку трубопровідного транспорту та інших інженерних комунікацій” (м. Ужгород, 2000);
- науково-практичній конференції “Економічні переваги використання газу в якості моторного палива” (м. Харків, 1999);
- науково-практичній конференції “Вчені Прикарпаття про проблеми краю” (м. Івано-Франківськ, 2000);
- на семінарах кафедри безпеки життєдіяльності та міжкафедральному науковому семінарі факультету нафтогазопроводів Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За темою дисертації опубліковано 15 статей у наукових журналах, збірниках, тезах доповідей, з яких 7 у фахових виданнях України.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, п’яти розділів, висновку, списку використаної літератури з 96 найменувань. Дисертація викладена на 162 сторінках машинописного тексту, містить 22 таблиці, 31 рисунок та 5 додатків.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ДОСЛІДЖЕНЬ НАДІЙНОСТІ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ ТА АНАЛІЗ ПРИЧИН І УМОВ ЇХ ВІДМОВ

1.1 Узагальнюючий аналіз стану надійності нафтогазопроводів країни

Загальна протяжність нафтогазопроводів та продуктопроводів у межах України, більшість яких побудовані ще 20-30 років тому, складає більш як 40 тис км., які за рівнем надійності можна розділити на 3 групи.

Група 1. До цієї групи відносяться нафтогазопроводи, побудовані до 1970 року (понад 10 тис км). Вони вводилися в експлуатацію, в основному, без активного захисту від корозії. Пасивний захист – бітумна ізоляція застосовувалась низької якості з терміном служби від 8 до 12 років. Фасонні деталі трубопроводів були лише зварювальні, польового виготовлення. Перепускні випробувальні тиски склали в основному 1,1 МПа від робочого при тривалості випробування на міцність 6 годин.

Група 2. Нафтогазопроводи цієї групи побудовані у 1970 – 1975 роках (понад 20 тис км). У цей період вводилися в експлуатацію трубопроводи переважно великого діаметра. У проектах їх будівництва передбачалися засоби електрохімічного захисту з енергопостачанням від місцевих джерел, які у більшості випадків вводилися у другу чергу. Частково почали застосовуватись фасонні вироби трубопроводів заводського виготовлення. Час передпускових випробувань газонафтопроводів великого діаметра (1020,1220,1420 мм) збільшено до 24 годин.

Група 3. Сюди відносяться нафтогазопроводи побудовані після 1975 року (біля 10 тис. км) і характеризується застосуванням фасонних деталей заводського виготовлення, передпускові тиски, підвищені до заводського випробувального тиску, що викликає у металі труб напругу 0,90 - 0,95

нормативної границі текучості протягом 24 години; підвищилась категорійність окремих ділянок нафтогазопроводів. При будівництві газопроводів діаметром 1220 - 1420 мм застосовують труби із заводською ізоляцією полімінеральними матеріалами. Частково такі труби використовувалися при будівництві газопроводу “Союз” на складній ділянці траси у Карпатах.

Виходячи із вищенаведеного, можна дійти висновку, щонайвніше нафтогазопроводів, які відрізняються термінами будівництва, рівнем прийнятих рішень, рівнем технології будівництва, якістю труб та ізоляційного покриття, об’єктами ремонтно - відновлювальних робіт тощо, ускладнює проведення диференційного аналізу показників надійності.

1.2 Аналіз причин та умов відмови магістральних нафтогазопроводів

Шкідливий вплив трубопровідного транспорту на довкілля можливий у випадку відмов лінійної частини нафтогазопроводів, під яким слід розуміти різноманітність їх пошкоджень, що призводять до витоків нафти і газу.

Основні причини відмови магістральних нафтогазопроводів висвітлено у роботах багатьох авторів, серед них: П. П. Бородавкіна, Б. І. Кіма [3,4] Б. С. Рачевського [5], В. С. Сафонова, Г. Е. Одішарія, А. А. Швирияєва [6], В. В. Харіоновського [7], В. М. Полякова [8], Л. С. Шлапака [9,10], А. Г. Телегіна [11], Б. Є Патона [12], Ю. О. Кузьменка [13-15], В. В. Розгонюка [16] та ін.

Нами узагальнені результати цих досліджень і удосконалена класифікація основних причин відмови магістральних трубопроводів, які можна об’єднати у техногенні, природні та антропогенні групи (табл. 1.1).

Для обґрунтування потенційних об’ємів витоків нафтопродуктів із трубопроводів за різних варіантів порушення його герметичності, враховуючи “миттєве” руйнування трубопроводу на повний переріз і для прогнозування масштабів негативного впливу аварій на довкілля необхідно виявити специфіку і характерні розміри наскрізних дефектів на трубопроводах.

Основні причини, що призводять до відмови магістральних трубопроводів.

Групи причин	Причини
Техногенні	<p>Внутрішня корозія труб.</p> <p>Дефекти будівельного походження: риски, задири, м'ятини, подряпини</p> <p>Дефекти металургійного походження: осадочні раковини, флокери, пухирці, осьові пори, мало-зернисті тріщини, надрізи.</p> <p>Дефекти зварювальних швів: напливи, кратери, тріщини, перериви у шві, непровари.</p>
Природні	<p>Землетруси.</p> <p>Карстові процеси.</p> <p>Зсуви та просідання земної поверхні.</p> <p>Вітрові навантаження, урагани, смерчі.</p> <p>Повені.</p> <p>Екстремальні опади і олединіння.</p> <p>Аномальні температурні умови</p>
Антропогенні	<p>Помилки: проекування, будівництва, техобслуговування, експлуатації трубопроводів.</p> <p>Під час землерийних робіт.</p> <p>Вандалізм.</p> <p>Диверсія</p>

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

- малі дефекти (корозійні явища);
- середні дефекти (тріщини);
- катастрофічні дефекти (розриви на повний переріз труб “гільйотинний розрив”). На рисунку 1.1 показані два види пошкоджень: корозійні свищі та тріщини.

Наведені групи трубопроводів, як показують статистичні дані [17], розподіляються за частотою позиції таким чином:

- у тілі труби-80%;
- у поздовжньому та поперечному спіральному швах - 11%;
- у поперечному поворотнім та недоповоротнім швах - 5% ;
- у трійнику (в тілі, або по шві), перехіднику, перемичці, засувці, фланці, прокладці – 4%.

Частота прояву різних форм відмов у різних місцях трубопроводу, у тілі труби становить:

- розривів 9%,
- тріщин 5%,
- свищів 81%,
- пробоїв стінки 5%.

У поздовжньому шві становить:

- розривів 80%,
- тріщин 20%.

Із них внаслідок заводського браку:

- розривів 1%,
- тріщин 1%.

З вини експлуатації:

- розривів (корозійних) 10%,
- тріщин 1%,

1

2



Рис.1.1 Типове пошкодження трубопроводів (за даними
П. П. Бородавкіна, та Б. І. Кіма):

- 1 - тріщини у трубопроводі;
- 2 - свищ внаслідок корозії.

свищів (корозійних) 81%.

Відомо, що випадкова величина проявів різних форм відмов підпорядковується логарифмічно - нормальному закону. Густина ймовірності логарифмічно – нормального розподілу має вигляд:

$$f(x) = \frac{M}{X \cdot \sigma \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\lg x - a)^2}{2\sigma^2}\right], \quad (1.1)$$

де X - випадкова величина;

M - коефіцієнт переходу від десяткових логарифмів до натуральних;

σ - середньоквадратичне відхилення випадкової величини;

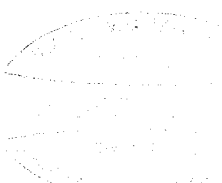
a - математичне очікування випадкової величини.

1.2.1 Розвиток корозійних дефектів на магістральних трубопроводах

Статистичні характеристики таких пошкоджень взяті з роботи [17] і вони можуть бути розповсюджені на мережу нафтогазопроводів України. Корозійні пошкодження труб наведені у табл. 1.2 і дозволяють зробити висновок, що розміри наскрізних корозійних пошкоджень, в основному, не залежить від діаметра трубопроводів. Значимо також, що наведена статистика не є зовсім достовірною, оскільки у вихідних матеріалах не завжди зазначаються розміри наскрізних корозійних пошкоджень. Все це дозволяє розглядати наведені дані у таблиці як єдину вибірку значень випадкової величини.

Гістограми та крива розподілу густини ймовірності наскрізних корозійних пошкоджень нафтогазопроводів наведені на рис. 1.2 та 1.3. Імовірність появи наскрізних корозійних пошкоджень визначається як:

$$P(x) = \int_0^{\infty} f(x) dx \quad (1.2)$$



Росподіл наскрізних корозійних пошкоджень у стінках труб на діючих магістральних нафтогазопроводах (за даними [17])

Умовні діаметри нафто-проводів, мм	Сумарна довжина нафто-проводів, км	Всього пош-коджень, шт	Діаметри основних корозійних пошкоджень, мм																Розмір, мм					
			0,1-0,5	0,5-0,1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-20	20-30	мін	макс		
200-250	1750	223	6	15	67	49	38	17	5	4	4	4	6	2	2	3	1	2	-	3	1	-	0,3	60
300-325	1480	246	14	37	55	55	24	15	7	2	6	6	6	4	7	2	5	3	-	2	2	2	0,2	40
350-400	540	161	-	6	51	32	17	9	4	5	3	4	3	4	2	5	4	6	1	4	4	5	0,5	78
529	5480	320	8	8	83	70	43	29	20	15	13	9	7	-	3	1	2	5	-	5	4	4	0,3	70
720-820	7850	132	4	12	41	30	23	5	7	4	4	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	8
1020	2420	113	-	8	40	29	16	7	-	6	4	-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	-	0,6	8
1220	5610	8	-	-	5	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

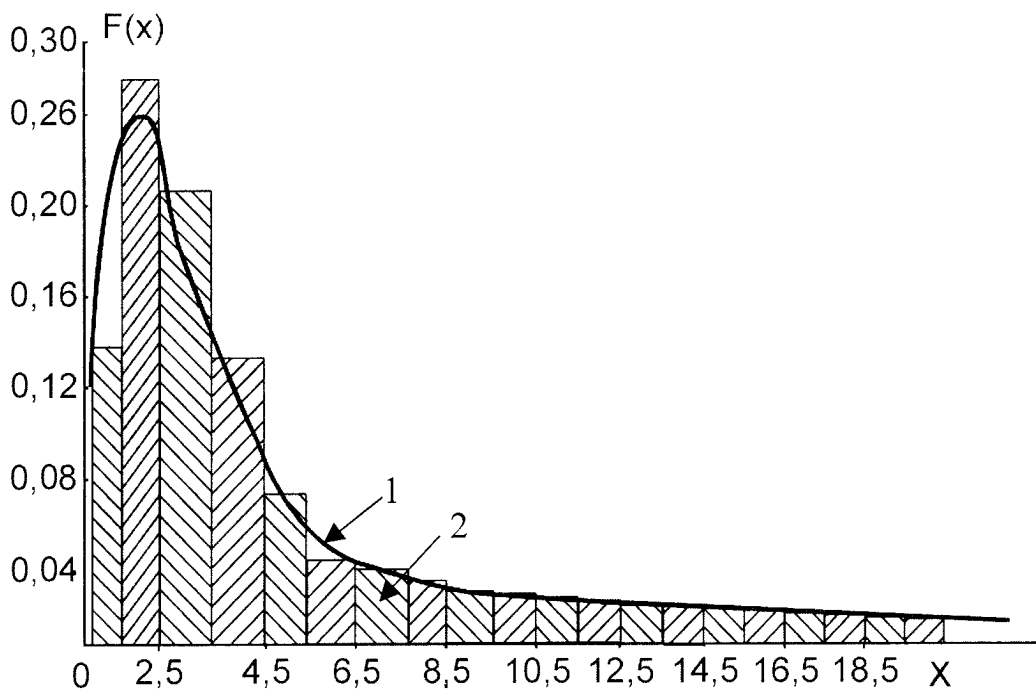


Рис. 1.2. Гістограма розподілу густини ймовірності наскрізних корозійних пошкоджень у нафтопроводах;
 1 - логарифмічно-нормальний розподіл;
 2 - статистичний .

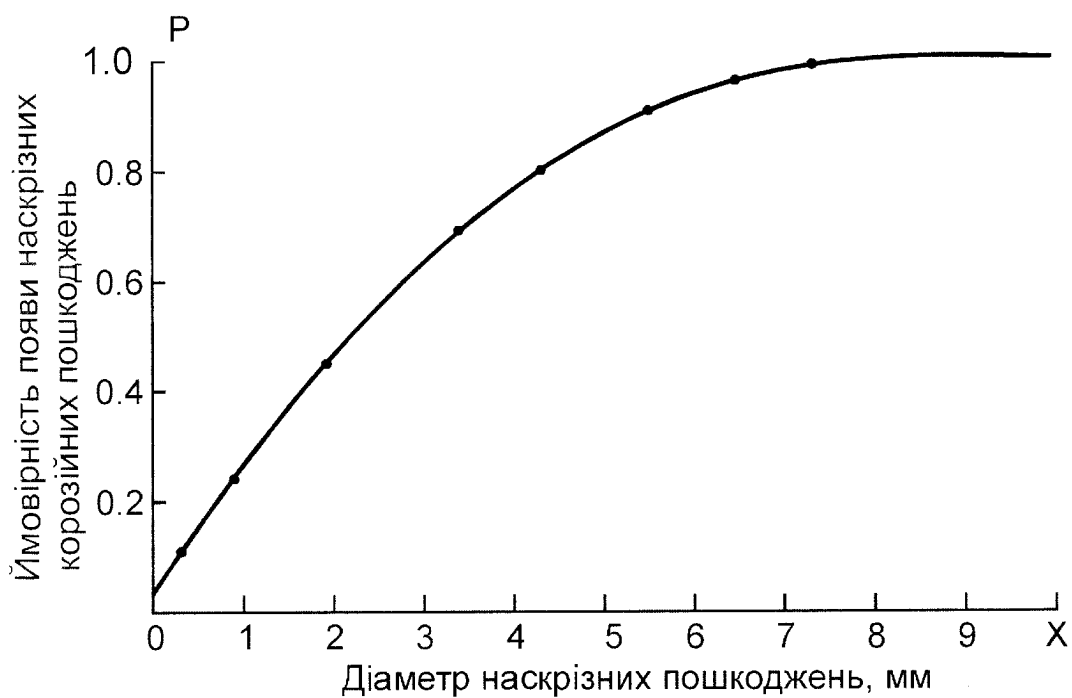


Рис. 1.3. Графік ймовірності появи наскрізних корозійних пошкоджень різної величини.

Умовами виникнення корозійних пошкоджень є внутрішня та зовнішня корозія труб. Внутрішня корозія труб залежить в основному від хімічного складу вуглеводнів, що транспортуються, особливо з вмістом сірчаних сполук. З аналізу статистичних даних витікає, 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%.

Повні дані про відмови газонафтопроводів колишнього СРСР та США з розподіленням на аварії та пошкодження наведені в роботі [18]. Найбільш частими причинами відмов є зовнішня корозія труб (більше 50%). У межах України велика мережа залізничних колій та автомобільних доріг, ліній електропередач спричиняється до виникнення блукаючих струмів на поверхні нафтогазопроводів, що призводить до ушкодження ізоляційного покриття і, як наслідок, до зовнішньої корозії, а з часом до їх руйнування. Крім цього, зовнішній корозії труб сприяє наявність засолених ґрунтів (Дніпропетровська, Миколаївська, Херсонська, Одеська області).

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

Слід зазначити, що існуючі на сьогодні засоби та методи контролю технічного стану лінійної частини трубопроводів [14] реально дозволяють ідентифікувати та контролювати лише витоки нафтопродуктів з об'ємами більше 10 – 20 м³/год, що мають певний вплив на гідродинамічний режим. Свищі (отвори) діаметром менше 0,6 ÷ 0,8 мм (витоки менше 0,05 ÷ 0,06 м³/с), як правило, забиваються механічними домішками і не функціонують.

Очікувані витоки нафтопродуктів із корозійних дефектів на магістральних трубопроводах, при різних тисках, що наведені у таблиці 1.3 і розраховувалися нами за формулою [19]:

$$Q = \mu S \sqrt{2qH}, \quad (1.3)$$

де - μ - коефіцієнт витoku;

S - площа отвору в стінці трубопроводу;

q - прискорення вільного падіння;

H - напір стовпа рідини у місці витоку.

Таблиця 1.3 –

Очікувані витоки із корозійних дефектів на магістральних нафтогазопроводах

Діаметр наскрізного корозійного пошкодження, мм	Імовірність появи пошкоджень, менше наведених	Витоки (м ³ /год) при тиску, МПа						
		0,5	1	2	3	4	5	6
0,3	0,053	0,014	0,025	0,029	0,036	0,041	0,046	0,052
0,6	0,1	0,050	0,076	0,101	0,123	0,141	0,158	0,178
1	0,195	0,058	0,082	0,126	0,142	0,164	0,183	0,207
2	0,402	0,231	0,328	0,423	0,567	0,655	0,732	0,828
3	0,599	0,512	0,738	1,042	1,276	1,473	1,647	1,864
4	0,765	0,926	1,311	1,852	2,269	2,619	2,929	3,314
5	0,876	1,447	2,049	2,894	3,545	4,093	4,576	5,178
6	0,932	2,084	2,950	4,176	5,105	5,894	6,569	7,454
7	0,965	2,836	4,012	5,667	6,943	8,016	8,96	10,137
8	0,978	3,704	5,264	7,401	9,076	10,469	11,702	13,252
10	0,997	5,788	8,197	11,560	14,181	16,352	18,278	20,707

Для прогнозування потенційної шкоди навколишньому середовищі використовують статистику інтегральних об'ємів аварійних витоків і як показано у роботах [20, 21] для обробки цих даних найбільш доцільно використовувати розподіл Вейбула:

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{120}\right)^{0,5}\right], \quad (1.4)$$

де – V – об'єм аварійного витоку, м³.

1.2.2 Розвиток тріщин на магістральних трубопроводах

Аналізуючи відмови магістральних нафтопроводів [18, 22-26], можна дійти висновку, що повздожні руйнування металу труб є найбільш вірогіднішою формою порушення герметичності магістральних нафтопроводів та причиною забруднення довкілля.

Лінійні розміри повздожніх руйнувань, у значній мірі, визначають характер та об'єм витоку нафтопродуктів, що транспортуються, а також втрати та способи ліквідації аварій.

Виходячи з наведеного, можна дійти висновку, що інформація про очікувані лінійні розміри повздожніх руйнувань труб є особливо важливою, особливо на стадії проектування трубопроводів, коли здійснюється оцінка можливої шкоди довкіллю, обґрунтування аварійного запасу труб, обладнання тощо.

Вивчення досвіду експлуатації магістральних нафтогазопроводів показує, що лінійний розмір повздожніх руйнувань є випадковою величиною, а тому для її прогнозування доцільно використовувати методи математичної статистики.

Слід зазначити, що об'єм інформації про повздожні руйнування вітчизняних нафтогазопроводів та їх причини поки що не дозволяє одержати достовірну оцінку лінійних розмірів тріщин для конкретних умов експлуатації, а тому статистика дефектів носить загальний характер.

Статистична інформація за характерним лінійним розміром l (довжині наскрізної тріщини та розриву) за сукупністю повздожніх руйнувань без диференціації їх за умовами експлуатації трубопроводів наведена у таблиці 1.4 [22].

З результатів досліджень витікає, що характерний розмір розриву металу труб (l) підпорядковується розподілу Вейбула та має вигляд:

Інтегральний варіаційний ряд повздовжніх руйнувань магістральних
нафтогазопроводів, за даними [22]

Номер інтервалу	Інтервал групування, м	Середина інтервала, м	Емпірична частота, м	Емпірична ймовірність	Теоретична частота, м	Розрахункові величини	
I		l_{ci}	m_i	P_i	m_{ri}	$m_i - m_{ri}$	$\frac{(m_i - m_{ri})^2}{m_{ri}} = \chi^2$
1.	0-0,4	0,2	27	0,35	26,5	0,5	0,019
2.	0,4-0,7	0,55	19	0,25	22,6	3,6	0,574
3.	0,7-1,0	0,85	15	0,19	15,6	0,6	0,023
4.	1,0-1,3	1,15	12	0,15	7,8	4,2	2,262
5.	1,3-1,7	1,50	5	0,06	5,5	0,5	0,046
Суми:			78				$\chi^2 = 2,924$

$$F(l) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{l}{0,7}\right)^{1,6}\right] \quad (1,5)$$

Встановлені нижня та верхня границі гарантійного інтервалу середньої довжини розриву $l = 0,63$ м при гарантійній імовірності 0,9, тобто $0,57 \leq l \leq 0,71$.

Відмітимо, що характер класу функцій розподілу Вейбула є універсальним стосовно до описування статистичного методу про відмови магістральних трубопроводів. Це пояснюється тим, що одні види розподілу (експоненційні та Релея) є частковими випадками закону Вейбула, а інші (зріджений нормальний розподіл і логарифмічно нормальний) достатньо апроксимуються цим законом.

Потенційними причинами утворення тріщин у магістральних нафтогазопроводах є в основному технологічні дефекти зварювання та дефекти труб металургійного або будівельного походження (див. таб. 1.1). За даними досліджень [9] відмови зварювальних з'єднань на трубопроводах становлять 50%, а після 5 – 7 років експлуатації вони можуть зрости до 80%.

Дефекти металу являють собою не лише різноманітні несучільності, але й місця специфічної концентрації неоднорідностей, які виникли у процесі виготовлення труб. Виділяють такі дефекти: усадочні раковини, флокени, пухирці, осьові пори, малозернисті тріщини, надрізи, подряпини, термічні тріщини тощо.

У процесі експлуатації нафтогазопроводів при зміні тисків та при корозійних процесах від наявності вищеназваних дефектів з'являються тріщини (стадія утворення тріщин), які розвиваючись (стадія розвитку тріщин) досягають критичної довжини та призводять до руйнування трубопроводів (стадія досягнення граничного стану).

Для оцінки очікуваного розкриття тріщин у трубах із сортаменту (ТУ - 14-3.1270-84) були здійснені спеціальні гідравлічні випробовування [6] відповідно до умов витоку нафтопродуктів через дефекти у тілі труби та при тисках, що у $1,5 \div 2,5$ 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 становить у діапазоні значень $7 - 10$. Слід враховувати, що випробовування проводилися без врахування впливу ґрунтової засипки. Водночас необхідно враховувати, що випробовування газопроводів у польових умовах показало, що наявність над трубою ґрунтової засипки у $2 - 3$ рази знижує протяжність розкриття тріщин. Обмежений об'єм інформації про дані дослідження не дозволив виявити явні кореляції між відносними розмірами тріщин, діаметром та товщиною стінки труби та характером надрізу тощо. Проте результатами аналізу досліджень підтверджено, що довжина тріщини складає близько $1,2$ калібру ($1,2$ діаметру труби), або навіть менше, а відношення довжини до ширини - $8,5$.

За даними [6] режими витоку розріджених газів (ШФЛВ) із протяжних тріщин значно відрізняються від витоку однофазної (стабільної) рідини і для їх

розрахунку уже не можуть бути використані “класичні” формули гідравліки. Суть цього процесу пов’язана із закипанням рідини та виникненням “ефекту запирання”, коли витік двофазного потоку у вихідному перерізі досягає певного критичного значення.

1.2.3 Особливості розгерметизації трубопроводів при руйнуванні їх на повний переріз (“гільйотинний розрив”)

Гільйотинний розрив трубопроводу є дуже небезпечним для довкілля, оскільки він характеризується найбільшими втратами газу, нафти та нафтопродуктів. Руйнування магістральних нафтопроводів на повний переріз, як показав вітчизняний та зарубіжний досвід, відбувається в основному внаслідок дії природних та антропогенних факторів: землерийні роботи, вандалізм, диверсія, просідання лесових ґрунтів та земної поверхні над гірничими виробками тощо (див. табл. 1.1).

Для прогнозування об’ємів витoku газу та динаміки тиску при відмові газопроводів нами розроблена математична модель, яка наведена у розділі 3. Розглянемо деякі гідродинамічні особливості рідких нафтопродуктів при руйнуванні трубопроводів на повний переріз.

Відмова трубопроводів на повний переріз призводить до припинення односпрямованого руху потоку. До місця пошкодження спрямовуються лише два потоки: прямий та реверсний, причому незалежн один від одного.

При “миттєвій” розгерметизації трубопроводу в деякій точці, на перегоні між насосними станціями, розповсюджується гідравлічна хвиля розвантаження з певною швидкістю, за фронтом якої зростає густина речовини, а рідина, набуваючи відповідний імпульс, збільшує швидкість.

При термодинамічній нестабільності рідини відбувається розпадання первинної хвилі розвантаження та з’являється інша хвиля з меншою швидкістю. На зрізі труби встановлюється впродовж певного часу зберігається тиск близький до атмосферного, а на відстані декількох калібрів

(діаметрів труби) від пошкодження встановлюється тиск, що дорівнює тиску насичення, при відповідній температурі транспортуючої речовини.

При повній розгерметизації труби виникає так званий “ефект запирання”, який вивчений на досвіді експлуатації технологічних комунікацій атомних реакторів та апаратів хімічної технології [27 - 30]. Суть його в тому, що “слабка” хвиля, що приймає участь у процесі розгерметизації продукту, який трансформується, впродовж певного часу не може “проникнути” у глибину трубопроводу через великі виносні можливості. Аналогічний ефект спостерігався при проведенні промислових експериментів при розгерметизації газоконденсатних свердловин, глибиною 2 – 3 км з метою видалення пластової рідини із ствола низькодебітних свердловин за допомогою хвиль розрідження [31].

При обґрунтуванні сценаріїв розвитку аварійних процесів за руйнування трубопроводу на повний переріз важливого значення набуває управління відсікаючою арматурою оператором на насосній станції (НС). У роботі [6] наведені дані моделювання на ЕОМ різних варіантів розгерметизації труби на різних віддальх від НС вниз по потоку.

Результати розрахунків показані на рис.1.4. При аварійному розриві труби на повний переріз однієї із ниток продуктопроводу на 50-ому кілометрі перегону, падіння тиску в нагнітальному колекторі з 6,4 до 6,2 МПа займає 1,5 хв, а з 6,2 до 6,0 МПа - лише 0,3 хв. Тобто падіння тиску суттєво прискорюється. При розриві продуктопроводу на 100-му км траси, ці інтервали складають - 4,5 і 1,3 хв; на 150-му км траси – 10,5 і 3,5 хв; на 200-му км траси відповідно – 22,3 і 9,4 хв.

1.3 Аналіз статистичної інформації про частоту відмов нафтопроводів

Важливим етапом при здійсненні ризику є обґрунтовані частоти виникнення відмов нафтогазопроводів. Деякі дані про відмови трубопроводів

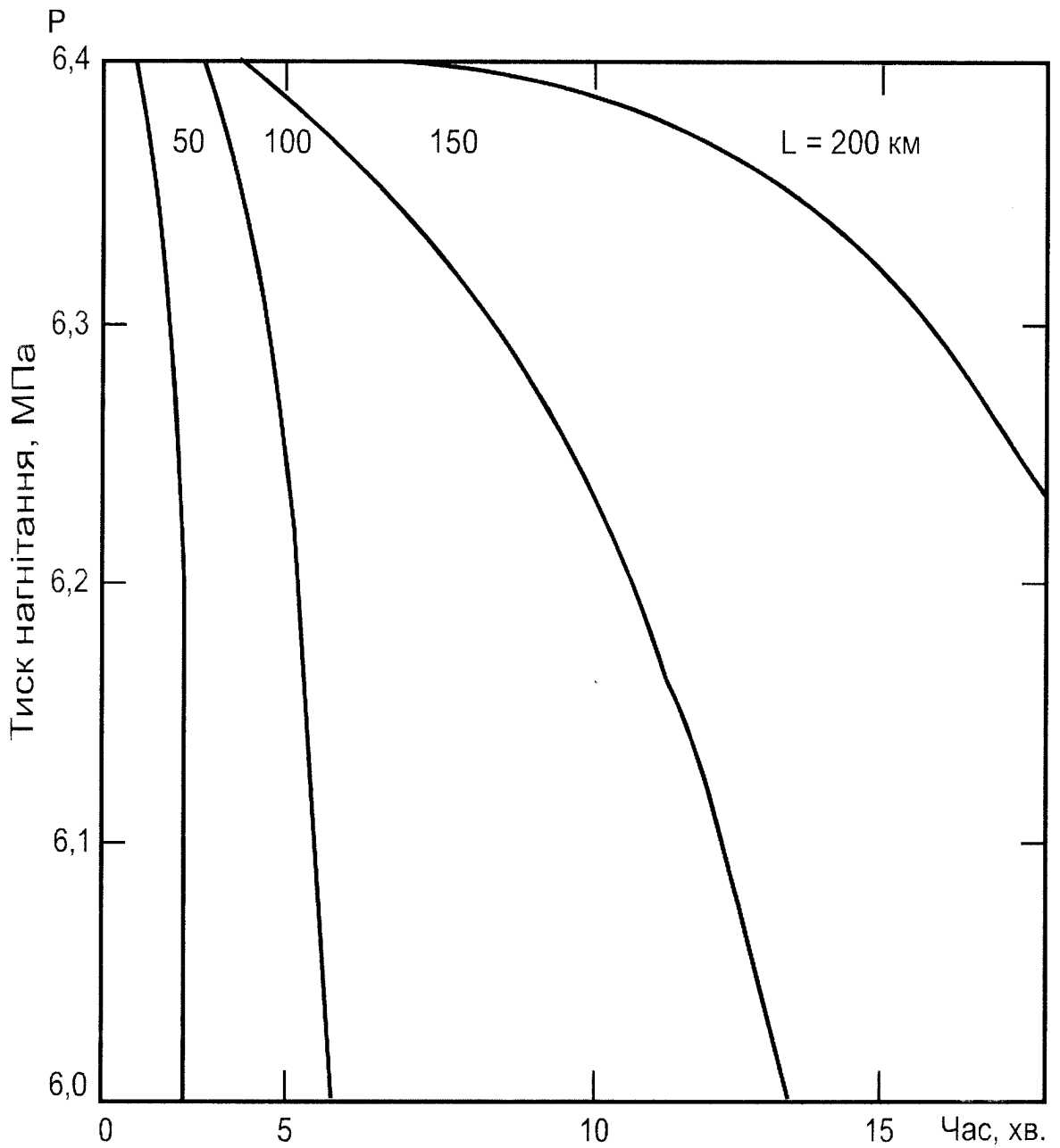


Рис.1.4. Динаміка падіння тиску нагнітання на насосній станції при аварійному розриві продуктопроводу на повний переріз, за даними [6].

колишнього СРСР та США з розподілом на аварії та пошкодження наведені у роботі [6]. Тут параметр потоку відмов трубопроводів діаметром до 700 мм складає $0,26 \text{ рік}^{-1}$, на 1000 км. Із статистичних даних British Petroleum [23] інтегральний потік відмов (для трубопроводів із діаметром ≥ 400 мм) складає $0,36 \text{ рік}^{-1}$ на 1000 км. Дані про відмови трубопроводів із інших джерел, наприклад [18] дають більш завищену оцінку параметрів відмов трубопроводів $0,8 - 2,1 \text{ рік}^{-1}$ на 1000 км. Базуючись на статистичній інформації, встановлено, що із збільшенням діаметру трубопроводу потік відмов збільшується, при цьому кількість відмов газопроводів набагато перевищує нафтопродуктопроводи. Наприклад, наведені в роботі [23] дані показують наступну кількість аварій та смертельних випадків, які відбулися за відмов трубопроводів (табл. 1.5).

Таблиця 1.5-

Показники аварійності при відмовах нафтогазопроводів

Показники	1993		1995	
	К-сть відмов	К-сть смертей	К-сть відмов	К-сть смертей
Газопроводи	1575	12	967	35
Нафтопродуктопроводи	–	6	188	0

В даній роботі доведено, що величина відмов збільшується відповідно до діаметру трубопроводів. Зокрема, для трубопроводів із діаметром менше 400 мм потік відмов прийнято $1,5 \text{ рік}^{-1}$ на 1000 км, а більших діаметрів труб – $3,0 \text{ рік}^{-1}$ на 1000 км.

У зв'язку з відсутністю офіційної інформації про відмови нафтогазопроводів у межах України автором узагальнені дані (за 15 років) із різних джерел, які наведені на рис. 1.5. Для побудови графіків відмов використовувалися дані Газпрому (Росії), Українського Центру Екології,

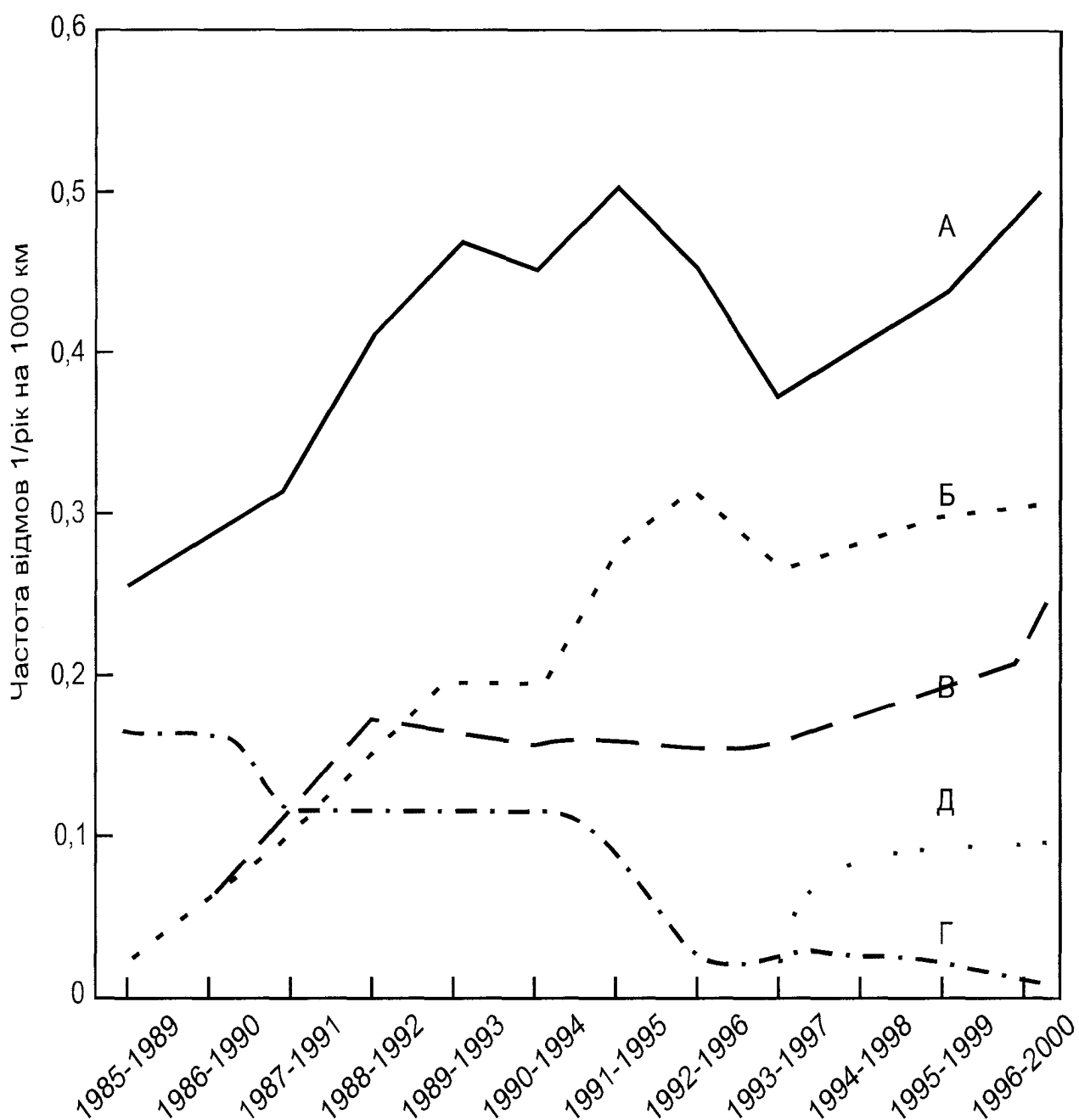


Рис. 1.5. Динаміка частоти відмов магістральних нафтогазопроводів України

А - сумарне число відмов;

Б - заводські дефекти, дефекти монтажно-будівельних робіт, корозія;

В - зовнішній механічний вплив (земляні роботи, вандалізм);

Г - природний вплив;

Д - помилка людини.

безпеки та охорони праці нафтогазової промисловості (ВАТ “УЦЕБОПнафтогаз”) та ін.

Встановлено, що в Україні сумарне число виявлених відмов нафтогазопроводів, в тому числі аварійних (з впливом на довкілля), змінюється від 0,25 до 0,5 рік⁻¹ на 1000 км. Дотого ж починаючи з 1993 року збільшується кількість відмов, що пов’язано з крадіжками рідкого палива (вандалізм).

ВИСНОВКИ з розділу

1 Загальна протяжність нафтогазопроводів України складає більш як 40 тис. км, які в залежності від терміну експлуатації мають різні рівні надійності, а значить і різні ступені потенційного впливу на навколишнє середовище.

2 Аналіз вітчизняної і зарубіжної літератури показав, що основними причинами відмови нафтогазопроводів є техногенні природні та антропогенні фактори. Вони призводять до різного виду дефектів:

малі дефекти (корозійні свищі);

середні дефекти (тріщини);

катастрофічні дефекти (розриви на повний переріз труб).

3 Сумарне число виявлених відмов магістральних нафтогазопроводів у тому числі аварійні, змінюються від 0,25 до 0,5 рік⁻¹ на 1000 км.

РОЗДІЛ 2

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ НЕБЕЗПЕКИ ПРИ ВІДМОВІ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОДУКТОПРОВОДІВ

2.1 Коротка характеристика трубопровідного транспортування нафти і нафтопродуктів

Мережа нафтопроводів та продуктопроводів у межах України належать двом державним підприємствам магістральних нафтопроводів, а саме: Державному підприємству магістральних нафтопроводів “Дружба” та підприємству Придністровських магістральних нафтопроводів. Розвиток трубопровідного транспортування нафти та нафтопродуктів в Україні пов’язаний з розвитком нафтовидобувної та нафтопереробної промисловості, а також з експортними можливостями колишнього СРСР з експорту нафти та нафтопродуктів через територію нашої країни.

Будівництво нафтопровідного транспорту в Україні розпочалося в 60-х роках минулого сторіччя [32] і перший із них Долина – Дрогобич збудовано у 1962 році протяжністю 58,4 км, діаметром 273 мм.

Другий нафтопровід - перша нитка нафтопроводу “Дружба” на дільниці Мозер-Броди-Ужгород, був уведений в експлуатацію у 1962-1963 рр. Протяжність його по території України складала 684 км;

Через значне зростання видобутку нафти у Західному Сибірі у 1970 - 1974 році, введена в експлуатацію друга нитка нафтопроводу “Дружба” протяжністю 686,5 км діаметром 720 мм.

В даний час здійснюється будівництво магістрального нафтопроводу Одеса -Броди, який має забезпечити ефективне та екологічно вигідне транспортування каспійської нафти, як в Україну, так і до теперішніх нафтових терміналів на Балтійському морі (Гданськ).

З відкриттям східноукраїнських родовищ нафти та введенням в експлуатацію Кременчуцького нафтопереробного заводу у 1966 р. було збудовано цілу систему нафтопроводів (таблиця 2.1) протяжністю 2361,9 км,

який входить у підприємство Придністровських магістральних нафтопроводів (ППДМН).

Початок будівництва нафтопродуктопровідного транспорту в Україні слід вважати 1932 р., коли було введено в експлуатацію трубопровід Грозний -Трудова.

Таблиця 2.1 –
Технічна характеристика магістральних нафтопроводів

Назва Нафтопроводу	Рік вводу в експлу тацію	Діаметр, мм	Довжина на балансі на 1.01.2000 р. км.	Проектна продуктив- ність, млн.т/рік
Мічурінськ – Кременчук	1974	700	354,6	18
Гнідинці – Глинська (нитка 1)	1966	350	64,0	4,3
Гнідинці – Глинська (нитка 2)	1972	350	62,4	4,3
Кременчук – Херсон	1972	700	392	26
Снігурівка – Одеса	1977	1000	249,8	18
Глинська – Кременчук	1966	500	148,6	8,4
Самара – Лисичанськ	1977	1200	165,1	90
Лисичанськ - Кременчук	1978	1200	422,8	48
М. Павлівна – Глинські	1967	350	72,6	48
Лисичанськ - Тихорецьк	1975	700	412,5	15
Всього по ППДМН			2361,9	

У подальшому було побудовано нафтопродуктопроводи Центр – Захід (1973р.), Кременчук – Кіровоград – Черкаси (1979 р.), Лисичанськ – Нижньодніпровськ (1980 р.).

На 01.01.1999 р. на території України діяли нафтопродуктопроводи довжиною (в односторонньому розрахунку) 4625 км, в тому числі магістраль – 3084, відводи - 1541 км.

Це свідчить про існування в Україні густої мережі нафтопродуктопроводів, які при їх відмові являють реальну небезпеку для довкілля.

2.2 Прогнозування масштабів нафтового забруднення компонентів навколишнього середовища за допомогою математичного моделювання

Нафта являє собою складну суміш вуглеводнів і їх похідних, кожна з яких може розглядатися як самостійний токсикант [33]. У її складі міститься понад 1000 індивідуальних органічних речовин, що містять 83-87 % вуглецю, 12-14 % водню, 0,5-0,6 % сірки, 0,02-1,7 % азоту та 0,005-3,6 % кисню і незначні домішки мінеральних сполук. Основні характеристики нафти наведені у таблиці 2.2.

Аналіз вітчизняного і зарубіжного досвіду показав, що нафта і нафтопродукти є найбільш шкідливими речовинами для навколишнього середовища. До того ж їх негативний вплив охоплює всі його компоненти. Попадання нафтопродуктів у навколишнє середовище відбувається під час буріння та експлуатації свердловин на нафтових родовищах, переробки сировини нафти, аварій танкерів, їх, очистці від старої нафти і нафтопродуктів, руйнуванні нафтопроводів тощо.

Великомасштабні забруднення фіксуються при відмовах нафтопроводів, особливо при “гільйотинному” (на повний переріз) пошкодженні. Виток нафтопродуктів із пошкоджених трубопроводів призводить до значного негативного впливу на ґрунтово-рослинний шар, гідросферу та атмосферу.

Характеристика складу і властивостей нафти (за Стокером і Сігером [33])

Фракції		Масова доля в сирій нафті, %	Діапазон температур кипіння, °С	Розчинність у дистильованій воді $\times 10^4$, % (по масі)
1 Парафіни	C ₆ – C ₁₂	0,1 – 20	69 – 230	9,5 – 0,1
	C ₁₃ – C ₂₅	0 – 10	230 – 450	0,01 – 0,004
Циклопарафіни	C ₆ – C ₁₂	5 – 30	70 – 230	55 – 1,0
	C ₁₃ – C ₂₃	5 – 30	230 – 405	1,0 – 0
Ароматичні, вуглеводні, моно і дициклічні, поліциклічні	C ₆ – C ₁₁	0 – 5	80 – 240	1780 – 0
	C ₁₂ – C ₁₈	0 – 5	240 – 400	12,5 – 0
Нафтенно-ароматичні вуглеводні	C ₉ – C ₂₅	5 – 30	180 – 400	1,0 – 0
Залишок		10 – 70	400	0

Обґрунтуванням висловленого може бути аварія, що сталася в серпні 2000 року на магістральному нафтопроводі “Лисичанськ – Кременчук (Луганська область).

При землерийних роботах був пошкоджений трубопровід діаметром 1200 мм. з якого під тиском 0,8 МПа ринула нафта і тут же загорілася від випадкової іскри, за цього стовп вогню в діаметрі біля 100 м досягав 50 м (рис. 2.1). Внаслідок аварії одна людина загинула і декілька були травмовані та отруєні окисом вуглецю. Значних збитків завдано довкіллю.

Негативна дія на ґрунтово - рослинний шар зводиться, в основному, до зниження біологічної продуктивності ґрунтів і фітомаси рослинного покриву.

Внаслідок просочування та фільтрації через ґрунти нафта і нафтопродукти можуть проникати у ґрунтові води, де внаслідок

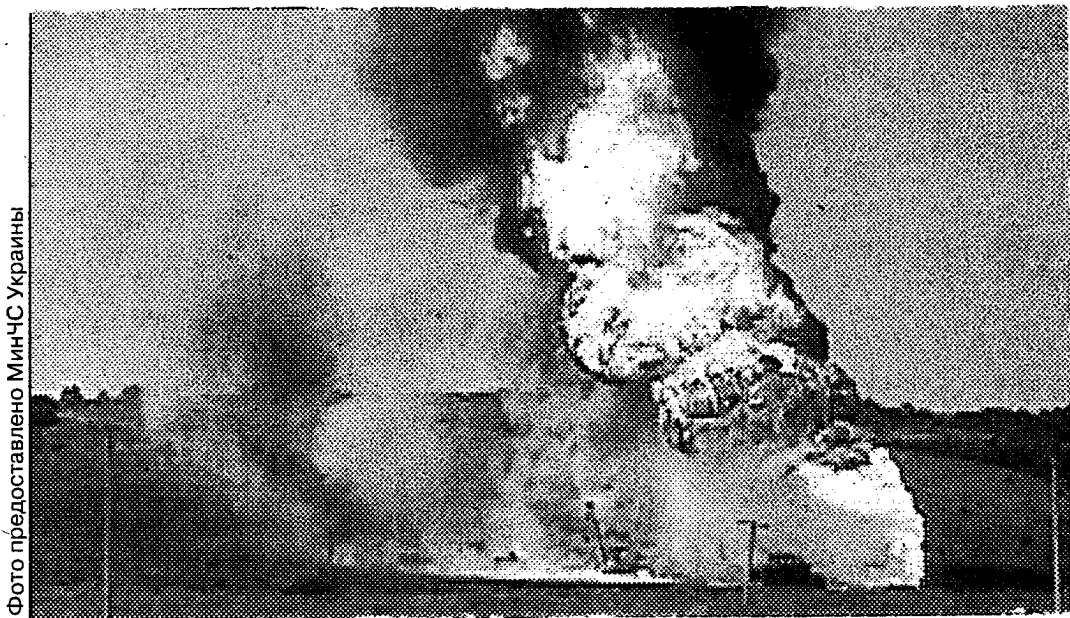


Рис. 2.1. Загальний вигляд аварії при відмові магістрального нафтопроводу
“Лисичанськ – Кременчук” (серпень 2000 р.).

конвективного перенесення розповсюджуються на значні відстані, змінюючи якість води.

Забруднення підземного шару атмосфери за відмови лінійної частини магістральних нафтопроводів відбувається внаслідок випаровування легких фракцій нафти, самочинного її запалювання, а також зумисного спалювання нафти і нафтопродуктів з метою ліквідації наслідків забруднення. Негативний вплив забруднювачів атмосфери зумовлений їх токсичними і подразнювальними властивостями. Найбільш небезпечними речовинами є окис вуглецю, сірчистий ангідрид, аміак, метан, пропан.

Для характеристики ступеня і прогнозної оцінки забруднення навколишнього середовища основними показниками є гранично допустимі концентрації (ГДК) шкідливих речовин, що попадають у навколишнє середовище. При одночасній присутності у воді, ґрунтах та атмосфері декількох шкідливих речовин, що володіють сумациєю, їх безвимірна сумарна концентрація не має перевищувати одиницю при розрахунку за відомою формулою:

$$\frac{C_1}{C_{гдк_1}} + \frac{C_2}{C_{гдк_2}} + \dots + \frac{C_n}{C_{гдк_n}} \leq 1 \quad (2.1)$$

де C_1, C_2, \dots, C_n – концентрація шкідливих речовин у кожному компоненті навколишнього середовища (у ґрунті, воді та атмосферному повітрі); $C_{гдк_1}, C_{гдк_2} \dots C_{гдк_n}$ – максимальні допустимі концентрації шкідливих речовин у тих самих компонентах.

Отже, граничним критерієм (безпечна ступінь) екологічної безпеки є 1 (одиниця), а небезпечна ступінь забруднення компонентів навколишнього середовища буде більшою за цю величину. Враховуючи це, для прогнозної кількісної оцінки забруднення навколишнього середовища нафтопродуктами введемо показник екологічної безпеки $Ke. \delta(t)$, який створює нафтопровід у випадку його відмови [34]:

$$Ke. \delta(t) = E(\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0),$$

де під $(\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0)$ слід розуміти матрицю $E = \begin{pmatrix} \alpha_1^0 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2^0 & 0 \\ 0 & 0 & \alpha_3^0 \end{pmatrix}$ (2.2)

основних показників екологічної небезпеки;

тут $\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0$ - основні показники екологічної небезпеки відповідно у ґрунтах, воді та атмосферному повітрі. Наведену матрицю можна подати у вигляді:

$$E(\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0) = (1 - Pt) \cdot A \cdot B, \quad (2.3)$$

де Pt – ймовірність безвідмовної роботи нафтопроводу впродовж певного часу t ; A – матриця очікуваної концентрації нафтопродуктів у ґрунті (α_1), воді (α_2) та повітрі (α_3);

$$A = \begin{pmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & \alpha_3 \end{pmatrix},$$

B – коректуюча матриця, яка складається із зворотніх величин до гранично допустимих концентрацій у землі ($\beta_1 = Hz$), воді ($\beta_2 = H\theta$), у повітрі ($\beta_3 = Ha$);

$$B = \begin{pmatrix} \frac{1}{\beta_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\beta_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\beta_2} \end{pmatrix}.$$

$$\text{Матриця показників екологічної безпеки } E(\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0) = \begin{pmatrix} \alpha_1^0 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2^0 & 0 \\ 0 & 0 & \alpha_3^0 \end{pmatrix}$$

буде дорівнювати:

$$E(\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0) = (1 - Pt) \cdot \begin{pmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & \alpha_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{1}{\beta_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\beta_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\beta_2} \end{pmatrix} = (1 - Pt) \cdot \begin{pmatrix} \frac{\alpha_1}{\beta_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\alpha_2}{\beta_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\alpha_3}{\beta_2} \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} \frac{(1 - Pt) \cdot \alpha_1}{\beta_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{(1 - Pt) \cdot \alpha_2}{\beta_2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{(1 - Pt) \cdot \alpha_3}{\beta_3} \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

$$\text{Маємо: } \alpha_1^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot \alpha_1}{\beta_1}; \alpha_2^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot \alpha_2}{\beta_2}; \alpha_3^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot \alpha_3}{\beta_3} \quad (2.5)$$

Тут $\alpha_1 = K_n \cdot \rho$; $\alpha_2 = P_v \cdot C_v$; $\alpha_3 = C_a$,

де K_n – нафтоємність ґрунту; ρ - густина нафтопродукту, г/м³;

P_v – умовна ймовірність попадання нафтопродукту у водні об'єкти;

C_v , C_a – відповідно очікувана концентрація нафтопродукту у воді та атмосфері, мг/м³. Таким чином, показники екологічної безпеки можна подати у вигляді, зручному для розрахунків:

$$\alpha_1^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot K_n \cdot \rho}{H_3}; \quad \alpha_2^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot P_v \cdot C_v}{H_6}; \quad \alpha_3^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot C_a \cdot \rho}{H_a}; \quad (2.6)$$

Для реалізації матриці здійснено розрахунки ступеня забруднення компонентів навколишнього середовища нафтопродуктами за відмови трубопровода діаметром $D_u = 500$ мм, з котрого витекло $M_v = 20$ т нафтопродукту, густиною $\rho = 0,6$ т/м³. Імовірність безвідмовної роботи нафтопроводу для цього діаметра $Pt = 0,8017$ (згідно СНиП 2.05.06-85).

Оскільки у санітарних нормах відсутні ГДК для вуглеводнів гомологічного ряду метану у ґрунті, воді та атмосферному повітрі, то для прогносної оцінки забруднення компонентів навколишнього середовища використаємо ГДК для бензину (таблиця 2.3)

Згідно з наведеною таблицею $H_3 = 0,1$ мг/кг; $H_6 = 0,1$ мг/л; $H_a = 200$ мг/м³.

При розрахунках дотримуватимось відповідності величини ρ та H_3 (густина ґрунту та ГДК для ґрунту):

$$\gamma = 1,5 \text{ кг} / \text{см}^3; \quad H_3 = 0,1 \text{ мг} / \text{кг} = 0,1 \gamma = 0,1 \cdot 1,5 (\text{мг} / \text{кг} \cdot \text{кг} / \text{см}^3) = 0,15 \text{ мг} / \text{см}^3 = 0,15 \cdot 10^{-3} \text{ г} / \text{см}^3.$$

Нафтоємність ґрунту K_n , наприклад, для суглинків за табличними даними дорівнює 0,3. За умовою густина нафтопродукту $\rho = 0,6$ т/м³.

Тоді маємо:

$$\alpha_1^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot K_n \cdot \rho}{H_3} = \frac{(1 - 0,8017) \cdot 0,3 \cdot 0,6}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 212. \quad (2.7)$$

Визначаємо ступінь можливого забруднення водних об'єктів. Для цього вводимо такі величини:

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 призначення	мг/л	0,1
Атмосферне повітря населених пунктів (бутан)	мг/м ³	200

M_v – маса нафтопродукту, розлитого по поверхні водного об'єкта (г);
 $M_v = 15\text{т} = 15000000\text{г}$; V_v – об'єм води, забрудненої нафтопродуктами (м³);
 $V_v = F_v \cdot 0,3$ тут 0,3 – товщина забрудненого шару води; F_v – площа водної поверхні, покритої розлитим нафтопродуктом (м²) – коло з радіусом $R = 50\text{м}$;
(За даними ВАТ “Укргазпроект”) $F_v = \pi R^2 = 3,14 \cdot 50^2 = 7850\text{м}^2$; $V_v = 7850 \cdot 0,3 = 2355\text{м}^3$.

Тоді очікувана концентрація C_v визначається за формулою:

$$C_v = \frac{M_v}{V_v} = \frac{15000000}{2355} \text{г/м}^3 = 6369,4267 \text{г/м}^3 \cdot \frac{1000}{10^3} \approx 6369 \text{мг/л},$$

(2.8)

$P_v = 0,1$ – імовірність попадання нафтопродукту у воду – отримано на основі аналізу статистичних даних про відмови нафтопроводів (згідно із СНиП 2.05.05-85).

Тоді:

$$\alpha_2^0 = \frac{(1 - Pt) \cdot P_v \cdot C_v}{H_v} = \frac{(1 - 0,8017) \cdot 0,1 \cdot 6369}{0,1} = 1262,9727 \approx 1260. \quad (2.9)$$

Для прогнозної оцінки забруднення атмосфери нафтопродуктами у населених пунктах вводимо такі величини:

M_l – маса летючих вуглеводів в атмосфері, (кг)

$M_l = 1321,9 \text{ (т)} = 1321900 \text{ (кг)}$ (за розрахунками ВАТ “Укргазпроект”)

V_a – об’єм атмосферного повітря над поверхнею розливу (м^3)

$V_a = 3600 \cdot F_{\text{вітру}} \cdot F_n$, тут V вітру – швидкість вітру; прийнято, що V вітру = 2 м / с ; F_n – умовний переріз забрудненого повітряного потоку і визначається як, $F_n = b \cdot h$, де b – середня ширина (довжина) поверхні розливу нафтопродукту (м). Прийmemo $b = 100 \text{ м}$; h – висота підйому повітряного потоку – 2 м ; прийнято за h рівень, на якому концентрація шкідливих речовин дорівнює концентрації фонового забруднення (м).

$$F_{\text{перерізу}} = b \cdot h = 100 \cdot 2 = 200 \text{ м}^2,$$

$$V_a = 3600 \cdot 2 \cdot 200 = 1440000 \text{ м}^3.$$

Тоді очікувана концентрація нафтопродуктів в атмосферному повітрі буде дорівнювати:

$$C_a = M_l / V_a = 1321900 / 1440000 \text{ (кг/м}^3\text{)} = 0,9179861 \text{ (кг/м}^3\text{)} = 917986,1 \text{ (м}^2\text{/м}^3\text{)} = 917986 \text{ (мг/м}^3\text{)};$$

Маємо:

$$\alpha_3^0 = \frac{(1 - Pt)C_a}{H_a} = \frac{(1 - 0,8017) \cdot 917986}{200} = 910,1831 \approx 910 - \text{безрозмірна величина.}$$

Таким чином, запропонована матриця, а разом із нею і показник екологічної небезпеки будуть такі:

$$Ke.\delta(t) = E(\alpha_1^0, \alpha_2^0, \alpha_3^0) = \begin{pmatrix} 212 & 0 & 0 \\ 0 & 126 & 0 \\ 0 & 0 & 910 \end{pmatrix}, \quad (2.10)$$

тобто в даному випадку найінтенсивнішому забрудненню нафтопродуктами піддалися ґрунтові води (126 одиниці), а найменшому ґрунти (212 одиниць).

2.3 Експериментальні дослідження проникності ґрунтів зони аерації при аварійних викидах нафтопродуктів

Підземні води зони аерації, захищені від техногенного забруднення шаром ґрунтів різного літологічного складу та різної товщини, який виконує функцію екрану і слугує основою (фундаментом) для нафтопроводів. Наприклад, нафтопровід “Одеса – Броди” прокладається у ґрунтах різної різновидності: пісках, супісках, суглинках та глинах. Вони мають різні фільтраційні властивості і при аварійних викидах нафтопроводів захисна роль їх буде різна [35].

У даному підрозділі дисертаційної роботи наведені експериментальні лабораторні дані з фільтрації нафтопродуктів різної густини і в'язкості співвідносно до ґрунтів різного складу, пластичності і вологості.

При дослідженні фільтраційних процесів нафтопродуктів у пористому середовищі окремо враховувалися властивості ґрунту (через коефіцієнт проникності K_n , дарсі) і властивості фільтруючої рідини (по її густині ρ , кг/м^3 і в'язкості ν , $\text{м}^2/\text{с}$). Отже, в сукупності властивостей пористого середовища і фільтруючої рідини визначалися коефіцієнти фільтрації нафтопродуктів з виразу $K_\phi = K_n \frac{\rho}{\nu}$. У даному разі коефіцієнт проникності в основному залежить від діаметра частинок пористого середовища, величини ефективної пористості ґрунту, структури порового простору, що визначаються формою частинок і звивістістю порових каналів. У ґрунтах незмінною структурою пористого середовища значення K_n повинно бути постійним і для розрахунку прийнято 1 дарсі (10^{-12}м^2). Тоді змінювання K_ϕ при фільтрації нафтопродуктів може бути пов'язане лише із зміною їх густини й в'язкості у порівнянні з впливом фізико – хімічних процесів, що і враховувалося при проведенні експериментальних досліджень.

В якості фільтруючої рідини використовувалася сира нафта густиною 865 і 875 кг/м^3 та дизельне паливо густиною 840 і 850 кг/м^3 . Кінематична

в'язкість сирої нафти при дослідах становила відповідно $6 \cdot 10^{-6}$ і $9 \cdot 10^{-6}$ м²/с; дизельного палива $4,0 \cdot 10^{-6}$ і $4,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Лабораторні дослідження проникності глинистих ґрунтів (глин, суглинків та супісків) проводилися на взірцях непорушеної структури на компресійно – фільтраційному приладі М. М. Маслова; фільтрація нафтопродуктів проходила зверху вниз, об'єм взірця зберігався постійним. Гідравлічний градієнт (відношення середнього напору до довжини шляху фільтрації) у дослідах складав 10.7 - 60.3.

Результати дослідів наприкінці спостережень (15 – 200 діб), які наведені у таблиці 2.4 показують, що швидкість фільтрації у глинистих ґрунтах в основному є функцією в'язкості нафтопродуктів та числа пластичності ґрунтів. Як показали дослідження, проникність глинистих ґрунтів при тривалій фільтрації зменшується із збільшенням в'язкості як сирої нафти, так і дизельного палива і навпаки - збільшується при меншому числі пластичності. Наприклад, якщо коефіцієнт фільтрації сирої нафти алювіальних глин (число пластичності 17 – 18 %) змінюється від $(7.2 - 9.8) \cdot 10^{-6}$ м/добу, то супіску (число пластичності 3-4 %) становить вже $(8.0 - 8.6) \cdot 10^{-3}$ м/добу.

Експериментальні дослідження з визначенням коефіцієнта фільтрації піщаних ґрунтів проводилися на фільтраційному приладі – трубці Знаменського (прилад КФ). Дослідження здійснювались при постійному гідравлічному градієнті з врахуванням температурної поправки. Коефіцієнт фільтрації (K_ϕ) вираховувався за формулою:

$$K_\phi = \frac{Q}{t \cdot F \cdot I}, \quad (2.11)$$

де Q – витрата профільтрованого нафтопродукту, м³/с;

F – площа поперечного перерізу металічної трубки, м²;

t – температурна поправка;

I – гідравлічний градієнт.

Таблиця 2.4 –

Результати досліджень проникності глинистих ґрунтів при тривалій фільтрації (15 – 200 діб) через них сирої нафти та дизельного палива.

Ґрунт	№ лаб. проб	Коефіцієнт фільтрації, м/добу			
		сирої нафти в'язкістю:		дизельного палива в'язкістю	
		$6 \cdot 10^{-6}$ м ² /с	$9 \cdot 10^{-6}$ м ² /с	$4.0 \cdot 10^{-6}$ м ² /с	$4.5 \cdot 10^{-6}$ м ² /с
Алювіальна глина	1 г	$9.8 \cdot 10^{-6}$	$4.8 \cdot 10^{-6}$	$8.4 \cdot 10^{-5}$	$2.0 \cdot 10^{-5}$
	2 г	$7.2 \cdot 10^{-6}$	$2.1 \cdot 10^{-6}$	$9.5 \cdot 10^{-5}$	$1.6 \cdot 10^{-5}$
	3 г	$8.1 \cdot 10^{-6}$	$6.1 \cdot 10^{-6}$	$6.7 \cdot 10^{-5}$	$1.1 \cdot 10^{-5}$
	4 г	$9.2 \cdot 10^{-6}$	$1.1 \cdot 10^{-6}$	$7.1 \cdot 10^{-5}$	$2.8 \cdot 10^{-5}$
	5 г	$8.6 \cdot 10^{-6}$	$8.1 \cdot 10^{-6}$	$7.7 \cdot 10^{-5}$	$6.9 \cdot 10^{-5}$
Алювіальний суглинок	1 с	$4.0 \cdot 10^{-4}$	$9.8 \cdot 10^{-5}$	$5.2 \cdot 10^{-4}$	$3.3 \cdot 10^{-4}$
	2 с	$4.4 \cdot 10^{-4}$	$7.9 \cdot 10^{-5}$	$6.5 \cdot 10^{-4}$	$4.2 \cdot 10^{-4}$
	3 с	$1.0 \cdot 10^{-4}$	$8.3 \cdot 10^{-5}$	$3.0 \cdot 10^{-4}$	$2.7 \cdot 10^{-4}$
	4 с	$1.9 \cdot 10^{-4}$	$8.5 \cdot 10^{-5}$	$4.8 \cdot 10^{-4}$	$4.5 \cdot 10^{-4}$
	5 с	$1.7 \cdot 10^{-4}$	$7.8 \cdot 10^{-5}$	$7.7 \cdot 10^{-4}$	$6.6 \cdot 10^{-4}$
Супісок	1 п	$8.6 \cdot 10^{-3}$	$5.3 \cdot 10^{-3}$	$1.2 \cdot 10^{-2}$	$1.6 \cdot 10^{-2}$
	2 п	$9.7 \cdot 10^{-3}$	$1.0 \cdot 10^{-4}$	$1.4 \cdot 10^{-2}$	$1.8 \cdot 10^{-2}$
	3 п	$9.3 \cdot 10^{-3}$	$5.2 \cdot 10^{-3}$	$1.1 \cdot 10^{-2}$	$1.7 \cdot 10^{-2}$
	4 п	$8.2 \cdot 10^{-3}$	$1.1 \cdot 10^{-4}$	$1.3 \cdot 10^{-2}$	$1.8 \cdot 10^{-2}$
	5 п	$8.0 \cdot 10^{-3}$	$6.9 \cdot 10^{-3}$	$1.5 \cdot 10^{-2}$	$1.9 \cdot 10^{-2}$

У процесі дослідження вивчався також вплив вологості ґрунтів на процес фільтрації. Вологість піщаних ґрунтів характеризується коефіцієнтом водонасичення (ступенем водонасичення), який розраховувався за формулою [36]:

$$G = \frac{W \cdot \rho \cdot (1 - \Pi)}{\Pi}, \quad (2.9)$$

де ρ - густина ґрунту;

W – природна вологість;

Π – пористість ґрунту.

Слід зазначити, що при коефіцієнті водонасичення близьким до 1, піщаний ґрунт являє собою двофазну систему (мінеральні частини, вода та повітря). У залежності від величини водонасичення піщані ґрунти згідно [36] розподіляють на маловологі, при $G \leq 0,5$; дуже вологі, при $0,5 \leq G \leq 0,8$ та насичені водою при $G > 0,8$.

Як видно з графіків (рис 2.2), швидкість фільтрації дизельного палива (крива 2) зменшується при збільшенні коефіцієнта водонасичення піску, що може бути зв'язано з різницями густини нафтопродукту 800 кг/м^3 і води 1000 кг/м^3 . Протилежна тенденція спостерігається при фільтрації сирої нафти. Тут швидкість фільтрації зростає із збільшенням вологості піщаних ґрунтів (крива 1).

Дана закономірність, вірогідно, ґрунтується по-перше, на тому, що шар води, який обгортає частини піску, зменшує абсорбційні процеси сирої нафти на їх поверхні. По-друге, при просочуванні нафти через пісок відбувається її часткове розчинення з "використанням" вільної і, в певній мірі, зв'язаної води піщаного ґрунту, що призводить до збільшення ефективної пористості піску і закономірно - до збільшення проникності сирої нафти.

На проникність нафтопродуктів істотно впливає вміст глинистих частин у піщаних ґрунтах (рис 2.3). Встановлено, що із збільшенням глинизації піску коефіцієнт фільтрації (K_f) різко зменшується, а при вмісті 15-16% глин він наближається до нуля.

Таким чином, експериментальними лабораторними дослідженнями з фільтрації нафтопродуктів через ґрунти різного гранулометричного складу, пластичності та вологості встановлено:

1) Алювіальні глини і суглинки мають низькі фільтраційні властивості. Коефіцієнт фільтрації ґрунтів при фільтрації через них сирої нафти і дизельного палива становить $7,2 \cdot 10^{-6} - 1,4 \cdot 10^{-4}$ м/добу. Звідси випливає, що дані ґрунти є ефективним екраном, які захищають підземні води від

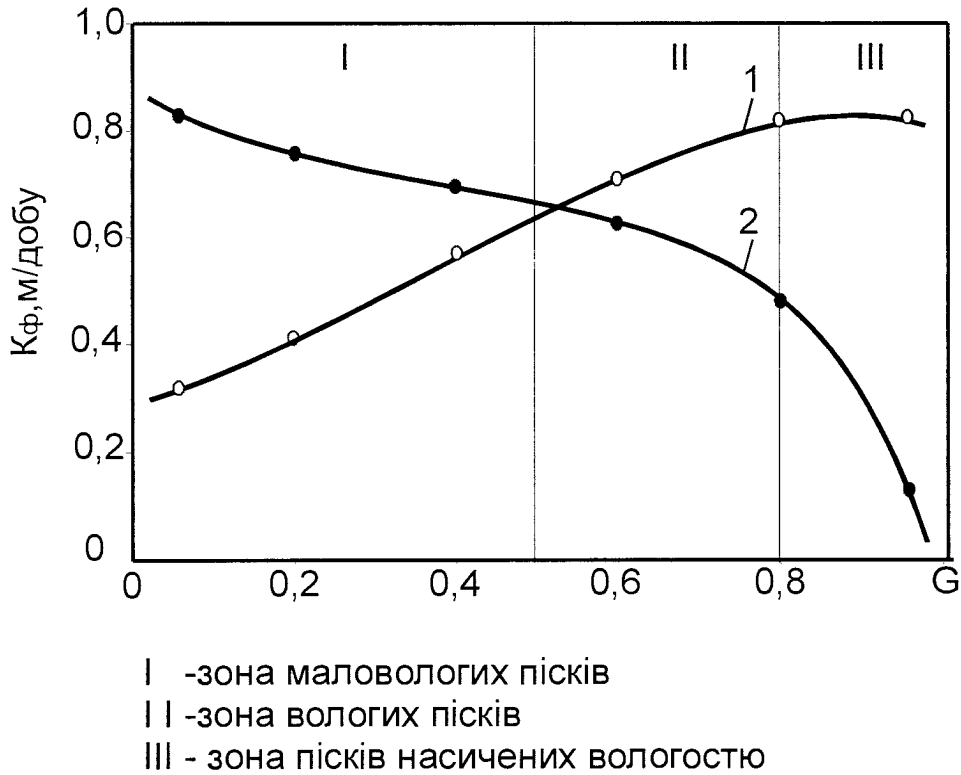


Рис. 2.2. Залежність середніх значень коефіцієнта фільтрації (K_f) сирої нафти (1) і дизельного палива (2) у дрібнозернистому піску від коефіцієнта водонасичення (G)

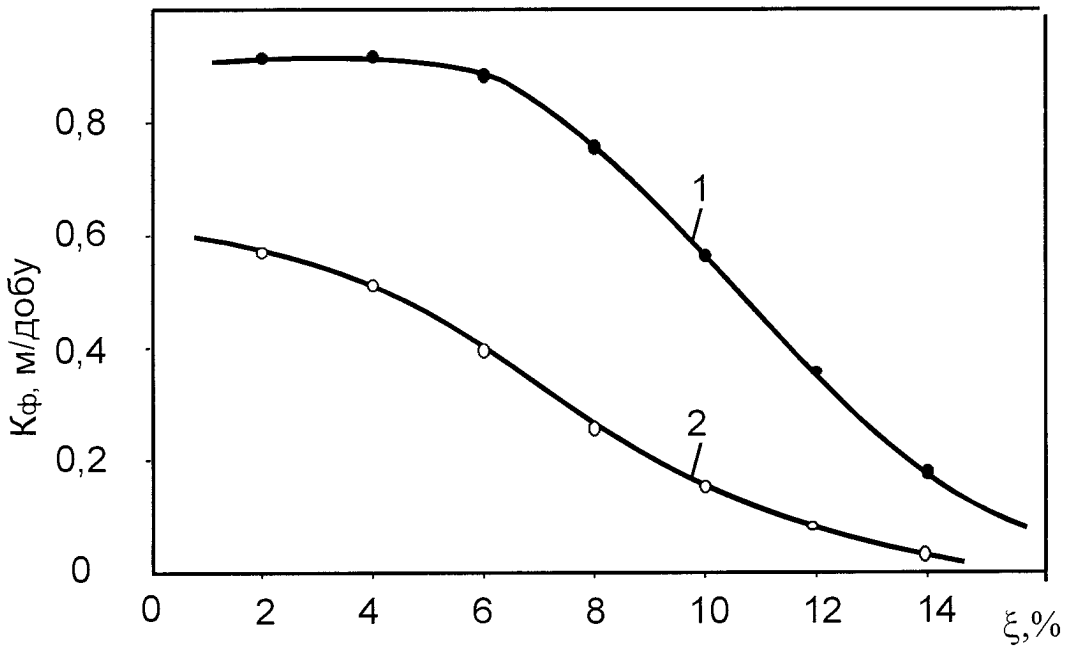


Рис. 2.3. Характер зміни коефіцієнта фільтрації (K_f) в дрібнозернистому піску в залежності від вмісту глинистих частин при фільтрації сирої нафти (1) та дизельного палива (2)

забруднення у разі аварійних викидів нафтопродуктів. Супісок займає проміжне значення щодо проникності між глинистими і піщаними ґрунтами. Коефіцієнт фільтрації при фільтрації сирої нафти змінюється від $1,1 \cdot 10^{-4}$ до $9,7 \cdot 10^{-3}$ м/добу, а дизельного палива в межах $1,1 \cdot 10^{-2}$ – $1,8 \cdot 10^{-2}$ м/добу.

2) Проникність піщаних ґрунтів при фільтрації нафтопродуктів залежить в здебільшого від ступеня водонасичення та вмісту глинистих частин. Отже, при прокладці нафтопроводів на ділянках розвитку пісків необхідні профілактичні, захисні заходи і засоби, аби не допустити аварійних викидів, оскільки піщані ґрунти володіють високими фільтраційними властивостями.

2.4 Аналіз формування нафтового забруднення в зоні аерації

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 [11] процес забруднення зони аерації при витоках 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 відбувається 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.

Вивчення забруднення ґрунтів, які захищають ґрунтові води має теоретичне і практичне значення, оскільки у більшості випадків вони є своєрідним екраном для захисту підземних вод від забруднення.

Інфільтраційні процеси нафти можна записати рівнянням балансу рідини, що наведене у роботі [11]:

$$h \frac{ds}{dt} = Q(t) - g(t), \quad (2.10)$$

де h і s – відповідна товщина і площа шару нафти, що вилілася на поверхню;

Q – кількість нафти, що вилілася при відмові трубопроводу;

g – кількість нафти, що інфільтрується в ґрунті;

t – час

Інфільтрація відбувається за умов досягнення максимального змочування пор ґрунтів нафтою під дією сил гравітації і поверхневого натягу. З часом гравітаційні процеси проявляються мало.

Згідно з капілярною моделлю просочування нафти у ґрунт, при незначній величині h справедливе рівняння [II]:

$$2\pi r_k \sigma \cos \Theta = 8 \pi \mu x \frac{dx}{dt}, \quad (2.11)$$

де r_k – радіус капіляра;

σ – коефіцієнт поверхневого натягу нафти;

Θ – кут змочування ґрунту;

μ – в'язкість нафти.

Розв'язуючи рівняння [2.11] одержимо глибину просочування:

$$x = \beta_0 \sqrt{t}$$

та швидкість просочування:

$$v = \frac{\beta_0}{2} 2\sqrt{t}; \quad \beta_0 = \sqrt{r_k \sigma \cos \Theta / 2\mu} \quad (2.12)$$

У подальшому, після другої та третьої стадій формування ареалів нафтового забруднення у верхній частині зони аерації нафта або нафтопродукти можуть проникати у ґрунті (підземні води), забруднюючи їх.

Викиди нафтопродуктів у водне середовище є найбільш шкідливе, оскільки встановлено, що навіть наявність їх у кількості 0,1 мг/л води призводить до неможливості її використання [33]. Крім цього, на поверхні води нафта розливається тонким шаром і утворює нафтову пляму, захоплює

в залежності від масштабів викидів простір у десятки квадратних кілометрів, що негативно впливає на живі організми, які перебуваючи під плівкою поступово задихаються.

Проте, якщо процес формування нафтового забруднення на відкритих водних об'єктах є достатньо вивченим, то у підземних водах зони аерації – маловідомим, а вони саме є основним джерелом для питного і господарського водозабезпечення. Тут на процес формування ареалів нафтового забруднення впливають такі параметри, як фізичні властивості водомістких ґрунтів, конвективний перенос, сорбція, дифузія, поперечна та поздовжня дисперсії, захищеність водоносних горизонтів тощо.

Враховуючи вищенаведене та багатофракційність сирової нафти і складність відображення даних факторів в аналітичних розв'язках, для прогнозування формування ареалів нафтового забруднення використане фізичне моделювання. Принципи фізичного моделювання процесів забруднення ґрунтових вод соляними розчинами різної концентрації наведені у роботах [37 – 39]. Дослідження формування ареалів нафтового забруднення здійснюється нами вперше.

З теоретичної точки зору формування нафтового забруднення відбувається за рахунок тримірної фільтраційної дисперсії в одномірному водному потоці, в якому рух частинок під дією великої кількості випадкових величин описується відомим у теорії Венерівським процесом [40].

Позначимо через $P(r_0, r, t)$ густину розподілу координат r частинки нафтопродуктів черз час t після виходу із точки r_0 і виведемо формулу для розподілу концентрації частинок нафти – індикатора від довільного джерела у загальному вигляді.

Розглянемо у тримірному просторі одномірний водний потік, що має в кожній точці дійсну швидкість \mathcal{G}_g . Припустимо, що в окремій області простору U , у потік, не змінюючи його структуру, поступають частинки речовини – індикатора, при цьому кількість частинок, що вливаються в одиницю часу з одиниці об'єму джерела, позначимо через $f(r, t)$. Кількість

частинок із достатньо малого об'єму ΔU довкола точки r_o джерела за малий проміжок часу $(t_o, t_o + \Delta t)$ буде дорівнювати $f(r_o, t_o) \Delta U \Delta t$. Ця кількість частинок розподілиться в об'ємі розсіювання у середньому пропорційно вірогідності попадання у відповідну точку, тобто розподіл частинок буде виражатиметься формулою:

$$\Delta n(r, t) = K \cdot f(r_o, t_o) \cdot P(r_o, r, t - t_o) \Delta U \cdot \Delta t \quad (2.13)$$

де K – коефіцієнт пропорційності.

Інтегруванням по об'єму джерела U і в часі від 0 до t одержимо вираз для розподілу частинок у просторі у довільний момент часу.

$$n(r, t) = K_1 \int_u^l \int_o P(r_o, r, t - t_o) \cdot f(r_o, t_o) \cdot dU \cdot dt_o, \quad (2.14)$$

де інтеграл по об'єму береться по змінній r_o . Одержаний вираз для концентрації відрізняється від [2.13] коефіцієнтом пропорційності K_1 . Враховуючи це для залежності концентрації від координат і часу в загальному вигляді маємо:

$$C(r, t) = K_1 \int_u^l \int_o P(r_o, r, t - t_o) \cdot f(r_o, t_o) \cdot dU \cdot dt_o, \quad (2.15)$$

У цьому рівнянні відсутній параметр поздовжньої дисперсії, що суттєво впливає на формування нафтового забруднення вод у реальних умовах.

З врахування цього припустимо, що в кожен проміжок часу з початкового перерізу $X = 0$ у потік входить тонкий шар, нескінчений у напрямку Y і Z .

При подальшому русі кожен такий шар не взаємодіє з іншими. Тому достатньо розглянути процес розсіювання в окремому шарі, тоді координати частинки у момент t_o із точки джерела $y = y_o, z = z_o, x_o = 0$, у момент t мають розподіл:

$$P[\hat{y}(t) = \hat{y}, z(t) = z | y(t_o) = y_o, z(t_o) = z_o] = \frac{1}{4\pi D_T(t - t_o)} \exp\left[-\frac{(y - y_o)^2 + (z - z_o)^2}{4D_T(t - t_o)}\right] \quad (2.16)$$

де D_T – параметр дисперсії.

Отже, одержано густину розподілу частинок – індикатора у водному потоці при тривимірному розсіюванні, коли значну роль відіграє параметр дисперсії.

2.5 Дослідження особливості формування нафтового забруднення зони аерації на фізичній моделі

Зона аерації, всередині якої розташовані нафтогазопроводи, містить ґрунтові води та перекриваючі їх ґрунти, що захищають водоносні горизонти від різних видів забруднень, зокрема охоплює лише компоненти навколишнього середовища, що необхідні для життєдіяльності, і які потребують екологічного моніторингу та захисту.

Лабораторні дослідження процесів формування нафтового забруднення в зоні аерації здійснювалися на фільтраційному лотку виготовленого із оргскла конструкції наведеної у роботі [38]. Робоча довжина лотка 120 см ширина 25 см висота 50 см (рис. 2.4). Рух води в ньому підтримувався шляхом переливу із камери живлення у камеру розвантаження при встановленому перепаді рівнів між камерами 0,02 м. По бокових стінках робочої частинки лотка, по сітці 8 · 8 см. розміщені п'езометри за допомогою яких визначали рівні води, і із них відбирали проби води для хімічного аналізу.

В якості моделі ґрунту використовувався відмитий кварцовий пісок із розміром зерен 0,1 – 0,2 мм. Для усунення пристінного ефекту до внутрішньої стінки робочої камери наклеєний шар піску; з метою одержання оптимального пакування зерен, лоток у процесі заповнення піддавався вібрації.

Пористість ґрунту визначалась за вагою сухого піску, яким заповнювався лоток, і його об'ємній вазі; коефіцієнт фільтрації ґрунту (після заповнення, насичення моделі водою і створення потоку) визначений за

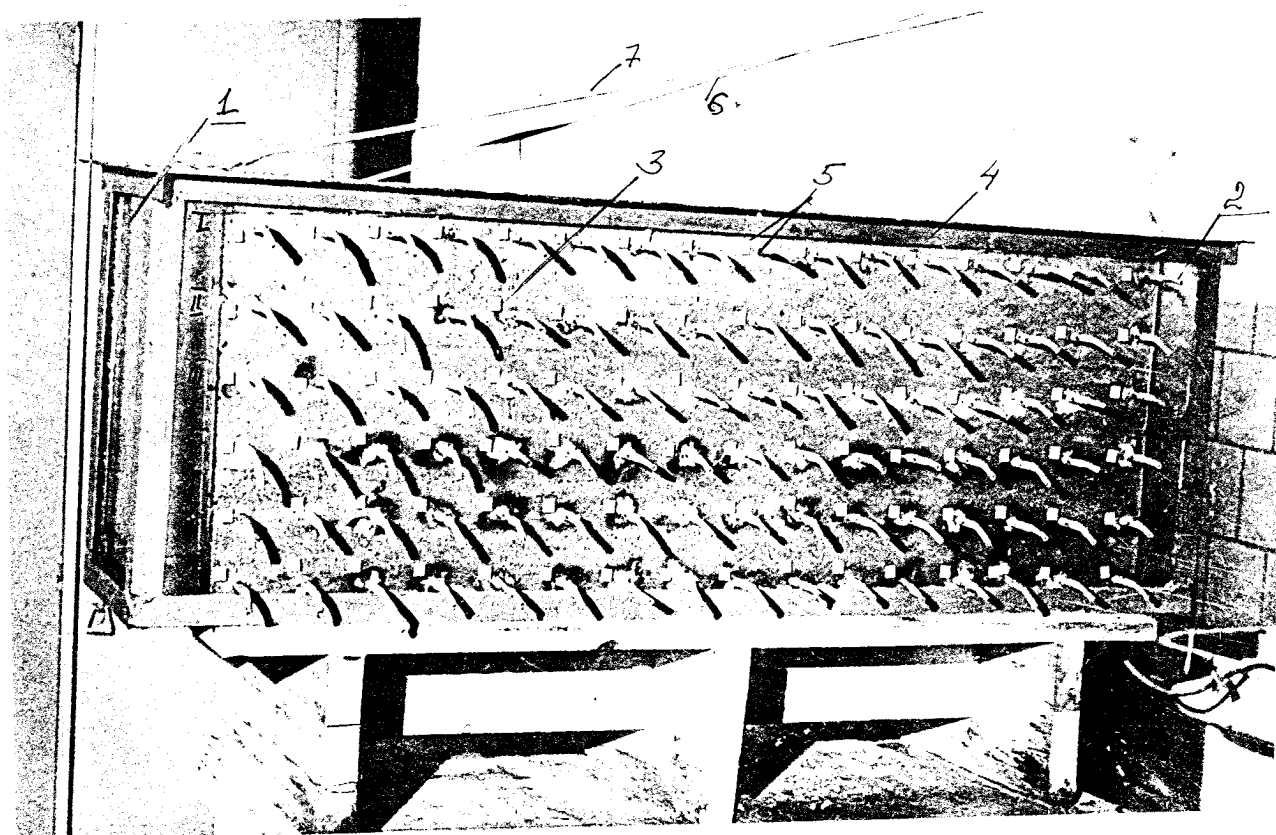


Рис. 2.4. Фізична модель фільтрації сирої нафти:

- 1- камера живлення; 2 – камера розвантаження; 3 – робоча частина лотка;
 4 – металічний каркас; 5 – п'єзометр і його координати; 6 – підвід нафти;
 7 – підвід води; I – VI – номери горизонтальних рядів п'єзометрів.

показниками витрат фільтраційного потоку, поперечного перерізу лотка і градієнта напору.

При моделюванні руху потоку на моделі необхідне виконання умов лінійного закону фільтрації, за яким дійсна швидкість фільтрації на моделі, не повинна перевищувати критичну, що дорівнює:

$$V_{кр} = \frac{\varepsilon}{\alpha} \quad (2.18)$$

де $V_{кр}$ – критична швидкість фільтрації що визначає верхню границю застосування закону Дарсі, см/с.:

ε - допустима похибка у розрахунках;

α - коефіцієнт нелінійної фільтрації.

Згідно наведених даних [41], для пилюватих пісків - $\alpha = 0,1$. Допустима похибка у розрахунках не має перевищувати 10 %. За цих значень критична швидкість фільтраційного потоку дорівнює 1 см/с, що набагато більше значень дійсної швидкості фільтрації у моделі ($9.4 \cdot 10^{-4} - 1.4 \cdot 10^{-3}$ см/с). Грунтовий потік (потік – носій) створювався подачею в камеру живлення води з безперервною витратою. Рівень води у камерах дотримувався регулюванням системи кранів на шлангах.

2.5.1 Формування нафтових ареалів у підземних водах

На фізичній моделі виконана серія дослідів (табл. 2.5), що розрізняється витратою потоку, густиною укладки піску, дійсною швидкістю фільтрації [42]. У кожену серію дослідів подавалася сира нафта густиною 865 кг/м^3 та кінематичною в'язкістю $6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

Нафта-індикатор безперервно протягом доби подавалась у фільтраційний потік із постійною витратою $0,0005 \text{ м}^3/\text{добу}$. Початок відліку кожного дослідів відбувався від моменту поступлення першої краплі нафти – індикатора у потік води; із цього моменту проводились заміри витрат, відбір 5мл суміші із п'езометрів для хімічного аналізу.

Таблиця 2.5 –

Характеристики при фізичному моделюванні

№ серії дослідів	Витрата м ³ /добу		Співвідно- шення витрат потоків до індикатора	Коефіцієнт фільтрації, K _ф , м/добу	Порис- тість, n	Швид- кість фільтра ції Q, м/добу	Дійсна швид- кість Q _г м/добу
	Вода	Нафта					
1	0,010	0,0005	20 ÷ 1	6,25	0,151	0,125	0,82
2	0,015	0,0005	30 ÷ 1	9,61	0,161	0,187	1,16
3	0,020	0,0005	40 ÷ 1	12,50	0,168	0,250	1,49
4	0,025	0,0005	50 ÷ 1	16,20	0,174	0,312	1,79

Вміст нафти у воді у будь – якій точці спостереження, по всій області моделі визначався до моменту одержання стабільної концентрації. При здійсненні експериментів відібрано 250 мікропроб; загальна тривалість дослідів – 1,5 року. Визначення нафти у пробах води проводилося фотометричним методом [43].

Мета досліджень полягає у виявленні особливостей формування нафтового забруднення у просторі і в часі в залежності від швидкості фільтраційного потоку. Спостереження за зміною концентрації нафти у водному потоці у різних точках моделі показали що відразу після поступлення перших порцій сирової нафти формується ареал забруднення у розвитку якого можна виділити три стадії.

1. Утворення нафтового ареалу поблизу місця подачі сирової нафти. Тут формується ділянка слабо розчинних фракцій нафти, своєрідна нафтова “інтрузія”.

2. Формування дисперсійної зони за горизонтального просування нафтового ареала.

3. Стабілізація концентрації нафти у будь якій точці спостереження.

Моделюванням встановлено, що у будь якій точці моделі вміст нафти у фільтраційному потоці зростає у часі, а потім не змінюється, тобто на деякий час стабілізується (рис. 2.5).

Встановлено також, що величина часу досягнення стабільних концентрацій пропорційна віддалі між точкою спостереження і місцем запуску індикатора.

Час встановлення стабільних концентрацій нафтових фракцій у водному потоці залежить від його швидкості, а саме: чим більша дійсна швидкість водного потоку, тим менше часу необхідно для досягнення стабільних значень. (рис. 2.6)

Результати спостережень за розподілом концентрації нафти по всій області моделі показані на (рис. 2.7), де ареал забруднення зображений ізолініями загальної концентрації нафтопроводів.

У центрі ареала формується його ядро (слабо розчинні фракції нафти), своєрідна “інтрузія”, довкола якої спостерігається високі концентрації нафти. В загальному нафтовий ареал, його зовнішні границі обмежуються ізолініями вихідної фонові концентрації водного потоку. Розподіл концентрації здебільшого визначається розчиненням сирої нафти, швидкістю водного потоку, гідравлічною дисперсією та сорбційними процесами.

Розчинність сирої нафти що складається із шести фракцій (див. Табл. 2.2) – незначна. Найвищою розчинністю у воді володіють ароматичні ($C_6 - C_n$) та поліциклічні вуглеводи ($C_{12} - C_{18}$). Незважаючи на незначну розчинність саме цей процес відіграє основну роль у формуванні ареалів нафтового забруднення.

У зв'язку з тим, що описати процеси міграції нафтопродуктів у водному потоці досить складно, то для кількісної характеристики формування

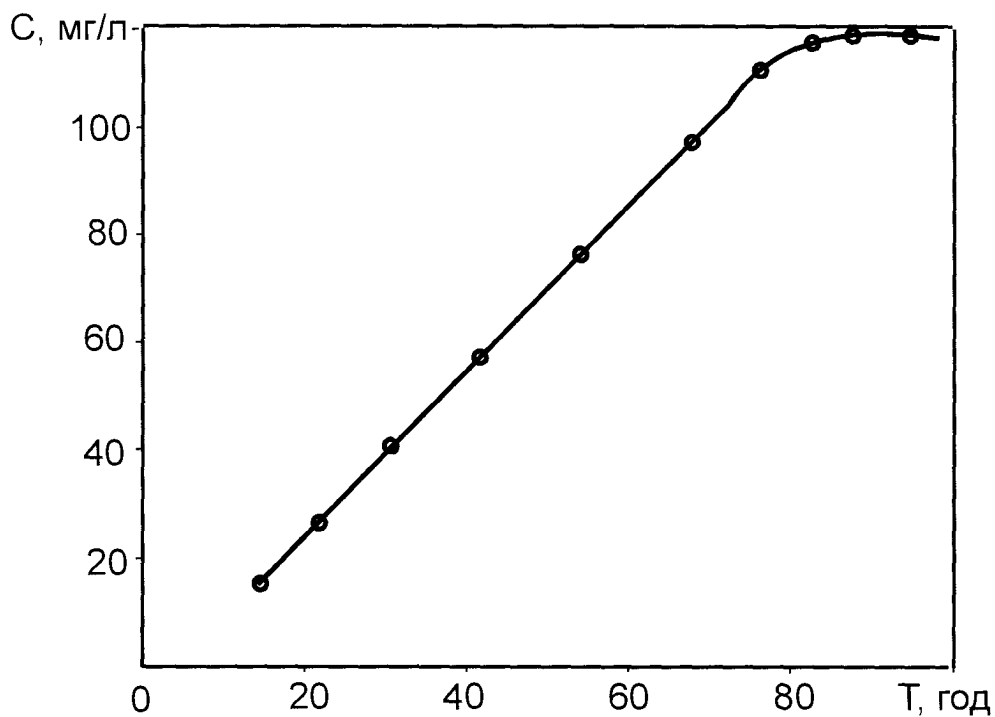


Рис. 2.5 Змінювання концентрації (С) нафтопродуктів у часі (Т) у водному потоці у п'єзометрі 8 - І.

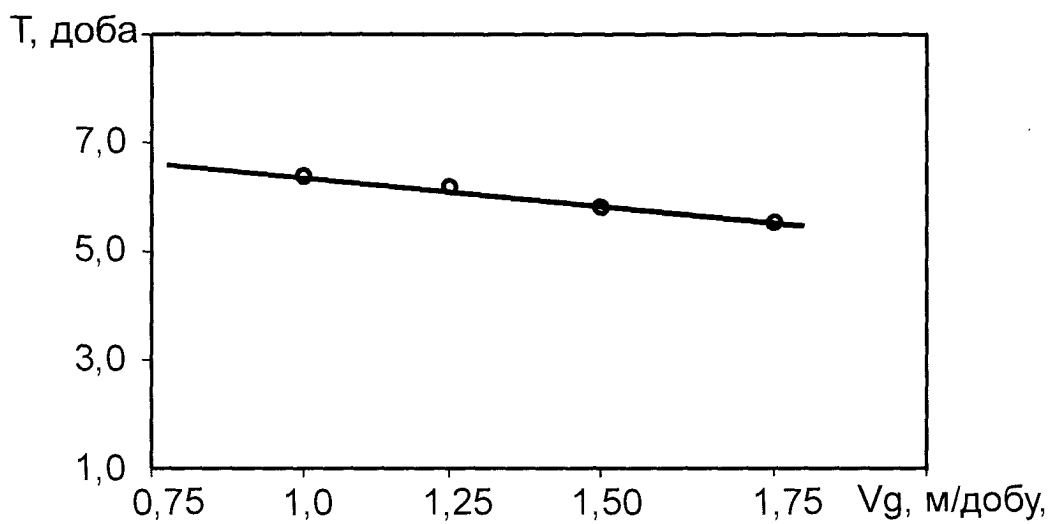


Рис. 2.6. Залежність часу (Т) встановлення стабільних конструкцій частинок нафтопродуктів у моделі від дійсної швидкості водного потоку (Vg); (п'єзометр 8 - І).

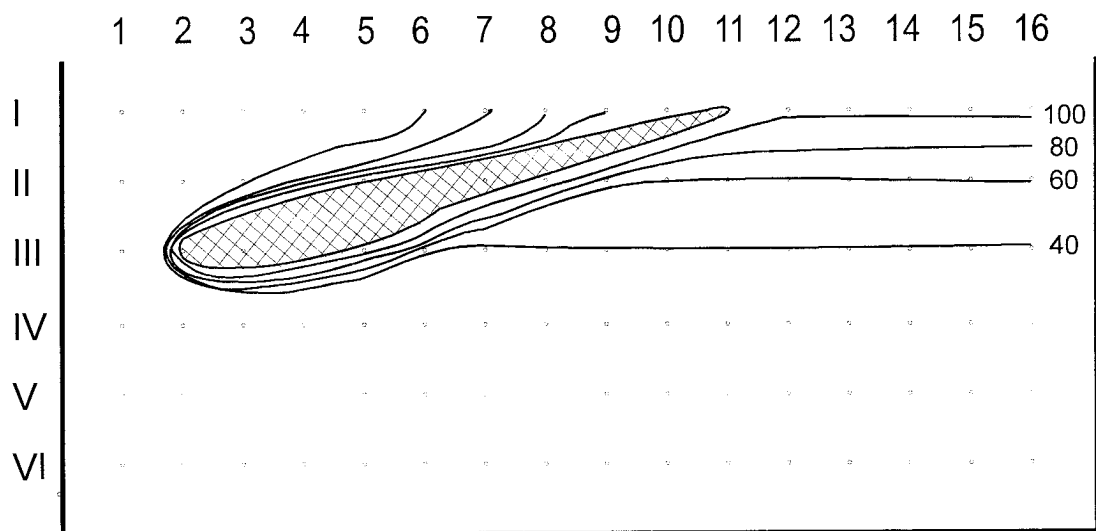


Рис. 2.7. Розподіл концентрації нафтопродуктів у моделі при дійсній швидкості фільтрації ($V_g = 1,25$ м/добу)

▨ - "ядро" нафтопродуктів; - 100 - - ізолінії концентрацій нафтопродуктів у воді, мг/л.

(I-VI) – номери горизонтальних рядів п'єзометрів; (1-16) – номери п'єзометрів у ряді.

нафтового ареала, додатково вивчені швидкості просування у водному потоці розчинених частинок нафтопродуктів на фільтраційному лотку. З цією метою, за даними спостережень, був виміряний час, необхідний на проходження тією чи іншою частинкою за малих (“слідових”) концентрацій відносно між точками спостереження X_1 (початкова точка спостереження) і X_2 (кінцева точка спостереження). Дані обчислення швидкості просування розчинених частинок нафтопродуктів за формулою

$$g = \frac{X_2 - X_1}{t_2 - t_1} \text{ (лінія п'єзометрів I) наведені у таблиці 2.6.}$$

Таблиця 2.6 –

Експериментальні дані з визначення швидкості руху частинок нафтопродуктів у водному потоці

№ дослідів	Дійсна швидкість фільтраційного потоку $g, \text{см/с}$	Пористість, n	Густина нафти $\rho, \text{кг/м}^3$	Кінематична в'язкість, $\nu, \text{м}^2/\text{с}$	Швидкість руху частинок нафтопродуктів $g_n \text{ см/с}$
1	$9,4 \cdot 10^{-4}$	0,151	865	$6 \cdot 10^{-6}$	$7,24 \cdot 10^{-4}$
2	$1,4 \cdot 10^{-3}$	0,161	-	-	$1,13 \cdot 10^{-4}$
3	$1,7 \cdot 10^{-3}$	0,168	-	-	$1,33 \cdot 10^{-4}$
4	$2,1 \cdot 10^{-3}$	0,174	-	-	$1,59 \cdot 10^{-4}$

З приведених даних можна зробити висновок, що швидкість просування розчинених у воді частинок нафтопродуктів у водоносних горизонтах менша дійсної швидкості водного потоку.

У формуванні ареалів забруднення сировою нафтою водного потоку, значну роль відіграють процеси сорбції. Кількісна оцінка сорбції дрібнозернистим піском нафтопродуктів наведена у роботі [44].

Встановлено, що внаслідок сорбційних процесів концентрація нафтопродуктів у воді зменшувалася на 15 – 20 % у порівнянні з вихідною.

2.5.2 Формування нафтових ареалів у проникних ґрунтах над рівнем підземних вод

При моделюванні процесу просочування через проникні ґрунти на фізичній моделі припускаємо, що руйнування нафтопроводу і витік сирої нафти відбуваються у межах природної котловини з геометричним наближенням. Наприклад, у вигляді сферичного сегмента. Тоді поточний об'єм розливу (V) дорівнюватиме:

$$V = \frac{\pi}{6} h_{\lambda} (3R_s^2 + h_{\lambda}^2), \quad (2.20)$$

а площа замоченої нафтою поверхні ґрунту:

$$S = 2\pi R_k \cdot h_{\lambda} \quad (2.21)$$

де h_{λ} - глибина заповнення котловини;

R_s – радіус “дзеркала” нафти;

R_k – радіус сферичного сегмента.

Таким чином, доходимо висновку, що поточний матеріальний баланс (витік нафти та її випаровування) пов'язаний з геометричними характеристиками поверхні.

Моделювання глибини забруднення сировою нафтою проникних однорідних ґрунтів (пісків із розміром зерен 0,1 – 0,2 мм.), що перекривають водний потік, здійснювалося на фільтраційному лотку; при цьому рівень води співпадав із лінією п'езометрів IV ряду (30 см. від дна лотка). На поверхні моделі була створена заглибина у вигляді сферичного сегмента об'ємом 100см^3 , що заповнювалася сировою нафтою. Дослідженням встановлено, що після інфільтрації всього об'єму нафти у ґрунт його недостатньо для досягнення водоносного горизонту; у ґрунті утворилося об'ємне, висяче “тіло” насичення, яке впродовж 60 днів не збільшилось у розмірі (рис. 2.8). Утримування тіла насичення, мабуть, досягається за рахунок сил поверхневого натягу. Сили гравітації у цьому випадку є незначними.

Результати аналізу дозволили дійти висновку, що за умов досягнення нафтопродуктами водоносного “горизонту” забрудненню нафтопродуктами піддається лише його верхня частина. У випадку коливання рівня водного потоку нафтове забруднення може охопити всю потужність водоносної зони.

Наступним етапом лабораторних досліджень [42] було дослідження формування нафтового забруднення у неоднорідних ґрунтах. Для цього у фільтраційний лоток вище водного потоку окремо розміщували шар пісків з меншою пористістю ніж пористість водоносних ґрунтів. У дослідях пористість пісків водного потоку, впродовж всього періоду проведення експериментів, була постійною і становила 0,179.

Шари піску, яким заповнювали лоток вище водного потоку, у кожній серії дослідів мали пористість відповідно: 0,168; 0,157; 0,142; 0,130; 0,115.

За даними роботи [42] в районах, де над водоносним горизонтом залягають мало проникні ґрунти, створюються умови для формування у них капілярної кайми, яка утримується діянням сил поверхневого натягу. Крім цього, капілярні явища зумовлюються виникненням капілярного тиску P , який пов’язаний з поверхневим натягом σ формулою Лапласа:

$$P = 2\sigma/r \quad (2.28)$$

де r – радіус кривизни поверхні рідини.

Метою п’яти серій лабораторних робіт було виявлення впливу капілярної кайми на процес формування нафтового забруднення над водоносним горизонтом.

Формування капілярної кайми у лотку відбувалося при дійсній швидкості фільтраційного потоку 1,50 м/добу впродовж 20 - 30 днів. Висота капілярного підняття у моделі має залежність від пористості ґрунтів:

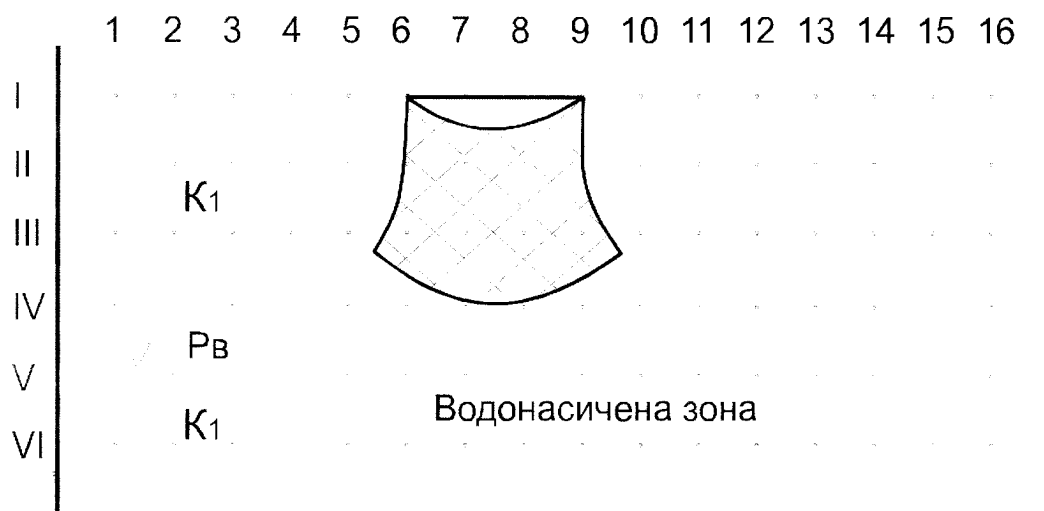


Рис. 2.8. Схема розповсюдження у моделі нафтопродуктів у однорідному ґрунті. Об'єм нафтопродуктів, що вилився недостатній для досягнення водонесної зони ($\bar{P}_в$) - рівень води у лотку.

☒ - нафтове "тіло" насичення.



Рис. 2.9. Схема розповсюдження нафтопродуктів у неоднорідному ґрунті ($K_2 > K_1$). Утримування капілярною каймою просування нафтопродуктів; H_k - висота капілярного підняття.

чим менша пористість, тим більша висота капілярного підняття (табл. 2.7). Вона змінювалася від 3,5 до 8,4 см, що відповідає натурним умовам відповідно 105 – 252 см.

Таблиця 2.7 –

Висота капілярного підняття над водоносним ґрунтом

Пористість пісків, n	Висота капілярного підняття, см	
	У моделі	У натурі, при $\alpha_z = 30$
0,168	3,5	105
0,157	4,9	147
0,142	5,5	165
0,130	6,9	207
0,115	8,4	252

Після формування капілярної кайми у заглибину на поверхні піску (у вигляді сферичного сегмента) подавалася сира нафта з витратою 0,0005 м³/добу.

Дослідженням встановлено, що сформована капілярна кайма по всій довжині моделі є прошарком який розділяє ґрунти з різною проникністю. Впродовж усіх серій дослідів встановлено, що нафтове тіло насичення розміщується вище капілярної кайми і на знаходиться у прямому контакті з водним потоком, тобто капілярна кайма є буфером (екраном) що не допускає забруднення водоносного горизонту (див. рис. 2.9).

2.5.3 Співставлення результатів натуральних спостережень і фізичного моделювання; прогноз розвитку нафтового ареалу

Для трактування результатів дослідів на фізичній моделі необхідно застосувати критерії подібностей на основі яких із лабораторних

спостережень можна зробити достовірні висновки щодо перебігу процесів в реальних умовах. В загальному випадку для проведення фізичного моделювання процесів, схожих натурі, необхідно, аби:

- а) процеси в моделі і в натурі описувалися математично тотожно;
- б) досягались тотожні перетворення масштабів початкових і граничних умов;
- в) в результаті масштабних перетворень модель була б геометрично схожа натурі.

В якості реального об'єкта (прототипу) моделі можуть бути ділянки земної поверхні на яких розташовані нафтопроводи. В інженерно – геологічному відношенні вони представлені проникними однорідними і неоднорідними ґрунтами, які перекривають ґрунтові води і у випадку відмов нафтопроводів, можуть бути забруднені.

Для прикладу приведемо інженерно – геологічні умови ділянки (як прототипу), що характерні для деяких районів Одеської області [45] – діляниць проходження нафтопроводу Одеса – Броди.

Водоносний горизонт на ділянці приурочений до середньозернистих пісків, які перекриваються дрібнозернистими. Потужність водоносного горизонту складає 15 м. Нахил ґрунтового потоку – 0,03. Коефіцієнт фільтрації в горизонтальному напрямі набагато більший ніж у вертикальному: $K_x = K_y = 6,0$ м/добу; $K_z = 0,04$ м/добу. Пористість водоносного піску – 0,15. Швидкість фільтрації ґрунтового потоку - 0,07 м/добу. Витрати природного потоку підземних вод на ділянці дорівнюють 12 м³/добу.

При обґрунтуванні умов подібності моделі і прототипу мають бути тотожні вихідні рівняння нерозривності, масопереносу та середньої швидкості руху водного потоку:

$$-\delta x_i \frac{\partial}{\partial x_i} \left(K x_i \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial H}{\partial x_i} \frac{\partial C}{\partial x_i} \right) + \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{K x_i \rho}{\mu} \frac{\partial H}{\partial x_i} \cdot C \right) = n \frac{\partial C}{\partial t} \quad (2.23)$$

$$Q_x = -K^0_x \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial H}{\partial x} dydz \quad (2.24)$$

$$-Vq_x = \frac{dx}{nt} = \frac{K^0_x \rho \partial H}{n\mu \partial x} \quad (2.25)$$

Взяті позначення K^0_x - компоненти проникності; x, y, z - декартові координати; H - напір; t - час; V - швидкість руху потоку; Q - витрата фільтраційного потоку; n - пористість; μ, ρ - відносні в'язкість і густина нафти; $\delta_x, \delta_y, \delta_z$ - компоненти параметру гідродисперсії.

Одержано такі безрозмірні масштабні коефіцієнти, які зв'язують натурні і модельні величини для лінійних розмірів:

$$\alpha_x = \frac{x}{x^m}, \quad \alpha_y = \frac{y}{y^m}, \quad \alpha_z = \frac{z}{z^m}, \quad H = \alpha_z \cdot H^m$$

для фільтраційних витрат $\alpha_Q = \frac{Q}{Q^m}$, для коефіцієнтів фільтрації:

$$\alpha_{Kx} = \frac{K_x}{K_x^m}; \quad \alpha_{Ky} = \frac{K_y}{K_y^m}, \quad \alpha_{Kz} = \frac{K_z}{K_z^m};$$

для часу: $\alpha_t = \frac{t}{t^m}$, для пористості: $\alpha_n = \frac{n}{n^m}$, індексом M позначені модельні величини.

Для тотожності рівняння в натурі і в моделі необхідно аби дотримувалися такі критеріальні залежності:

$$\frac{\alpha_x^2}{\alpha_{Kx}} = \frac{\alpha_y^2}{\alpha_{Ky}} = \frac{\alpha_z^2}{\alpha_{Kz}}; \quad \alpha_x = \alpha_y = \alpha_z \sqrt{\frac{\alpha_{Rx}}{\alpha_{Ry}}}$$

$$\alpha_{Qx} = \alpha_{Rx} \frac{\alpha_H}{\alpha_x} \alpha_y \cdot \alpha_z; \quad \alpha_{ix} = \frac{\alpha_x}{\alpha_t} = \frac{\alpha_{Kx} \cdot \alpha_z}{\alpha_n \cdot \alpha_x}; \quad \alpha_t = \frac{\alpha_x^2 \cdot \alpha_n}{\alpha_z \cdot \alpha_{Kx}}$$

Відзначимо, що значення μ, ρ у моделі і натурі прийняті однаковими.

У зв'язку з незначною потужністю водоносного горизонту, на ділянці досліджень у порівнянні з його довжиною виникають труднощі в одержанні рівності вертикальних і планових масштабів у моделі. За цих умов коефіцієнт вертикального лінійного масштабу $|\alpha_z|$ визначений приблизно співвідносно потужностей пласта:

$$\alpha_z = \frac{m}{m^m}.$$

При обчисленні масштабних коефіцієнтів взяті вихідні дані дослідів на фізичній моделі і досліджень на ділянці /прототип/.

$$\alpha_x = \alpha_y = \alpha_{xy} = 280; \quad \alpha_z = 30; \quad \alpha_{Kx} = \alpha_{Ky} = 0,90;$$

$$\alpha_{Kz} = 0,01; \quad \alpha_n = 0,90; \quad \alpha_{Vx} = 0,1; \quad \alpha_{Qx} = 700; \quad \alpha_l = 2700.$$

Наведені вище критерії подібності і масштабні коефіцієнти дозволяють використати результати моделювання для вивчення процесів забруднення підземних вод на реальному об'єкті розміром 340 x 75 метрів. При переході від моделі до природи із результатів фізичного моделювання одержані наступні характеристики динаміки розвитку нафтового забруднення підземних вод:

- середня швидкість просування ареала в плані – 40 м/рік;
- тривалість стабілізації ареала – 2 роки.

ВИСНОВКИ з розділу

1 З аналізу вітчизняного і зарубіжного досвіду можна дійти висновку, що нафта і нафтопродукти при відмові нафтопроводів є найбільш шкідливими речовинами для навколишнього середовища. Причому їх негативний вплив охоплює усі його компоненти.

2 Для прогнозної оцінки забруднення навколишнього середовища при відмові нафтопроводів доцільно застосовувати матрицю основних показників екологічної безпеки. Математичним моделюванням встановлено, що найінтенсивнішому забрудненню нафтопродуктами у цьому випадку піддаються ґрунтові води, а найменшому ґрунти.

3 Експериментальним дослідженням проникності ґрунтів зони аерації при аварійних викидах нафтопродуктів встановлено, що глина і суглинки мають низькі фільтраційні властивості і є ефективним екраном, які захищають підземні води від забруднення.

Проникність піщаних ґрунтів при фільтрації нафтопродуктів залежить в основному від ступеня водонасичення та вмісту глинистих частин.

4 Масштаби забруднення зони аерації в районі розташування нафтопроводів при їх відмові в основному залежить від об'єму витоку нафти, проникності ґрунтів, їх рельєфу місцевості, глибини залягання ґрунтових вод, їх живлення і розвантаження.

5 Для вивчення формування нафтових ареалів забруднення вод і для прогнозування їх розвитку в часі при одночасно протікаючих процесах фільтрації, дисперсії ефективним науково-обґрунтованим методом є фізичне моделювання. Кількісний перехід від модельних до натурних умов здійснюється за допомогою критеріїв подібності та масштабних коефіцієнтів.

Експериментами на фільтраційному лотку встановлено види формування нафтового забруднення у зоні аерації:

1. В однорідних проникних ґрунтах, у випадку коли об'єм нафтопродуктів, що вилились, є недостатнім для досягнення водоносного горизонту, то над його поверхнею утворюється "тіло" насичення, котре підтримується силами зчеплення та поверхневого натягу.
2. Нафтопродукти досягають водоносної зони, і розпливаються по поверхні водоносного горизонту, то у цьому випадку забрудненню піддається лише верхня його частина.
3. Нафтопродукти досягають водоносного горизонту і перебувають під впливом сезонного коливання п'езометричного рівня, тоді забруднення нафтопродуктами може охопити всю потужність водоносного горизонту.
4. У неоднорідних ґрунтах, коли проникність ґрунтів водоносного горизонту є більшою від проникності перекриваючих ґрунтів, тоді просування нафтопродуктів у напрямку водонасиченої зони може зупинити сформована капілярна кайма.

РОЗДІЛ 3

ВПЛИВ НА ДОВКІЛЛЯ ВІДМОВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

За обсягом споживання газу, Україна займає третє місце у світі після Росії і США.

Найбільшого рівня споживання газу було досягнуто у 1990 році – 118,8 млрд. м³. Для забезпечення подачі такого великого обсягу газу діє розгалужена мережа магістральних газопроводів протяжністю близько 34 тис. км з обслуговуванням 121 компресорних станцій, на яких встановлено 811 газоперекачуючих агрегатів загальною потужністю 5300 МВт [32].

3.1 Основні небезпечні фактори, що виникають при відмові магістральних газопроводів

Магістральні газопроводи, як і нафтопродуктопроводи, при їх відмові являють собою екологічну небезпеку. Характерним прикладом є аварія, що сталася 6 лютого на 420-му км. магістрального газопроводу “Новопсков – Акай – Мозок” (Ду – 1200, Рр = 5,5 МПа) в районі селища Велика Вергунка Жовтневого району м. Луганська. Даний газопровід перебуває на балансі Луганського УМГ ДП “Донбастрансгаз”. Аварія виникла з причини руйнування 2-х кільцевих зварювальних стиків, виконаних БУ – 1 тресту “Южкомплектомонтаж” (м. Ростов) ручним дуговим зварюванням. Газопровід на даній ділянці прийнятий в експлуатацію в 1983 році.

Руйнування першого стику сталося на віддалі 48 метрів від автошляху “Луганськ – Зелений гай” та 150 метрів від крайніх житлових будинків селища Велика Вергунка. Внаслідок вибуху 16 п/м газопроводу було піднято під кутом 30 градусів, викинуті бетонні плити і сталося займання газу. Струмień палаючого газу сягав 200 метрів та був спрямований вздовж траси газопроводу паралельно межі житлової забудови. Полум'ям була охоплена

споруда вузла заміру газу на газопроводі – відгалуженні на м. Лисичанськ. Через 1 год. 20 хв. замірний вузол вибухнув.

У подальшому струмінь палаючого газу вітровим потоком відхилився в сторону житлових будинків, с. В. Вергунка. Внаслідок теплої радіації спалахнули 11 житлових будинків, з яких 4 повністю згоріли. У ліквідації та локалізації пожежі брали участь 45 одиниць пожежної техніки, 200 чоловік пожежників та 230 працівників з підрозділів міліції та цивільної оборони. 104 житлові будинки в радіусі 350 метрів від місця аварії були захищені від вогню, мешканці інших будинків евакуйовані. Один мешканець с. В. Вергунка отримав опіки.

Руйнування газопроводу другого зварювального стику сталося на відстані 800 метрів від першого та 280 метрів від залізниці “Луганськ – ст. Кондрашевська”, без займання газу. При цьому зварювальний стик розійшовся на 15 – 20 мм, внаслідок чого утворилася яма розмірами 2,5 x 0,8 x 0,6 м.

В загальному, відмова магістральних газопроводів під дією техногенних, природних чи антропогенних факторів може супроводжуватися:

- утворенням ударної хвилі;
- загорянням газу і термічним впливом пожежі на довкілля;
- токсичним забрудненням атмосферного повітря;
- створенням пожежно – вибухової небезпеки у житлових та робочих приміщеннях при попаданні у них газу;
- розльотом кусків металу та фрагментів при руйнуванні лінійної частини трубопроводів.

3.1.1 Вплив ударної хвилі

Ударна хвиля при відмові магістральних газопроводів є одним із уражаючих факторів. Вона утворюється за рахунок поширення в атмосфері природного

газу, який під тиском “вирвався” із зруйнованого газопроводу, а також стиснутих хвиль, які утворюються при загоранні газового шлейфа з розширенням продуктів згорання.

Володіючи великим запасом енергії, ударна хвиля може уражати незахищених людей, руйнувати різні споруди, будівлі, обладнання, техніку. Із збільшенням відстані від епіцентру вибуху швидкість розповсюдження ударної повторної хвилі і надмірний тиск зменшуються.

Характерним прикладом ударної хвилі може бути аварія на продуктопроводі ШФЛФ Західний Сибір-Урало-Поволжжя (60 км від м. Уфи) у 1989 р. [46]. Тут від впливу ударної хвилі в районі вибуху утворилася зона суцільного звалища лісу на площі 2,5 км². В радіусі до 15 км від місця вибуху в населених пунктах були вибиті вікна в будинках, зовсім або частково зруйновані рами та шиферні фронтони (покриття). Енергія вибуху вуглеводневої суміші спеціалістами оцінювалася в 3000 т тротилового еквівалента.

Згідно [47] безпечна віддаль (Γ_6) від впливу ударної хвилі під час викидів газу із трубопроводу, що супроводжується вибухом, визначається за формулою:

$$\Gamma_6 = K_6 \cdot \sqrt[3]{W_T}. \quad (3.1)$$

де W_T – тротиловий еквівалент, т:

K_6 – коефіцієнт пропорційності, м/т, величина якого залежить від характеру пошкодження навколишніх об’єктів, при цьому:

$$K_6 = \begin{cases} 400, & \text{якщо будь-які пошкодження відсутні} \\ 100, & \text{якщо пошкоджено заскління будинків} \\ 30-50, & \text{якщо повністю зруйновано заскління будинків} \\ & \text{частково пошкоджені рами, двері, легкі перегородки} \end{cases}$$

При проектуванні магістральних газопроводів, визначенні безпечної віддалі від ураження ударною хвилею незахищених людей прийнято $K_e = 15$.

3.1.2 Термічний вплив

В роботі [2] наведені узагальнені результати спостережень за наслідками від руйнування газопроводів на території колишнього СРСР (табл. 3.1.)

Таблиця 3.1 –

Масштаби наслідків від руйнування магістральних газопроводів

Діаметр, мм	530	720	820	1020	1220	1420
Розміри Котлована, м	28x15x4,5	35x12x5	60x15x4	106x30x12	49x22x12	65x40x10
Радіус термічного впливу	150	195	244	244	275	288
Втрати газу, млн. м ³	2,2	2,3	2,8	7,3	11	13,9

Аналіз вітчизняної і зарубіжної статистики свідчить, що при руйнуванні магістральних газопроводів пожежі виникають у 50 – 55 % випадків. Джерелом загоряння газу є іскри, що утворюються при зіткненні одного з одними фрагментів труби або при ударах по трубі твердих частинок ґрунту.

Динаміка займання газового шлейфа досліджувалась А. Хоффом [48]. За допомогою спеціальної швидкісної кінозйомки було встановлено, що при загоранні суміші газу з повітрям відбувається швидко (миттєве) згоряння лише малої частки шлейфа. Основна горюча маса не є гомогенною і згоряє зі значно меншою швидкістю ($\approx 10 \text{ м/с}$) окремими зонами (об'ємами).

За даними [2], приблизно у половині випадків аварійного руйнування магістральних газопроводів загоряння газу відбувається безпосередньо на

місті розриву. Характер горіння газу і масштаби впливу на довкілля залежить від багатьох факторів, основними серед них є:

- робочий тиск і діаметр газопроводу;
- густина ґрунту засипки, а також властивості корінного масиву ґрунту (діаметр утвореного “котлована”);
- взаємне положення осей кінців труб, що регулює поле газодинамічного витоку.

Для струминного полум'я, що виникає при відмові трубопроводів високого тиску з наступним загорянням витікаючого газу, форма зони ураження описується кутовим сектором з довжиною факела, яка залежить від специфіки горіння (властивість газу, тиску і діаметру трубопроводу) і з приблизним “кутом розкриття” факела для вуглеводних газів метанового ряду 15 – 20 град.

ВНДІГАЗ'ом [6], виконані спеціальні модельні експерименти що до вивчення особливостей горіння двох зустрічних звукових струменів метану при руйнуванні магістральних газопроводів, за різних варіантів утворення “котловану” і різної орієнтації у просторі осей двох кінців труб. Експерименти та розрахунки дозволили дійти висновку, що газодинамічні та калориметричні характеристики факела, його конфігурація і просторова орієнтація (як наслідок, рівень теплової дії на навколишнє середовище) є неоднозначними і залежать від дії великої кількості факторів. Для ілюстрації на рис. 3.1 показана зміна (у вертикальній проекції) контурів полум'я при відхиленні осей кінців труб від горизонталі, а також – при взаємодії горизонтальних струменів у траншеї.

Для інженерних прогнозів можливих зон термічного ураження людей при пожежах на газопроводах є доцільним користуватися даними фірми “Брітіш Газ” [49]. Фірмою за результатами здійсненої великої серії натурних експериментів одержані залежності деякої “критичної відстані” від діаметра трубопроводу і робочого тиску (рис 3.2). Критичну відстань характеризує

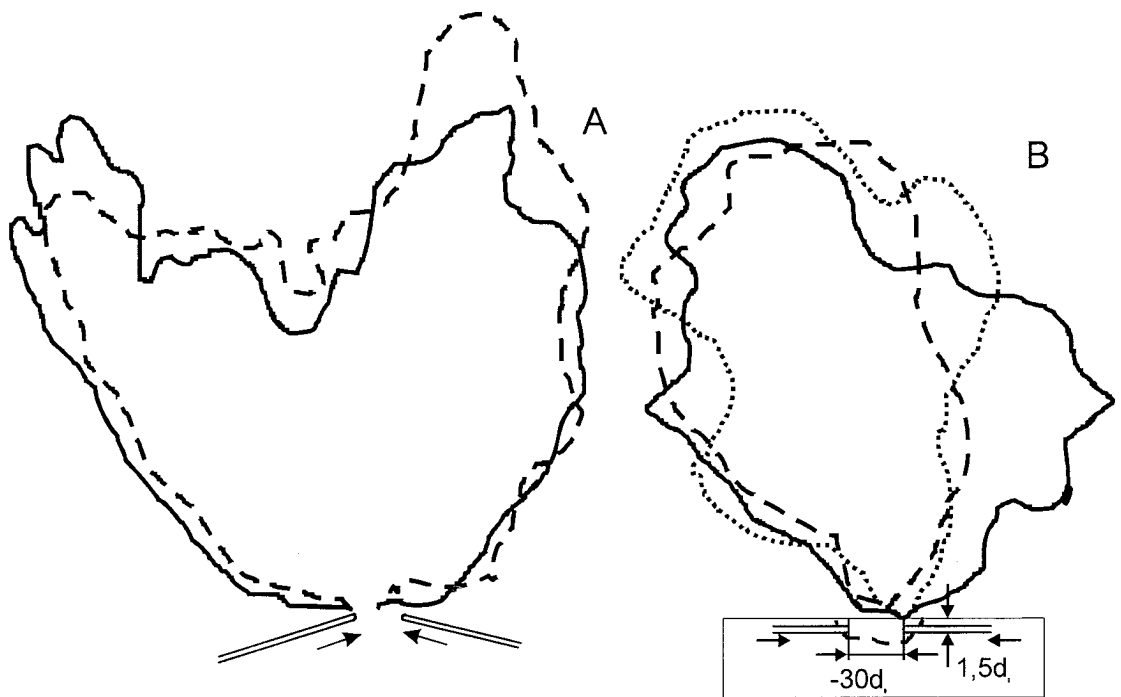


Рис. 3.1. Конфігурація полум'я метану при взаємодії зустрічних звукових струменів метану: А - при куті нахилу до горизонту 10° ; В - при взаємодії у ґрунтовому котловані.

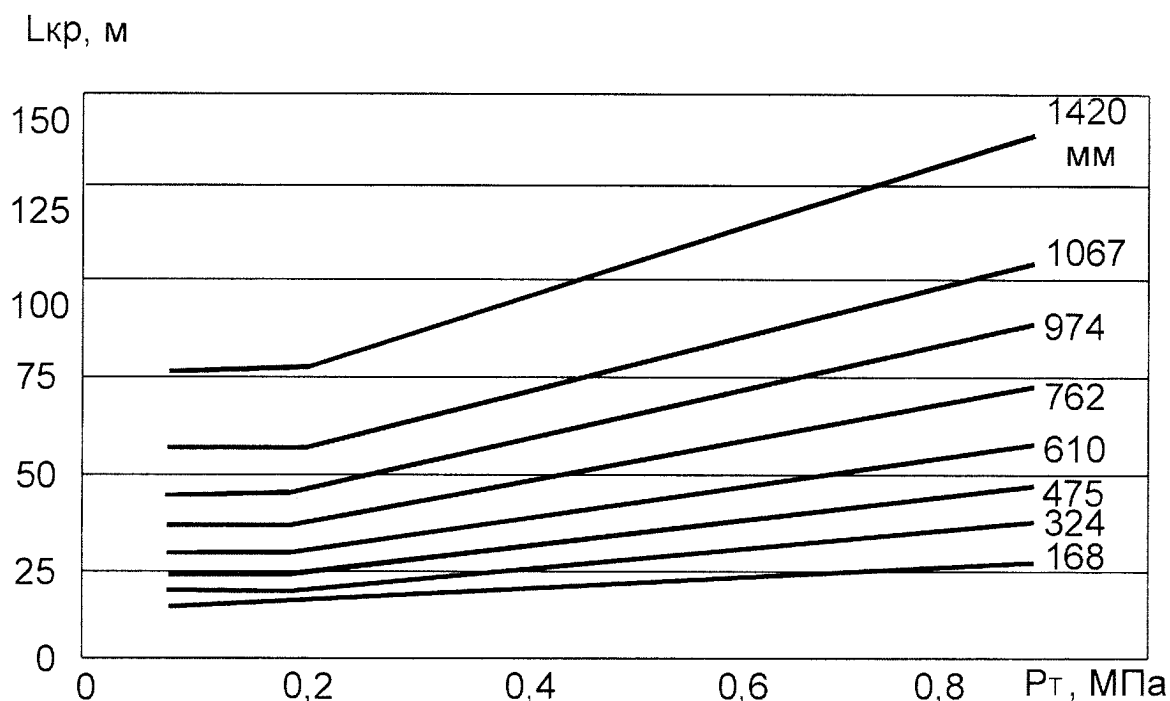


Рис. 3.2. Вплив технологічних параметрів (діаметр трубопроводу, тиск) на розміри зони термічного ураження ($L_{кр}$), за даними ("British Gas").

собою радіус кола, на межі якого питомий тепловий потік на поверхні землі становить 32 кВт/м^2 .

Для розрахунку довжини факелів за відмови магістральних газопроводів припускають, що полум'я є тримірним об'ємним тілом і наближається до зрізаного конусу, що спрямований меншою основою до місця витоку газу.

Довжину факела можна визначити за допомогою формули [51]:

$$\frac{L_B}{L_{B_0}} = \left(0,49 + 0,51e^{-0,4\omega_s}\right) \left[1 - 6,07 \cdot 10^{-3} \left(\bar{\gamma} - \frac{\pi}{2}\right)\right]; \quad (3.2)$$

де L_B – довжина факела з врахуванням швидкості вітру, м;

L_{B_0} – довжина факела у безвітряну погоду, м;

ω_s – швидкість вітру, м/с;

$\bar{\gamma}$ – кут нахилу трубопроводу до горизонту, град.

Розахунок випромінювання від факела у навколишнє середовище ґрунтується на моделі Тортона [51]. Опромінювання певної точки у просторі розраховується як:

$$q = E \cdot \varphi \cdot \mathcal{G}, \quad (3.3)$$

де φ – кутовий коефіцієнт опромінення;

\mathcal{G} – коефіцієнт поглинання випромінювання атмосферою;

E – інтенсивність випромінювання з одиниці поверхні полум'я розраховується за формулою:

$$E = \frac{Q_\phi}{F_\phi}, \quad (3.4)$$

де Q_ϕ – загальне тепловиділення факела;

F_ϕ – площа поверхні випромінювання факелом.

Н. Ейзенбергом [52] були проаналізовані дані про каліцтва і смертельні випадки при різних рівнях теплового впливу на людину (полігонні атомні вибухи різної потужності). Результати аналізу наведені на рис. 3.3.

Слід відзначити, що федеральними стандартами США припускається короткочасний тепловий вплив на людину потужністю у 5 кВт/м². При тепловому впливі опіки II-го ступеня можуть виникнути приблизно через 40 с. Рівень теплового впливу, за якого у цей же проміжок часу є вірогідним летальний наслідок, відповідає приблизно 10 кВт/м².

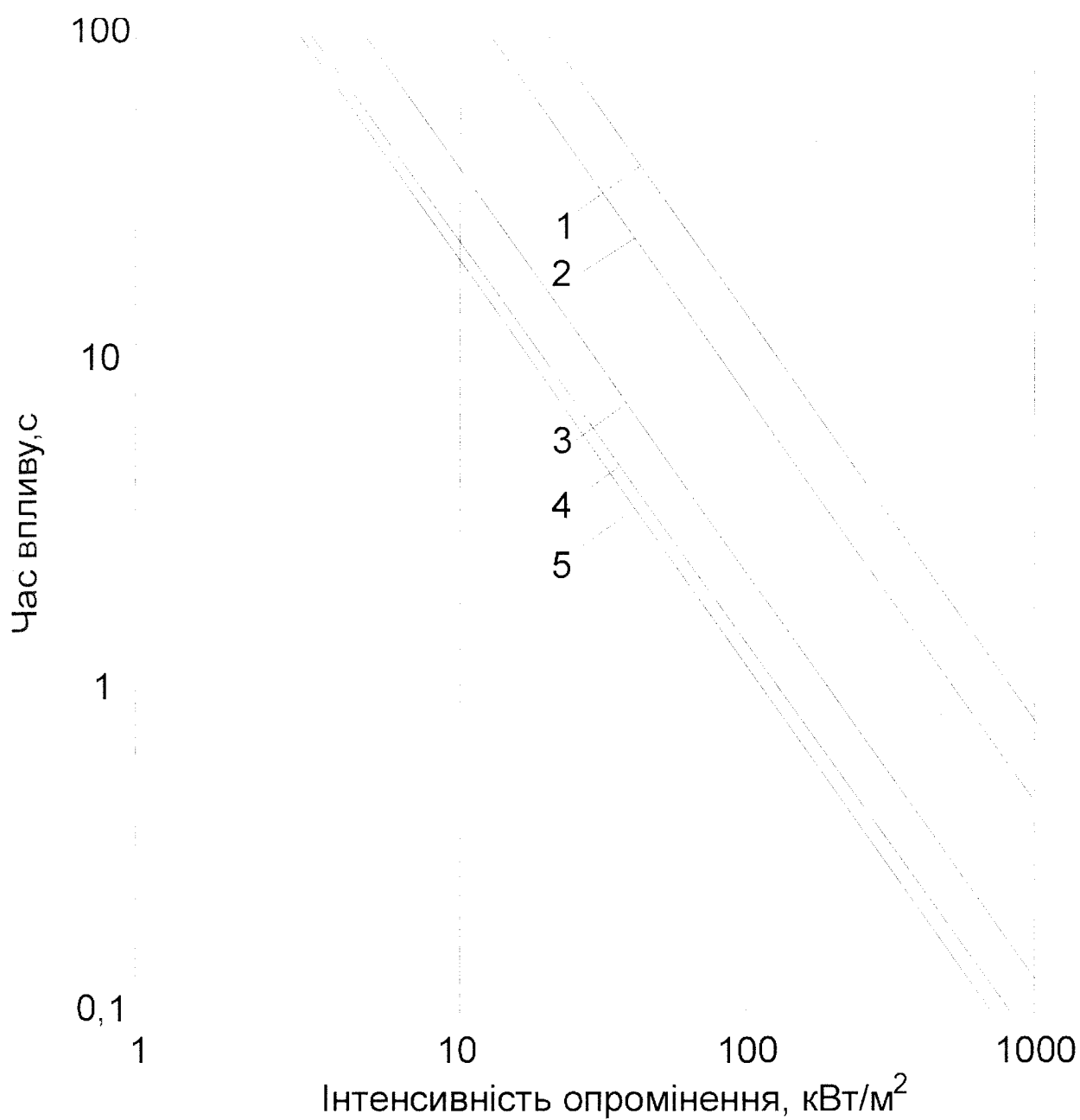


Рис.3.3. Результат дії теплового випромінювання на людину (1-100% летальний наслідок: 2 - 50%; 3 - 1%; 4 - опіки II ступеня; 5 - поріг каліцтв від опіків).

3.1.3 Забруднення атмосферного повітря

Як відомо, природний газ метан негативно впливає на життєдіяльність людини, оскільки має наркотичну і токсичну дію.

В рамках проблеми, яку ми розглядаємо, певний інтерес становить можливість загазованості атмосферного повітря при руйнуванні магістральних газопроводів. Виконані розрахунки [49] показали, що максимальні розміри забруднених зон атмосферного повітря не перевищують 250 – 300 м. У районах річних заплав або на болотах, на “слабоплинних” або “оторфованих” ґрунтах, при руйнуванні газопроводу кінці труб можуть бути значно зміщені вгору або вбік відносно вихідної осі і, як наслідок, витік двох звукових струменів газу може відбуватися незалежно один від одного. За цього випадку зони загазованості за напрямком витoku для горизонтальних струменів із газопроводів з Ду 1400 мм може зрости до 600 – 800 м. Проте (як було зазначено вище) у половині випадків при витоках газу, за відмови магістральних газопроводів, відбувається загоряння газу на місці пошкодження, при цьому зменшуються масштаби загазованості атмосферного повітря.

Зони токсичного ураження людей від конкретної аварійної ситуації розраховується окремо не лише у разі знаходження їх на відкритих територіях, але і в середині робочих та житлових приміщеннях.

Оскільки токсичне ураження людей на відкритих територіях малоімовірне, то в середині закритих приміщень воно часто проявляється. Багато таких прикладів є при відмові газопроводів низького і середнього тиску розміщених у населених пунктах. У даному випадку, виникає пожежно – вибухова небезпека при концентрації метану у повітрі, що перевищує 5 % за об'ємом.

При відмові трубопроводу підземна міграція газу до закритих приміщень спостерігаються у проникних ґрунтах (пісок, супісок, гравій, галька, тріщинуваті корінні породи).

Зміна концентрації шкідливої речовини у середині приміщень пов'язана з аналогічною зміною концентрації у підземних умовах у зоні аерації, де на концентрацію впливають процеси сорбції та дисперсії. Ця зміна підпорядковується рівнянню [50]:

$$\frac{dC_{\text{вн}}(t)}{dt} = \frac{1}{T} C_n(t) - C_{\text{вн}}(t), \quad (3.5)$$

де T – час повітряобміну у приміщенні, год;

$C_{\text{вн}}$ – концентрація газу у середині приміщення, мг/м³;

C_n – концентрація газу в зоні аерації, мг/м³;

t – час міграції газу, год.

При початкових умовах: $C_{\text{вн}}(t) = 0$; $C_n(t) = C_0 = C_{\text{онс}}t$ та при $t \rightarrow \infty$, а $C_{\text{вн}} \rightarrow C_n$, рівняння (3.5) буде мати вигляд:

$$C_n(t) = C_{\text{вн}} \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{T}\right) \right) \quad (3.6)$$

Якщо концентрація у зоні аерації є нормальною та розподілена з часом (що характерно для миттєвих викидів газу із трубопроводів), то показник максимальної концентрації у закритому приміщенні буде таким:

$$C_{\text{внmax}} = \frac{Q}{\pi \cdot \alpha_x \cdot \alpha_z} \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \frac{1}{T} \right), \quad (3.7)$$

де $\alpha_x - \alpha_z$ - коефіцієнти поперечної і вертикальної дисперсії:

Q – маса викиду газу із трубопроводу.

3.1.4 Механічний вплив фрагментів при відмові газопроводів

Проектування і будівництво нових трубопроводів та експлуатація існуючих зв'язані з розв'язанням низки задач, в тому числі і оцінки ризику об'єкта, де ураження осколками є однією з основних негативних факторів. Актуальність оцінки цього уражаючого фактора постійно зростає внаслідок підвищення навантаження на газопроводи, їх старіння, впливу сторонніх факторів тощо.

Для аналізу потенційної небезпеки механічного впливу фрагментів пошкодженого трубопроводу на навколишнє середовище проаналізовані матеріали розслідування крупних аварій на магістральних газопроводах СРСР, Російської федерації та України.

Джерелом осколків можуть бути, як зруйнований трубопровід великого тиску (первинні осколки) так і зруйновані прилеглі об'єкти (вторинні осколки) [53]. Останні утворюються внаслідок руйнування або переміщення об'єктів, розташованих поруч магістральних трубопроводів, при дії на них первинних осколків або ударної хвилі.

Відомо, що при руйнуванні газопроводу енергія розширення газу витрачається на деформацію і руйнування оболонки резервуара, стиснення і переміщення атмосфери або ґрунту, прискорення утворення осколків тощо.

Для визначення частки енергії, витраченої на утворення осколків, для оцінки початкової швидкості осколків при аналізі зон ураження в роботах [54, 55] наведені результати числового моделювання руйнування трубопроводів. Встановлено, що небезпечною висотою для ураження осколками людини є висота менша 2,2 м. Розрахунок дальності розльоту осколків, утворених при руйнуванні труб діаметром 1400 мм, заповнених природним газом під тиском 7,5 МПа показав, що більше 50% всіх викинутих осколків падає ближче 50 м, а решта – на відстань понад 200 м.

При визначенні зон осколкового ураження необхідно врахувати рельєф місцевості та вплив лісу, що примикає до просіки в зоні ураження.

Також встановлено [6], що руйнування трубопроводів з утворенням багатьох фрагментів (відносно незначних розмірів) відбувалось здебільшого на трубах виготовлених із сталі з недостатньо високим в'язкісними характеристиками (17 ГІС, 17ГІС-У). Саме із сталей цієї групи було побудовано більшість трубопроводів діаметром 1020 мм, на долю яких припадає найбільше число відмов і аварій.

В подальшому з переходом, переважно, до газопроводів з діаметром 1420 мм. вимоги до в'язкісних характеристик металу були значно підвищені

і, як наслідок, при аварійних руйнуваннях газопроводів Ду 1400 мм відбувається в основному або розвальцовка труб у межах траншей, або внаслідок утворення двох, трьох крупних фрагментів.

Таким чином, при проектуванні необхідно враховувати, що для трубопроводів Ду 700 – 1200 м (побудови 60 – 70 років) дальність розльоту металевих осколків може досягати 200 – 250 м, а для трубопроводів Ду 1420 мм (в основному із труб імпортного постачання або вітчизняних з підвищеними в'язкісними характеристиками) – у межах 150 м.

3.1.5 Прогнозування динамічних параметрів витіку газу при корозійних дефектах труб

Магістральні газопроводи можна розглядати як своєрідні посудини, що працюють під тиском.

Проаналізуємо і дослідимо витік газу при відмові магістрального газопроводу внаслідок корозійних дефектів.

Класичними дослідженнями в галузі вивчення витікання газів є теоретичні дослідження Сен-Венана і Вентцеля [56]. Ними одержано аналітичну залежність для масової витрати газу при його витіканні з резервуару під тиском. Встановлено, що при швидкостях газу, менших за швидкість розповсюдження звукової хвилі, має місце докритичне витікання, масова витрата яка безперервно зростає із збільшенням перепаду тисків. При досягненні швидкості газу звукової межі має місце критичне витікання, при якому масова витрата не залежить від перепаду тисків. Однак, це дослідження здійснене для умов ідеального адіабатичного процесу, до того ж нехтується значимістю гідравлічного опору потоку газу при витіканні. Як показує практика, розрахунки за класичною формулою Сен-Венана-Вентцеля дають суттєво завищені результати (в залежності від умов похибка становить до 50%). Тому нами здійснене дослідження з метою внесення корективів до вище зазначеної методики розрахунків.

Зміну параметрів газу при його витіканні з посуду, що працює під тиском можна описати системами рівнянь термодинаміки тіла із змінною масою [6], зокрема:

$$\begin{aligned} \frac{dp}{d\tau} &= \frac{k-1}{V} \left(\frac{dq}{d\tau} - i \cdot G \right); \\ \frac{dp}{d\rho} &= -\frac{k-1}{G} \left(\frac{dq}{d\tau} - i \cdot G \right), \end{aligned} \quad (3.8)$$

де P – тиск;

ρ – густина газу;

$$G \text{ – масова витрата: } \left(G = \mu f_0 B \frac{P}{\sqrt{T_q}}, B = \sqrt{K \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K+1}{K-1}} \frac{1}{R}} \right);$$

$$I \text{ – ентальпія газу: } \left(i = \frac{K}{K-1} R \cdot T_q \right);$$

V – об'єм посудини;

$$K \text{ – показник адіабати } K = \left(\frac{C_p}{C_v} \right);$$

μ – коефіцієнт витрати газу;

f_0 – загальна площа “отворів”.

При розв'язанні системи рівнянь (3.8) припускається, що інтенсивність зовнішнього теплообміну значно перевищує інтенсивність внутрішнього. Тобто температура стінок – T_w майже відповідає температурі навколишнього середовища – T_0 . Крім цього припускаємо, що внаслідок високої теплоємкості посудини швидкість змінювання температури газу T_q є набагато більшою швидкості зміни температури стінки, тобто $\frac{\partial T_q}{\partial \tau} \gg \frac{\partial T_w}{\partial \tau}$. Тоді тепловий потік від стінки посуду до газу дорівнюватиме: $\frac{dq}{d\tau} = \alpha_q F (T_0 - T_q)$, де $\alpha_q = f(\Delta T) = f(\tau)$ – коефіцієнт тепловіддачі; F – поверхня теплообміну.

Внутрішній теплообмін здійснюється за рахунок механізму вільної конвекції. Число Нуссельта – $N_{ug} = b \sqrt{R_a}$, де $R_a = G_r P_r$ – число Релея.

Тоді коефіцієнт теплопередачі – $\alpha_q = A \sqrt[3]{(T_0 - T_q)}$, звідси:

$$\frac{dq}{d\tau} = A \cdot F(T_0 - T_q)^{4/3} \quad (3.9).$$

Після лінеаризації ряду нелінійних функцій і інтегрування, а також використовуючи рівняння стану ідеального газу $\left(\frac{dp}{d\tau} = R\rho \frac{dT}{d\tau} + RT \frac{d\rho}{d\tau}\right)$ у роботі [57] одержано змінювання параметрів газу в посудині.

$$\frac{T_q}{T_0} = \frac{C}{C+R} \left[th^2 \left(N\tau + arth \sqrt{\frac{C}{C+R}} \right) \right]^{-1} \quad (3.10)$$

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left\{ Sh \left(N\tau + arth \sqrt{\frac{C}{C+R}} \right) \sqrt{\frac{R}{C}} \right\}^{-5} \quad (3.11)$$

$$\frac{P}{P_0} = \frac{C}{C+R} \left\{ \left[Sh \left(N\tau + arth \sqrt{\frac{C}{C+R}} \right) \sqrt{\frac{R}{C}} \right]^{-5} \cdot th^2 \left(N\tau + arth \sqrt{\frac{C}{C+R}} \right) \right\}^{-1} \quad (3.12)$$

і динаміку витоку газу:

$$G = \mu B f_0 P_0 \sqrt{\frac{C}{C+R}} \left\{ \left[Sh \left(N\tau + arth \sqrt{\frac{C}{C+R}} \right) \sqrt{\frac{R}{C}} \right]^{-5} \cdot th^2 \left(N\tau + arth \sqrt{\frac{C}{C+R}} \right) \right\}^{-1} \quad (3.13)$$

де:

$$N = (k-1) \sqrt{C(C+R)} \frac{\mu B f_0 \sqrt{T_0}}{2V}; \quad \delta = \frac{2R}{(R+C)(k-1)}; \quad C = \frac{1.01 A_0 \sqrt{T_0}}{\mu B \frac{f_0}{F}} \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1/3} \cong const$$

P_0, ρ_0, T_0 – початкові значення параметрів газу в посудині.

В інституті ВАТ “Укргазпроект” за участю автора дисертації, користуючись формулами 3.10 - 3.13, виконані розрахунки інтенсивності витоку метану з технологічних апаратів для прогнозування динаміки витоку газу метану при відмові запроектованого магістрального газопроводу Ананьїв – Ізмаїл. Одержана крива динаміки витоку з часом в залежності від тиску (рис. 3.4).

Вихідні дані для розрахунків:

Об’єм посудини, м³ – 500;

Початковий тиск, МПа – 0,8;

Початкова температура, К – 255

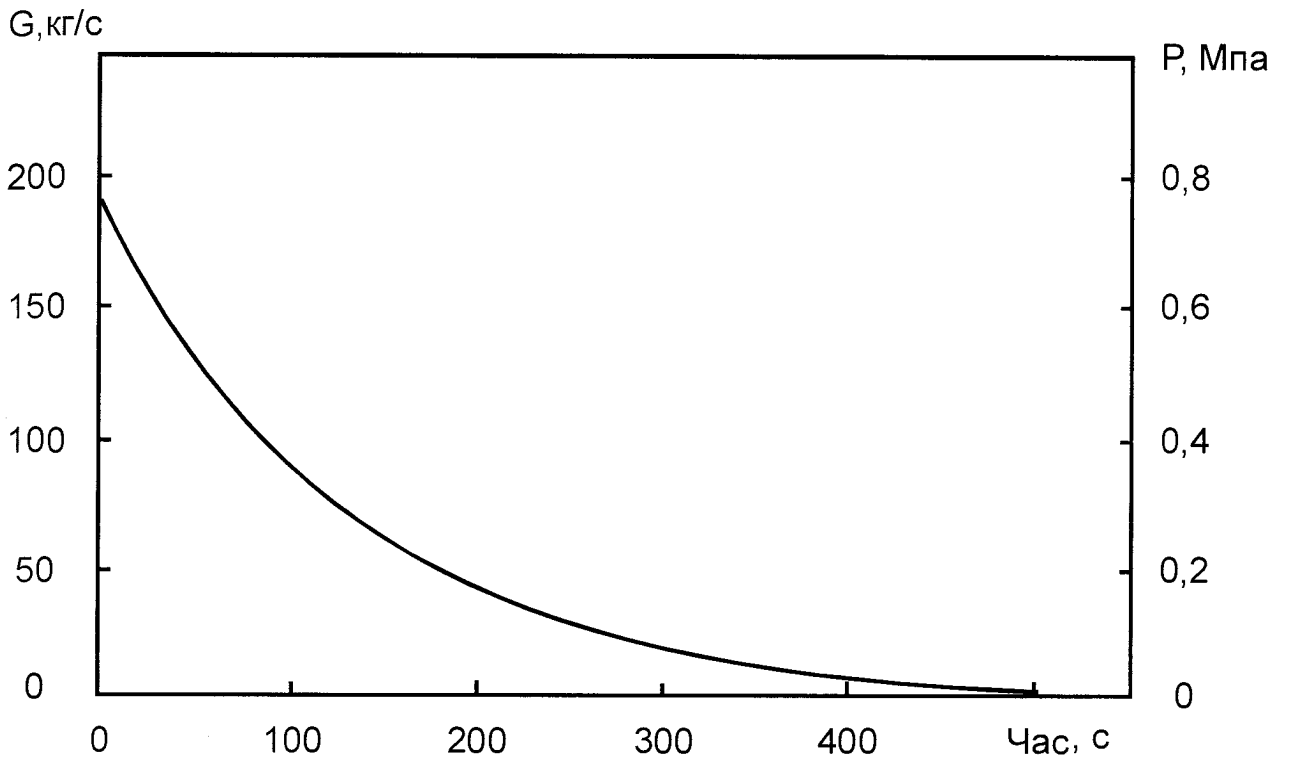


Рис. 3.4 Динаміка витоку газу (G) із технологічної посудини під тиском (P)

Загальна площа вихідних отворів, $m^2 - 0,015$

Коефіцієнт розходу – 0,8

Приблизні (для екстремальних випадків) витрати газу із магістральних газопроводів при корозійних дефектах можна розрахувати, користуючись формулою Сен – Венана і Вентцеля [56]:

Максимальне значення масової витрати:

$$Q_{m \max} = m \frac{\omega \cdot P_0}{\sqrt{T_0}}$$

$$\text{де } m = \sqrt{\frac{K}{R} \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K+1}{K-1}}}$$

K – показник адіабати, $K = 1,4$;

R – газова постійна, $R = 520 \frac{\text{Дж}}{\text{кг.град}}$;

P_0 – абсолютний тиск, $2,7 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \text{ Па}$;

T_0 – температура, $T_0 = 293 \text{ К}$;

ω - площа тріщини.

3.1.6 Прогнозування динамічних параметрів витоку газу при відмові трубопроводів на повний переріз

З аналізу експериментальних та теоретичних даних [49] випливає, що для інженерної оцінки масових витрат газу при розриві трубопроводу можна використати рівняння Белла [58], що має вигляд:

$$G(\tau) = \frac{\Gamma \cdot G_n}{1 + \eta} \cdot \exp\left(-\frac{\tau}{\eta \cdot \varepsilon}\right) + \eta \cdot \exp\left(-\frac{\tau}{\varepsilon}\right). \quad (3.14)$$

де G , G_n – відповідно поточна та початкова масова витрата газу у момент розриву труби, кг/с; τ - час, що минув з моменту розриву, с; Γ – фактор інерційної затримки ($\cong 0,5$); η - коефіцієнт збереження маси; ε - постійна часу, с.

Початкова масова витрата розраховується з припущення, що на місці розриву труби характер процесу витоку адіабатичний:

$$G_n = \frac{P_n \cdot A_p \cdot \sqrt{K}}{\sqrt{R \cdot \bar{Z}_{kp} \cdot T_n}} \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K-1}{2(K+1)}}; \quad (3.15)$$

де P_n – тиск газу в трубопроводі до розриву, Па;

A_p – площа поперечного перерізу труби, м²;

R – газова стала (Дж/кг К);

T_n – температура газу у трубопроводі до розриву, К;

\bar{Z}_{kp} – коефіцієнт стисливості газу на перерізі (виході).

Коефіцієнт збереження маси розраховується за формулою:

$$\eta = \frac{M_r}{\varepsilon \Gamma \cdot G_n}; \quad (3.16)$$

де M_r – загальна маса газу, що здатна витікати з ізолюваної секції трубопроводу.

Значення ε для постійного часу ґрунтується на припущенні про ізотермічний характер процесу руху газу, що має місце на значній частині довжини відсіченої секції трубопроводу:

$$\varepsilon = \frac{2L_0}{3a_0} \sqrt{\frac{K \cdot f_{Tp} \cdot L_0}{d_0}}; \quad (3.17)$$

де $a_0 = \sqrt{K \cdot R \cdot \bar{Z}_n \cdot T_n}$;

L_0 – довжина відсіченої ділянки трубопроводу, м;

a_0 – швидкість звуку в газі до розриву, м/с;

f_{Tp} – коефіцієнт тертя газу;

d_0 – внутрішній діаметр трубопроводу, м.

Загальна маса газу (M_r), яка може бути викинута при розриві трубопроводу до повного закриття запірної арматури, можна визначити за формулою:

$$M_r = \frac{L_{ef} \cdot A \cdot d_0}{R \cdot Z_H \cdot T_H}; \quad (3.18)$$

де Z_H – коефіцієнт стиснення газу до розриву при параметрах P_H , T_H ;

$L_{ef}=1,3 L_0$ – ефективна довжина ділянки трубопроводу, що враховує додаткову масу газу, що може бути викинута за час, який необхідний для повного закриття засувної арматури.

Слід врахувати, що область застосування співвідношення Белла обмежена випадком витoku газу від відсіченої ділянки трубопроводу і в інженерній практиці використовують формулу (3.18) в основному для розрахунку промислових газових мереж, де як показали експерименти, точність розрахунку значно підвищується у порівнянні з точністю розрахунку для магістральних газопроводів.

Для перевірки точності числових рішень американською компанією Southern GasCo [49] були здійснені натурні дослідження. Експеримент проводився на промисловому газопроводі довжиною 100 км і з внутрішнім діаметром 1420 мм. У середині газопроводу (від точки перерізу), через кожний кілометр споруджувались спостережні пункти на яких вимірялись поточні нестационарні значення розходу газу. Результати експериментальних даних наведені на рис 3.5 (крива – 1)

Для прогнозування масових витрат газу, за руйнування магістрального газопроводу на повний переріз, стосовно запроєктованого газопроводу Ананьїв – Ізмаїл, автором дисертації [59] використані диференційні рівняння нерозривності, руху та енергії газу [6].

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho g) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial \tau}(\rho g) + \frac{\partial}{\partial x}(P + \rho g^2) = -\lambda \frac{\rho g^2}{2d_0} \\ \frac{\partial}{\partial \tau} \left[\rho \left(e + \frac{g^2}{2} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho g \left(h + \frac{g^2}{2} \right) \right] = \frac{4\alpha}{d_0} (T_0 - T). \end{cases} \quad (3.19)$$

де ρ - густина газу;

τ – час;

g – середня швидкість газу по перерізу труби;

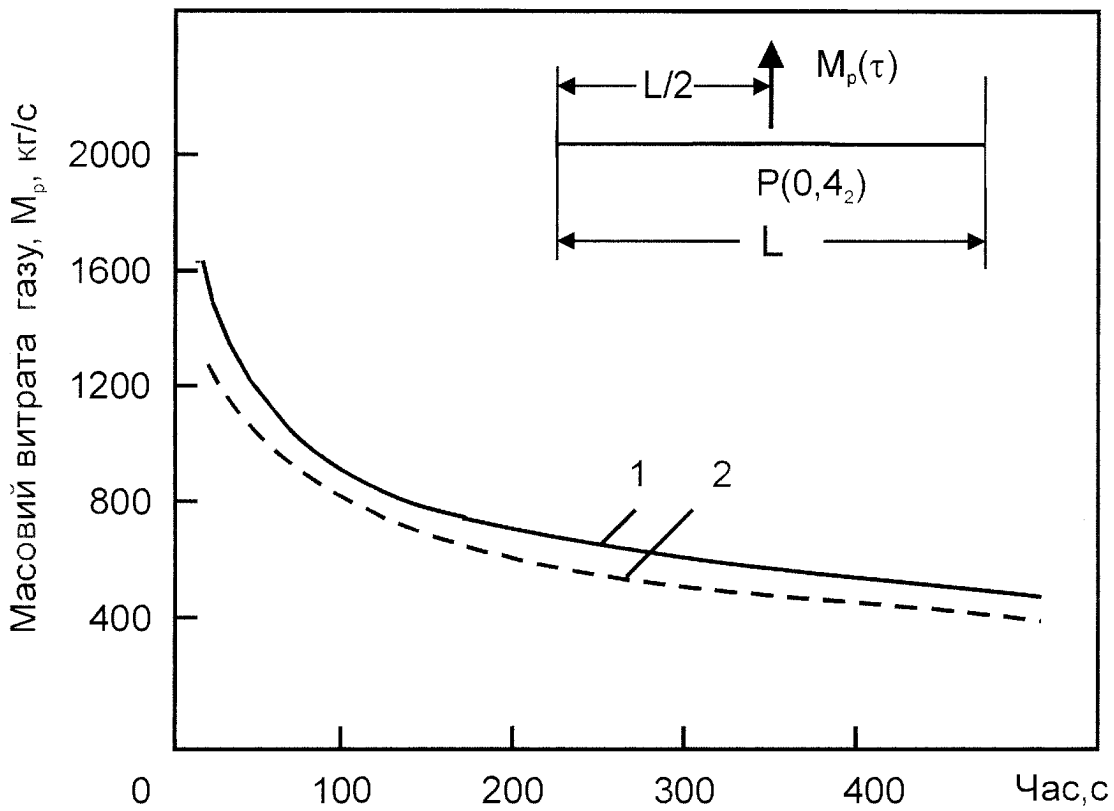


Рис. 3.5. Залежність масового розходу газу від часу
 1 - експериментальні значення,
 2 - розрахункові значення ВАТ "Укргазпроект"
 ($D_u = 1420$ мм; $L = 100$ км; $P_0(0,4_2) = 7,6$ МПа).

P – тиск;

e, h – відповідна питома внутрішня енергія та ентальпія;

d_0 – внутрішній діаметр труби;

α – коефіцієнт теплообміну з навколишнім середовищем;

T, T_0 – температура стінки труби і навколишнього середовища.

Відомі числові методи реалізації розглянутої системи рівнянь [6] вимагають великих витрат при розрахунках, пов'язаних з підготовкою вихідних даних до розрахунку. Тому для випадків прогнозування аварійних режимів газопроводів ці методи не придатні, оскільки не дозволяють знайти оперативне рішення для ліквідації розриву. Тому в дисертації запропонована методика спрощеної аналітично-числової реалізації задачі. При цьому прийнято наступні припущення:

- температура газу в трубопроводі не змінюється по довжині і в часі (квазіізотермічний режим). Це ґрунтується на апріорних уявленнях про рух газу в газопроводах. Якщо на початку газопроводу температура газу обмежена (використовується охолодження газу на КС), то на віддалі 20-25 м температура газу стабілізується на рівні температури ґрунту;

- густина газу впродовж дискретного відрізка часу не змінюється. Таке припущення обґрунтовується тим, що можна вибрати достатньо малий дискретний проміжок часу, коли зміна густини газу не буде суттєвою. Окрім того, запропонована методика має в основі адаптивний алгоритм, що дозволить зменшити похибку в розрахунках до наперед заданої величини.

На випадок граничних умов, коли автоматизовані системи перекриття не спрацюють та впродовж певного часу “працює” з підключеними компресорними станціями вверх і вниз від перерізу труби на повне січення, тоді приймаємо: $T=\text{const}$, $\rho=\text{const}$, $V=V(x)$, $p=p(x,t)$. Тоді система рівнянь 3.19 буде матиме вигляд:

$$\begin{cases} \rho \frac{\partial \vartheta}{\partial x} = 0 \\ \rho \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} + \frac{\partial \vartheta}{\partial x} + p \frac{\partial (\vartheta^2)}{\partial x} = -\lambda \frac{\rho \vartheta^2}{2d_0} \\ \frac{\partial \left(\frac{\vartheta^2}{2} \right)}{\partial \tau} + \rho h \frac{\partial \vartheta}{\partial x} + \rho \frac{\partial \left(\frac{\vartheta^3}{2} \right)}{\partial x} = \frac{4\alpha}{d_0} (T_0 - T). \end{cases} \quad (3.20)$$

або:

$$\begin{cases} \frac{\partial \vartheta}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} + \frac{1}{p} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x} = -\lambda \frac{\vartheta^2}{2d_0} \\ \vartheta \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} = \frac{4\alpha}{d_0} (T_0 - T). \end{cases} \quad (3.21)$$

або:

$$\begin{cases} \frac{\partial \vartheta}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} + \frac{1}{p} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{-\lambda}{2d_0} \vartheta^2 \\ \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} = \frac{4\alpha}{d_0} (T_0 - T) \cdot \frac{1}{\vartheta}. \end{cases} \quad (3.22)$$

Введено позначення $-\frac{\lambda}{2d_0} = \alpha = const$; $\frac{4\alpha}{d_0} (T_0 - T) = b = const$

Тоді:

$$\begin{cases} \frac{\partial \vartheta}{\partial x} = 0 \\ \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} + \frac{1}{p} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x} = \alpha \vartheta^2 \\ \frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} = \frac{b}{\vartheta}. \end{cases} \quad (3.23)$$

де $\vartheta = c_1(t)$ – довільна функція від t .

Після введення останнього рівняння системи (3.23) у друге одержимо

$$\frac{\partial p}{\partial x} = p \left(\alpha \vartheta^2 - \frac{b}{\vartheta} \right). \quad (3.24)$$

Проінтегруємо рівняння (3.24)

$$p = \int \left(\alpha \rho \vartheta^2 - \frac{b\rho}{g} \right) dx + c_2(t) = \left(\alpha \rho \vartheta^2 - \frac{b\rho}{g} \right) x + c_2(t), \quad (3.25)$$

де $c_2(t)$ – стала інтегрування, як функція від t . Таким чином, маємо: $\vartheta = c_1(t)$

$$p = \frac{\alpha \rho \vartheta^2 - b\rho}{g} x + c_2(t). \quad (3.26)$$

Щоб визначити довільні функції $c_1(t)$ і $c_2(t)$, необхідні початкові та граничні умови:

певна кількість значень ϑ та p при різних значеннях t , наприклад, через 20, 100, 200, 300, 400 секунд.

Масова витрата газу за 1 с. у певному перерізі становитиме:

$M_p = \vartheta \cdot S_p \cdot \rho$, де ϑ – швидкість газу; S_p – площа поперечного, m^2 перерізу труби. Тут $M_p = f(t)$ – функція від t . Шукаємо функцію для M_p у вигляді: $M_p = 100/y$, де y багаточлен який будуємо по точках з експериментальної кривої – 1 (див. рис. 3.5). Отже, маємо:

T, с	20	100	200	300	400
У	0,08	0,125	0,156	0,182	0,222

тобто багаточлен можна побудувати 4-го степеня:

$y = at^4 + bt^3 + ct^2 + dt + l$, а невідомі коефіцієнти знайдемо із системи рівняння з 5-ма невідомими:

$$\begin{cases}
 t = 20 & 16 \cdot 10^4 a + 8 \cdot 10^3 b + 4 \cdot 10^2 c + 20 \cdot d + L = 0,08 \\
 t = 100 & 10^8 a + 10^6 b + 10^4 c + 10^2 d + L = 0,125 \\
 t = 200 & 16 \cdot 10^8 a + 8 \cdot 10^6 b + 4 \cdot 10^4 c + 2 \cdot 10^2 d + L = 0,156 \\
 t = 300 & 80 \cdot 10^8 a + 27 \cdot 10^6 b + 9 \cdot 10^4 c + 3 \cdot 10^2 d + L = 0,182 \\
 t = 400 & 256 \cdot 10^8 a + 64 \cdot 10^6 b + 16 \cdot 10^4 c + 4 \cdot 10^2 d + L = 0,222
 \end{cases} \quad (3.27)$$

наведена система розв'язана на ЕОМ за допомогою програми "Mathacad".

Розв'язок:

$$\begin{aligned}
 a &= -2,5010442 \cdot 10^{-12} \\
 b &= 5,66771094 \cdot 10^{-9} \\
 c &= -0,000003 \\
 d &= 0,0008584 \\
 L &= 0,0639975
 \end{aligned}
 \tag{3.28}$$

Отже маємо:

$$g = \frac{M_p}{S_p \cdot \rho} = \frac{100}{S_p \cdot \rho} \cdot \frac{1}{y} = C_1(t) \tag{3.29}$$

а масовий розхід газу при руйнуванні газопроводу на повний переріз буде дорівнювати:

$$M_p = \frac{100}{at^4 + bt^3 + ct^2 + dt + L} \tag{3.30}$$

Таким чином, задаючи різними значеннями часу t , підставляючи визначені коефіцієнти рівняння (3.30), можна їх використати для прогнозування витоку газу із трубопроводу. Достовірність розв'язку перевіряється шляхом зіставлень експериментальних даних (див. рис 3.5, крива – 1) з розрахунковими (крива – 2). Одержуємо висновок, що криві ідентичні, що характеризує сходиність результатів (похибка: 0,09 – 0,11).

Для визначення дозвільної функції $C_2(t)$ використовуються експериментальні дані наведені у роботі [6], стор. 47, рис 7, а саме: падіння тиску при відмові газопроводу $D_y = 1420$ мм з часом; дані представлено у вигляді таблиці:

T	0,1	2	3
P_0 , Мпа	7,6	7,5	7,4

При початковому значенні тиску 7,6 МПа, у газопроводі залежність $P=P(t)$ являтиме собою пряму, яка проходить через дві точки з координатами: (1; 7,6) та (3; 7,4). Рівняння прямої буде мати такий вигляд:

$$\frac{P-7,6}{7,4-7,6} = \frac{t-1}{3-1} \Rightarrow \frac{P-7,6}{-2} = \frac{t-1}{2} \Rightarrow P = 7,7 - t \text{ при } t \geq 1 \tag{3.31}$$

Відмітимо, що вираз $\frac{t-1}{2}$ є безрозмірною величиною. Позначимо її через K ,

$$\text{тобто } \frac{P-7,6}{-2} = K \Rightarrow P = 7,6 - 2K.$$

$$\text{Тоді довільна функції } C_2(t) = 7,7 - 2K \quad (3.32)$$

Підставляючи значення даної функції у рівняння (3.26), одержимо рівняння для прогнозування змінювання тиску з часом:

$$P = \frac{\alpha \rho g^2 - b \rho}{g} x + (7,6 - 2K) \quad (3.33)$$

Отже, користуючись формулами (3,29, 3,30, 3,33) можна змоделювати зміну параметрів витоку газу при відмові газопроводу. Дану модель було використано при проектуванні газопроводу Ананьїв-Ізмаїл.

ВИСНОВКИ з розділу:

1 Потенційними небезпеками при відмові магістральних газопроводів є:

- утворення ударної хвилі;
- термічний вплив при загорянні газу;
- токсичне забруднення атмосферного повітря;
- створення пожежно – вибухової небезпеки у житлових, робочих приміщеннях при припливі в них газу;
- механічний вплив.

2 Основною небезпекою для довкілля при відмові магістральних газопроводів є термічний вплив. Характер горіння газу і масштаби його впливу на довкілля залежить від багатьох факторів: робочого тиску і діаметра газопроводу, густини ґрунту засипки труб, взаємного положення кінців труб, що регулює поле газодинамічного витоку. За даними багатьох досліджень встановлено, що приблизно у половині випадків аварійного руйнування магістральних газопроводів загоряння газу відбувається безпосередньо на місці його витоку.

3 Магістральні газопроводи можна розглядати як своєрідні посудини, що працюють під тиском. Автором дисертації, використанням аналітичних

залежностей, виконані розрахунки інтенсивності витоку метану з технічних апаратів при корозійних пошкодженнях, які можна ефективно використовувати при прогнозуванні за умов відмови запроектованого магістрального газопроводу Ананьїв – Ізмаїл. Одержані дані залежності витоку газу від тиску.

4 Для прогнозування динамічних параметрів витоку газу за відмови магістральних газопроводів на повний переріз запроектованого газопроводу Ананьїв – Ізмаїл розроблена математична модель. Користуючись нею можна зпрогнозувати масові витрати газу та падіння тиску з часом.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДИЧНИХ ОСНОВ ДОПУСТИМОГО РИЗИКУ ПРИ
ПРОЕКТУВАННІ ТРУБОПРОВОДІВ ШИРОКОФРАКЦІЙНИХ ЛЕГКИХ
ВУГЛЕВОДНІВ (Ш Ф Л В)

4.1 Аналіз властивостей зріджених вуглеводів при відмові продуктопроводів

Широкофракційні легкі вуглеводні є продуктом з підвищеною пожежновибуховонебезпекою являють небезпеку для довкілля та людей. Дослідженню властивостей ШФЛВ та процесам впливу присвячені роботи [60 – 75].

ШФЛВ за своїм компонентним складом є однорідною сумішю вуглеводнів гомологічного ряду метану. Продукт є термодинамічною нестабільною рідиною, що містить у своєму складі більше 85 % різних компонентів, які киплять і випаровуються повністю при атмосферному тиску і температурі вищою 273 К.

Для розрахунку термодинамічних і теплофізичних властивостей ШФЛВ ВНДІГАЗом розроблена спеціальна методика [60, 61], яка ґрунтується на використанні наступної модифікації рівня стану Редліха – Квонга:

$$P = \frac{R \cdot T}{V - b} - \frac{R \cdot T \cdot b \cdot d}{V(V + b)}, \quad (4.1)$$

де T , P – температура і тиск;

V – мольний об'єм;

b , d – коефіцієнти, що залежать від компонентного складу суміші;

R – універсальна постійна.

Результати розрахунків наведені у таблиці 4.1. При розгерметизації трубопроводу і вкиду ШФЛВ у навколишнє середовище механізм його пароутворення містить дві стадії:

Розрахунковий склад суміші (мольні долі)

Етан (3) – 0,0251; пропан (4) – 0,4953; ізо – бутан (5) – 0,087; н – бутан (6) – 0,234;

ізо – пентан(7) – 0,0368; н – пентан (8) – 0,00895; октан (9) – 0,0322

Теплота згоряння при $T = 20^{\circ}\text{C}$ і $P = 101,3$ кПа; 104,4 Мдж/м³ або 11662,2 ккал/кг;Густина газу при цих же умовах - 2,14 кг/м³. Молекулярна маса суміші – 53,14

№ вар.	P, кг/см ²	T, К	Теплоємність, кДж/км К	Густина, кг/м ³	Питома ентальпія кДж/км	Питома ентропія кДж/км К	Теплопровід-ність Вт/м К	В'язкість Па.сек	Масова доля
1	5,0	283,0	2,39	570,80	-4231,93	174,79	.1105	.15859E-03	однофаз
2	10,0	283,0	2,39	571,83	-4214,64	174,67	.1109	.16062E-03	однофаз
3	25,0	283,0	2,39	574,90	-4162,73	174,33	.1122	.16640E-03	однофаз
4	45,0	283,0	2,34	578,70	-4087,53	173,91	.1113	.17482E-03	однофаз
5	65,0	283,0	2,34	582,21	-4006,18	173,51	.1128	.18358E-03	однофаз

- біля 25% рідини випаровується “миттєво” за рахунок ізоентальпійного розширення (зменшення тиску від робочого до атмосферного) з одночасним зниженням температури ШФЛВ до мінус 30⁰С;
- подальший витік рідини під тиском із пошкодженої труби призводить до розмиву ґрунту в траншеї і розтікання ШФЛВ по земній поверхні, що впливає безпосередньо на інтенсивність кипіння вуглеводнів за рахунок теплоприпливу від ґрунтів зі сторони атмосфери.

Кипіння ШФЛУ на поверхні ґрунту має виражений нестационарний характер і залежить перш за все від вологості ґрунту та величини інфільтрації (рис. 4.1).

Внаслідок інтенсивного кипіння ШФЛВ, радіуси його розтікання по поверхні відносно невеликі і не перевищують 35 ÷ 50 м у літній період року і 50 ÷ 70 м у зимовий період для всього спектру витоку, що досліджувались від 20 до 600 кг/с [68]. Максимальні значення інтенсивності з поверхні землі змінюються від 20 до 450 кг/с (рис 4.2.).

Масштаби розповсюдження вибуховопожежнебезпечної хмари у навколишньому середовищі залежать від великого числа взаємопов'язаних факторів, серед яких найбільш вагомими є:

- інтенсивність і тривалість витоку ШФЛВ із трубопроводу під тиском;
- метеорологічні характеристики (швидкість вітру, клас стійкості атмосфери):
- частота розміщення і надійність спрацьовування лінійної арматури.

У випадку запалювання пропан – бутанової хмари від зовнішнього джерела його загоряння у відкритому просторі відбуватись лише тільки в режимі дефлаграції з швидкостями у діапазоні від 50 ÷ 80 м/с до 250 – 270 мм/с та формуванням повітряних хвиль надлишкового тиску 0,2 – 0,3 бар і 0,8 – 0,9 бар відповідно. Як засвідчують результати розслідування характерних промислових аварій, основним уражаючим фактором для людей

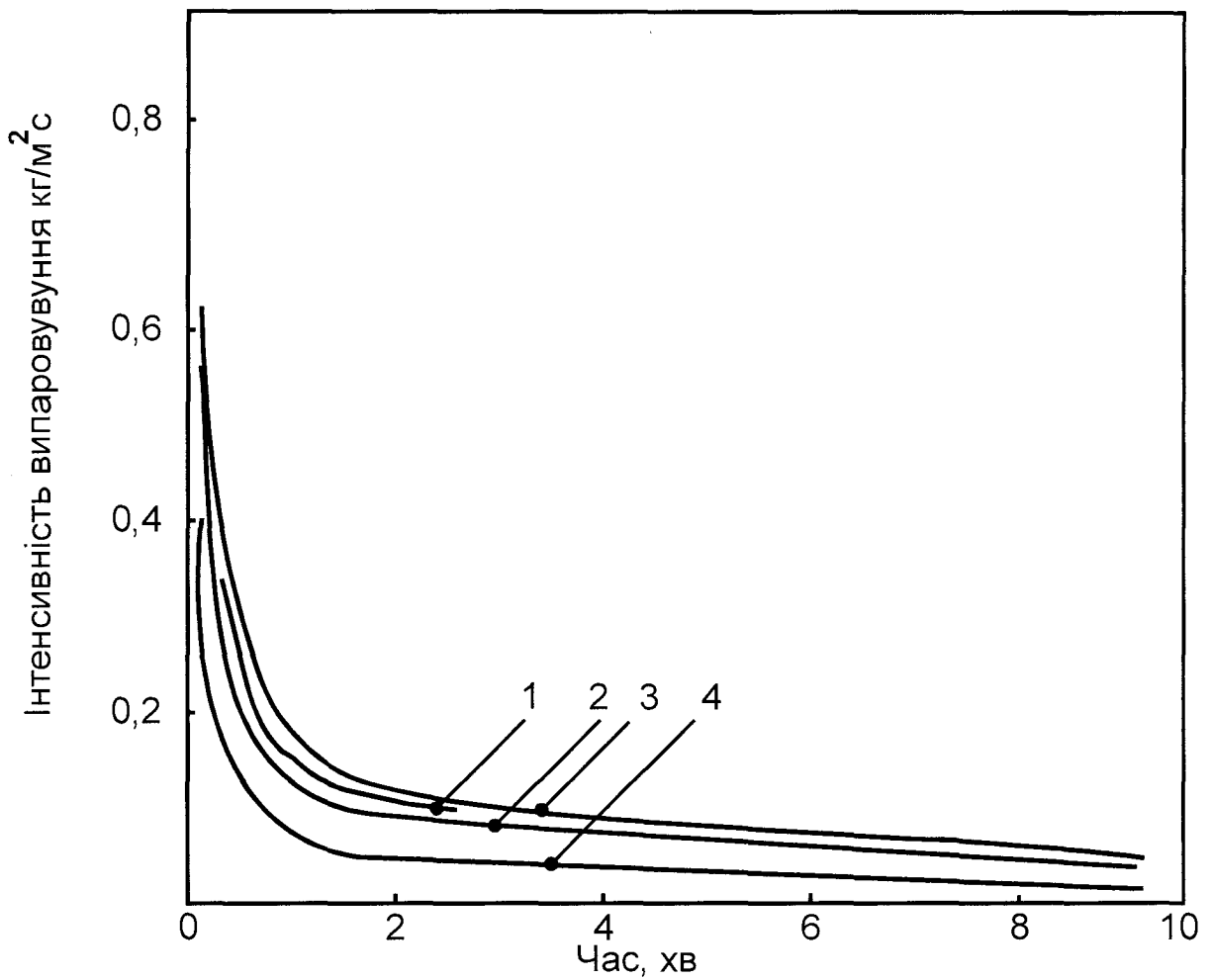


Рис. 4.1. Питома інтенсивність випаровування ШФЛВ при кипінні на поверхні ґрунту; літо:
 1 - суглинок вологістю 20 %;
 2 - торф вологістю 80 %;
 3 - пісок вологістю 15 %;
 4 - зимою

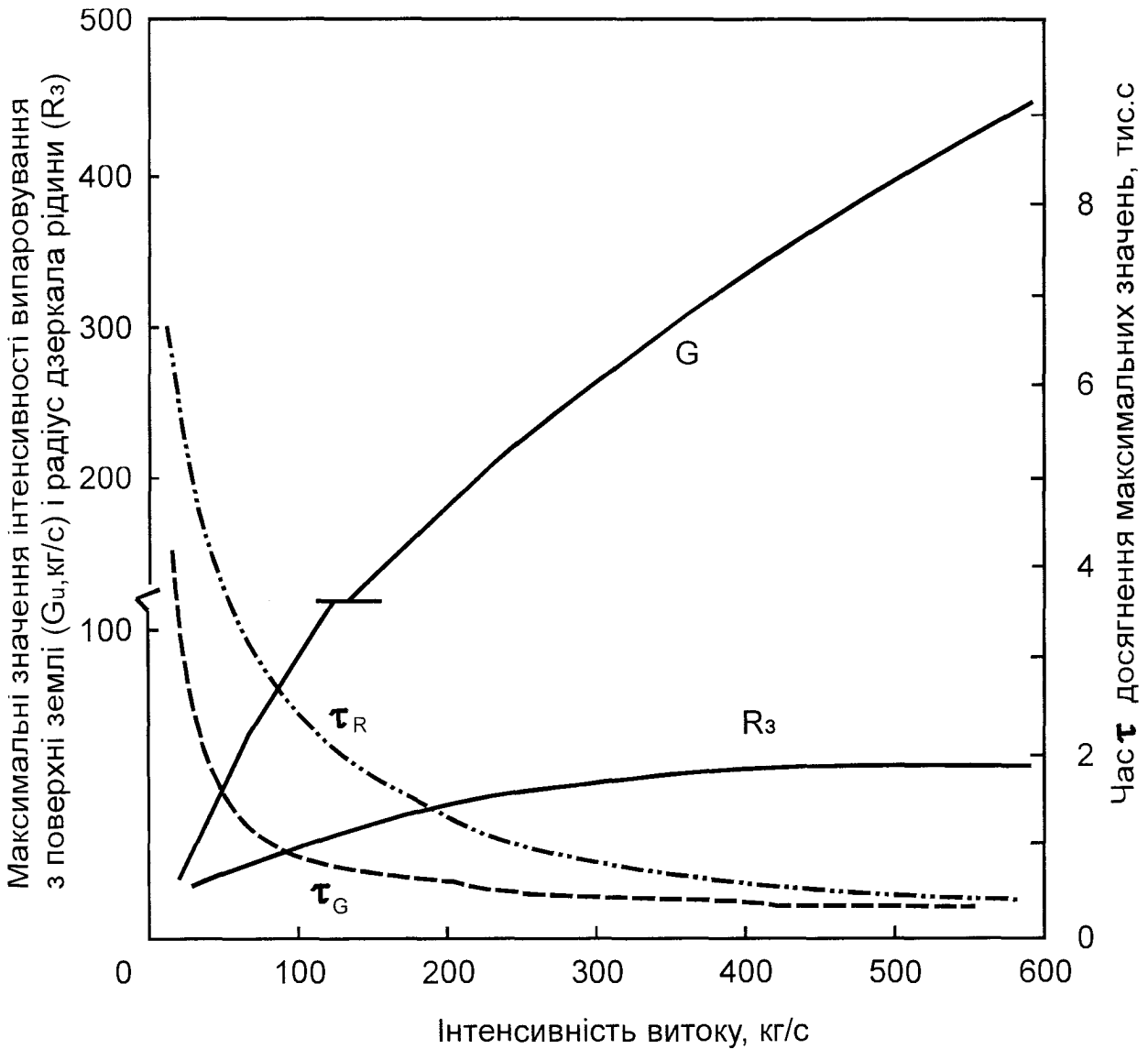


Рис. 4.2. Вплив інтенсивності витоку ШФЛВ із трубопроводу на абсолютні величини і час досягнення максимальних значень радіусу їх розлиття та інтенсивність випаровування (діаметр трубопроводу, $D_u = 400$ м, довжина ділянки трубопроводу, $L = 5$ км) [68].

при цьому є термічний вплив, токсичне ураження шкіряного покриву і органів дихання.

4.2 Методичні основи проведення аналізу та визначення ризику безпеки від лінійних джерел (продуктопроводів ШФЛВ)

При експлуатації продуктопроводів, нафтогазопроводів виникають непередбачувані аварії.

У проектних рішеннях ймовірність цих аварій, які об'єднані з можливими негативними наслідками, носять назву ризику. Ризик необхідний для вироблення оптимальної стратегії із забезпечення безпеки людей і охорони навколишнього середовища, тобто розрахунок і аналіз ризику є тим методичним інструментом за допомогою якого потенційна небезпека може бути оцінена кількісно [73, 74].

У багатьох випадках цей інструмент є за суттю єдиною можливістю досліджувати складні питання безпеки.

Слід відзначити, що в розвинутих країнах Європи та США ще на початку 80-х років минулого століття розроблена наукова методична база для кількісної оцінки і аналізу ризику для різних промислових підприємств [75, 76]. У Росії у 1994 році прийнятий Федеральний закон “О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера”. Цим законом адміністративні органи забор'язані інформувати населення про всі ризики, пов'язані з техногенною діяльністю у регіонах, а також розробити комплекс заходів спрямованих на забезпечення безпеки.

В Україні проблемам оцінки ризику в різних галузях не приділяється достатньої уваги [77].

Автором дисертації (ВАТ “Укргазпроект, м. Київ), на основі зарубіжних досліджень, разом з спеціалістами (ВАТ “Гіпротрубопровід”, м. Москва) розроблені методичні засади аналізу ризику від продуктопроводу

ШФЛВ із Сургута у центральні області Росії (додат. А). При аналізі ризику приймалася “смуга відчуження” - ± 3 км. У зоні ризику виявилися:

- більше 400 населених пунктів загальною чисельністю біля 170 тис. людей;
- 300 автомобільних доріг;
- 24 залізничні перетини траси трубопроводу;
- 500 км сильно обводнених ділянок і річних заплав.

Окрім того, враховувалося та обставина, що траса загальною протяжністю біля 3000 км пролягає територією з істотно відмінними інженерно – геологічними та природно – кліматичними особливостями.

Враховуючи, що аналіз ризику проводиться в основному для ділянок траси наближених до місць активної господарської діяльності і постійного проживання людей, з підвищеним впливом “фактору людської діяльності”, значенням середньостатистичної частини аварій обрано 0,3 аварій на 1000 км траси.

Для аналізу ризику від лінійних джерел, якими є магістральні продуктопроводи необхідно було здійснити:

- ранжування траси за частотою виникнення крупних аварійних відмов трубопроводів, в основному зі значними витокami;
- обґрунтування сценаріїв розвитку аварій у залежності від розмірів вибухонебезпечної вуглеводневої хмари і параметрів навколишнього середовища;
- аналіз інфраструктури регіону стосовно розміщень типів потенційних джерел загоряння хмари;
- аналіз розміщення суб’єктів ризику (населення) та територій регіону.

Специфіка аналізу ризику від лінійних джерел небезпеки відрізняється від аналізу ризику точкових джерел небезпеки. Тому у дисертації розглянуто методичні аспекти цієї проблеми більш докладно.

Для точкових джерел небезпеки частота виникнення аварій розглядається, як правило, за певний проміжок часу, наприклад за рік.

Водночас, для лінійних джерел небезпеки розрахунок частоти аварій (λ) проводиться як за одиницю часу, так і на одиницю довжини трубопроводу (dy), зокрема величина ризику P буде дорівнювати:

$$P = \lambda \cdot dy \quad (4.1)$$

В подальшому на обраній ділянці для кожного сценарію розвитку аварій для всього спектру витоків розраховується вірогідність досягнення вибухонебезпечною хмарою різних точок території з урахуванням реальної метеорології регіону впродовж року.

Припустимо, що максимальний розмір вуглеводневої хмари у довжину характеризується як r_{\max} . Тоді щоб визначити сумарну ймовірність захоплення хмарою точки D , необхідно проінтегрувати цю ймовірність по довжині L_a (рис. 4.3 А, точка Д)

$$R_M(D) = \int_{l_a} \lambda \cdot dy = \lambda \cdot L_a \quad (4.2)$$

При цьому точка D міститься на відстані x від осі трубопровода. Чим ближче точка до осі трубопровода, тим більше буде ділянка інтегрування (рис. 4.3 А, точка С).

Для найпростішого випадку симетричного поля дії джерела характерний розмір L виражається функцією:

$$L(x) = 2r_j \sqrt{1 - \left(\frac{x}{r_j}\right)^2} \quad (4.3)$$

Параметр L за змістом слід розуміти як “характеричний розмір” (кратну довжину) лінійного джерела, яка будучи помноженою на λ (частоту аварій на одиницю довжини, за одиницю часу), дасть вірогідність досягнення вуглеводневою хмарою певних розмірів, точок на віддалі x від трубопроводу (або вірогідність $R_{m_k}(x)$ попадання цих точок території у зону пожежної небезпеки).

Оскільки для кожного відрізка траси розглядається скінчене число K комбінацій метеопараметрів: швидкість вітру, клас стійкості атмосфери,

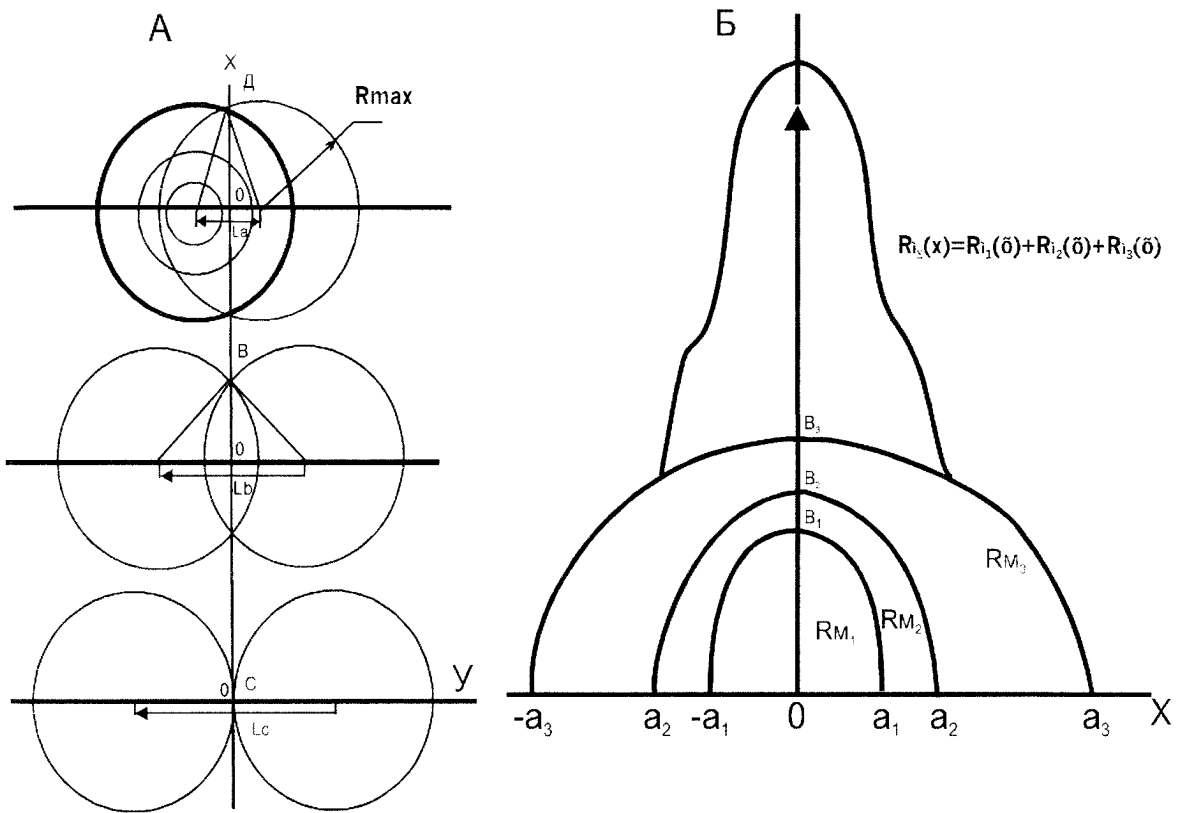


Рис. 4.3. А - до розрахунку характеристичної довжини $L(x)$;

Б - крива залежності появи потенційної небезпеки у точці на певній відстані від осі трубопроводу;

$R_{m_1}, R_{m_2}, R_{m_3}$, - криві для зон потенційної небезпеки, що відповідають конкретним змінам параметрів;

R_{m_2} - крива сумарної вірогідності появи потенційної небезпеки в точці, що враховує всі можливі зміни метеопараметрів;

$a, 0$ - відповідні півосі еліпсів.

кожній із яких відповідає своя зона потенціальної небезпеки з певними вимірами, то підсумкову ймовірність появи небезпеки в точці на відстані x від трубопровода можна знайти як суму ймовірностей $R_{M_k}(x)$:

$$R_M(x) = \sum_1^k R_{M_k}(x) = \sum_1^k \lambda \cdot P_k \cdot 2r_k \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{x}{r_k}\right)^2}, \quad (4.4)$$

де r_k – максимальний розмір K -ї хмари (зони небезпеки), км.

P_k – ймовірність реалізації K -го виду метеопараметрів $\left[\frac{1}{\text{рік}}\right]$;

λ – питома відносна частота виникнення аварій $\left[\frac{1}{\text{рік, км}}\right]$;

x – відстань від трубопровода [км].

Побудуємо графік функції $R_M(x)$. Розглянемо для будь-якого K ймовірність $R_{M_k}(x)$:

$$R_{M_k}(x) = \lambda P_k \cdot 2r_k \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{x}{r_k}\right)^2}, \quad (4.5)$$

де x – аргумент; λ, P_k, r_k – константи.

Піднесемо вираз (4.5) до квадрату:

$$\left(\frac{R_{M_k}(x)}{2\lambda P_k r_k} = \sqrt{1 - \left(\frac{x}{r_k}\right)^2}\right)^2,$$

Одержимо:

$$\frac{R_{M_k}^2(x)}{(2\lambda P_k r_k)^2} = 1 - \left(\frac{x}{r_k}\right)^2 \Rightarrow \frac{x^2}{r_k^2} + \frac{R_{M_k}^2(x)}{(2\lambda P_k r_k)^2} = 1, \quad (4.6)$$

тобто одержали рівняння еліпса з півосями $a = r_k; b = 2r_k$

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{R_{M_k}^2(x)}{b^2} = 1 \quad (4.7)$$

Отже, для кожного значення K будуть свої r_k , R_k , і, відповідно, свій еліпс (див. рис. 4.3, Б). Тут $R_M(x)$ – ймовірність появи потенційної небезпеки у певній точці на відстані x від осі трубопроводу.

$$K = \begin{cases} K, \text{ якщо } a_1 = r_1; & b_1 = 2\lambda P_1 r_1 \\ K, \text{ якщо } a_2 = r_2; & b_2 = 2\lambda P_2 r_2 \end{cases} \quad (4.8)$$

Вигляд перерізу $L(x)$ – зведеної довжини лінійного джерела небезпеки для випадку симетричної рози вітрів, поданий на рис.4.4 (крива 1), а у випадку впливу вітру $L(x)$ є несиметричний (криві 2, 3).

Якщо у межах виділеної ділянки значення частоти появи аварії і масштабів витоків не змінюються, то ізолінії функції $R_M(x,y)$ являють собою прямі лінії, паралельні осі трубопроводу, тобто осі ou (рис.4.5).

На масштабність розповсюдження вуглеводної хмари на певні об'єкти, території вирішальну роль відіграють метеорологічні умови, власне напрям і швидкість вітру.

Якщо роза вітрів має симетричний вигляд, то ізолінії функцій ймовірності досягнення хмарою певної території будуть також симетричними, і їх можна представити у вигляді концентричних кіл ($R_M(x,y) = M_M(r_j)$):

У реальних умовах для одержання істинних ізоліній функцій ймовірності захоплення території хмарою необхідно врахувати частоту реалізації вітру з певною швидкістю і за певним напрямком, тобто по M – румбовій схемі і по L – градаціям швидкості вітру (табл.4.2)

Кожна градація швидкості вітру характеризується, в свою чергу, певною ймовірністю реалізації кожного із шести можливих класів стійкості атмосфери за Паскуїллу в залежності від градієнта температури (табл. 4.3, 4.4).

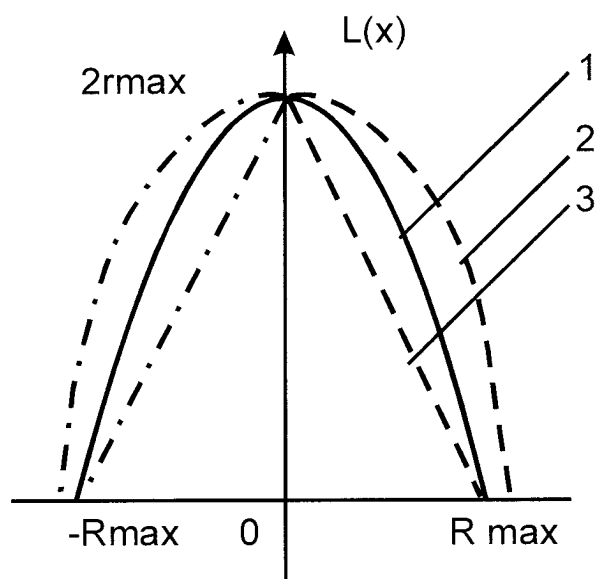
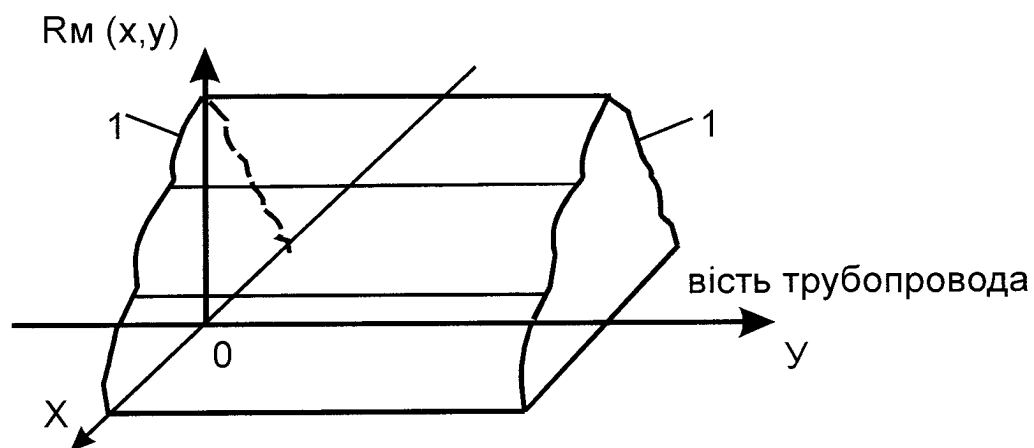


Рис. 4.4. Вплив рози вітрів на вигляд функцій $L(x)$
 1 - без впливу вітру;
 2,3 - з впливом вітру.



Таблиця 4.2 –

Відносна повторність (%) швидкості і напрямку вітру в річному розрізі
(район Башкортостану)

9, м/с	Π_n	$\Pi_n C_x$	C_x	$\Pi_d C_x$	Π_d	$\Pi_d Z_x$	Z_x	$\Pi_n Z_x$	Σ
Штиль									2.75
1÷2	0.79	0.83	0.95	1.04	0.60	0.73	0.78	0.61	6.33
2÷3	2.68	3.08	3.57	3.98	2.32	2.71	2.79	2.13	23.26
4÷5	3.18	3.65	4.23	4.71	2.75	3.20	3.30	2.52	27.53
6÷7	2.41	2.16	3.00	3.28	1.90	2.28	2.40	1.87	19.76
8÷9	1.86	1.77	2.00	2.12	1.21	1.54	1.71	1.38	13.59
10÷11	0.80	0.66	0.73	0.73	0.41	0.57	0.67	0.56	5.13
12÷13	0.50	0.38	0.41	0.40	0.22	0.32	0.39	0.34	2.96
14÷15	0.18	0.12	0.12	0.11	0.06	0.10	0.13	0.12	0.93
16÷17	0.06	0.04	0.04	0.03	0.02	0.03	0.04	0.04	0.30
18÷20	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.02	0.13
21÷24	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.03
	21.49	13.16	15.07	16.42	9.49	11.50	12.24	9.58	100.0

Таблиця 4.3 –

Кореляція стану стійкості атмосфери за Паскуїллу з вертикальним
градієнтом температури $\Delta T/\Delta Z$

Градiєнт температури $\Delta T/\Delta Z$	Клас стійкості
< 1.9 конвенція	А – сильна конвенція
-1.9÷-1.7	В – конвенція
-1.7÷-1.5	С – помірна конвенція
-1.5÷0.5	Д – нейтральний
-0.5÷1.5	Е – інверсія
-1.5÷-4.0	Ф – сильна інверсія

Таблиця 4.4 –

Повторність (%) класів стійкості при заданій швидкості вітру на рівні
9 м. від поверхні

Клас стійкості; швидкість вітру, м/с	I	II	III	IV	V	VI	I	II	III	IV	V	VI
	A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
0 – 1	1.4	7.0	29.8	23.7	4.0	34.1	0.0	0.1	5.3	17.2	20.8	56.6
2 – 3	3.2	10.5	36.5	28.7	3.8	17.3	0.0	0.0	5.8	23.0	26.0	45.2
4 – 5	2.2	12.4	39.6	31.0	3.7	11.1	0.0	0.1	6.4	26.0	28.1	39.4
6 – 7	4.3	11.9	39.4	31.5	3.4	9.5	0.1	0.2	6.7	27.3	29.0	36.7
8 – 10	4.3	12.2	40.4	32.8	3.7	6.6	0.0	0.2	5.9	26.0	27.2	49.7

На рис.4.6, за даними [72], показано вплив метеорологічних характеристик атмосфери на протяжність зони потенційної небезпеки.

Бачимо, що при спектрах витоку ШФЛВ 300 кг/с, при руйнуванні трубопроводу на повний переріз і у випадку впливу несприятливих характеристик атмосфери (клас F, швидкість вітру – 2 м/с, максимальна протяжність вуглеводневої хмари не перевищують 2,0 – 2,2 км.

Після систематизації метеопараметрів за L швидкостями вітру і шести класах стійкості атмосфери можна розрахувати для $6 \times L$ варіантів розподіл концентрації за характерними напрямками (8 румбів)

Враховуючи вищенаведене на картографічній основі певного масштабу будуємо прогнозні поля ризику ($R_{\Sigma}(x,y)$), що характеризує інтегральну залежність негативної дії продуктопроводів з вірогідністю 1; остання перебуває у конкретній точці простору у момент реалізації аварійного процесу.

Наявність таких карт для кожного із розглянутих сценаріїв аварії і об'єктів дозволяє визначити шкоду нанесену відмовою продуктопроводів та

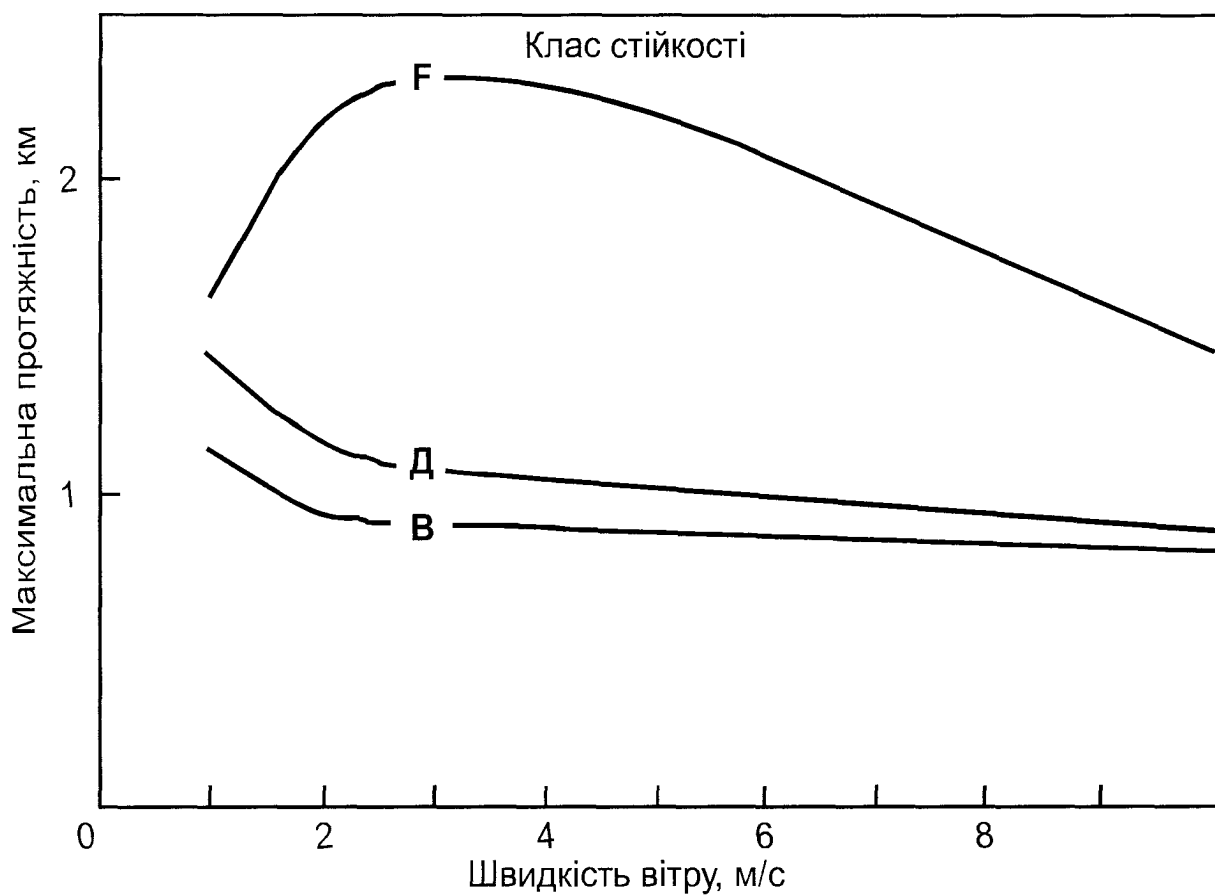


Рис. 4.6. Вплив метеорологічних характеристик атмосфери на протяжність зони потенційної небезпеки ($G = 300$ кг/с; $D_y = 400$ мм; $\Delta L = 5$ км).

визначити пріоритетність вирішення проблем щодо пониження ризику до достовірного рівня за рахунок певних технічних організаційних заходів.

4.2.1. Аналіз та визначення ризику небезпеки при відмові магістральних продуктопроводів ШФЛВ у населених пунктах

Для одержання поля ризику $R(x,y)$, як було зазначено вище, слід помножити поля потенційної небезпеки (характеристика наслідків при аваріях) на частоту виникнення аварій. Оскільки досягнення вуглеводною хмарою точки у просторі ще не означає виникнення негативних наслідків, то тут слід враховувати взаємодію цієї хмари з розподілом по території джерел запалювання.

На випадок лінійного розміщення джерел запалювання горючої суміші вздовж напрямку її руху істинна ймовірність P загоряння буде визначатися залежністю [6]:

$$P = P^x \cdot n \cdot \prod_{i=1}^{n-1} (1 - P_i^x) \quad (4.9)$$

де P_i^x - задана (вихідна) ймовірність запалювання хмари горючої суміші від i -го джерела у даній точці;

n_i - джерело запалювання і його номер запалювання в напрямку руху хмари горючої суміші.

Вихідна ймовірність запалювання хмари від енергетичного джерела визначається експериментом.

Так, відкриті джерела вогню (печі, факели, зварювання і ін.) мають вірогідність запалювання, що дорівнює 1.

Для випадку дозвільного розподілу різноманітних джерел по території довкола, місця потенційного викиду, задача обчислення функції P , ускладнюється, оскільки необхідно оцінювати ймовірні ситуації зустрічі вуглеводної хмари з цілою низкою джерел по всьому напрямку простору. Окрім того, за час існування вибухонебезпечної хмари джерело може

“спрацювати” як у момент підходу до нього хмари, так і після її проходження, власне, вже при досягненні хмари своїх максимальних розмірів.

Всі джерела запалювання можна розподілити умовно на два типи:

- постійні (місця проживання і праці населення);
- випадкові (автошляхи, залізничні дороги тощо).

У залежності від типів джерел запалювання, змінюється значення ймовірності запалювання.

Якщо джерело існує постійно (наземний факел, котельня, об’єкт зварювання, тощо) то ймовірність його “спрацювання” (запалювання хмари) дорівнює вихідній ймовірності запалювання P^x .

Якщо джерело з ймовірністю P^x може виникнути у якійнебудь точці простору (одинична площа) протягом проміжку часу ϕ , то вірогідність запалювання у цій точці простору дорівнює добутку ϕP^x .

І, нарешті, якщо на даній одиничній площі можуть появитися декілька джерел загоряння, то ймовірність загоряння в даній точці дорівнюватиме сумі індивідуальних ймовірностей запалювання.

Фірма “Arthur D Little Ins” здійснила низку робіт з оцінки вірогідностей загоряння вуглеводних хмар, що пов’язані з людською діяльністю. В їх звіті “*Final Environmental Impact Statement for Point Conception LNG Terminal*, який підготовлений для використання наглядовими і громадськими органами і їх експертами, дані такі значення вірогідності запалювання:

наявність однієї людини – $P^x = 0,03$;

наявність більше 3-х людей – $P^x = 0,1$.

Ці оцінки характеризують середнє використання відкритого вогню (наприклад, курящою людиною) впродовж 4 – 5-х хвилин у день, а вірогідність 0,1 можна оцінити як приготування їжі з використанням відкритого вогню протягом 2 – 4-х годин на день.

За тип спрацювання нами прийнятий максимально консервативний випадок, який передбачає, що джерело запалювання спрацює у момент

досягнення своїх максимальних розмірів. Це пояснюється тим, що для дії стаціонарних джерел запалювання, якими є будинки населених пунктів, необхідний певний час (кратність повітрообміну), поки вибухонебезпечна хмара з'явиться у приміщенні.

Кількість джерел запалювання (n) по території населених пунктів може розраховуватися за функцією:

$$n = 0,1 \cdot \frac{N}{3}, \quad (4.10)$$

де N – кількість населення.

Наприклад, на території селища проживає 900 осіб, тоді у будь-який час на площі його може перебувати біля тридцяти джерел загорання.

Для розв'язання задачі щодо взаємодії вибухонебезпечної хмари з розподілом по території населених пунктів проведемо розподіл її за допомогою сітки. Наприклад, територію 5130 м x 5130 м розподілимо на сітку з 101 x 101 елементами, умовною одиничною площею 50,8 м x 50,8 м.

Розглянемо задачу, в якій приймемо такі дані: Населення території 500 чол; вважаємо, що є 167 джерел запалювання, які (кожний з них) спрацьовують з ймовірністю 0,1 (0,1 на 3 чол.) і, які рівномірно розподілені по території з загальною площею 31, 74 га.

Тоді ймовірність запалювання на одиничній площі елемент сітки (50,8 м x 50,8 м) таких елементів $\approx 11 \times 11 = 121$ і на кожному елементі $\frac{167}{121}$ джерел запалювання) визначається за формулою:

$$P = \underbrace{C_{121}^1}_{\substack{\text{вибір} \\ \text{одиночного} \\ \text{елемента}}} \cdot \underbrace{\frac{S_{\text{сел}}}{S_3}}_{\substack{\text{ймовірність} \\ \text{попадання у} \\ \text{вибраний} \\ \text{елемент}}} \cdot \underbrace{0,1}_{\substack{\text{ймовірність} \\ \text{спрацювання}}} \cdot \underbrace{\frac{167}{121}}_{\substack{\text{кількість} \\ \text{джерел} \\ \text{на одному} \\ \text{елементі}}} = 121 \cdot \frac{50,8 \cdot 50,8}{317400} \cdot 0,1 \cdot \frac{167}{121} \cong \underbrace{0,135}_{\substack{\text{ймовірність} \\ \text{запалювання}}}$$

(оскільки $\frac{167}{121} < 2$, то можна застосовувати у даному випадку теорему про ймовірність суми несумісних подій).

Послідовність аналізу ризику представлено на рис. 4.6. Стосовно характеристики населених пунктів, то вони по проекту вважаються

рівновіддаленими від траси трубопроводу. Але з точки зору ризику для населення ці пункти значно різняться. На рис. 4.7. А, Б подані ситуаційні плани розміщення пунктів, а на В, Г – поле вірогідності досягнення вуглеводною хмарою точок територій, а на Д, Е – поле потенційної небезпеки.

На рис. 4.8. здійснений аналіз розподілу населення: (А, Б) – у залежності від віддаленості населення від траси; (В, Г) – розподіл населення по імовірності перебування у вибухонебезпечній хмарі при виникненні аварії;

(Д, Е) – розподіл населення за рівнянням ризику.

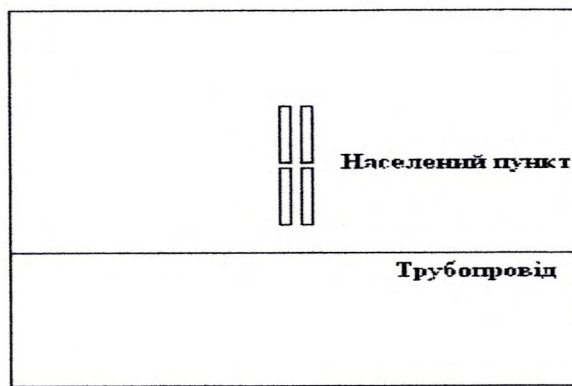
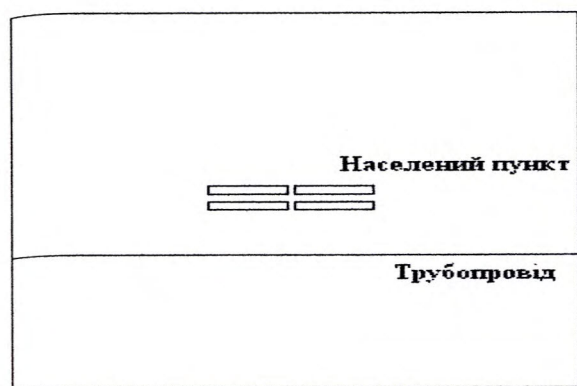
Звідси витікає, що у випадку паралельного розміщення населеного пункту відносно траси трубопроводу, сумарний ризик більший, ніж на випадках перпендикулярного його розміщення.

В якості характерних сценаріїв розглянемо витіки нафтопродуктів з інтенсивністю 20, 50, 100, 300 і 600 кг/с з відносною долею реалізації 35%, 25%, 20%, 15%, і 5% відповідно (рис. 4.9). Простежується, що різна швидкість витіку ШФЛВ призводить до формування різної довжини парових хмар, що в свою чергу, впливає на формування імовірних полів досягнення хмарою різних точок території, а також розмірів зон впливу.

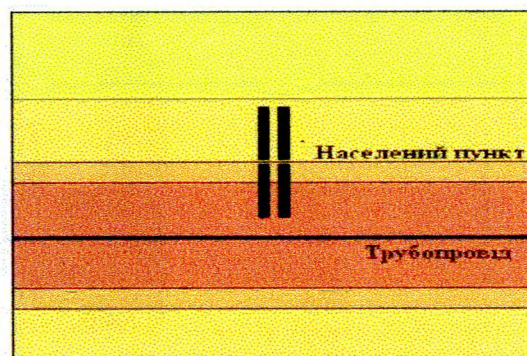
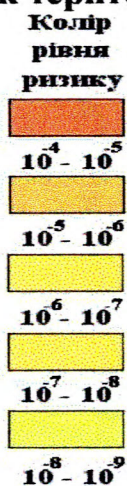
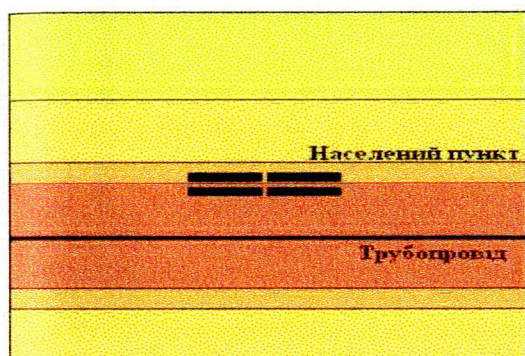
З урахуванням здійснених розрахунків інститутом ВАТ “Укргазпроект”, участю автора дисертації, проведений аналіз ризику для 9-ти населених пунктів Башкортостану. Результати аналізу для трьох населених пунктів: селище Графське (рис. 4.10), селище Нова Мушта (4.11), селище Стара Мушта (рис. 4.12) містяться у дисертації.

Позначена відсканірована вихідна картографічна основа (карти масштабу 1:100000). Рисунок має лінійний масштаб 7 x 7 см. і характеризує територію 5130 x 5130 м. (коефіцієнт переводу карти у 1 см – 733 м), а також позначена легенда карти, тобто відносно розміщення населених пунктів.

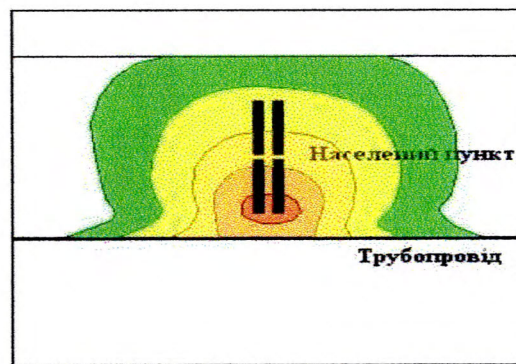
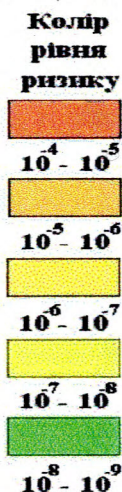
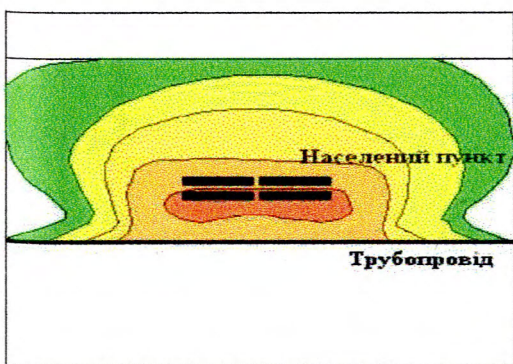
Ситуаційний план.



А) Б) Побудова поля вірогідності досягнення вибухонебезпечною хмарою різних точок території.

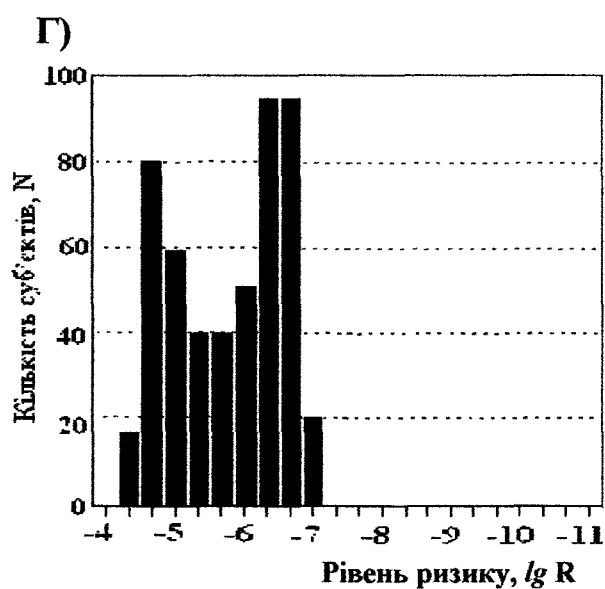
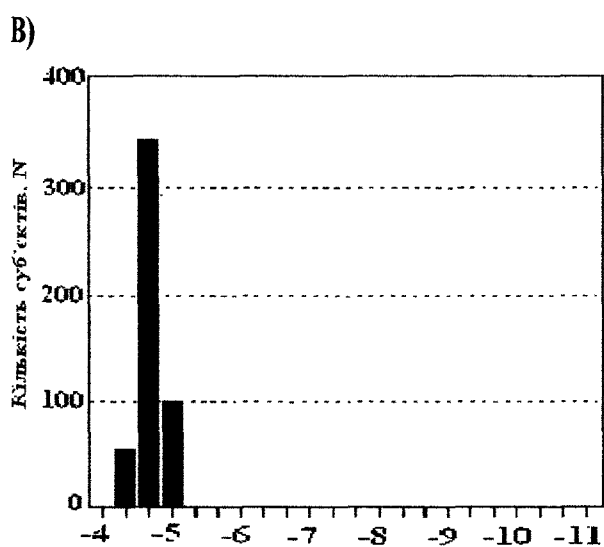
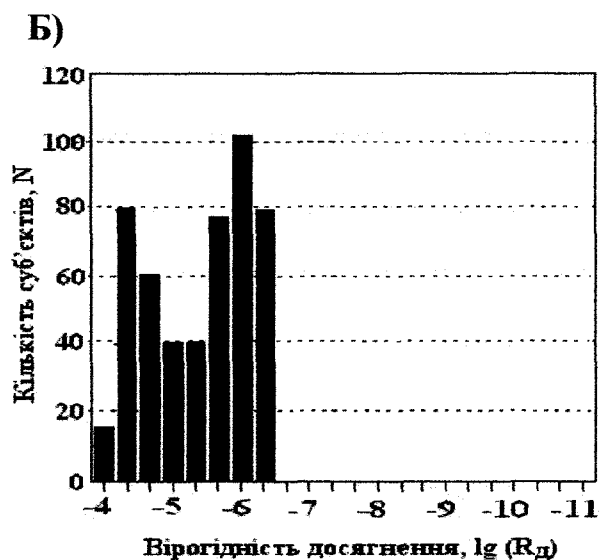
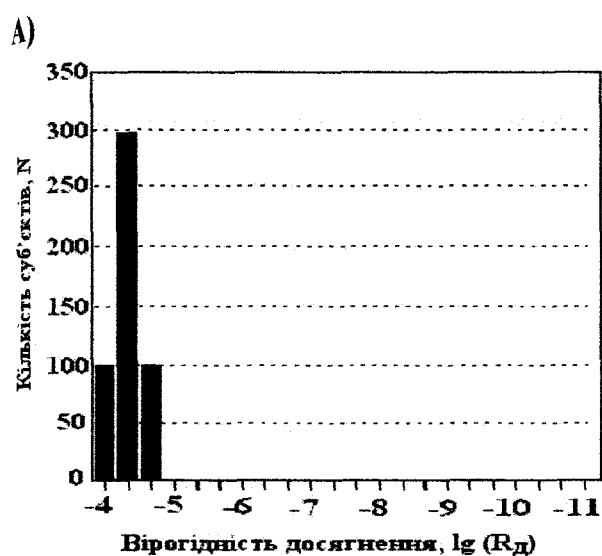
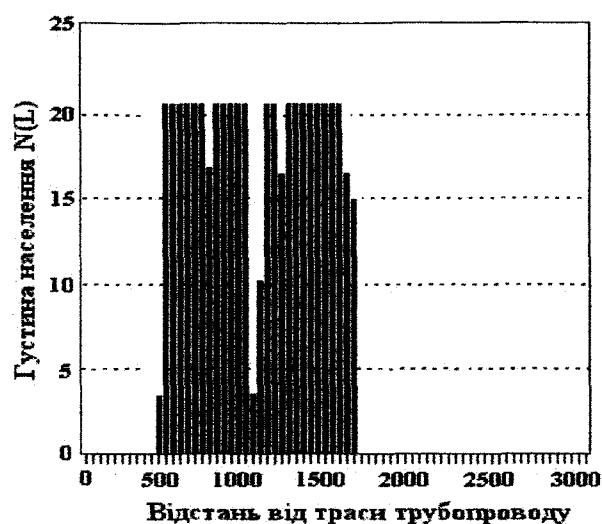
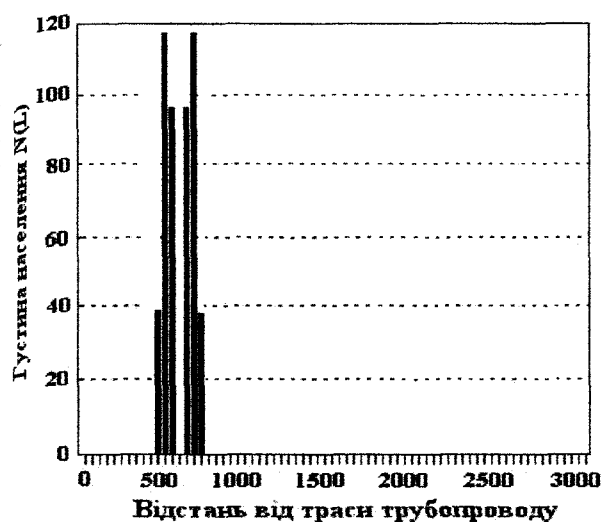


В) Г) Побудови полів потенційної небезпеки (ризик)



Д) Е)

Рис.4.7. Етапи проведення аналізу ризику для населеного пункту від потенційних аварій на трубопроводі інтенсивністю викидів $\lambda = 6 \cdot 10^{-4}$ на 1 км у рік (А, В, Д – паралельне розміщення пункту; Б, Г, Е – перпендикулярне розміщення).



Д) Е)
 Рис.4.8. Характеристика розподілу: А, Б – відстань населення від траси; В, Г – розподіл населення за рівнями вірогідності попадання у вибухонебезпечну хмару; Д, Е – розподіл населення за рівнем ризику від вибуху парової хмари (кількість населення – 500 чол.)

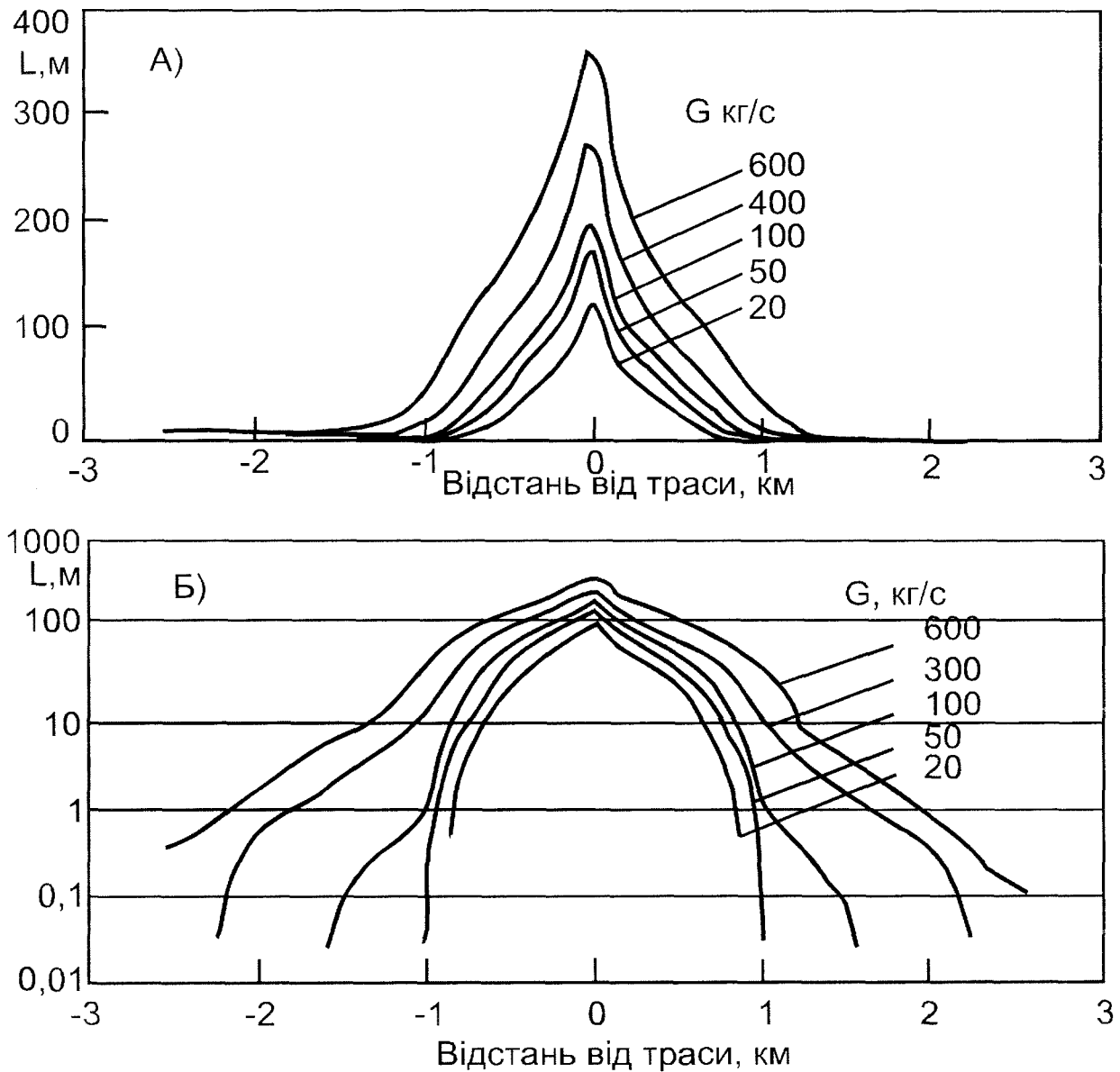
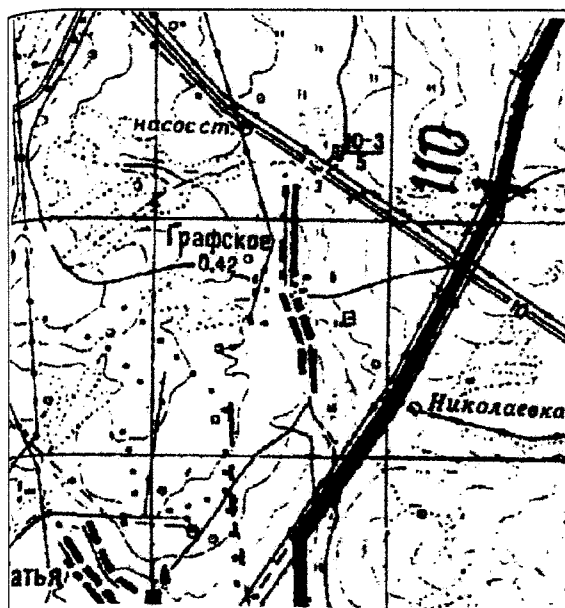
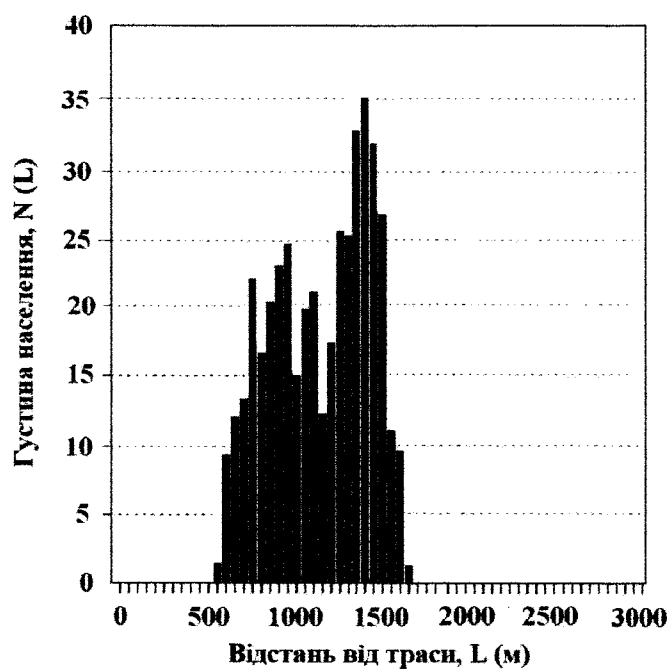


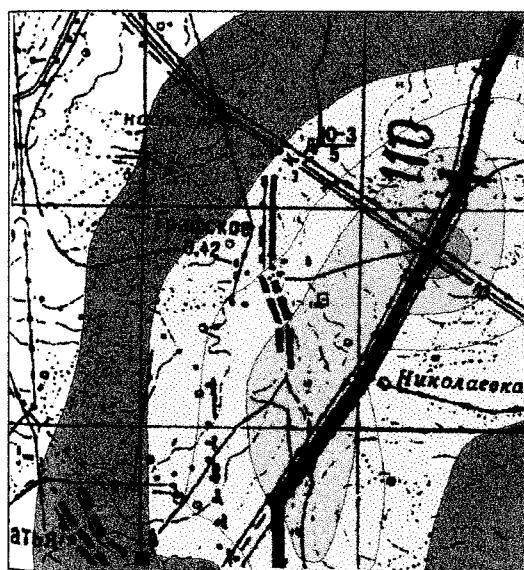
Рис. 4.9. Залежність ефективної зони впливу лінійного джерела небезпеки (регіон - Башкортостан) у лінійних і логарифмічних координатах для сценаріїв аварій з різною інтенсивністю витoku нафтопродуктів.



А)

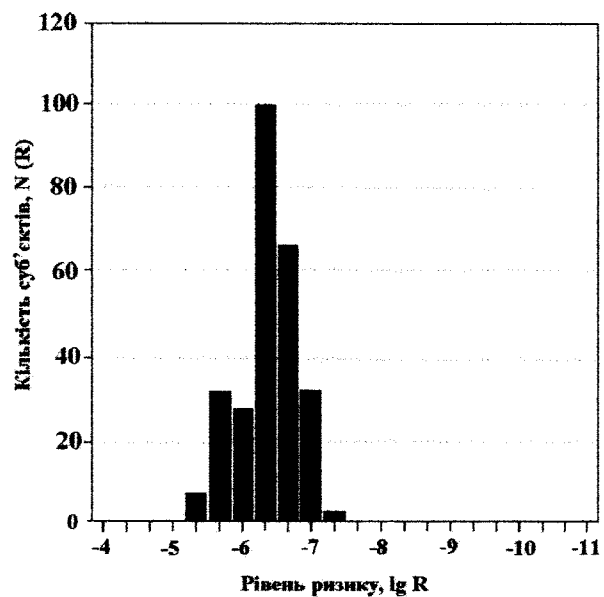
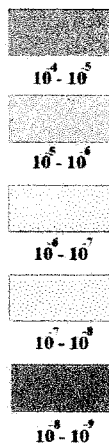


Б)



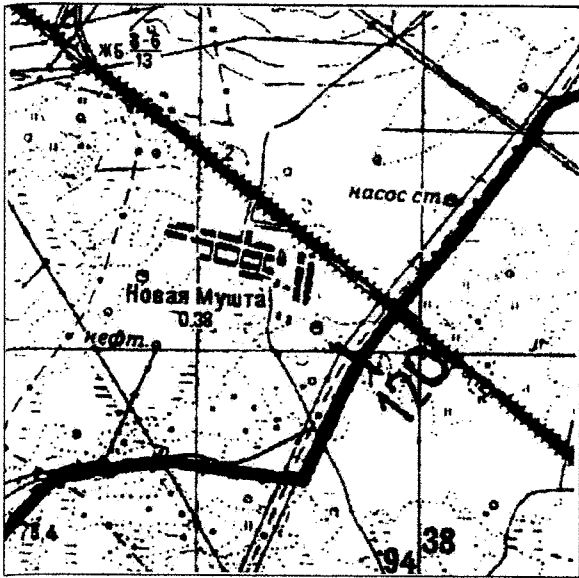
В)

Колір
рівня
ризикy

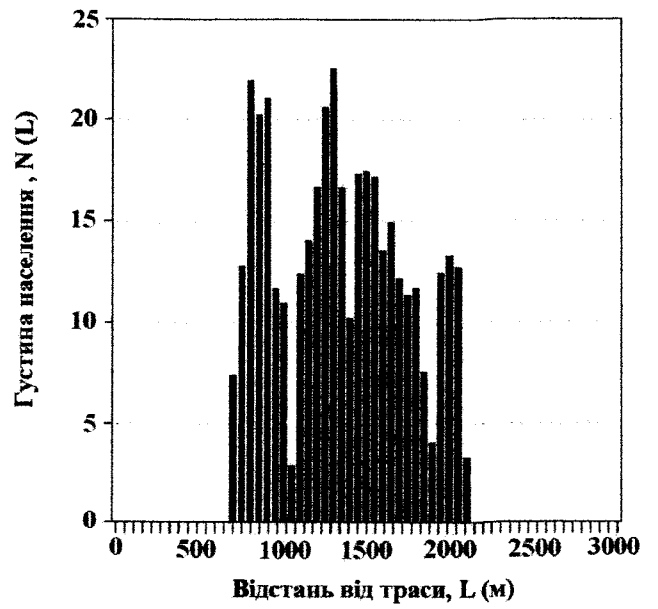


Г)

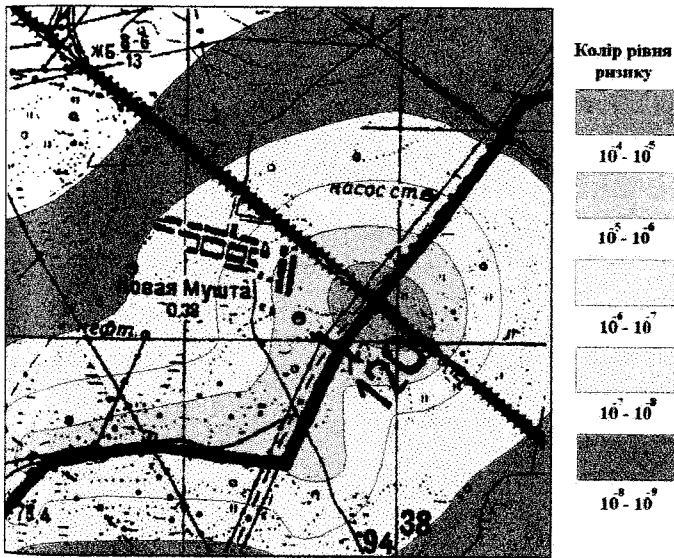
Рис.4.10. Етапи проведення аналізу ризику для населеного пункту с. Графське (Башкортостан) та розподіл рівнів ризику від потенційних аварій на продуктопроводі (В). М 1: 100 000.



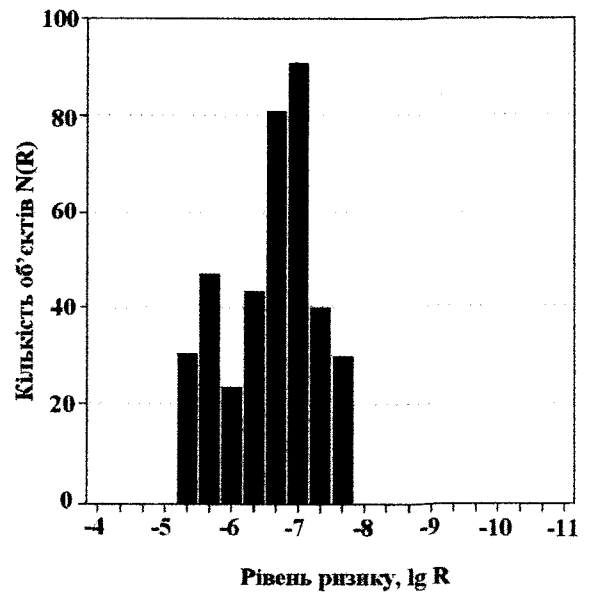
А)



Б)

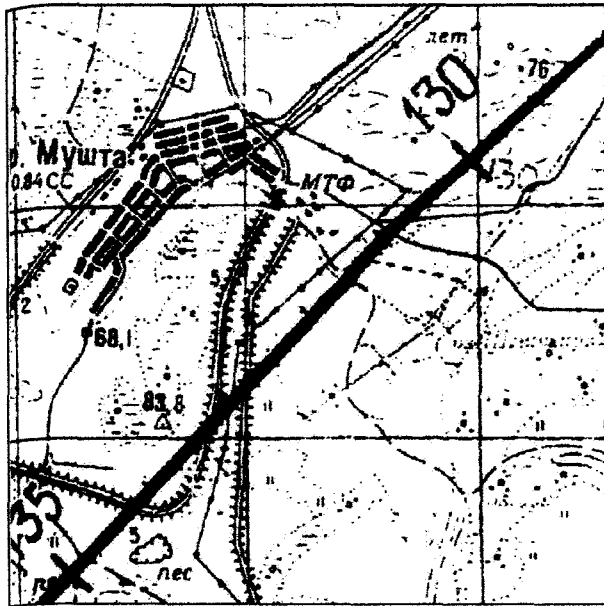


В)

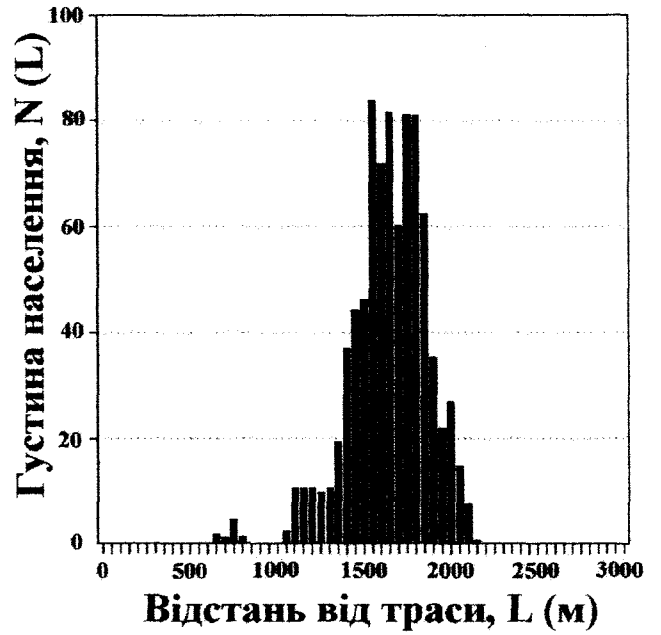


Г)

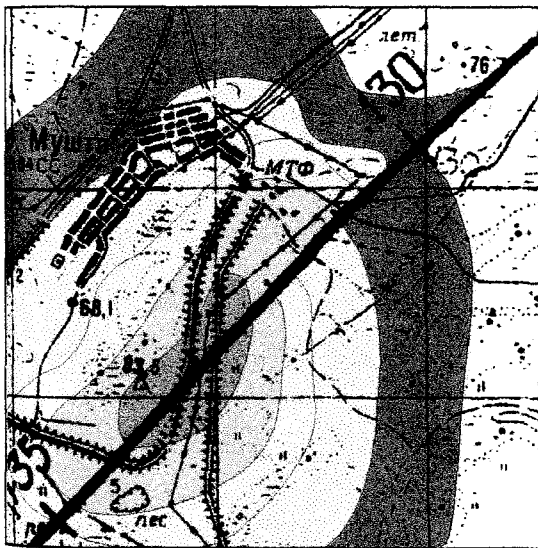
Рис.4.11. Етапи проведення аналізу ризику для населеного пункту с. Нова Мушта (Башкортостан) та розподіл рівнів ризику від потенційних аварій на продуктопроводі (В). М 1: 100 000.



А)

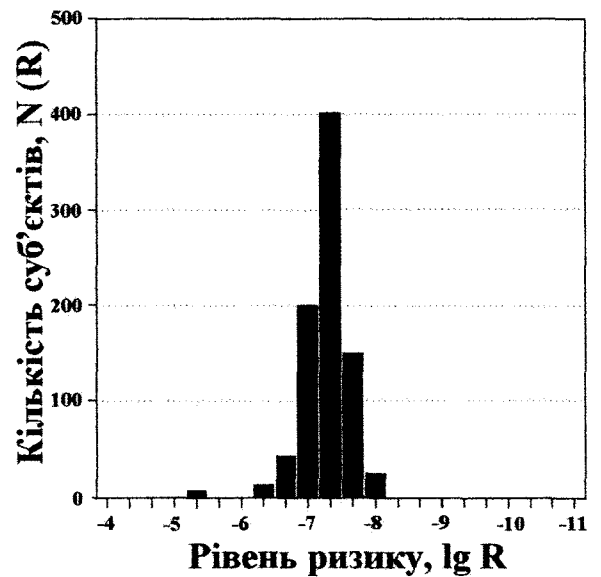
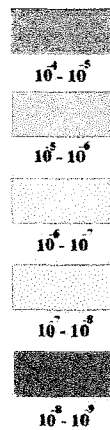


Б)



В)

Колір
рівня
ризик



Г)

Рис.4.12. Етапи проведення аналізу ризику для населеного пункту с. Стара Мушта (Башкортостан) та розподіл рівнів ризику від потенційних аварій на продуктопроводі (В). М 1: 100 000.

Аналіз розподілу населення по реальній віддаленості від траси, літера “Б”; літерою “В” – розраховані поля ризику різного рівня; літерою Г – розподіл людей за рівнем ризику.

В якості інтегральних характеристик для кожного населеного пункту оцінювали: кількість населення у пункті (N); кількість населення (N^x), що підлягає ризику; сумарний ризик, як суму ризиків всіх суб’єктів N^x , що підлягають ризику; середній індивідуальний ризик для групи N^x (табл. 4.5). Ймовірність крупномасштабних аварій у цьому районі оцінювалися, як 0,3 на 1000 км траси у рік. Крім цього, при дослідженні за нижній рівень ризику взятий 10^{-11} рік, який у світовій практиці трактується як “абсолютна безпека” і співрозмірний з рівнем ризику природних стихійних лих (урагани, падіння метеоритів тощо).

Як видно з аналізу підвищеному (за міжнародними стандартами) ризику, тобто ризику вище 10^{-6} у рік, підлягає лише та частина населення, яка проживає на відстані меншій ніж 800 м. від траси.

На прикладі вищезазначеного можна дійти висновку, що середній індивідуальний ризик не перевищує рівень 10^{-6} у рік і ці населені пункти з точки зору ризику можна вважати як “благополучні”. Але, якщо враховувати те, жодна одна людина не повинна піддаватися ризику більше 10^{-6} у рік, то необхідно аналізувати реальний розподіл за рівнянням ризику.

Таблиця 4.5 –

Інтегральні характеристики ризику для населених пунктів
Башкортостану.

Населені пункти	Загальне число жителів	Число жителів що виявилися у полі ризику з рівнем $\geq 10^{-11}$	Сумарний ризик, 1/рік	Середній індивідуальний ризик, 1/рік
с. Графське	420	420	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$6,1 \cdot 10^{-7}$
с. Нова Мушта	390	390	$1,4 \cdot 10^{-4}$	$3,6 \cdot 10^{-7}$
с. Стара Мушта	840	840	$0,42 \cdot 10^{-4}$	$0,5 \cdot 10^{-7}$

ВИСНОВКИ з розділу

1 Широкофракційні легкі вуглеводні (ШФЛВ) є продуктом з підвищеною пожежновибухонебезпекою, а тому при відмові трубопроводів являють небезпеку не лише для довкілля, але і для людей.

2 Відмітною особливістю трубопроводу ШФЛВ є те, що в умовній точці, віддаленій на певній відстані від трубопроводу, може існувати потенційна небезпека (досягнення точки вуглеводною хмарою), яка може виходити із будьякої ділянки трубопроводу при його відмові. У подальшому, потенційна небезпека може перетворитися на реальну при запалюванні вуглеводної хмари.

3 За участю автора (головний інженер проекту) розроблені методичні засади кількісної оцінки ризику для населених пунктів Башкортостану у межах яких запроектований продуктопровід зріджених газів.

4 Для аналізу ризику від лінійних джерел, яким є магістральні продуктопроводи необхідно здійснити:

- ранжування траси за частотою виникнення крупних аварійних відмов трубопроводів, в основному із значними витокami;
- обґрунтування сценаріїв розвитку аварій у залежності від розмірів вибухонебезпечної вуглеводної хмари і параметрів навколишнього середовища;
- аналіз інфраструктури окремого регіону стосовно розміщення жителів потенційних джерел загоряння вуглеводної хмари;
- аналіз розміщення суб'єктів ризику (населення) по території регіону.

5 Після аналізу ризику здійснюється побудова полів ризику для кожного сценарію.

РОЗДІЛ 5

КОНЦЕПЦІЯ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЕКТУВАННЯ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ ТА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

5.1 Загальне положення про концепцію

Одним із напрямків перспективного розвитку нафтогазового комплексу України є впровадження науково-технічних розробок і певного досвіду забезпечення надійності трубопровідного транспорту нафти і газу, з метою зменшення кількості їх відмов.

Проблему забезпечення безпеки експлуатації магістральних газопроводів неможливо розглянути окремо від процесів реформування суспільства загалом, а також від змін соціально – економічних умов країни.

Прагнення України вступити в Раду Європи, прийняття Декларації прав людини, а також впровадження цілої низки законів у напрямку технологічної і екологічної небезпеки вимагають підвищеної відповідальності від підприємств нафтогазової галузі у питаннях, що пов'язані із забезпеченням і компенсацією шкоди при аваріях на нафтогазопроводах.

Практика проектування магістральних нафтогазопроводів, з точки зору безпеки, звужується лише до формального додержання нормативних розривів між трасою і іншими об'єктами інфраструктури регіону. Але, як показав аналіз крупномасштабних аварій на трубопровідних системах за останнє десятиріччя суворе дотримання так званих “протипожежних” розривів згідно нормативного документа [78] не завжди забезпечує безпеку.

Питання управління безпекою має базуватися лише на кількісному вимірюванні небезпеки з використанням критеріїв екологічної небезпеки методології ризику. Ймовірність аварій, об'єднана з можливими наслідками, і складає величину ризику. Ця величина надалі може бути вивчена за своєю структурою або співставлена з іншими ризиками, існуючими у суспільстві,

для вироблення оптимальної стратегії із забезпечення охорони навколишнього середовища та безпеки людей.

Важливо відзначити, що небезпека за своєю суттю є потенційна, тоді критерії екологічної безпеки та ризику мають лише конкретний зміст. А тому оцінка і їх аналіз повинні виконуватися з урахуванням конкретного просторово – тимчасового розподілу по території факторів потенційної безпеки, а також інженерно – геологічних природно кліматичних, географічних та інших регіональних особливостей.

В інституті ВАТ “Укргазпроект”, за участю автора дисертації розроблюються напрямки розвитку концепції надійності трубопровідного транспорту нафти і газу та енергозбереження лише на стадії його проектування, але й на час експлуатації [79 – 85].

Основні напрямки концепції, що зменшують вплив нафтогазопроводів на довкілля, знижують величину ризику мають спрямовуватись:

- на загальні зниження частоти реалізації відмов на перегоні або у цілому регіоні;
- на зменшення граничних розмірів тріщини у тілі труби (зварювальних швах);
- на зменшення впливу природних факторів на трубопроводи;
- на виключення можливостей механічного впливу на трубопроводи сторонніми особами;
- на обмеження загальних об’ємів витоку газу та нафтопродуктів із трубопроводу;
- на енергозбереження на об’єктах транспорту газу і нафти України.

Одним із важливих заходів, що зменшують негативний вплив відмов нафтогазопроводів на довкілля є енергозбереження. Власне, в інституті розробляються і частково реалізуються в життя основні шляхи енергозбереження:

- заміна морально і фізично застарілих газоперекачувальних агрегатів на агрегати з покращеними енергетичними і екологічними показниками;
- утилізація теплових вторинних енергоресурсів на компресорних станціях з газотурбінними, поршневіми та електропривідними агрегатами;
- утилізація надлишкового тиску природного газу на компресорних газорозподіляючих станціях та газорегулюючих пунктах;
- утилізація паливних вторинних енергоресурсів при продувці пиловловлювачів, при запуску та зупинці газотранспортуючих агрегатів.

Важливим напрямком концепції, яка розробляється в інституті, за участю автора, є використання горючих стиснутих природних газів на автотранспорті України [86-90]. Цей захід значно зменшить вплив нафтопродуктів на довкілля при їх транспортуванні.

5.2 Основні вимоги до лінійної частини трубопроводів для забезпечення їх надійності

Одним із найвагоміших факторів є зменшення екологічної небезпеки, керування ризиком та забезпечення надійності лінійної частини трубопроводів на основі зарубіжного та вітчизняного досвіду. Це дозволило сформулювати вимоги щодо механічних і в'язкісних властивостей труб, конструкцій труб, їх геометричних параметрів.

Для забезпечення надійності лінійної частини нафтогазопроводів, необхідно застосувати труби, які характеризуються такими важливими механічними властивостями, як:

- тимчасовий опір розриву менше 500 МПа;
- границя текучості не менше 300 МПа;
- відносне видовження не менше 16%;
- ударна в'язкість при -30°C не менше 40 кдж/м^2 ;
- мінімальне звуження при розриві для трубних сталей - 0,5 (50%).

Метал труби повинен мати достатній опір зародження тріщин не менше 200 кдж/м^2 при -60°C . Усі труби повинні піддаватися гідро випробовуванням і проходити 100% неруйнівний контроль фізичними методами.

Для запобігання крихкого руйнування трубопроводів необхідно 75 – 85% волокнистої складової у матеріалі труб при температурі експлуатації нафтогазопроводів.

Внаслідок оптимізації показників якості поздовжніх зварювальних швів, з врахуванням вимог споживачів і можливостей виготувачів, рекомендується передбачувати у проект радіус переходу від зварювального шва до основного металу, який повинен становити не менше $0,35 \text{ мм}$ [91].

Припустимі поодинокі дефекти поздовжнього зварювального шва труб для транспортування газу і нафти є:

пори круглої форми ($\alpha \approx b \approx c$);

припустимі розміри $\alpha \leq 0,3\delta$;

витягнуті пори ($\alpha \approx b < c$);

припустимі розміри $0,1\delta \leq \alpha \leq 0,15\delta$, $c < \delta$;

шлакові включення: 1. ($\alpha < b < c$);

2. ($\alpha > b < c$);

припустимі розміри: 1. $0,3b \leq \alpha \leq b$; $b \geq 0,5\delta$; $c \leq 5b$;

2. $\alpha \leq 5b$; $b \leq 0,1\delta$; $c \leq 5b$,

де α - розмір дефекту у тангенсiальному напрямку;

b – розмір дефекту по товщині шва;

c – розмір дефекту по осі шва;

δ - товщина стінки труби.

Відомо, що процес розгерметизації труб розпочинається у момент досягнення поверхневого дефекту критичних розмірів, а тому на стадії проектування, при виборі трубних сталей, необхідно визначити критичні розміри поверхневого дефекту, що характерні для вибраної труби.

За оцінки розмірів поверхневого дефекту доцільно застосовувати метод Кіфнера [92], в якому використовується силовий критерій механіки руйнування K_c , або критичний коефіцієнт інтенсивності напружень, що визначає в'язкість металу. Він характеризує граничну інтенсивність напружень при переході тріщини у нестабільний стан. Якщо велике значення K_c , то вища опірність трубної сталі до розвитку руйнування.

Для наскрізної тріщини величина K_c має мати такий вигляд:

$$K_c = \sqrt{\frac{8c\bar{G}^2}{\pi} \ln \sec\left(\frac{\pi M_T G}{2 \bar{G}}\right)}, \quad (5,1)$$

де $2c$ – довжина наскрізної тріщини, мм;

G – руйнуюче напруження, МПа;

\bar{G} – напруження текучості на вершині тріщини, МПа і визначається за формулою:

$$\bar{G} = \frac{G_b + G_{0,2}}{2}, \quad (5,2)$$

M_T – коефіцієнт Фолліса, що має вигляд [93]:

$$M_T = \sqrt{1 + 1,255 \frac{c^2}{R \cdot t} - 0,0135 \frac{c^4}{R^2 \cdot t^2}}, \quad (5,3)$$

де R – радіус труби, мм;

t – товщина стінки труби, мм.

Відмітимо, що існуючі нормативні документи на труби не регламентують вищенаведені критерії механіки руйнування. Оцінку в'язкості руйнування металу труб малого і середнього діаметрів необхідно здійснювати на підставі результатів досліджень взірців Шарпі і Менаже (ГОСТ – 9454 – 78). Ударна в'язкість на взірцях Шарпі, що визначаються при температурі, яка дорівнює мінімальній температурі стінки трубопроводу при експлуатації, дозволяє зробити оцінку опірності трубної сталі на стадії розвитку руйнування.

Ударна в'язкість на взірцях Менаже, що визначається при температурі будівництва, характеризує опірність металу труби зародженню і розвитку тріщини.

Зіставити значення K_c і результатів вищевказаних досліджень можна на основі кореляційної залежності:

$$KCV = \frac{K_c^2}{E}, \quad (5,4)$$

де KCV – мінімальна величина ударної в'язкості за Шарпі.

Згідно нормативного документа [78] для труб діаметром менше 500 мм і робочому тиску до 10 МПа мінімальна ударна в'язкість за Шарпі складає 24,5 Дж/см². Результати розрахунків критичної довжини нарізної тріщини для ударної в'язкості наведені у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1.-

Критична довжина наскрізної тріщини труби діаметром
426 мм на робочий тиск 7,0 МПа

Клас міцності сталі	K34	K38	K42	K50	K52	K54	K56
2с, мм	162	152	149	130	125	120	120

При збільшенні різними способами критичного коефіцієнта інтенсивності напруження для даного розміру труб, критична довжина наскрізної тріщини сягає граничної, максимальної величини. Подальше збільшення в'язкості, не призводить до змін критичної довжини тріщини (табл. 5.2).

Таким чином, для даного розміру труби відповідного класу міцності критична довжина наскрізної тріщини буде перебувати в діапазоні 120 – 165 мм.

Розрахункові значення граничних довжин наскрізної тріщини труби
діаметром 426 м

Клас міцності сталі	К34	К38	К42	К50	К52	К54	К56
Кс, кгс/мм ^{3/2}	955	1141	1025	1748	1342	1560	1700
2с, мм	165	160	147	155	150	142	154

При оцінці розмірів поверхневого дефекту, який виявився під час експлуатації трубопроводів, згідно роботи [94], можна використати частковий випадок виразу (5.1):

$$\frac{G}{\bar{G}} = \frac{A_0 - A_q}{A_0 - M_T}, \quad (5.5)$$

де A_q – площа поверхневого дефекту;

A_0 – площа наскрізного дефекту такої довжини як і поверхневий, $A_0 = 2ct$.

З виразу (5.5) одержимо:

$$A_q = \frac{2ct \left(\frac{G}{\bar{G}} - 1 \right)}{\frac{G}{\bar{G}M_T} - 1}, \quad (5.6)$$

Якщо відомий робочий тиск і критична довжина наскрізної тріщини, з'являється можливість оцінити ступінь небезпеки виявленого дефекту. Довжина поверхневого дефекту буде визначати сценарій розвитку можливого руйнування – “витік” або “розрив”.

Для вибраних сталей розрахункова допустима площа поверхневого дефекту довжиною 2с при $KCV = 24,5$ Дж/см² наведена у табл. 5.3.

Допустима площа поверхневого дефекту труби при довжині $2c$

Клас міцності сталі	K34	K38	K42	K50	K52	K54	K56
2с, мм	160	150	148	128	123	122	122
Aq, мм	1208	1023	895	701	648	596	592

Згідно роботи [94] після виявлення і визначення розмірів поверхневого дефекту, можна розрахувати його площу і порівняти її із значенням Aq , оцінюючи ступінь небезпеки і, зокрема, якщо довжина поверхневого дефекту перевищує критичну довжину тріщини труби, то слід очікувати її розрив.

Наведені вище розрахунки можна застосувати для труб різного діаметра. При кінцевому виборі труб для будівництва трубопроводів слід здійснювати комплексні дослідження з метою експериментального визначення істинних властивостей металу труби і допустимих розмірів дефекту.

Відмітимо, що різноманітні методи обробки сталі, а саме рафінування, легування, термічна і термомеханічна обробка, дозволяють підвищити показники пластичності та в'язкості і таким чином збільшити її опір щодо руйнування.

Параметр потоку відмови трубопроводу W_1 , як показник надійності конструкції, в даному випадку, згідно [87], буде зменшуватися таким чином:

$$W_1 = W_0 \frac{[5\alpha_{G0} - 3(5 - \alpha_{G0})] \cdot (5 - \alpha_{G1})}{[5\alpha_{G1} - 3(5 - \alpha_{G1})] \cdot (5 - \alpha_{G0})}, \quad (5.7)$$

де W_0 – показник надійності трубопроводів до обробки сталі;

α_{G0} – коефіцієнт концентрації напруги до обробки сталі;

α_{G1} – коефіцієнт концентрації напруги після обробки сталі.

Зниження рівня екологічної небезпеки і ризику факторів досягається при збільшенні товщини стінки труб. Досвід відомої фірми “Брітіш Газ” показує, що при збільшенні товщини стінки труб до 12 мм практично виключається ймовірність виникнення великомасштабних витоків з причин, зв’язаних з впливом антропогенних факторів (втручання сторонніх осіб). Практично виключається можливість пошкодження тіла труби стандартною землерийною технікою. Водночас, така труба має підвищену опірність щодо можливих природних стихійних лих.

За даними західних фірм частота аварійних відмов зменшується із збільшенням товщини труб приблизно на $1/\Delta^{2,5}$, де Δ - товщина стінки. Все це дозволяє прийти до висновку, що при збільшенні товщини стінки у два рази частота велико –масштабних витоків зменшується у 5 – 6 разів.

Враховуючи, що при цьому спектр витоків зменшується в область менших значень, показники екологічної небезпеки і ризику з цієї причини зменшуються ще у 2 – 3 рази. Загало застосування труб підвищеної товщини і підвищеної якості призводить до зменшення відмов трубопроводу у 7 – 8 разів.

Зазначимо теж, що збільшення товщини стінки труб до 12 мм значно збільшить довжину критичної тріщини (масштаби поверхні дефекту), яка при розростанні всередину, тобто при розгерметизації труби, гальмуватиме подальший лавиноподібний інерційний розвиток розмірів тріщини.

5.3 Врахування впливу природних факторів на надійність трубопровідного транспорту країни на стадії проектування

При проектуванні магістральних нафтогазопроводів надто важливим є врахування природних факторів, які можуть вплинути на їх надійність у регіонах їх розташування.

Наведені групи природних факторів (див. табл. 1.1) за інтенсивністю дії на нафтогазопроводи можна оцінити індексом небезпечності впливу за

методикою, наведеною у роботах [77, 95]. Він розраховується на основі відомостей про середні значення цих факторів для районів розміщення нафтогазопроводів. Якщо неможливо одержати середніх оцінок природних факторів, що враховуються в цілому для країни тоді замість них треба використовувати екстремальні значення природних факторів, які найбільше розповсюджені. Індекс небезпечності впливу природних факторів на нафтогазопроводи можна розрахувати за формулою:

$$\Phi_i = \frac{K_i}{K_i^l - K_i}, \quad (5.8)$$

де Φ_i – індекс небезпечності впливу ($0 < \Phi_i \leq 1$);

K_i – екстремальне можливе значення i -го природного фактора для району розміщення нафтогазопроводу;

K_i^l – середнє або найбільш розповсюджене екстремальне значення i -го природного фактора загалом для країни.

Відмови нафтогазопроводів внаслідок впливу сейсмічності найбільш вірогідне у районі Кримських гір та Південного берега Криму, де сейсмічність оцінюється 8 балів (руйнівні землетруси); Закарпаття та північні схили Кримських гір – 7 балів (дуже сильні землетруси); басейни річок Прут, Дністер, центральна частина Кримського півострова – 6 балів (сильні землетруси); басейни річок Південний Буг і Львівська область, північна частина Кримського півострова – 5 балів (достатньо сильні землетруси).

В загальному, індекс небезпечності впливу землетрусу в районі розташування нафтогазопроводів визначається за формулою (5.8) при $K^l = 4$ (середнє значення) з використанням даних (додаток Б). Якщо трубопровід, що оцінюється, розташовано в географічному пункті, відсутньому у таблиці, то екстремальне можливе значення сили землетрусу береться, виходячи з регіону розміщення трубопроводу.

Індекс небезпечності впливу зсувів у районі розміщення нафтогазопроводів визначається при $K^l_3 = 0,5$ та на основі належності місця розташування об'єкта регіонів (додаток В).

Серед природних факторів, які спричиняють відмови нафтогазопроводів є карстові і суфозійні процеси. Карстові явища розвивається в карбонатних (вапняки, доломіти та ін.) і некарбонатних (гіпс, ангідрит, кам'яна та калійні солі) породах внаслідок дії поверхневих і підземних вод. Суфозійні процеси розвиваються внаслідок вимивання і винесення водою твердих часточок із ґрунтів. Внаслідок цих процесів утворюються в ґрунтах (породах) порожнини різної форми, через що руйнується основа трубопроводів, а разом з цим і порушується суцільність труб внаслідок згину. Індекс небезпечності впливу карсту і суфозії на нафтогазопроводи визначається за формулою (5.8) при $K_c^1 = 0,5$ на основі належності місця розташування об'єкта в регіоні (додаток Д).

У районах розміщення нафтогазопроводів, де розвинуті лесові ґрунти, а також над відробленими гірничими виробками, можливе руйнування труб внаслідок їх прогинання при зменшенні в об'ємі лесових ґрунтів внаслідок замочування їх водою та просідання земної поверхні на ділянках підземної розробки корисних копалин. Індекс небезпечності впливу осідання трубопроводів розташованих на лесових ґрунтах визначається при $K_{\text{л}}^1 = 2$, на основі належності місцезнаходження об'єкта регіону (додаток Е).

Індекс небезпечності впливу вітрового навантаження на надземні лінійні частини трубопроводів, визначають при середньому значенні природного фактору $K_y^1 = 5$ та даних наведених у додатку З.

Узагальнюючи вплив групи природних факторів на міцність нафтогазопроводів розраховані індекси небезпечності стосовно запроєктованого газопроводу Ананьїв – Ізмаїл (таблиця 5.4), за формулою (5.8).

Судячи з даних таблиці, найбільший вплив на запроєктований магістральний газопровід будуть чинити карстові та суфозійні процеси (індекс небезпечності – 0,87); менш небезпечно буде впливати сейсмічність (індекс небезпечності – 0,50).

Індекс небезпечності впливу групи природних факторів на
запроектований газопровід Ананьїв – Ізмаїл

Назва природного фактору	Екстремальне можливе значення природного фактора	Середнє значення природного фактору	Значення індексу небезпечності
Сейсмічність	6	4	0,50
Просідання лесових ґрунтів	4	2	0,66
Зсуви земної поверхні	1	0,5	0,67
Карстові і суфозійні процеси	2	0,5	0,87
Екстремальні вітрові навантаження (для наземних частин трубопроводу)	8,5	5	0,62

Слід відзначити, що при проектуванні магістральних нафтопродуктопроводів дуже важливим є врахування гідрогеологічних умов їх розташування.

На рис. 5.1. охарактеризовані можливі масштаби нафтового забруднення водоносного горизонту при розташуванні трубопроводів в області живлення вод (А) та області розвантаження (Б). Неважко замітити, що розміщення нафтопродуктопроводів в області живлення неприпустиме, оскільки у цьому випадку при відмові трубопроводів практично увесь водоносний горизонт буде забруднений. Розташування джерел забруднення в області розвантаження підземних вод істотно погіршує якість поверхневих водотоків.

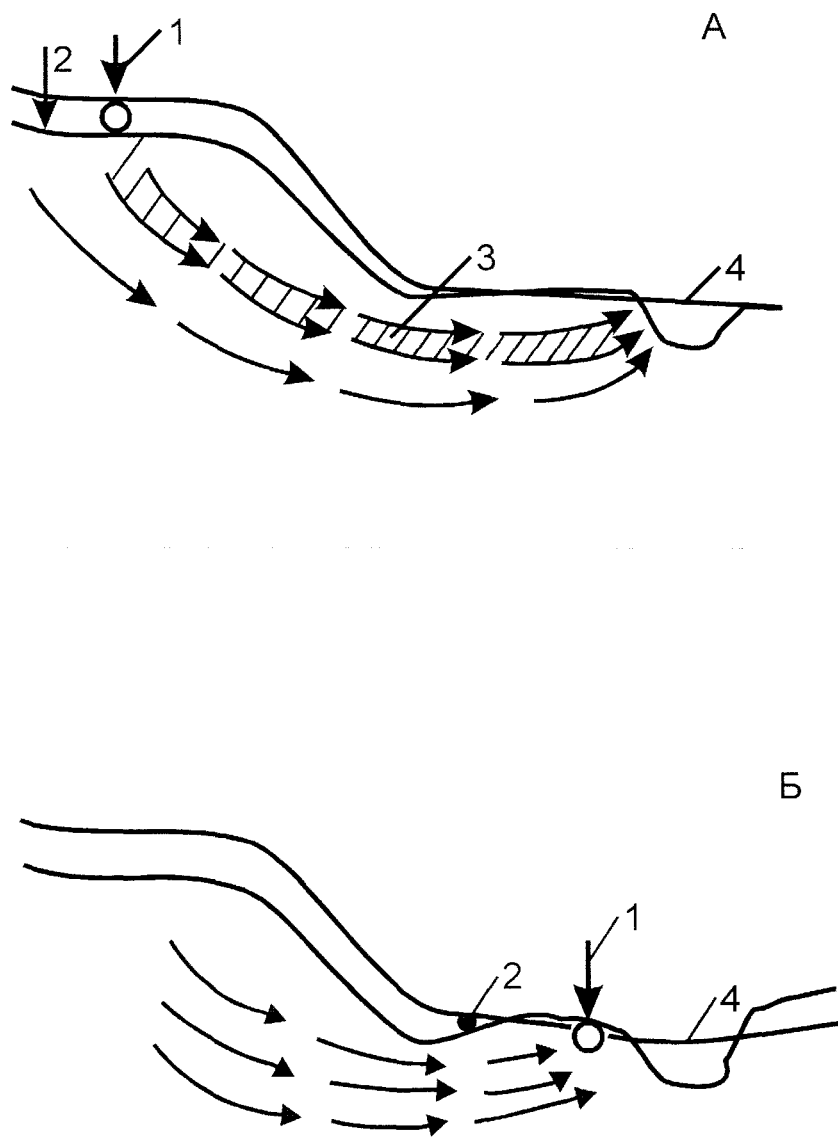


Рис - 5.1.Схема розповсюдження забруднення при розміщенні нафтогазопроводу в області живлення водоносного горизонту (А) і в області розвантаження (Б):

- 1 - трубопровід (джерело забруднення);
- 2 - рівень ґрунтових вод;
- 3 - зона забруднення ґрунтових вод;
- 4 - русло ріки;

5.4 Основні вимоги за контролем витоку газу, нафти і нафтопродуктів при відмові магістральних трубопроводів

Забезпечення надійності і безпечності нафтогазопроводів при їх експлуатації досягається у режимі моніторингу технічного стану з використанням сучасних методів обслуговування і ремонту (ТОР) лінійної частини об'єктів і споруд трубопроводів за їх технічним станом.

Метод ТОР за технічним станом та контролем параметрів є планово – попереджувальним. Плануючими є періодичність і глибина діагностування, а також об'єм діагностичних досліджень. Попереджувальний характер ТОР забезпечується моніторингом технічного стану лінійної частини, об'єктів і споруд з метою сучасного і достовірного прогнозування передвідмовного стану.

Система діагностування дозволяє оперативно контролювати технічний стан обладнання перекачувальних станцій та лінійної частини, пошкодження ізоляції підземних та наземних комунікацій (кабелів зв'язку, електропостачання трубопроводів), дефекти матеріалу труб і зварювальних швів трубопроводів.

В таблиці 5.5 наведені основні методи неперервного та періодичного контролю за витоками нафти і нафтопродуктів у магістральних трубопроводах при експлуатації, а в таблиці 5.6 - основні технічні характеристики методів контролю. Крім цих методів, періодичний контроль за витоками газу та нафтопродуктів доцільно здійснювати з вертольотів за допомогою телевізійної або спектрометричної апаратури та періодичне патрулювання траси обхідниками з високочутливими лічильниками загазованості.

У процесі експлуатації трубопроводів відбуваються різного виду пошкодження металу труби та ізоляційного покриття. Для їх виявлення на трубопроводах доцільно застосовувати автоматизовану систему діагностування параметрів трубопроводів (АСДТ). Система дозволяє

Основні методи контролю за витокami нафти і нафтопродуктів у магістральних трубопроводах при експлуатації

Методи контролю	Контролюючий параметр	Виявлення незначних витоків	Виявлення значних витоків	Виявлення місць витоків	Оперативність контролю витоків	Рижим контролю витоків	Ефективність контролю витоків	Застосування методу
Метод зниження тиску з фіксованою або рухливою установкою	Зміна тиску	-	+	-	+	++	+	x
Метод від'ємних ударних хвиль	Швидкість розповсюдження ударної хвилі	-	+	-	+	++	+	x
Метод порівняння витоків	Витік	-	+	-	+	++	+	xx
Метод порівняння зміни швидкості витоків	Вимір швидкості	-	+	+	+	++	+	xx
Метод лінійного балансу	Кількість перекачуемого продукту	-	+	-	+	++	+	x
Радіоактивний метод	Введений ізотоп	+	+	+	-	+++	+	x
Ультразвуковий метод (зондовий)	Акустичні шуми витоку	+	+	+	-	+++	+	xx

Примітка: “+” – так; “++” – непереривний контроль; “+++” – періодичний контроль; “-” – ні; “x” – обмежене застосування; “xx” – широке застосування.

Таблиця 5.6 –

Основні технічні характеристики неперервних та періодичних методів контролю витоків нафти і нафтопродуктів на магістральних трубопроводах

Методи контролю	Контролюючий параметр, ефект	Точність визначення місць витоків на контролюючій ділянці трубопроводу довжиною 100 км, м	Порогова чутливість до витоку, м ³ /год	Час виявлення витоку на контрольній ділянці трубопроводу довжиною 1000 км/год
Метод зниження тиску з фіксованою або рухливою установкою	Зміна тиску	Довжина ділянці трубопроводу між засувками	200	0,3
Метод від'ємних ударних хвиль	Швидкість розповсюдження ударної хвилі	± 3000	100	0,02
Метод порівняння витоків	Витік	Довжина контролюючої ділянці між перекачувальними станціями	5 – 100	0,01
Метод порівняння зміни швидкості витоків	Вимір швидкості	Також	100	0,001
Метод лінійного балансу	Кількість перекачуо чого продукту	Також	20	0,01
Радіоактивний метод	Введений ізотоп	3	0,15	40 – 60
Ультразвуковий метод (зондовий)	Акустичні шуми витоку	10	0,02 – 0,05	20 – 30

визначити такі дефекти: гофри, пом'ятини, елітність звуження в стінках труб тощо, а також точно локалізувати їх. Система працює у комплексі з дефектоскопами "Лайнолог" фірми АМФ, "Тьюбоскоп" США.

Місця дефектів ізоляції на трубопроводах визначається пошукачами пошкоджень ізоляційного покриття типу І П І – 76, А Н П І, Пеленг – 1.

Періодичність обстеження трубопроводів діагностичними методами повинна регламентуватися проектом.

Із аналізу статистики відмов трубопроводів, а саме частоти і ймовірності відмов першої категорії, випливає, що діагностичне обстеження трубопроводів на початку їх експлуатації повинно виконуватися не менше одного разу на рік. Власне, повинна здійснюватися внутрішньотрубна діагностика трубопроводів за допомогою поршнів, що дає змогу своєчасно виявляти пошкодження газопроводів і вживати заходи до їх усунення.

ДК "Укртрансгаз" разом з інститутом електрозварювання ім. Є.О. Патона розробили нову технологію ремонту дефектів на магістральних газопроводах під тиском газу до 4 МПа. Здійснено ремонт 10 зварювальних стиків на газопроводі "Союз" . Установка на місце дефекту герметичної муфти з технологічними кільцями без стравлення газу з газопроводу заощадила 560 тис. доларів. Вона була випробувана на газопроводі ДУГ-2 без його зупинки, порушення цілісності труби та режимів транспортування газу і узаконена для застосування в Україні американська технологія "Glock spring" для ремонту корозійних виразок та каверн та тілі труби [81].

У фізико-механічному інституті ім. Г.В. Карпенка НАН України зараз ведуться дослідження, розробка теорії і методів неруйнівного контролю корозійного стану підземних трубопроводів.

З використанням отриманих результатів виготовлено і впроваджено на об'єктах нафтогазового комплексу України 5 комплексів апаратури БИТ-КВП для безконтактних вимірювань струмів, контролю ізоляції і електрохімічного захисту нафтогазопроводів.

В УкрНДІгазі здійснюється значний обсяг робіт щодо антикорозійного захисту газопромислового і газотранспортного обладнання. Зокрема, розроблено склад полімерно-бітумної ізоляції і технології її нанесення на зовнішню поверхню газопроводів. Розроблено також і виготовлено біфілярний первинний корозійно-вимірювальний перетворювач для оперативного вимірювання швидкості корозії внутрішньої поверхні газопромислового обладнання. Перетворювач успішно пройшов випробування на шлейфах свердловин ГПУ "Шебелинкагазвидобування", Юліївського, Краснокутського НГП ГПУ "Харківгазвидобування" і рекомендується для впровадження на об'єктах видобутку і транспорту газу.

З метою безпечного використання природного газу УкрНДІгаз проводить важливу для України роботу з розробки та впровадження вітчизняного одоранту на основі кротонового альдегіду. Основною важливою перевагою нового одоранту є відсутність в ньому шкідливих сірко вміщуючих компонентів. У теперішній час ведеться роботи з промислового виробництва нового одоранту, що надасть змогу повністю забезпечити потреби газової промисловості України (500 млн тонн на рік), а також експортувати його за кордон.

В інституті ВАТ "Укргазпроект" здійснюється значний обсяг робіт з метою створення єдиної системи обліку витрат газу при відмовах лінійної частини магістрального газопроводу, а також вирішуються проблеми моніторингу.

Однією із складових моніторингу лінійної частини магістрального газопроводу є контроль витоків газу, що здійснюється за допомогою автоматичних вимірників газу типу "Суперфлю-2" та хромографів [96]. Візуалізація поточного стану об'єкта керування здійснюється на диспетчерському пункті лінійного виробничого управління магістральним газопроводом з використанням інформаційної системи реального часу на основі програмного пакета SCAD. На моніторах диспетчера зображується географічна карта місцевості з нанесенням ділянки магістрального

газопроводу з усіма вузлами заміру газу. Шляхом порівняння математичної моделі ділянки пошкодженого газопроводу і одержаних показників витрат газу з газовимірювальних і газорозподіляючих станцій розраховується баланс газових потоків.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

1. У дисертації здійснено теоретичне узагальнення і вирішення наукової задачі прогнозування та зменшення впливу відмов магістральних нафтогазопроводів на довкілля шляхом вдосконалення технологічного проектування. На підставі узагальнення статистичних даних по аварійності магістральних трубопроводів у межах України визначені найтиповіші відмови та з'ясовані причини їх виникнення; встановлено, що сумарне число відмов нафтогазопроводів, у тому числі аварійних (з впливом на довкілля) змінюються від 0.25 до $0,5 \text{ рік}^{-1}$ на 1000 км .

2. Вперше одержано математичний розв'язок прогнозування масштабів забруднення довкілля при відмовах магістральних нафтопроводів за допомогою матриці основних показників екологічної небезпеки.

3. Довготривалими експериментальними лабораторними дослідженнями з фільтрації сирової нафти та дизельного палива через ґрунти різного гранулометричного складу, пластичності, встановлено, що алювіальні глини і суглинки мають низькі фільтраційні властивості ($K_{\phi}=7.2 \cdot 10^{-6} - 1.4 \cdot 10^{-4} \text{ м/добу}$) і є екраном, який захищає підземні води від забруднення при аварійних викидах нафтопродуктів; проникність піщаних ґрунтів залежить від ступеня водонасичення та вмісту глинистих частин. Встановлено, що із збільшенням глинизації піску коефіцієнт фільтрації зменшується і при вмісті 15-16% глини наближається до нуля.

4. Для вивчення формування нафтових ареалів у зоні аерації при одночасно протікаючих процесах фільтрації, сорбції, дисперсії ефективним методом є фізичне моделювання, за допомогою якого вивчені види формування нафтового забруднення в підземних водах, а також у проникних ґрунтах. Встановлено, що в неоднорідних ґрунтах, коли проникність ґрунтів водоносного горизонту більша проникності перекриваючих, то просування нафтопродуктів у напрямку водоносної зони може зупинити сформована капілярна кайма.

5. Для прогнозування впливу магістрального газопроводу Ананьїв-Ізмаїл на довкілля виконані розрахунки інтенсивності витoku газу метану при корозійних пошкодженнях трубопроводу використанням рівнянь термодинаміки тіла зі змінною масою. Для прогнозування динамічних параметрів витoku газу при відмові трубопроводу на повний переріз розроблено спеціальну математичну модель на базі системи рівнянь руху, нерозривності та енергії. Запропоновано методи її практичної реалізації.

6. Розроблено методичні основи кількісної оцінки ризику при відмові продуктопроводів (ШФЛВ), для цього:

- проведено аналіз ризику від лінійних джерел небезпеки взагалі і конкретно для 3-х населених пунктів Башкортостану;
- розраховано ймовірність запалювання вуглеводневої хмари у населених пунктах і побудовано рівні ризику на картографічній основі з урахуванням рози вітрів, стабільності атмосфери протягом року, масштабів витоків нафтопродуктів;
- розрахований сумарний ризик для жителів, які виявились у зоні ризику становить $(0.4-2.6) \cdot 10^{-4}$ рік⁻¹, а середній індивідуальний $-(0.5-6.1) \cdot 10^{-7}$ рік⁻¹.

7. Скорегована концепція надійності магістрального трубопровідного транспорту нафти і газу України та енергозбереження, основні напрямки якої спрямовано на загальне зниження частоти реалізації відмов на перегоні або у цілому регіоні, на зменшенні граничних розмірів тріщин у тілі труби (зварювальних швах), здійснено розрахунок індексів небезпечності впливу природних факторів на запроектований газопровід Ананьїв-Ізмаїл.

Розроблені у дисертації основні положення прогнозування екологічної небезпеки при відмовах магістральних нафтогазопроводів лягли в основу проектів при спорудженні продуктопроводів із районів Сургуту (Росія), а також системи газопроводів Тальне-Анаїв, Ананьїв-Ізмаїл, Хуст-Сату-Маре, Богродчани-Хуст; розроблені критерії прогнозування екологічної небезпеки при відмові нафтопроводів можна використати при проектуванні та експлуатації трубопроводу “Одеса-Броди”.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про причини аварії, що сталася 6. 02. 96 р. на магістральному газопроводі Новопокров – Аксай – Моздок в ДП “Донбас – трансгаз”. - Наказ - № 63 від 21. 03. 96 р. по АТ “Укргазпром”, м. Київ.
2. Маэр И.И., Иванцов О.М. Малдованов О.И. Конструктивная надёжность и экономическая безопасность трубопроводов. –М. :Недра. – 263 с.
3. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Оптимизация проектных решений магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов с учётом охраны окружающей среды // Нефтяное хозяйство. 1976. - № 10. -С. 42 – 44.
4. Бородавкин П.П., Ким Б.И. К вопросу определения потенциального стока при повреждении магистрального нефтепровода // Нефть и газ. –Баку :Изв. вузов. -1978. - № 5. –С. 61 – 64.
5. Рачевский Б.С. Предотвращение аварий при транспорте и хранении жидких углеводородов. – М. :ЦНИИТЭнефтехим, 1977. – 110 с.
6. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. – М. :АОЗТ “Олита”, 1996. – 207 с.
7. Харионовский В.В. Магистральные газопроводы: Концепция конструктивной надёжности линейной части // Газ. пром-сть. – 1992. - № 2. – С. 30 – 32.
8. Поляков В.Н. Влияние диаметра магистральных трубопроводов на характеристики их долговечности // Газ. пром-сть. – 1991. – № 3. – С. 20 – 23.
9. Шлапак Л.С., Розгонюк В.В. Розробка концепції дослідження технічного стану надземних ділянок газонафтопроводів // Нафтова і газова пром-сть. – 1996. – № 4. – С. 35 – 37.
10. Шлапак Л.С., Банахевич Ю.В., Сидор Ю.М. Аналіз технічного стану надземних ділянок газонафтопроводів в складних умовах експлуатації //Нафт. і газова пром-сть. – 1996. – № 4. – С. 38 – 40.

11. Телегин Л.Г., Ким Б.Н., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов :Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 188 с.
12. Патон Б.Е. Иванов О.М. Новое в строительстве и повышении надёжности магистральных трубопроводов //Газовая промышленность. – 1993. - № 10. –С. 26 – 28.
13. Кузьменко Ю.О. Моніторинг корозійного стану магістральних нафтогазопроводів // Нафтова і газова промисловість. – 1994. - № 2.
14. Кузьменко Ю.О., Лукович В.В. Спосіб розрахунку параметрів електрохімічного захисту за даними електрометричних вимірювань //Нафтова і газова промисловість. – 1994. – № 2 .
15. Кузьменко Ю.О. Інформаційне забезпечення моніторингу корозійного стану магістральних газонафтопроводів //Нафтова і газова промисловість. – 1997. –№ 2. –С. 38 – 39.
16. Технічна експлуатація систем захисту від підземної корозії магістральних газопроводів //В.В. Розгонюк, Ю.П. Гужов, Ю.О. Кузьменко, В.А. Шишківський . – Київ. :Росток. – 2000 р.
17. Рекомендации по учёту старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988. – 90 с.
18. KG Berry and others. Performance of Oil Industry Cross-country Pipelines in Western Europe. CONCAWE. – Brussels,. :PetroChem. – NR 3. – 1994.
19. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Молдаванов О.Н. Диагностика магистральных трубопроводов. – М. :Недра, 1982. – 251 с.
20. Зоненко В.И., Ким Б.И. Вероятностный анализ продольных разрушений магистральных трубопроводов //ЭИ Строительство предприятий нефтяной и газовой промышленности /Сер. Линейное строительство ВНИИПКтехгорнефтегазстрой. – 1986. – №12. – С.12 – 14.

21. Ким Б.И., Зоненко В.И. Вероятностно-статистические модели надёжности систем трубопроводного транспорта //Труды МИНХ и ГПИ им. Губкина, 1989. Вып. 35. – С. 137 – 142.
22. TNO – Report, 1991.
23. Эксплуатационная надёжность магистральных нефтепроводов //В.Д. Черняев и др. – М. :Недра, 1992. - 264 с.
24. Кумылганов А.С. Состояние и перспективы капитального ремонта магистральных нефтепроводов. Трубопроводный транспорт нефти. :Транснефть. -1995. – № 6. – С. 3 – 8.
25. Шумайлов А.С., Гуменов А.Г., Молдованов О.И. Диагностика магистральных трубопроводов. – М. :Недра, 1992. – 251 с.
- 26.Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы – М.:Недра, 1982 – 196 с.
- 27.Morrow T.B., Bass R.L., Lock J.A. An LPG Pipeline Break Flow Model//J. of Energy Resources Technology. – 1983. – V. 105. – № 9. – P. 379 – 387.
28. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках. – М.: Недра, 1986. – 205 с.
29. Фокс Дж.А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248 с.
30. Tam V.H.Y. and Cowley L.T. Consequences of Pressurised LPG Releases: The Isle of Grain Full Scale Experiments//Proceedings of the GASTECH 88 Conference. – Kuala Lumpur, 1988. –V. 1, – Session 4, – Paper 3.
31. Гриценко А.И., Клапчук О.В., Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах. – М.: Недра, 1994. – 239 с.
32. Нафта і газ України //Під ред. М. П. Коваленко. – Київ. :Наукова Думка, 1997. – 378 с.
33. Лозоновская И.Н., Орлов Д.С., Садовникова Л.К. Экология и охрана биосферы при химическом загрязнении: Учеб. пособие для хим., химико – технол. биол. спец. вузов. – М.: Высш. школа. – 1998. – 287 с.

34. Семчук Я. М., Говдяк Р.М. Прогнозні оцінки забруднення компонентів навколишнього середовища нафтогазопродуктами за допомогою показників екологічної безпеки //Державний міжвідомчий науково – технічний збірник :Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія “Техногенна безпека”. – Випуск 37 (том 10). – Івано – Франківськ 2000. – С. 146 – 151.
35. Семчук Я.М., Говдяк Р.М. Дослідження проникності ґрунтів зони аерації при аварійних викидах нафтопродуктів //Державний міжвідомчий науково – технічний збірник “Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин :Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Випуск 34. – Івано – Франківськ, 1997. – С. 219 – 223.
36. Ломтадзе В.Д. Методы лабораторных исследований физико-механических свойств горных пород. – Л: Недра, 1972. – 308 с.
37. Атрощенко Ф.Г., Петров Н.С., Шарый А.Н. Изучение миграции высокоминерализованных рассолов на физической модели :В кн.: Записки ЛПИ. – Л. – 1982. – С. 107 – 117.
38. Семчук Я.М. Изучение миграции высокоминерализованных рассолов в районе хвостохранилища Калушского производственного объединения “Ориана”: В сб.: Совершенствование технологий добычи и переработки калийных руд Прикарпатья. – Черкасы. : ОНИИТЭХИМ. – 1984. – С. 86 – 95.
39. Семчук Я.М. Результаты исследования засоления грунтовых вод на калийных предприятиях :В реф. сб.: Калийная промышленность. – М.: НИИТЭХИМ. 1983. Вып. 1. – С. 9 – 13.
40. Ogata A. Two – dimensional steady – steady dispersion in a saturated porous medium. – J. Rese U. S. Geol. Sur. 1976. Vol. 4., - № 3. P. 277 – 284.
41. Мироненко В.А., Шестаков В.Н. Основы гидрогеомеханики. – М.: Недра, 1974. – 296 с.
42. Семчук Я.М., Говдяк Р.М. Дослідження особливості формування нафтового забруднення зони аерації на фізичній моделі //Державний

- міжвідомчий науково – технічний збірник: Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ : Буріння нафтових і газових свердловин. Випуск 38. - Т 2. – Івано – Франківськ. 2001. – С. 151 – 157.
43. Методические указания. ИК – фотометрическое определение нефтепродуктов в водах (РД 5224. 476-95). Дата введения 01.01.95г. – 13 с.
44. Бочевеер Ф.М., Орадовская А.Е. Гидрогеологическое обоснование защиты подземных вод и водозаборов от загрязнений. – М.: Недра, 1972. – 129 с.
45. ТЭО расширение системы магистральных газопроводов на участках “Тальное – Ананьев” для обеспечения транспортировки российского газа на экспорт (корректировка). Книга 1. Общая пояснительная записка. Заказ 3225. ТЭО Киев. – 1995. – 195 с.
46. Седых А.Д. Анализ рисков при проектировании продуктопроводных систем повышенной опасности//Газовая промышленность. –2000. – №4. – С. 53-57.
47. Губський А.І. Цивільна оборона /Підручник для вищих учбових закладів. – К.: Міністерство освіти, 1995. – 216 с.
48. Hoff A.M. An Experimental Study of the Ignition of Natural Gas in a Simulated Pipeline Rupture /Combustion and Flame. 1983, V. 49. - P51-55.
49. Едигаров А.С., Сулейманов В.А. Математическое моделирование аварийного истечения и рассеивания природного газа при разрыве газопровода: Математическое моделирование. 1995. – Т.7, - № 4. – С. 37 – 52
50. Chamberlain G. Developments in design methods for predicting thermal radiation from flames//Chem. Eng. Des.1987, - V.65. - P.299 – 309.
51. Mudan K. Therminal radiation hazard from hydrocarbon pool fires//Prot. Energy and Combust. Sci. 1984, -V.10,1. -P. 59 – 80.

52. Eisenberg N.A., Lych C.J., Breeding R.J.. Vulnerability model. A simulation system for assessing damage resulting from marine spills //Nat. Tech. Inf. Service, Report AF-A102-245, :Springfield, Va.1975.
53. Деди́ков Е.В., Клишин Г.С., Селезнёв В.Е. и др. Оценочный анализ осколочного поражения на газопроводах//Газовая промышленность. – №10. – С. 52-54.
54. Баум М.Р. Разрыв сосуда под давлением. Предварительные рекомендации по расчёту скорости фрагментов и протяжённости зоны поражения //Современное машиностроение, серия Б. – 1989. – №2. – С. 40-48.
55. Ортега Дж., Пул У. Введение в численные методы решения дифференциальных уравнений. –М.:Наука, 1986. –288 с.
56. Сен-Венан. Сборник задач по гидравлике и газодинамике для нефтяных вузов //Под ред. Г.Д. Розенберга. –М.:Недра, 1990. – С. 170.
57. Белик Н.П., Беляев Н.М., Шандров Г.С. Расчёт процесса опорожнения газовой ёмкости // Инженерно - физический журнал. 1964. - Т. VII. - №9. - С. 25 – 28.
58. Bell R.P. Isopleth calculations for ruptures in sour gas pipeline //Energy Processing. -Canada, 1978, July – August, -P. 36 – 39.
59. Семчук Я.М., Говдяк Р.М. Математична модель витокy газу при розриві магістрального газопроводу на повний переріз. //Збірник наукових праць/ Матеріали науково – практичної конференції “Нафта і газ України” – 2000. - Т 3. – Івано – Франківськ. – 2000. С. 343 – 346.
60. Методические рекомендации по расчету термодинамических свойств природного газа //С.Д. Барсук, Ю.В.Сурков, О.А. Беньяминович, Л.Д. Щелкунов. – М.: ВНИИГАЗ, 1975. – 16 с.
61. Мутовин Ю.Г., Одишария Г. Э. Обобщение методов расчёта теплофизических свойств смесей углеводородных газов, включающих азот :В сб.: Проблемы транспорта газа. – М.: ВНИИГАЗ. 1983. – С. 97.

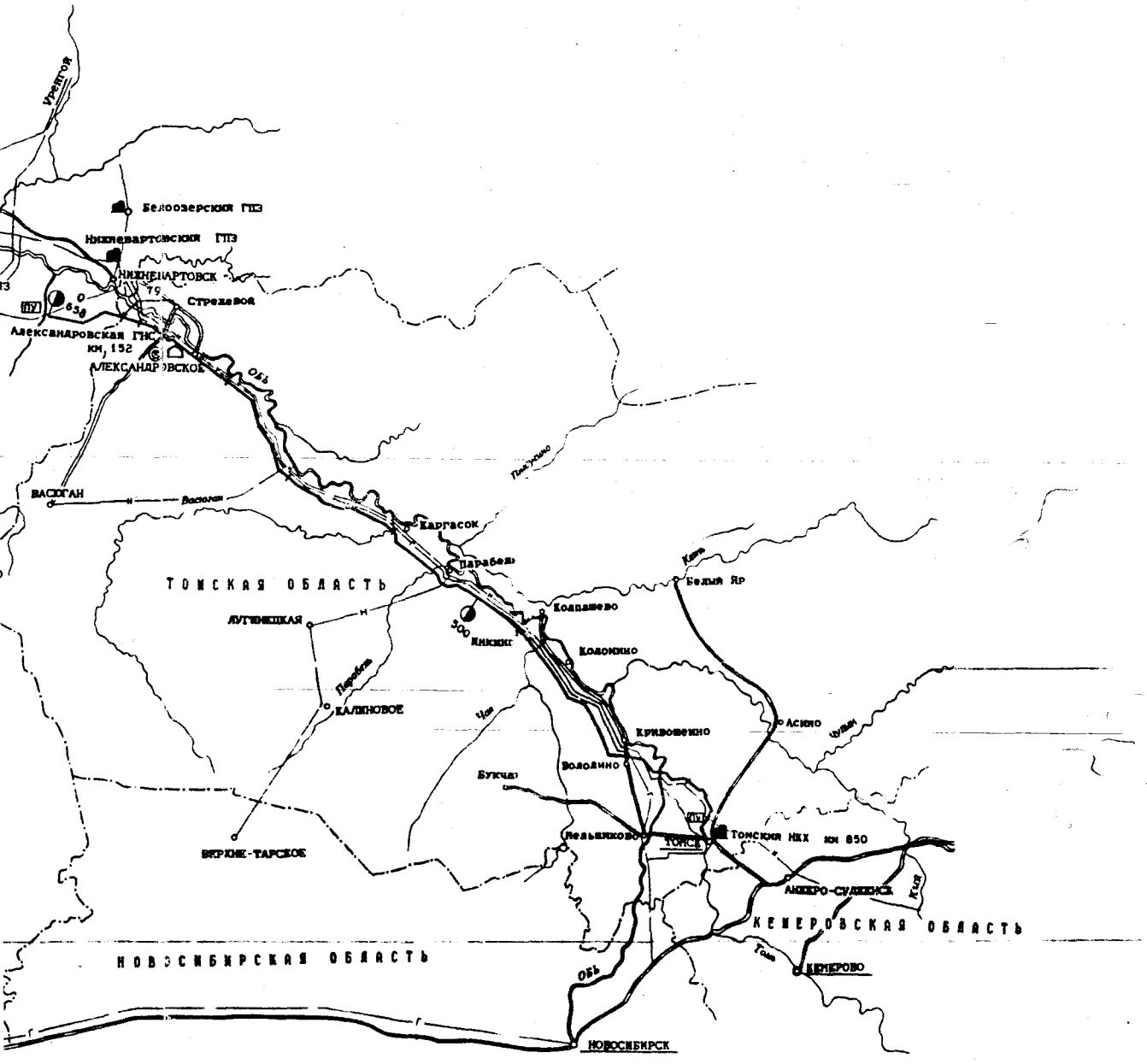
62. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата / А.А. Коршак, А.И. Забазнов, В.В. Новосёлов и др. – М.: ВНИИОНГ, 1994. – 224 с.
63. Нигматулин Р.П. Динамика многофазных сред. – Т.1. – М.: Наука, 1987 – 464 с.
64. Эксплуатационная надёжность магистральных нефтепроводов / В.Д. Черняев и др. – М.: Недра, 1992, - 272 с.
65. Бесчастов М.Б. Оценка и обеспечение взрыво-безопасности промышленных объектов // Безопасность труда в промышленности. 1988. – № 1. - С. 52 – 57.
66. Johr H.S. Lee Gas Cloud Explosion – Current Status // Fire Safety J. 1983, 5. - № 3-4, - P. 251 – 263.
67. Pickles J.H., Bittleston S.H. Unconfined vapor cloud explosions – The assymmetrical blast from an elongated cloud // Combust and Flame. 1983, 51. - № 1. – P. 45 – 53.
68. Analysis of explosion hazards on spontaneous release of inflammable gases into the atmosphere // Giesbrecht Hartmut, Hemmer Gerd, Hess Klaus, Leuckel Wolfgang, Stoeckel Alfred // Ger. Chem. Eng. 1981, 4. – № 5. – P. 305 – 325.
69. Lannoy A. Analyse des explosions de l'air – hydrocarbure au milieu libre. – Paris, 1984, - 390 p.
70. Raju M.S., Strehlow R.A. Numerical investigations of nonideal explosion // Journal of Hazardous Materials: Elsevier Science Publishers B.V., - Amsterdam. :Printed in the Netherlands. 1984, 9. – P. 265 – 290
71. J. Lee Fuel – Air Explosions – Univers. of Waterloo Press, 1992, p. 1006
72. Rusin M., Savvides – Gellerson E. The Safety of Interstate Liquid Pipelines – An Evaluation of Present Levels and Proposals for Change A.P.I. Research study 040, July, 1987.
73. Семчук Я.М., Говдяк Р.М. Основи розробки науково – методичної бази для кількісної оцінки ризику небезпеки при експлуатації

- нафтогазопроводів. //Матеріали науково-практичної конференції факультету нафтогазопроводів. – Івано-Франківськ, 1984. – 258 с.
74. Семчук Я.М. Говдяк Р.М. Актуальні проблеми охорони праці у нафтогазовій галузі //Державний міжвідомчий науково – технічний збірник :Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. - № 35. – Івано – Франківськ. 1998. – С. 156 – 159.
75. Хенм Э, Куманото Х. Надёжность технических систем и оценка риска /Пер. с англ. – М.: Машиностроение, 1984. – 258 с.
76. Маршал В. Основы опасности химических производств. – М.: Мир, 1985. – 672 с.
77. Потапов В.І. Статюха Г.О. Методика оцінки небезпечних видів діяльності промислових підприємств (проект). – Київ, 1994. – 45 с.
78. СНІП 2.05.06.85. Магистральные трубопроводы.
79. Макар Р.М., Говдяк Р.М., Шелковський Б.І. Стан, шляхи та перспективи газопостачання України //Вісник Державного університету “Львівська політехніка”. -Львів, - 1998.
80. Макар Р.М., Говдяк Р.М., Шелковський Б.І. Газопостачання України. Проблеми і перспективи // Збірник наукових праць :Матеріали 5-ої Міжнародної конференції “Нафта – газ України” – 98. Том 1. – Полтава. :УНГа, 1998.
81. Говдяк Р.М. Руднік А.А. Стан і напрямки розвитку трубопровідного транспорту газу в Україні //Матеріали 6-ої Міжнародної конф. Нафта і газ України – 2000. – Івано – Франківськ :УНГА. 2000. – С. 38 – 41.
82. Говдяк Р.М. Трубопровідне транспортування природного газу ХХІ століття. Проблеми і перспективи розвитку //Нафтова і газова промисловість. - № 2, 2001. – С . 29 – 32.
83. Енергозабезпечення на об'єктах транспорту газу України /Р.М. Макар, Б.И. Шелковський, Р.М. Говдяк та ін. // Матеріали 2-ої Міжнародної

- конференції по управлінню та використанню енергії. – Київ, 1997. – С. 2 – 5.
84. Калапунь И.Н., Шелковский Б.И., Говдяк Р.М. Состояние и основные пути энергосбережения в газовой промышленности Украины // Энергосберегающие технологии и автоматизация - № 3, 2000.
85. Говдяк Р., Калапунь І., Чабанович А., Ефективне використання природного газу в теплоенергетичних установках з контактним тепломасообміном. //Матеріали 6-ої Міжн. конф. Нафта і газ України – 2000. – Івано – Франківськ, :УНГА, 2000. – С . 9 – 10.
86. Говдяк Р.М., Шелковский Б.И., Калапунь И.М. Проблемы и пути расширения использования природного газа в качестве моторного топлива двигателей внутреннего сгорания //Материалы научно – практической конференции. Экономические преимущества применения газа в качестве моторного топлива. – Харьков, 1999.
87. Говдяк Р.М., Карп И.Н., Шелковский Б.И. Использование горных газов в качестве моторного топлива // Экотехнологии и ресурсосбережение. - № 1, 2000. – С . 13 – 22.
88. Говдяк Р., Калапунь І., Шелковський Б. та інші. Ефективна технологія використання суміші бензину з природним газом в якості моторного палива двигуна автомобіля //Матеріали 6-ої Міжн. конф. Нафта і газ України. – Івано-Франківськ, :УНГА, – 2000. –С . 172 – 173.
89. Говдяк Р., Калапунь І., Шелковський Б. Стан і проблеми використання природного газу в якості моторного палива двигунів внутрішнього згорання // Матеріали 6-ої Міжн. конф. Нафта і газ України – 2000. - Івано – Франківськ. :УНГА, - 2000. – С. 174 – 175.
90. Говдяк Р., Калапунь И., Шелковский Б. Энергосбережение в газовой промышленности Украины //Энергосберегающие технологии и автоматизация (ЭСТА). -№ 13(15). – 2001. –С . 20 – 27.

91. РД 39-30-1167-84. Методика оптимизации параметров комплектующих изделий магистрального нефтепровода по критерию надёжности в эксплуатации. –Уфа.: ВНИИСПТ – нефть, 1978. – 48 с.
92. Kiefner J.F. In Forth Symposium on Line Pipe Research, American Gas Association, Catalog ue No. L30075, Nov. 1969.
93. Folias E.S. The Stresses in a Cylindrical Shell Containing an Axial Crack. Aerospace Research Laboratories, Oct. 1964. – ARL. 64-174.
94. Thomas J. O’Grady, Daniel T.H., Kiefner J.F. Pressure Calculation for Corroded Pipe Developed //Oil and Gas Journal, 1992, Oct. 19, - P. 84-89.
95. Методика оперативной оценки потенциальной опасности объектов народного хозяйства //Штаб гражданской обороны СССР. – Москва. – 1990. – 20 с.
96. Говдяк Р. І., Дмитренко І.І., Вілінський О.І. Сучасні засоби вимірювання обліку витрат газу на газовимірювальних станціях //Нафтова і газова промисловість. - №3, 1998. –С. 44-45.

СУРГУТА



СХЕМА

М 1:5000000

1 см - 50 км

АО "УКРГАЗПРОЕКТ"

КИЕВ 1996 г.

ДОДАТОК Б

Сейсмічність населеного пункту України

Населений пункт	Сейсмічність	Населений пункт	Сейсмічність
Алушта	8	Королево	7
Арциз	7	Косів	6
Балаклава	8	Крижопіль	6
Бар	5	Ладижин	6
Бахчисарай	7	Лютичів	6
Білгород-Дністров	6	Могілів-Подільск	6
Борислав	5	Моршин	6
Болград	8	Мукачеве	7
Браслав	6	Нагорне	8
Буштіно	7	Немирів (Вінниця)	6
Вапнярка	6	Овидіополь	6
Вилкове	7	Одеса	6
Вишневе	7	Орджонікідзе	7
Вигода	6	Очаків	6
Городок (Хмелін.)	6	Планерське	7
Гурзуф	8	Рахів	7
Євпаторія	6	Рені	8
Жмеринка	6	Саки	6
Івано-Франківськ	6	Свалява	7
Ізмаїл	7	Севастополь	7
Іллічівськ	8	Сімферополь	6
Іршава	7	Снятин	6
Калуш	6	Старий Крим	6
Камінець-Подільск	6	Стрий	6
Керч	6	Судак	7
Коломия	6	Ялта	8

ДОДАТОК В

Регіони України небезпечні по зсувах

Закарпатська область, Івано-Франківська область, Чернівецька область, Львівська область (на південь від міста Львів, включно), Кримська область (Південний берег Криму, включаючи місто Севастополь), Запорізька область (узбережжя Азовського моря на глибину 20 км.), Донецька область узбережжя Азовського моря на глибину 20 км.) – $x = 2$; - Львівська область (на південь від міста Львів), Хмельницька область, Тернопільська область, Вінницька область, Одеська область, Миколаївська область, Херсонська область (на відстані до 30 км. від Дніпра), Запорізька область (на відстані до 30 км. від Дніпра), Дніпропетровська область, Черкаська область (Правобережжя, на відстані 50 км. від Дніпра, Лівобережжя – повністю), Київська область (Правобережжя, на відстані до 20 км. від Дніпра на південь від Київського водосховища, Лівобережжя - повністю), Полтавська область, Харківська область, Луганська область (на південь від р. Сіверський Донець), Сумська область – $x = 1$;

- решта території України – $x = 0$.

ДОДАТОК Д

Регіони України небезпечні з карстових і суфозійних процесах

Карпатські гори – $x = 3$; Львівська область (на північ від р. Стрий), Волинська область, Рівенська область, Донецька область (на схід від м. Донецьк, узбережжя Азовського моря на глибину до 30 км.), Тернопільська область, басейн ріки Сіверський Донець – $x = 2$;

- Івано – Франківська область (на північ від р. Прут), Черкаська область (на північний схід м. Чернівці включно), Одеська область (узбережжя Чорного моря на глибину до 50 км.), Миколаївська область (узбережжя Чорного моря на глибину до 50 км. та басейн р. Інгулець), херсонська область (на відстані до 50 км. від Дніпра), Кримська область (південний берег Криму, північні схили Кримських гір та Тарханкутський п-ів на північний захід від м. Саки), Вінницька область (на відстані до 50 км. від р. Дністер), Сумська область (на північ від р. Сейм), Кіровоградська область (на відстані до 50 км. від р. Дніпро), Дніпропетровська область (на відстані до 30 км. від р. Інгулець), Чернігівська область (на південь від лінії Чернігів – Бахмач включно), Полтавська область – $x = 1$;

- Решта території України – $x = 0$.

ДОДАТОК Е

Регіони розповсюдження лесових ґрунтів

- Одеська область, Миколаївська, Херсонська область (на відстані до 30 км. від Дніпра), Кіровоградська область (на відстані до 100 км. від Дніпра), Полтавська область (на відстані до 40 км. від Дніпра), Черкаська область (правобережжя), Кримська область (на північ від лінії оз. Донузлав – м. Феодосія) – $x = 3$;
- Львівська область, Івано – Франківська область, Чернівецька область, Кримська область (на північ від лінії оз. Донузлав – м. Феодосія) – $x = 1$;
- Решта території України – $x = 2$.

ДОДАТОК 3

Таблиця максимальних та середніх швидкостей вітру у населених пунктах

Пункт	Максимальна з середніх швидкостей за січень, м/с	Пункт	Максимальна з середніх швидкостей за січень, м/с
Амвросіївна	5.7	Могилів – Подільськ	4.0
Берегове	3.8	Миколаїв	5.4
Вінниця	4.7	Нікополь	4.9
Генічеськ	5.5	Новоград-Волинськ	4.6
Дніпропетровськ	5.5	Одеса	8.5
Донецьк	6.2	Первомайськ	5.0
Дрогобич	6.2	Полтава	5.6
Євпаторія	7.1	Прилуки	5.2
Житомир	5.4	Рівне	7.5
Жмеринка	5.1	Сарни	4.0
Запоріжжя	4.8	Севастополь	6.4
Івано-Франківськ	5.8	Сімферополь	6.0
Ізмаїл	6.2	Судак	6.7
Ізюм	4.0	Суми	5.9
Камінець-Подільськ	5.4	Тернопіль	5.1
Керч	7.4	Умань	5.8
Київ	4.3	Ужгород	3.6
Кіровоград	5.9	Феодосія	6.0
Конотоп	5.0	Харків	5.0
Коростень	5.8	Херсон	6.2
Кривий Ріг	6.2	Хмельницький	5.7
Львів	6.4	Хуст	2.3
Луганськ	6.8	Чернігів	4.2
Луцьк	6.3	Чернівці	5.4
Маріуполь	6.1	Ялта	4.4
Мелітополь	5.1		