

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ЛІСОТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ

Кафедра технологій захисту навколишнього середовища
і деревини та безпеки життєдіяльності

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи магістра на тему:

«Аналіз та дослідження викидів метану в атмосферне повітря при
транспортуванні природного газу розподільними газопроводами»

Виконав: студент групи ТЗНСЗ-61м
спеціальності

“Технології захисту
навколишнього середовища”

Бойко Я.М.

Керівник: професор, доктор техн. наук

Кшивецький Б. Я.

Рецензент: Гайда С.В.
(прізвище та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ЛІСОТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ

Інститут деревообробних технологій і дизайну

Кафедра технологій захисту навколишнього середовища і деревини та безпеки життєдіяльності

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Спеціальність Технології захисту навколишнього середовища

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЗНСДБЖД

проф Кшивецький Б. Я.

“ 13 ” 05 2025 року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бойко Ярина Михайлівна

1. Тема роботи : «Аналіз та дослідження викидів метану в атмосферне повітря при транспортуванні природного газу розподільними газопроводами»

керівник роботи Кшивецький Богдан Ярославович, професор, доктор техн. наук
затверджені наказом університету від “ 13 ” 05 2025 року № С-316

2. Термін подання студентом роботи 15.12.2025 р.

3. Вихідні дані до роботи

Матеріали переддипломної практики

4. Зміст пояснювальної записки (розділи, які потрібно розробити)

Вступ

1 Аналіз літературних джерел та теоретичних основ дослідження

2 Дослідження складу природного газу та особливостей його втрат у газопроводах

3 Методи зменшення втрат метану та математичне моделювання процесів

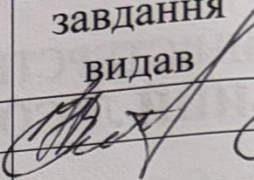
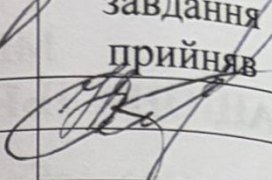
4 Результати досліджень та їх аналіз

5. Охорона праці та безпека при експлуатації газопроводів

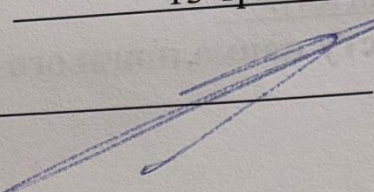
Загальні висновки

Перелік посилань

Додатки

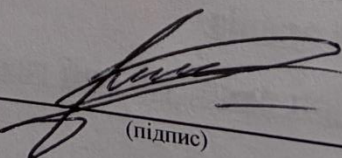
6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Сторожук В.М.		

7. Дата видачі завдання 13 травня 2025 року

Керівник проекту  проф. Кшивецький Б.Я.

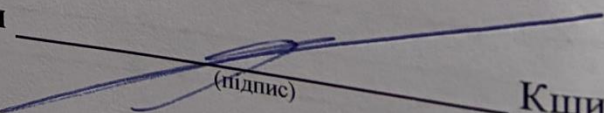
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	ВСТУП	23.08-30.08.2025 р.	
2	Аналіз літературних джерел та теоретичних основ дослідження	31.08-20.09.2025 р.	
3	Дослідження складу природного газу та особливостей його втрат у газопроводах	21.09-20.10.2025 р.	
4	Методи зменшення втрат метану та математичне моделювання процесів	21.10-06.11.2025 р.	
5	Результати досліджень та їх аналіз	07.11-24.11.2025 р.	
6	Охорона праці та безпека при експлуатації газопроводів	25.11-14.12.2025 р.	
7	ВИСНОВКИ	15.12-16.12.2025 р.	

Студент 

(підпис)

Бойко Я.М.

Керівник роботи 

(підпис)

Кшивецький Б. Я.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра: 75 с., 4 рис., 19 табл., 10 джерел.

ПРИРОДНИЙ ГАЗ, МЕТАН, ГАЗОРОЗПОДІЛЬНІ СИСТЕМИ, ВТРАТИ ГАЗУ, ДИСТАНЦІЙНИЙ МОНІТОРИНГ, АВАРІЙНІ СИТУАЦІЇ, ОХОРОНА ПРАЦІ, МОДЕРНІЗАЦІЯ МЕРЕЖ, ПОЛІЕТИЛЕНОВІ ТРУБИ, ГЕРМЕТИЧНІСТЬ ТРУБОПРОВОДІВ.

Об'єкт дослідження – газорозподільні системи та технологічні процеси транспортування і розподілу природного газу в Україні.

Предмет дослідження – закономірності втрат метану, фактори, що впливають на безпеку експлуатації газорозподільних систем, та ефективність заходів щодо їх мінімізації.

Мета роботи – дослідження втрат метану у газорозподільних мережах, аналіз сучасних технологій моніторингу та методів зменшення витоків, а також розробка рекомендацій щодо підвищення безпеки та ефективності роботи газорозподільних підприємств.

У роботі проведено аналіз фізико-хімічних властивостей природного газу та метану, виявлено джерела утворення і шляхи витоків газу. Досліджено втрати метану у газорозподільних мережах, визначено основні технічні та експлуатаційні фактори, що на них впливають, проведено моделювання витоків та оцінку питомих втрат. Проаналізовано сучасні технології моніторингу та виявлення витоків газу (LDAR, дистанційний контроль, використання поліетиленових труб) та оцінено їх ефективність. Визначено роль організації охорони праці, застосування засобів індивідуального та колективного захисту персоналу під час аварійних ситуацій.

Результати роботи дозволяють обґрунтовано розробити комплексні заходи щодо зменшення втрат метану, підвищення енергоефективності газорозподільних систем, поліпшення екологічних показників та забезпечення безпеки працівників.

ABSTRACT

Master's qualification thesis: 75 pages, 4 figures, 19 tables, 10 sources.

NATURAL GAS, METHANE, GAS DISTRIBUTION SYSTEMS, GAS LOSSES, REMOTE MONITORING, EMERGENCY SITUATIONS, OCCUPATIONAL SAFETY, NETWORK MODERNIZATION, POLYETHYLENE PIPES, PIPELINE TIGHTNESS.

Object of research – gas distribution systems and technological processes of natural gas transportation and distribution in Ukraine.

Subject of research – patterns of methane losses, factors influencing the safety of gas distribution system operation, and the effectiveness of measures aimed at minimizing these losses.

Purpose of the work – to study methane losses in gas distribution networks, analyze modern monitoring technologies and methods for reducing leaks, and develop recommendations for improving the safety and efficiency of gas distribution enterprises.

The work includes an analysis of the physicochemical properties of natural gas and methane, identification of sources and pathways of gas leakage. Methane losses in gas distribution networks were investigated, key technical and operational factors influencing them were determined, leakage modeling and specific loss assessment were carried out. Modern gas leak monitoring and detection technologies (LDAR, remote control, use of polyethylene pipes) were analyzed and their effectiveness was evaluated. The role of occupational safety management, the use of personal and collective protective equipment by personnel during emergency situations, was defined.

The results of the study provide a justified basis for the development of comprehensive measures to reduce methane losses, improve the energy efficiency of gas distribution systems, enhance environmental performance, and ensure worker safety.

ВСТУП

Сучасна енергетична система України працює в умовах військового конфлікту та постійної загрози для інфраструктури, що робить безпечне функціонування газорозподільних систем особливо актуальним. Ураження трубопроводів, аварійні відключення та ризик вибухів створюють загрозу не лише для економічної стабільності та екології, але й для життя і здоров'я працівників та населення. У таких умовах важливим завданням є забезпечення безпечного транспортування і розподілу природного газу, а також мінімізація його втрат.

Актуальність дослідження обумовлена необхідністю підвищення ефективності функціонування газорозподільних мереж, зменшення втрат метану, забезпечення енергоефективності та комплексної системи охорони праці на підприємствах газорозподільної галузі. Це включає аналіз фізико-хімічних властивостей газу, оцінку технічного стану трубопроводів, впровадження сучасних технологій виявлення та локалізації витоків, а також розробку заходів із забезпечення безпеки персоналу у складних умовах.

Метою роботи є дослідження втрат метану у газорозподільних системах, оцінка факторів, що впливають на ці втрати, обґрунтування заходів щодо їх зниження та комплексне вивчення питань охорони праці на підприємствах галузі.

Для досягнення поставленої мети в роботі визначено такі основні завдання:

- провести аналіз фізико-хімічних властивостей природного газу та метану, визначити основні джерела та механізми їх витоків у процесі транспортування і розподілу;
- дослідити сучасні технології зменшення втрат метану, включаючи дистанційний моніторинг, система LDAR, та використання поліетиленових труб;

- оцінити технічний стан газорозподільних мереж та вплив матеріалів, конструкцій і зношеності обладнання на рівень витоків;
- розробити економічну та екологічну оцінку заходів щодо зменшення втрат газу.

Об'єктом дослідження є газорозподільні системи та процеси транспортування і розподілу природного газу.

Предметом дослідження є закономірності виникнення втрат метану, ефективність заходів щодо їх зниження та комплексна організація охорони праці на підприємствах газорозподільної галузі.

1 АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ТЕОРЕТИЧНИХ ОСНОВ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Стан та розвиток газотранспортної системи України

Газотранспортна система України (ГТС) є складним інженерно-технологічним комплексом, що охоплює магістральні трубопроводи, мережі розподілу, підземні газосховища, компресорні станції та газорозподільні пункти. У нормативних актах поняття «єдина газотранспортна система України» (ЄГТСУ) трактується як сукупність виробничих інфраструктурних об'єктів — магістральних і розподільчих трубопроводів, газосховищ та інших технологічно пов'язаних елементів, які забезпечують транспортування, розподіл і зберігання природного газу.

За звітними даними Державної інспекції енергетичного нагляду України у 2017 році загальна протяжність магістральних газопроводів разом з відводами становила близько 37,6 тис. км. Із цього обсягу приблизно 22 тис. км припадало на основні магістралі, 13,1 тис. км — на відводи, а ще 2,5 тис. км становили розподільчі трубопроводи. Така структурна організація дозволяє чітко розмежовувати функції: магістральні газогони відповідають за міжрегіональне та міжнародне транспортування, у тому числі транзит, тоді як системи розподілу забезпечують доставку газу промисловим та побутовим споживачам у межах населених пунктів. Це створює умови для ефективної роботи внутрішнього газопостачання та гармонійної взаємодії з транзитними потоками.

Розподільчі газопроводи включають мережі зовнішньої подачі високого, середнього та низького тиску, які транспортують газ від точок надходження (газорозподільних станцій, вводів або відгалужень магістралей) до кінцевих користувачів. Технічні характеристики цих мереж в Україні відрізняються залежно від матеріалів труб, строку їх експлуатації та функціонального призначення. В оновлених сегментах мережі переважають поліетиленові труби марок ПЕ 80 та ПЕ 100, параметри яких відповідають стандартам для роботи під

низьким і середнім тиском. Сталеві труби, що були широко застосовані у старіших системах, використовуються рідше, оскільки вони більш уразливі до корозії та механічного зношення, що підвищує ймовірність аварійності та витоків газу.

За даними журналу «Віче», аналітичний огляд ГРМ, сукупна довжина газорозподільних мереж України перевищує 235 тис. км і включає зовнішні, підвідні та міжміські ділянки. Їх класифікація за тиском охоплює: мережі низького тиску до 0,005 МПа (для житлового сектора), середнього тиску 0,005–0,3 МПа (для міських і селищних районів після регуляторних пунктів), а також високого тиску 0,6–1,2 МПа (переважно магістральні або великі розподільні ділянки).

Значна частина застарілих мереж була прокладена в період активної газифікації наприкінці 1970-х — на початку 1980-х років, і нині приблизно 20 % їх перебуває у критичному стані. Велика протяжність, значний строк експлуатації труб та використання матеріалів, які втратили надійність, зумовлюють підвищені ризики аварій, технічних втрат і витоків газу. Діючі програми модернізації передбачають заміну сталевих труб на поліетиленові, оптимізацію тискових режимів у низько- та середньотискових мережах, впровадження автоматизованих систем управління та моніторингу для зміцнення безпеки та надійності газопостачання.

Розвиток газопостачальної системи України відбувається у кількох ключових напрямках. Перший — реформування ринку газу, зокрема процес анбандлінгу, що передбачає відокремлення функцій транспортування від діяльності групи НАК «Нафтогаз України». Перший етап розділення транспортування та зберігання газу було завершено у 2018 році. Другий напрям — масштабна модернізація інфраструктури, що включає оновлення трубопроводів, заміну морально застарілих ділянок, впровадження сучасного обладнання та підвищення технічної живучості мереж. Наразі приблизно третина магістральних трубопроводів і газорегулюючих пунктів відпрацювала або перевищила нормативний строк служби, що потребує термінових оновлень.

Ці процеси свідчать про прагнення підвищити ефективність, безпечність і екологічність газопостачання. Однією з ключових проблем залишається старіння як магістральних, так і розподільних газопроводів. За інформацією International Energy Agency (IEA), станом на 2024 рік понад 29 % труб у системі передачі газу експлуатуються довше від установленого ресурсу. Це підсилює ризики витоків і аварійних ситуацій, зменшує загальну герметичність газотранспортної інфраструктури та збільшує витрати на технічне обслуговування й ремонти. Втрати газу призводять не лише до економічних збитків, але й до суттєвих екологічних наслідків, зокрема додаткових викидів метану. Ураховуючи масштабність транспортування та роль України як транзитної країни, ці проблеми мають значний практичний вплив.

1.2 Фізико-хімічні властивості природного газу та метану

Природний газ являє собою складну суміш різних вуглеводневих та неуглеводневих компонентів, яка формується в результаті природних геологічних процесів. На основі даних шостого оціночного звіту МГЕЗК (IPCC Sixth Assessment Report 2021), головним складником газу є метан (CH_4), частка якого коливається від 85 до 98 % залежно від походження родовища, умов видобування та технології обробки. У різних родовищах композиція газу істотно відрізняється: сухі гази переважно складаються з метану, тоді як так звані «жирні» або нафтові гази містять більше важких вуглеводнів — етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8), бутану (C_4H_{10}), пентану (C_5H_{12}) та їхніх ізомерів. Ці компоненти впливають на теплотворну здатність суміші та її фізичні властивості, включно з густиною, в'язкістю та температурою конденсації.

Крім вуглеводнів, до складу природного газу входять неуглеводневі домішки: вуглекислий газ (CO_2), азот (N_2), сірководень (H_2S), водень (H_2) та водяна пара (H_2O). Їх концентрація, як правило, складає від часток до кількох відсотків, але навіть невеликі кількості здатні суттєво впливати на фізико-хімічні характеристики газу. Наприклад, підвищена кількість CO_2 або N_2 знижує

теплотворність, а сірководень має токсичні властивості і може руйнувати металеві елементи труб. Водяна пара сприяє утворенню гідратів метану при низьких температурах та високому тиску, що може блокувати трубопроводи.

Щоб забезпечити надійне транспортування та безпечну експлуатацію, газ перед подачею очищують. Підготовка включає видалення вологи, пилу, сірководню, CO_2 і механічних домішок. Такі заходи підвищують корозійну стійкість обладнання, покращують горіння і знижують ризик накопичення відкладень у трубах.

Метан, основний компонент природного газу, є безбарвним і без запаху. Для безпечного використання його одоризують спеціальними речовинами, наприклад етилмеркаптаном, що дозволяє швидко виявляти навіть мінімальні витоки. Метан належить до алканів — насичених вуглеводнів. Його молекула складається з одного атома вуглецю та чотирьох атомів водню, що забезпечує симетричну структуру та високу хімічну стабільність. Основні фізико-хімічні характеристики метану наведено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Фізико-хімічні властивості метану (CH_4)

Показник	Позначення / Одиниця виміру	Значення
Молярна маса	М, г/моль	16,04
Густина (0 °С, 101,325 кПа)	ρ , кг/м ³	0,717
Температура плавлення	°С	–182,5
Температура кипіння	°С	–161,5
Температура займання	°С	≈ 650
Межі вибуховості в повітрі	% об.	5 – 15
Нижча теплота згоряння	H_i , МДж/м ³	≈ 35,8
Вища теплота згоряння	H_s , МДж/м ³	≈ 39,8
Розчинність у воді (20 °С, 1 атм)	см ³ CH_4 /см ³ H_2O	0,035

Метан характеризується низькою хімічною активністю та високою термодинамічною стабільністю. Його молекула майже не вступає у реакції при звичайних умовах, але при нагріванні активно реагує з киснем, утворюючи CO_2 і воду з виділенням енергії. Це робить метан ефективним паливом.

При транспортуванні газу на його стан впливають тиск, температура, склад суміші та наявність домішок. При високих тисках (за даними технічних вимог до системи Оператора ГТС України до 7,5 МПа у магістральних трубопроводах) густина газу зростає, що дозволяє підвищити обсяг транспортування, але водночас збільшується механічне навантаження на систему. Метан у таких умовах поводить не як ідеальний газ, тому для гідравлічних розрахунків використовують коефіцієнт стисливості (Z), що враховує реальні фізичні властивості.

Коливання температур також впливають на характеристики газу. Під час розширення потоку температура падає (ефект Джоуля–Томсона), що може призводити до конденсації води та важких вуглеводнів або формування гідратів — кристалічних сполук метану з водою, які можуть осідати на внутрішніх стінках труб і перешкоджати руху газу. Для запобігання цьому застосовують інгібітори (гліколі, метанол) або попередньо осушують газ.

Домішки, зокрема сірководень, CO_2 та вода, сприяють активній корозії металу. Сірководень реагує з залізом, формуючи сульфід, що зменшують міцність сталевих труб, а CO_2 у присутності води утворює вугільну кислоту, руйнуючи внутрішні стінки. Контроль хімічного складу газу є важливою складовою безпеки транспортування.

Важкі вуглеводні також впливають на експлуатаційні властивості: при зниженні температури вони конденсуються і формують рідку фазу, що збільшує опір потоку та порушує рівномірний розподіл тиску. Для цього передбачені дренажні системи та періодичне очищення внутрішніх поверхонь труб спеціальними пристроями.

Отже, фізико-хімічні властивості природного газу і метану визначають ефективність і безпеку його транспортування. Контроль тиску, температури, складу та вологості газу допомагає запобігати утворенню гідратів і конденсату, мінімізувати корозійні процеси та підтримувати стабільний потік. Глибоке розуміння цих характеристик необхідне для проектування, експлуатації та модернізації газотранспортних мереж, а також для розробки заходів із зменшення технологічних втрат і підвищення енергоефективності галузі.

1.3 Джерела утворення та шляхи викидів метану при транспортуванні

При транспортуванні природного газу від місць видобутку до кінцевих споживачів завжди виникають технологічні втрати метану, які обумовлені як специфікою виробничих процесів, так і технічними характеристиками газотранспортної інфраструктури. Основні причини втрат включають нещільність з'єднань трубопроводів, корозійне пошкодження металевих елементів, зношування ущільнювальних деталей, дефекти зварних швів, а також поломки арматури, компресорного обладнання та газорегулюючих пунктів. Стан мереж, які експлуатуються понад нормативний термін без капітального ремонту або реконструкції, значно підвищує ймовірність непередбачених витоків.

Втрати метану поділяють на дві основні категорії: організовані (технологічні) та неорганізовані (аварійні). Організовані втрати виникають у процесі планових робіт: запуск та зупинка компресорних станцій, продування магістралей, ремонтні роботи або очищення обладнання. Такі обсяги враховуються у виробничих нормах та не розглядаються як надзвичайні події. У той же час неорганізовані втрати мають випадковий характер і виникають через порушення герметичності трубопровідної системи, аварії, мікротріщини в стінках труб, пошкодження під впливом зовнішніх факторів або некоректний монтаж. Ці витoki більш небезпечні з точки зору екології, оскільки можуть залишатися непоміченими тривалий час і сприяти накопиченню парникових газів у атмосфері.

Особливу увагу приділяють низькотисковим розподільним мережам, які проходять через житлові та міські зони. Їхня велика протяжність, численні з'єднання та невисокий робочий тиск (до 0,005 МПа) збільшують ризик непомітних витоків. Додатково на виникнення витоків впливають температурні коливання, осідання ґрунту, механічні впливи на підземні труби, а також дорожні роботи та будівництво. Ці фактори спричиняють появу мікротріщин, поступове руйнування ущільнювачів і прокладок, що істотно підвищує ймовірність аварійних витоків.

За джерелами походження викиди метану умовно поділяються на чотири ключові групи. Перша група — компресорні станції, де витoki з'являються через роботу ущільнень поршневих і центробіжних компресорів, вентиляційних отворів та продувку обладнання під час обслуговування. Друга група — трубопровідні з'єднання, фітинги та арматура, де витoki спричинені дефектами ущільнень або різьбових з'єднань, тріщинами у зварних швах та старінням прокладок і манжет. Третя група — газорозподільні пункти (ГРП), де можливі витoki через несправності регуляторів тиску, запірної арматури та дренажних ліній. Четверта група — технологічні резервуари, крани та продувні системи, де втрати газу відбуваються під час планових операцій, таких як ремонт, очищення або заміна обладнання.

Оцінка втрат метану має враховувати не тільки їхній обсяг, але й екологічні та економічні наслідки. Неконтрольовані витoki є значним джерелом парникових газів, що прискорюють глобальне потепління, впливають на формування озонового шару та вторинних забруднювачів атмосфери і, врешті-решт, на здоров'я людей. Навіть контрольовані технологічні втрати формують економічні витрати для газотранспортних компаній і потребують постійної оптимізації виробничих процесів.

Джерела викидів охоплюють весь ланцюг транспортування: від магістральних трубопроводів і компресорних станцій до локальних розподільних мереж і газорозподільних пунктів. Ретельне дослідження причин, механізмів та шляхів утворення витоків необхідне для розробки ефективних

методів діагностики та контролю герметичності систем. Це дозволяє мінімізувати негативний екологічний вплив, знизити економічні витрати на транспортування газу, підвищити енергоефективність та безпеку газотранспортної інфраструктури. Усвідомлення масштабів проблеми створює умови для впровадження сучасних технологій моніторингу, профілактичного обслуговування та оптимізації роботи газових мереж, що забезпечує стабільність і безпечність транспортування природного газу.

1.4 Екологічні аспекти впливу метану на атмосферні процеси

Метан (CH_4) є одним із ключових парникових газів, що суттєво впливають на сучасні зміни клімату. Хоча його концентрація в атмосфері значно нижча за концентрацію вуглекислого газу, ефект метану на глобальне потепління виявляється набагато сильнішим. Потенціал глобального потепління (GWP) метану приблизно в 28–34 рази перевищує аналогічний показник для CO_2 у масштабі 100 років, тоді як у короткостроковій перспективі (20 років) він досягає близько 80–85 разів. Ця різниця пояснюється високою здатністю молекули метану поглинати інфрачервоне випромінювання. Тривалість життя метану в атмосфері складає приблизно 10–12 років, після чого він поступово розкладається під дією гідроксильних радикалів (OH), утворюючи CO_2 та H_2O . Незважаючи на відносно короткий атмосферний цикл, метан залишається потужним чинником швидкого глобального потепління завдяки своїй високій радіаційній активності.

Крім прямого парникового впливу, метан активно взаємодіє в атмосфері через фотохімічні процеси. У тропосфері під дією ультрафіолетового випромінювання він окиснюється, спричиняючи формування вторинних забруднювачів, таких як озон (O_3), оксиди азоту (NO_x) та органічні радикали. Озон у нижніх шарах атмосфери є шкідливим для здоров'я: він подразнює дихальні шляхи, провокує запальні реакції в легенях, зменшує врожайність сільськогосподарських культур і шкодить лісовим екосистемам. Підвищений

рівень метану також зменшує кількість гідроксильних радикалів, що знижує здатність атмосфери до самоочищення від інших шкідливих речовин.

У стратосфері продукти розпаду метану впливають на концентрацію озону. Підвищена кількість водяної пари, яка утворюється під час окиснення метану, може прискорювати каталітичне руйнування озонового шару, особливо в присутності хлору та броду, що надходять із хлорфторвуглеців (CFC). Таким чином, наслідки впливу метану поширюються не лише на приземні шари атмосфери, але й на стратосферні процеси, маючи як локальний, так і глобальний ефект.

За даними Міжурядової групи експертів зі зміни клімату (IPCC) та Міжнародного енергетичного агентства (IEA), щорічні викиди метану в Україні оцінюються приблизно у 1,3–1,6 млн тонн. Основними джерелами є енергетичний сектор (приблизно 25–30 %), сільське господарство (40–45 %) та сектор поводження з відходами (близько 20 %). У рамках енергетичного сегмента газотранспортна та газорозподільна інфраструктура відіграє важливу роль: через втрати під час видобутку, транспортування та споживання природного газу в атмосферу потрапляє до 20–25 % антропогенних викидів метану.

Таблиця 1.2 Порівняльна характеристика основних парникових газів

Газ	Частка в загальних викидах, %	Потенціал глобального потепління (GWP, 100 років)	Середній час існування в атмосфері, років
Вуглекислий газ (CO ₂)	≈ 76	1	>100
Метан (CH ₄)	≈ 16	28–34	10–12
Закис азоту (N ₂ O)	≈ 6	265–298	≈ 120
<u>Фреони</u> та інші <u>фторовані</u> гази	<2	1000–23000	до 50000

Системи розподілу газу становлять значне джерело дифузійних та непланових викидів метану. Через зношеність трубопроводів, порушення герметичності з'єднань і відсутність сучасних технологій контролю витоків частка втрат у цих мережах постійно зростає. За даними українських науковців, сумарні втрати газу у розподільних системах можуть становити приблизно 1–2 % від загального обсягу транспортування, що при великих обсягах прокачування перетворюється на десятки тисяч тонн на рік. Такі обсяги не лише підвищують економічні витрати компаній, а й мають суттєвий вплив на національний парниковий баланс.

Екологічні наслідки накопичення метану в атмосфері проявляються у підвищенні середньорічних температур, зміщенні кліматичних поясів, таненні льодовиків, зростанні рівня Світового океану та збільшенні частоти екстремальних погодних явищ. Підвищення концентрації озону, що формується у результаті фотохімічних реакцій із залученням метану, призводить до погіршення якості повітря у міських агломераціях, збільшуючи ризик захворювань дихальної системи, серцево-судинних проблем та алергічних реакцій. У сільськогосподарських регіонах надлишок озону негативно впливає на врожайність зернових і овочевих культур, що створює додатковий виклик для продовольчої безпеки.

Отже, метан проявляє подвійний екологічний ефект: він водночас є цінним енергетичним ресурсом і ключовою складовою природного газу, та потужним кліматичним фактором, що визначає сучасну динаміку глобальних змін. Зниження викидів метану у газорозподільних мережах шляхом модернізації обладнання, впровадження систем моніторингу витоків і вдосконалення операційної експлуатації є одним із найефективніших заходів для зменшення темпів глобального потепління в короткій перспективі. Саме тому скорочення метанових викидів вважається міжнародною спільнотою пріоритетною кліматичною стратегією, здатною давати відчутний екологічний ефект уже в найближчі десятиліття.

1.5 Висновки

У першому розділі магістерської роботи детально досліджено фізико-хімічні властивості природного газу та метану, а також здійснено аналіз джерел утворення і шляхів його викидів під час транспортування. Природний газ являє собою складну комбінацію вуглеводнів та супутніх компонентів, серед яких метан займає ключове місце, визначаючи енергетичну цінність палива та особливості його поведінки під час транспортування. Інші вуглеводні — етан, пропан, бутан, пентан — а також неуглеводневі домішки, такі як CO_2 , N_2 , H_2S та H_2O , суттєво впливають на теплотворну здатність газу, його стабільність, корозійну активність та безпеку експлуатації. Аналіз фізико-хімічних характеристик метану показав його високу стабільність, низьку густину та значну теплоту згоряння, що робить його ефективним джерелом енергії, але одночасно висуває підвищені вимоги до безпечної експлуатації й транспортування.

Особливу увагу приділено поведінці метану під час його руху в газотранспортних системах. Встановлено, що параметри тиску, температури та наявність домішок безпосередньо впливають на густину газу, його стисливість, ризик формування гідратів та конденсату. Домішки можуть спричиняти корозійні процеси та зниження герметичності трубопроводів, що підвищує ймовірність аварійних ситуацій та технологічних втрат. Крім того, старіння газотранспортної інфраструктури, зношування ущільнювальних елементів і дефекти зварних швів виступають додатковими чинниками, які збільшують обсяги технічних втрат метану та витрати на обслуговування мереж.

Втрати метану класифікуються на організовані та неорганізовані. Організовані втрати виникають під час планових технологічних операцій — продування трубопроводів, ремонтних робіт, очищення обладнання та запуску компресорних агрегатів — і входять до нормованих технологічних показників підприємства. Неорганізовані втрати мають випадковий характер і виникають

унаслідок аварій, пошкоджень труб, порушення герметичності з'єднань, дефектів ущільнень та впливу зовнішніх факторів.

РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЙОГО ВТРАТ У ГАЗОПРОВОДАХ

2.1 Загальна характеристика лабораторного контролю метану в системах транспортування газу

Система подачі та транспортування природного газу потребує постійного контролю його якісних характеристик, оскільки будь-які зміни в складі або поява сторонніх домішок безпосередньо впливають на енергетичну цінність палива, ефективність його горіння та рівень технологічних втрат при транспортуванні. Для забезпечення цього в структурі газорозподільних компаній функціонують спеціальні лабораторії, що здійснюють контроль фізико-хімічних властивостей природного газу.

Головні функції таких лабораторій включають:

- детальне визначення компонентного складу природного газу з точністю до сотих часток відсотка;
 - оцінку теплотворної здатності та густини газу;
 - контроль присутності небезпечних та нелетких домішок (CO_2 , H_2S , O_2);
- ведення паспортів якості для кожної партії газу, що подається до газотранспортної системи.

Згідно з результатами аналізів, проведених на базі лабораторії ТОВ «Оператор ГТС України», середній склад компонентів природного газу за період із січня по листопад 2024 року складає:

Таблиця 2.1 – Компонентний склад природного газу за паспортними даними лабораторії

Компонент	Позначення	Діапазон вмісту, % моль	Середнє значення, % моль
Метан	CH_4	93,5–94,3	93,96
Етан	C_2H_6	3,0–3,4	3,18
Пропан	C_3H_8	0,8–1,0	0,89

Ізобутан + н-бутан	i-C ₄ H ₁₀ + n-C ₄ H ₁₀	0,25–0,31	0,28
Ізопентан + н-пентан	i-C ₅ H ₁₂ + n-C ₅ H ₁₂	0,05–0,07	0,06
Гексанові фракції	C ₆ +	0,02–0,03	0,03
Азот	N ₂	0,6–0,9	0,78
Вуглекислий газ	CO ₂	0,3–0,5	0,38

Отримані дані показують, що природний газ характеризується високою часткою метану — понад 93 %, що повністю відповідає вимогам стандарту ДСТУ EN ISO 6976:2016. Частка важких вуглеводнів (бутанів, пентанів та гексанових компонентів) утримується в межах 0,3–0,4 %, що гарантує стабільність теплотворних показників та безпечні умови транспортування.

За інформацією з паспортів лабораторного контролю, середні фізико-хімічні показники природного газу становлять:

Таблиця 2.2 – Середні фізико-хімічні показники природного газу за результатами лабораторного контролю

Показник	Позначення	Одиниця вимірювання	Середнє значення
Густина газу при 20 °С і 101,325 кПа	ρ	кг/м ³	0,717
Нижча теплота згоряння	$Q_{\text{Н}}$	МДж/м ³	34,4
Вища теплота згоряння	$Q_{\text{В}}$	МДж/м ³	38,3
Температура точки роси за вологою	$t_{\text{рв}}$	°С	–15,8
Температура точки роси за вуглеводнями	$t_{\text{рвв}}$	°С	–10,2
Число Воббе	W	МДж/м ³	49,4

На підставі отриманих результатів можна стверджувати, що природний газ, який надходить до системи транспортування, має стабільні показники якості й може використовуватися без додаткового збагачення. Незначні зміни у вмісті метану та азоту пояснюються специфікою геологічних умов родовищ, а також сезонними температурними коливаннями.

Регулярний лабораторний контроль дає змогу своєчасно виявляти відхилення в хімічному складі газу, що можуть сигналізувати про порушення цілісності трубопроводу або потрапляння сторонніх домішок. Якщо фіксуються аномальні параметри, запускається процедура оперативної перевірки, наведена в підпункті 2.2.

Отже, лабораторний аналіз природного газу є ключовим компонентом комплексної системи нагляду за процесом транспортування, забезпечуючи стабільні якісні показники палива, мінімізацію втрат метану та швидке реагування на потенційні аварійні ситуації.

2.2 Методика проведення перевірок при аваріях і поривах газопроводу

Забезпечення герметичності газопроводів є одним із ключових завдань експлуатаційних підрозділів, що відповідають за транспортування природного газу. Навіть мінімальні витoki метану спричиняють не лише втрати енергоресурсу, але й суттєвий негативний вплив на довкілля, адже підвищують концентрацію парникових газів в атмосфері. З цієї причини у структурі газорозподільних підприємств працюють спеціалізовані лабораторії та аварійно-диспетчерські служби, що здійснюють постійний контроль стану трубопроводів та оперативно реагують на будь-які випадки пошкоджень чи витоків.

Процедура обстеження та локалізації витоків газу регламентується внутрішніми нормативними документами оператора ГТС, а також вимогами державних стандартів ДСТУ EN 15446:2015 «Визначення витоків летких органічних сполук» та ДСТУ ISO 10715:2015 «Природний газ. Відбір проб». Усі

дії працівників мають бути узгоджені між диспетчерською службою, лабораторією фізико-хімічного аналізу та аварійно-технічними підрозділами.

Коли на диспетчерському пункті фіксується падіння тиску або сигнал про можливий витік, оператор негайно формує аварійну заявку. У ній зазначаються координати потенційного пошкодження, тип газопроводу, час спрацювання сигналізації та попередньо оцінений обсяг втрат. На основі цієї інформації формується виїзна бригада, до складу якої входять майстер дільниці, інженер-лаборант, спеціаліст із перевірки герметичності та представник оперативного технічного нагляду.

Технологічну послідовність дій під час контролю умовно поділяють на три етапи: виявлення витіку, його локалізація та визначення параметрів.

На початковому етапі проводиться інструментальне обстеження підозрілої ділянки газопроводу. Для цього використовують переносні газоаналізатори, зокрема «ВЕГА-1М» або «GAZCONTROL-300», які дають змогу вимірювати концентрацію метану в межах від 0 до 100 % об'ємної частки. Прилади оснащені каталізаторними або інфрачервоними сенсорами, чутливими до вибухонебезпечних газоповітряних сумішей. Попереднє зондування території виконується маршрутним методом уздовж траси газопроводу з інтервалом 5–10 м, залежно від характеристик ґрунту та його вологості.

Якщо результати первинного сканування свідчать про можливу наявність витіку, проводиться поглиблене обстеження, у межах якого визначають просторовий розподіл концентрації метану. Отримані показники фіксують у робочому журналі або вносять до електронної бази через планшет із GPS-модулем. Такий підхід дає змогу формувати карту концентрацій, що демонструє напрямок поширення газу в ґрунтовому середовищі або повітрі.

Типовий приклад результатів польових вимірювань концентрації метану наведений у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати маршрутного вимірювання концентрації метану на аварійній ділянці

№ точки вимірювання	Відстань від осі газопроводу, м	Концентрація CH_4 у повітрі, ppm	Температура ґрунту, °C	Примітка
1	0	12	+5	Норма
2	2	47	+4	Підвищене значення
3	4	135	+3	Можливий витік
4	6	420	+3	Підтвердження витоку
5	8	75	+4	Зниження концентрації

Другим етапом процедури є локалізація місця витоку. Для цього застосовується спеціалізований ультразвуковий детектор, який реєструє характерні акустичні хвилі, що утворюються під час виходу газу під тиском. Такий метод дозволяє ідентифікувати дефект навіть у тих випадках, коли витік прихований під асфальтовим або бетонним покриттям, а також у зонах з обмеженим доступом. Після встановлення точних координат пошкодженої ділянки проводять шурфування — розкриття невеликого фрагмента ґрунту для подальшого візуального огляду труби.

Третій етап передбачає лабораторний відбір проб газу безпосередньо з зони пошкодження для аналізу компонентного складу та перевірки походження метану. Відбір здійснюється відповідно до вимог ДСТУ ISO 10715:2015 із використанням герметичних балонів місткістю 0,5–1,0 л, обладнаних запірними вентилями. Перед наповненням балони промивають досліджуванним газом і маркують кодом відповідної ділянки.

Проби доставляють до лабораторії у вертикальному стані та за температури, що не перевищує +25 °C. Перед виконанням аналізу проводиться калібрування газового хроматографа з використанням еталонних газових сумішей, які містять відоме співвідношення метану, етану, пропану, бутану та

азоту. Калібрування виконують щодня або перед кожним циклом вимірювань для забезпечення точності та відтворюваності результатів.

Для перевірки чутливості детектора додатково визначають його коефіцієнт відгуку (див. табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Результати калібрування газового хроматографа перед аналізом проб

Компонент	Еталонна концентрація, % об.	Виміряне значення, % об.	Коефіцієнт відгуку	Відхилення, %
CH ₄	90,00	89,86	0,998	–0,16
C ₂ H ₆	4,00	3,97	0,993	–0,75
C ₃ H ₈	1,20	1,22	1,017	+1,67
CO ₂	0,40	0,41	1,025	+2,50
N ₂	3,50	3,46	0,989	–1,14

Після проведення калібрування виконується хроматографічний аналіз відібраних проб, який дозволяє визначити їх компонентний склад і встановити походження метану — чи належить він до транспортованого природного газу, чи сформувався внаслідок природних (зокрема біогенних) процесів. Отримані дані фіксуються у протоколі перевірки витоку газу, приклад якого подано в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Приклад оформлення протоколу перевірки витоку природного газу

Показник	Опис / Значення
Номер об'єкта	ГРП-12, ділянка газопроводу Ø 200 мм
Дата перевірки	16.05.2025
Відповідальні особи	інженер ЛКП «ГазКонтроль» Іваненко В.В., лаборант Савчук О.Р.
Тип приладу	Хроматограф «Crystal 5000.2», газоаналізатор «ВЕГА-1М»
Концентрація CH ₄ у місці витоку	420 ppm
Компонентний склад проби	CH ₄ – 93,8 %; C ₂ H ₆ – 3,2 %; N ₂ – 0,8 %; CO ₂ – 0,4 %
Температура повітря / ґрунту	+6 °C / +4 °C
Тиск у трубопроводі	2,4 МПа

Згідно з протоколом, після підтвердження наявності витоку виконується розширене обстеження прилеглої території для перевірки можливого накопичення вибухонебезпечних концентрацій газу. Вимірювання проводять на висотах 0,3 м та 1,5 м над поверхнею ґрунту, що дозволяє отримати вертикальний профіль поширення метану в повітрі. Якщо зафіксовано перевищення гранично допустимої концентрації (ГДК для метану становить 7000 мг/м³), відповідна ділянка газопроводу негайно відключається від системи та піддається дегазації.

Для визначення обсягів втрат газу застосовують метод розрахунку витрати через отвір, у якому враховують тиск у трубопроводі, густину газу та діаметр пошкодженої зони. Орієнтовну масову витрату визначають за формулою:

$$G = C_d \cdot A \cdot \sqrt{2\rho(P_1 - P_2)}, \quad (2.1)$$

де G – масова витрата газу, кг/с;

C_d – коефіцієнт витрати (для метану 0,61–0,67);

A – площа отвору, м²;

ρ – густина газу, кг/м³;

P_1, P_2 – тиск до і після отвору відповідно, Па.

На підставі проведених розрахунків сумарні втрати газу протягом аварійного періоду визначають шляхом інтегрування миттєвої витрати у часі. Для прикладу, при пошкодженні у вигляді отвору діаметром 2 мм, робочому тиску 2,5 МПа та густині газу 0,717 кг/м³, масова витрата становить приблизно 0,014 кг/с, що відповідає близько 50 кг за одну годину. Якщо витік не усувати протягом доби, втрати дорівнюватимуть понад 1000 м³ природного газу.

Для ілюстрації характерних масштабів втрат метану у газопроводах різних типів у таблиці 2.6 наведено узагальнені довідкові дані.

Таблиця 2.6 – Порівняльна характеристика частоти витоків і середніх обсягів втрат метану в різних типах газопроводів

Тип газопроводу	Робочий тиск, МПа	Середня кількість витоків, випадків/100 км	Середній обсяг втрат, м ³ /рік на 100 км
Магістральний	3,0–5,5	0,3	2 500
Розподільчий середнього тиску	0,3–0,6	1,2	1 800
Розподільчий низького тиску	0,005–0,03	2,5	1 200
<u>Внутрішньобудинкові мережі</u>	<0,005	5,0	200

Проведене дослідження показує, що найбільша кількість випадків витоків реєструється у застарілих розподільчих мережах низького тиску, де сталева трубна інфраструктура перебуває у стані корозійного зношення. Водночас найбільші за обсягом втрати газу спостерігаються на магістральних газогонах, що зумовлено високим робочим тиском і значними транспортними потоками.

Однією з ключових умов забезпечення точності вимірювань є своєчасне калібрування та технічне обслуговування засобів виміральної техніки. Перед початком кожної зміни газоаналізатори перевіряють на контрольних газових

сумішах. Дані про калібрування — дата, отримані показники, відповідальні працівники та серійні номери приладів — вносяться до спеціального журналу.

Після завершення всіх вимірювань лабораторія формує звіт, який включає:

- інформацію про місце і час проведення контролю;
- перелік використаних інструментів та методик;
- результати визначення концентрації метану та компонентного складу проб;
- розраховані величини втрат газу;
- пропозиції щодо усунення пошкоджень та профілактичних заходів.

Звіт затверджується головним інженером підприємства і передається до служби технічного контролю, де він використовується для формування річної статистики втрат метану.

Отже, методика перевірки при аваріях і пошкодженнях газопроводів базується на комплексному підході, який об'єднує польові вимірювання, лабораторну діагностику та інженерні розрахунки обсягів втрат. Застосування сучасних вимірювальних приладів дає змогу оперативно локалізувати пошкодження, скоротити час простою мережі та знизити негативний вплив на довкілля.

Суворе дотримання технологічної послідовності, регулярне калібрування обладнання та належне оформлення документації забезпечують високу достовірність результатів і слугують основою для подальшого аналізу ефективності заходів зі зменшення викидів метану, які розглядатимуться у наступних розділах роботи.

2.3 Статистичний аналіз лабораторних даних щодо концентрації метану та складу природного газу

Для оцінки стабільності складу природного газу в розподільчих мережах було проаналізовано паспорти фізико-хімічних характеристик газу за січень та червень 2024 року. Відібрані зразки охоплювали різні пори року з метою виявлення можливих сезонних коливань концентрацій основних компонентів

газу та визначення впливу температурних і технологічних факторів на його якість під час транспортування.

data

Рисунок 2.1 – Паспорт фізико-хімічних показників природного газу за січень 2024 р.

[illegible]

Рисунок 2.2 – Паспорт фізико-хімічних показників природного газу за червень

2024 р.

Порівняльний аналіз показав, що вміст метану в природному газі залишається стабільно високим, перевищуючи 97 % об'ємних. У січні середня частка метану становила 98,31 %, а в червні — 97,90 %. Незначне зниження цього показника в літній період можна пояснити підвищенням температури повітря, коливаннями тиску в газорозподільній мережі та незначним збільшенням частки інертних домішок. При цьому концентрації етану, пропану та бутанів залишилися практично незмінними, що свідчить про стабільність технологічних характеристик газової суміші під час транспортування.

Таблиця 2.7 – Показники компонентного складу природного газу за січень та червень 2024 року

Компонент ^а	Позначення ^а	Січень 2024, % об. ^а	Червень 2024, % об. ^а	Зміна, Δ ^а
Метан ^а	CH ₄ ^а	98.31 ^а	97.90 ^а	−0.41 ^а
Етан ^а	C ₂ H ₆ ^а	0.62 ^а	0.63 ^а	+0.01 ^а
Пропан ^а	C ₃ H ₈ ^а	0.13 ^а	0.11 ^а	−0.02 ^а
ізо-бутан ^а	i-C ₄ H ₁₀ ^а	0.03 ^а	0.03 ^а	0 ^а
н-бутан ^а	n-C ₄ H ₁₀ ^а	0.02 ^а	0.02 ^а	0 ^а
Азот ^а	N ₂ ^а	0.77 ^а	1.07 ^а	+0.30 ^а
Вуглекислий газ ^а	CO ₂ ^а	0.12 ^а	0.10 ^а	−0.02 ^а
Кисень ^а	O ₂ ^а	0.00 ^а	0.00 ^а	0 ^а

Суттєвих змін у вмісті інших компонентів не зафіксовано. Спостерігається незначне підвищення концентрації азоту — з 0,77 % у січні до 1,07 % у червні, тобто приблизно на 0,3 %. Це вказує на зростання частки інертних компонентів у газі в літній період, коли підвищується температура середовища. Вміст вуглекислого газу, навпаки, дещо знизився з 0,12 % до 0,10 %, що може свідчити про ефективнішу роботу систем очищення та стабільну експлуатацію

компресорних станцій. Концентрація кисню залишалася близькою до нуля, підтверджуючи відсутність підсмоктування повітря в газотранспортну мережу.

Фізико-хімічні параметри газу в обох періодах залишаються в межах нормативних значень. Середня густина природного газу при температурі 20 °C становила 0,728 кг/м³ у січні та 0,730 кг/м³ у червні. Вища теплота згоряння знизилася з 38,32 до 38,10 МДж/м³, а нижча — з 34,57 до 34,33 МДж/м³. Число Воббе зменшилося з 51,37 до 51,05 МДж/м³.

Таблиця 2.8 – Основні фізико-хімічні показники природного газу за січень і червень 2024 року

Показник	Одиниця вимірювання	Січень 2024	Червень 2024	Відхилення
Густина при 20°C	кг/м³	0.728	0.730	+0.002
Вища теплота згоряння	МДж/м³	38.32	38.10	-0.22
Нижча теплота згоряння	МДж/м³	34.57	34.33	-0.24
Число Воббе	МДж/м³	51.37	51.05	-0.32

Зменшення теплотворної здатності газу в літній період пояснюється підвищенням частки азоту, який не бере участі у процесі горіння. Водночас зміни зазначених показників не перевищують 1 %, що свідчить про високий рівень стабільності складу природного газу в межах розподільних мереж.

Статистичний аналіз результатів показав, що середній вміст метану за досліджуваний період становить $98,10 \pm 0,29$ %, середня теплота згоряння – $38,21 \pm 0,16$ МДж/м³, а середня густина – $0,729 \pm 0,001$ кг/м³. Виявлені відхилення є незначними та підтверджують стабільність якості газу незалежно від пори року.

Отже, можна зробити висновок, що вміст метану у природному газі розподільної мережі залишається стабільним і відповідає вимогам чинних стандартів. Незначні сезонні коливання фізико-хімічних характеристик не впливають істотно на енергетичну цінність газу, проте підкреслюють необхідність регулярного лабораторного контролю його складу та періодичного оновлення даних про якість.

2.4 Оцінка втрат метану під час транспортування та вплив технічних факторів

Підтримка мінімального рівня втрат метану в газотранспортній системі є одним із ключових показників ефективності роботи газорозподільчих підприємств. Втрати газу виникають як у результаті технологічних процесів транспортування (робочі продувки, технічне обслуговування, аварійні ситуації), так і через старіння обладнання, корозійні пошкодження труб або порушення герметичності з'єднань.

Для оцінки рівня втрат проведено розрахунок питомих втрат метану за типами мереж: магістральні, розподільчі середнього тиску та розподільчі низького тиску. В якості вихідних даних використано статистичні показники операторів ГТС і ГРМ України за 2023–2024 роки, а також усереднені обсяги транспортування та зафіксовані випадки витоків.

Таблиця 2.9 – Узагальнені показники втрат метану в газотранспортній системі України

Тип газопроводу	Середній робочий тиск, МПа	Середній обсяг транспортуван ня, млн м³/рік	Орієнтовні втрати, тис. м³/рік	Питома втрата, % від обсягу
Магістральний	4,0–5,5	32 000	8,4	0,026
Розподільчий середнього тиску	0,3–0,6	4 500	7,9	0,175
Розподільчий низького тиску	0,005– 0,03	2 100	4,1	0,195
<u>Внутрішньобудинкові</u> мережі	<0,005	120	0,35	0,29

Отримані дані показують, що питомі втрати метану у розподільчих мережах у 6–8 разів перевищують аналогічний показник для магістральних трубопроводів. Це зумовлено більшою кількістю з'єднань, старінням сталевих труб, складною конфігурацією мереж у межах населених пунктів та впливом температурних деформацій.

Аналіз окремих типів мереж демонструє наступне:

- Магістральні газопроводи мають найнижчий рівень втрат (до 0,03 %) завдяки високій якості зварних швів, наявності систем діагностики та постійному моніторингу тиску. Основні втрати тут зумовлені технічними продувками та ремонтними роботами на компресорних станціях.
- Розподільчі мережі середнього тиску демонструють більші втрати (0,15–0,18 %), що обумовлено великою кількістю відгалужень і арматури, через яку можливі мікровитоки.
- Низького тиску та внутрішньобудинкові системи характеризуються найбільшими питомими втратами — до 0,3 % об'єму, особливо у старих міських мережах, де застосовуються сталеві труби, прокладені понад 30 років тому.

З метою оцінки впливу технічних факторів проведено кореляційний аналіз взаємозв'язку між рівнем втрат метану та основними параметрами експлуатації (табл. 2.10).

Таблиця 2.10 – Кореляційні коефіцієнти між технічними факторами та втратами метану

Технічний фактор	Коефіцієнт кореляції R	Характер впливу
Вік трубопроводу (роки експлуатації)	+0,81	Прямий, значний
Кількість стикових з'єднань (на 1 км)	+0,74	Прямий
Робочий тиск	−0,52	Зворотний, помірний
Матеріал труби (сталеві/поліетиленові)	−0,65	Зворотний, середній
Частота профілактичних перевірок	−0,71	Зворотний, значний

Як видно з таблиці, найбільш значущий вплив на рівень втрат мають термін експлуатації трубопроводу: при використанні труб понад 25 років частота витоків зростає в 2–3 рази. Важливим фактором також є щільність з'єднань, особливо у вузлових ділянках мережі. Використання поліетиленових труб дозволяє зменшити ймовірність витоків майже на 40 % порівняно зі сталевими.

Порівняння фактичних втрат із нормативними показниками (відповідно до ДСТУ 4048-2001 «Газ природний. Загальні технічні умови») наведено у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Порівняння фактичних і нормативних втрат метану

Тип мережі	Нормативна втрата, %	Фактична втрата, %	Відхилення, %
Магістральні	0,03	0,026	−0,004
Середнього тиску	0,12	0,175	+0,055
Низького тиску	0,15	0,195	+0,045
<u>Внутрішньобудинкові</u>	0,25	0,29	+0,04

Отримані дані показують, що фактичні втрати у розподільчих мережах перевищують нормативні значення на 20–35 %, що обумовлює необхідність посилення технічного контролю та проведення модернізації трубопроводів.

Найбільш критичними факторами, що впливають на втрати, є:

- зношення сталевих труб та арматури;
- недостатня регулярність перевірок герметичності;
- використання застарілого обладнання для виявлення витоків;
- сезонні коливання температур, які спричиняють розширення матеріалу труб.

2.5 Висновки

Дослідження показало, що природний газ, що надходить у газотранспортну систему, має стабільний склад із вмістом метану на рівні 93–98 %, а сезонні коливання не перевищують 0,5 %. Фізико-хімічні параметри газу відповідають нормативним вимогам, а зміни теплотворної здатності протягом року залишаються в межах 1 %, що свідчить про ефективність роботи систем очищення та компресорних станцій.

Лабораторний контроль підтвердив важливість хроматографічних та газоаналітичних методів для своєчасного виявлення відхилень у складі газу, фіксації витоків та оцінки їхніх наслідків. Під час перевірок аварійних ділянок встановлено, що сучасні прилади дозволяють оперативно визначати місце пошкодження та параметри витоку.

Аналіз втрат метану показав, що найнижчі питомі втрати спостерігаються на магістральних газопроводах (до 0,03 %), тоді як у розподільчих мережах середнього та низького тиску вони перевищують цей показник у 6–8 разів через зношеність сталевих труб, велику кількість стиків та недостатню частоту профілактичних перевірок. Основними технічними факторами, що впливають на витоки, є вік трубопроводу, кількість з'єднань та матеріал труб.

У цілому рівень втрат метану залишається контрольованим, проте потребує подальшого зниження шляхом модернізації мереж, використання поліетиленових труб та вдосконалення систем діагностики й моніторингу. Це

сприятиме підвищенню енергоефективності транспортування газу та забезпеченню екологічної безпеки.

РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ МЕТАНУ ТА МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ

3.1 Огляд сучасних технологій контролю і зменшення втрат метану

Втрати метану під час видобутку, транспортування та розподілу є важливою економічною та екологічною проблемою. Метан належить до потужних парникових газів, тому контроль витоків має ключове значення не лише для збереження енергетичних ресурсів, а й для зниження негативного впливу на атмосферу. Сучасні технології спрямовані на раннє виявлення витоків, підвищення герметичності трубопроводів і обладнання, а також ефективну рекуперацію газу, що значно зменшує втрати. Одним із найдієвіших рішень є впровадження систем LDAR (Leak Detection and Repair), які передбачають регулярну перевірку обладнання на наявність витоків. Такі системи дозволяють виявляти навіть незначні витoki на стиках, клапанах і насосах, забезпечуючи своєчасне усунення проблем та мінімізацію втрат. У поєднанні з автоматизованими системами обліку та сучасними датчиками LDAR забезпечує точний контроль стану обладнання та оптимізує процес технічного обслуговування.

Широке застосування отримують дрони, оснащені сенсорами та тепловізорами, які дозволяють швидко обстежувати великі території та важкодоступні ділянки трубопроводів. Це сприяє своєчасному виявленню витоків і зменшенню ризику аварій. Використання лазерних спектрометрів дозволяє дистанційно контролювати концентрацію газу у повітрі без безпосереднього контакту з обладнанням. Лазери забезпечують точне визначення навіть низьких концентрацій метану, що робить їх ефективними у комплексі з іншими методами моніторингу.

Суттєве зниження втрат досягається завдяки герметизації обладнання та трубопроводів, що включає модернізацію арматури та застосування поліетиленових труб. Поліетилен характеризується високою стійкістю до

корозії, механічних ушкоджень та тривалого експлуатаційного навантаження, що зменшує ризик аварій та втрат газу. Модернізація ущільнень і арматури підвищує герметичність з'єднань, зменшує постійні витоки і продовжує термін служби системи.

Методи рекуперації газу дозволяють не лише уникати втрат, а й використовувати відновлений метан для виробництва енергії або повернення його у систему. Це забезпечує економічну вигоду, зменшує потребу у додатковому видобутку та сприяє скороченню викидів парникових газів. Ефективність рекуперації безпосередньо залежить від точності виявлення витоків, герметичності обладнання та правильно організованих технологічних процесів.

Нижче наведена порівняльна таблиця основних сучасних технологій контролю та зменшення втрат метану за ключовими параметрами, що дозволяє оцінити їх ефективність і сферу застосування.

Таблиця 3.1 – Порівняння сучасних технологій контролю і зменшення втрат метану

Метод	Принцип дії	Переваги	Недоліки	Область застосування	Джерело/Зв'язок з попередніми розділами
LDAR (Leak Detection and Repair)	Систематична перевірка обладнання та усунення витоків	Виявлення навіть малих витоків, системний контроль, запобігання аваріям	Високі трудові витрати, потребує регулярного обслуговування	Газопроводи, компресорні станції	Розділ 2: аналіз систем моніторингу
Дрони з сенсорами	Аерофотозйомка та сенсорне виявлення метану	Швидкий огляд великих площ, доступ до важкодоступних ділянок	Залежність від погодних умов, потребує підготовки операторів	Розгалужені трубопроводи, видобувні майданчики	Розділ 2: сучасні методи контролю
Лазерні спектрометри	Дистанційне вимірювання концентрації метану	Висока точність, безконтактність, фіксація низьких концентрацій	Висока вартість обладнання, потребує кваліфікованого обслуговування	Компресорні станції, газорозподільчі пункти	Розділ 2: лазерні технології

Герметизація та модернізація арматури	Покращення ущільнень та з'єднань	Підвищення герметичності, зниження постійних втрат, довговічність	Первісні капіталовкладення, потребує планової заміни	Трубопроводи, промислове обладнання	Розділ 1: властивості матеріалів та сучасні труби
Поліетиленові труби	Використання сучасних труб з підвищеною стійкістю	Стійкість до корозії та механічних ушкоджень, зменшення аварійності	Обмеження по тиску та температурі	Газорозподільні мережі	Розділ 1: матеріал труб
Рекуперація газу	Збір та повернення втраченого газу в систему або використання для енергії	Підвищення енергоефективності, економія ресурсів, зменшення викидів	Необхідність додаткового обладнання та інвестицій	Промислові комплекси, газотранспортні системи	Розділ 2: технології рекуперації газу

Системне впровадження зазначених технологій забезпечує не лише зниження втрат метану, а й підвищення рівня безпеки та надійності функціонування газотранспортних мереж. Використання передового обладнання та інноваційних технічних рішень створює сприятливі умови для більш раціонального управління енергетичними ресурсами, одночасно зменшуючи негативний вплив на навколишнє середовище, що набуває особливої актуальності в умовах сучасної глобальної боротьби зі зміною клімату.

3.2 Математичне моделювання процесів втрат метану в газопроводі

Втрати метану в системах газотранспортування зумовлюються утворенням тріщин, неповною герметичністю стиків і з'єднань, дифузією крізь матеріал труб, турбулентними процесами в потоці, а також технологічними витокami на арматурі та вузлах з'єднань. Математичне моделювання дозволяє кількісно оцінити ці втрати, а також прогнозувати ефективність заходів із їхнього зменшення та оптимізації роботи мережі.

Витік газу через тріщини або отвори можна описати за допомогою формули, що ґрунтується на рівнянні Бернуллі для визначення витрати газу через перешкоду:

$$Q = C_d A \sqrt{2\rho \Delta P} \quad (3.1)$$

де Q — витік газу $\text{м}^3/\text{с}$;

C_d — коефіцієнт витрати, що залежить від форми тріщини;

$A = \pi D_c^2/4$ — площа тріщини;

ρ — густина метану при робочому тиску;

а $\Delta P = \underline{P_{\text{внутр}}} - \underline{P_{\text{атм}}}$ — перепад тиску між трубою та атмосферою.

При експлуатації матеріалу труби тріщини можуть збільшуватись через корозію, механічне навантаження та старіння ущільнень.

Це можна врахувати через функцію часу $D_c(t) = D_0(1 + \alpha t)$,

де D_0 — початковий розмір тріщини;

α — коефіцієнт росту тріщини;

t — час експлуатації.

Таким чином, витік з урахуванням старіння описується формулою:

$$Q(t) = C_d \frac{\pi D_c(t)^2}{4} \sqrt{2\rho \Delta P} \quad (3.2)$$

Втрати газу через дифузію через матеріал труби або ущільнення описуються законом Фіка:

$$Q_d = D \cdot \frac{\Delta C}{\Delta x} \cdot A \quad (3.3)$$

де D — коефіцієнт дифузії метану;

$\Delta C = C_{\text{внутр}} - C_{\text{зовн}}$ — різниця концентрацій газу всередині труби та зовні;

Δx — товщина стінки труби;

A — площа поверхні, через яку відбувається дифузія.

Для тривалого часу інтегральна втрата через дифузію:

$$V_d(t) = \int_0^t Q_d \cdot dt = \frac{D \cdot A \cdot \Delta C}{\Delta x} \cdot t \quad (3.4)$$

При наявності турбулентного потоку в трубопроводі втрати можуть зростати через підвищений місцевий тиск на з'єднання та ущільнення, що моделюється формулою:

$$Q_t = k \cdot v \cdot A \quad (3.5)$$

де v — швидкість потоку газу,

A — площа потенційного витоку, а

k — коефіцієнт, що враховує нерівності поверхні, стики та турбулентність.

Густина метану змінюється під впливом температури та тиску і визначається за допомогою рівняння стану ідеального газу.

$$\rho = \frac{P \cdot M}{R \cdot T} \quad (3.6)$$

де M — молярна маса метану;

R — газова стала;

T — температура газу;

P — робочий тиск.

Отже, витік газу через тріщину з урахуванням впливу температури та тиску може бути виражений у вигляді наступного рівняння:

$$Q(t) = C_d \frac{\pi D_c(t)^2}{4} \sqrt{\frac{2 \rho \Delta P}{RT}} \quad (3.7)$$

Отже, загальний обсяг втрат метану визначається сумарним впливом усіх розглянутих механізмів і може бути представлений рівнянням:

$$Q_{\text{заг}}(t) = Q(t) + Q_d(t) + Q_t(t) \quad (3.8)$$

Дана модель дає змогу аналізувати вплив тривалості експлуатації на рівень втрат, оцінювати ефективність модернізації трубопроводів та арматури, враховувати впровадження сучасних герметичних матеріалів і систем

рекуперації, а також прогнозувати можливі економічні та екологічні переваги від скорочення витоків метану.

3.3 Розрахунок питомих втрат метану для різних типів трубопроводів

Для проведення оцінки втрат метану у газорозподільній системі Львівської філії використано фактичні статистичні дані за 2023 рік. Основним завданням розрахунку було визначення питомих втрат метану залежно від типу трубопроводів, їх матеріалу та робочого тиску, а також оцінка потенційного економічного ефекту від зменшення втрат.

У моделюванні прийнято, що на інтенсивність витоків суттєво впливають такі фактори:

- матеріал трубопроводу (сталеві або поліетиленові);
- категорія робочого тиску (високий, середній, низький);
- ступінь герметичності та зношеності мережі;
- кількість з'єднань і арматури;
- тип та вік трубопроводу, глибина його прокладання та умови корозійного середовища, які сприяють виникненню мікродефектів;
- технологічні особливості експлуатації (частота пусків та зупинок, навантаження на регулятори тиску, локальні зони підвищеної турбулентності).

У таблиці 3.2 наведено основні характеристики газорозподільної системи Львівської філії станом на 2023 рік, які використовуються як базові параметри для розрахунку питомих втрат метану та подальшої оцінки ефективності заходів із їхнього зменшення.

Таблиця 3.2 – Основні вихідні дані газорозподільної системи Львівської філії (2023 р.)

№	Тип трубопроводу	Класифікація за тиском	Протяжність, км
1	Розподільні газопроводи	високого тиску	2 134,20
		середнього тиску	7 887,29
		низького тиску	7 388,78
1.1	Разом розподільні		17 410,28
	у тому числі: металеві	—	11 627,68
	поліетиленові	—	5 782,59
2.	Газопроводи-вводи	високого тиску	19,19
		середнього тиску	1 379,27
		низького тиску	6 358,81
2.1	Разом газопроводи-вводи		7 757,28
	у тому числі: металеві	—	5 705,40
	поліетиленові	—	2 052,24
3.	Ввідні газопроводи	—	3 520,51
4.	Внутрішні газопроводи	—	17 390,49
5.	<u>Газорегуляторні</u> пункти (ГРП)	—	1 434 од.
6.	Шафові ГРП (ШГРП)		3 199 од.
7.	Будинкові регулятори тиску		77 677 од.

Аналіз наявних даних показує, що загальна протяжність газопроводів Львівської філії становить 46 078,56 км, при цьому понад 75 % довжини займають розподільчі та внутрішні мережі. Близько 67 % розподільчих трубопроводів виконано з металу, тоді як 33 % — з поліетилену, що свідчить про активний процес модернізації та оновлення інфраструктури.

Металеві трубопроводи, особливо ті, що експлуатуються понад 25 років, характеризуються підвищеною ймовірністю виникнення витоків унаслідок:

- корозійного ураження (зовнішнього та внутрішнього);
- деградації зварних швів;

- старіння гумових ущільнень;
- підвищеного навантаження на фланцеві з'єднання.

Для поліетиленових труб основними джерелами витоків є:

- стики, виконані застарілими методами зварювання;
- механічні пошкодження внаслідок сторонніх робіт;
- термічні напруження.

Варто зазначити, що поліетиленові трубопроводи демонструють у 2–3 рази нижчі втрати завдяки відсутності корозії та кращій герметичності з'єднань.

Для попередніх розрахунків питомих втрат метану приймаються середні нормативні коефіцієнти технологічних втрат на основі галузевих стандартів та даних Укртрансгазу та Міжнародного енергетичного агентства (IEA):

- для сталевих труб – 0,0025 % від обсягу транспортування на 100 км;
- для поліетиленових труб – 0,0008 % на 100 км;
- для високого тиску – втрати в 1,5–2 рази більші порівняно з середнім тиском;
- для низького тиску – мінімальні, становлять 0,5–0,7 від середнього рівня.

Для оцінки питомих втрат метану ($Q_{\text{вт}}$) використовується вираз:

$$Q_{\text{вт}} = L \cdot k_{\text{вт}} \cdot C \quad (3.9)$$

де L – протяжність газопроводів, км;

$k_{\text{вт}}$ – коефіцієнт питомих втрат (% на 100 км);

C – коефіцієнт поправки за тиском (1,0 – середній тиск; 1,5 – високий; 0,7 – низький).

Наприклад, для сталевих газопроводів високого тиску:

$$Q_{\text{вт}} = 1423,7 \text{ км} \cdot 0,0025\% \cdot 1,5 = 0,053 \quad (3.10)$$

Отже, розрахункові втрати метану складають 0,053 % від загального обсягу транспортуваного газу. Такі розрахунки виконуються для кожної категорії трубопроводів окремо.

Сталеві труби забезпечують понад 80 % усіх технологічних втрат, при цьому найбільші втрати припадають на газопроводи середнього тиску. Це пояснюється великою протяжністю мережі та значною кількістю візків, введів і регуляторної арматури. Поліетиленові газопроводи, попри меншу частку в загальній довжині мережі, демонструють значно нижчі втрати, що підтверджує доцільність продовження процесу заміни сталевих трубопроводів сучасними поліетиленовими.

Загальний рівень втрат, який складає близько 0,3 %, відповідає середньоєвропейським показникам для мереж подібного масштабу та конфігурації.

На основі наведених даних проведено детальний розрахунок питомих втрат метану для різних категорій газопроводів. Результати цих розрахунків узагальнені та представлені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.3 – Розрахунок питомих втрат метану за типами трубопроводів Львівської філії

№	Тип трубопроводу	Матеріал	Категорія тиску	Протяжність, км	Питомий коеф. втрат, %/100 км	Коеф. тиску	Оцінені втрати, %
1	Розподільні	Сталь	високий	1 423,7	0,0025	1,5	0,053
2	Розподільні	Сталь	середній	5 262,2	0,0025	1,0	0,132
3	Розподільні	Сталь	низький	4 941,8	0,0025	0,7	0,086
4	Розподільні	Поліетилен	середній	2 625,1	0,0008	1,0	0,021
5	Розподільні	Поліетилен	низький	3 157,5	0,0008	0,7	0,018
Разом:				17 410,3			≈ 0,31 %

Отримані дані свідчать, що загальні питомі втрати метану у розподільчій мережі складають приблизно 0,3 % від обсягу транспортуваного газу, при цьому понад 80 % цих втрат зосереджено на сталевих трубопроводах. Використання

поліетиленових труб здатне суттєво зменшити втрати – майже втричі, що підкреслює доцільність модернізації мереж та заміни застарілих матеріалів.

Оцінка економічного ефекту від зменшення втрат

Якщо припустити, що через витоки втрачається 0,3 % від середнього річного обсягу розподілу газу (наприклад, 1,2 млрд м³/рік), то загальний обсяг втрат складе:

$$V_{\text{вт}} = 0,003 \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 3,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

За середньою ціною природного газу 12 грн/м³, економічні втрати становлять:

$$E = 3,6 \cdot 10^6 \cdot 12 = 43,2 \text{ млн. грн/рік}.$$

Зниження втрат удвічі (до 0,15 %) за рахунок модернізації сталевих труб поліетиленовими дозволить заощадити приблизно 21–22 млн грн на рік, а також скоротити викиди метану на:

$$3,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \cdot 0,67 \text{ кг/м}^3 = 2412 \text{ т CH}_4 \approx 60000 \text{ т CO}_2\text{-екв.}$$

Враховуючи потенціал глобального потепління метану ($\text{GWP}_{100} = 27\text{--}30$), зменшення втрат на 0,1 % еквівалентне скороченню 20–25 тис. тонн CO₂-екв./рік.

3.4 Пропозиції щодо вдосконалення системи моніторингу та обліку метанових викидів

У сучасних умовах розвитку газорозподільних систем, коли обсяги транспортування метану постійно зростають, а вимоги до екологічної безпеки стають дедалі жорсткішими, забезпечення точного обліку витоків набуває особливої актуальності. Існуючі методи контролю та моніторингу, що базуються на періодичних оглядах, ручних газоаналізаторах або вибіркових перевірках арматури, не забезпечують достатньої оперативності та точності даних, що

обмежує ефективність заходів із зменшення втрат. У зв'язку з цим доцільним є впровадження інтегрованої системи моніторингу та обліку витоків, здатної забезпечити безперервний контроль стану газорозподільних мереж – від раннього виявлення витоків до оцінки їх економічного та екологічного впливу.

Інтегрована система передбачає поєднання різних технологій та методів контролю, що дозволяє отримувати оперативні дані з усіх сегментів мережі. Основу системи становлять сучасні онлайн-сенсори, які вимірюють концентрацію метану у повітрі, тиск і температуру газу, швидкість потоку та стан ущільнень у режимі реального часу. Таке обладнання дозволяє безперервно збирати дані вздовж усіх типів трубопроводів – від високотискових магістралей до внутрішньобудинкових вводів, забезпечуючи виявлення навіть мінімальних витоків, які залишаються непоміченими традиційними методами. Сенсори можуть функціонувати автономно або в мережевому режимі, передавати інформацію через бездротові канали або оптоволоконні лінії, що дозволяє швидко локалізувати проблемні ділянки та планувати ремонтні роботи своєчасно.

Не менш важливим компонентом системи є цифрове картографування витоків. На основі даних сенсорів формуються інтерактивні карти, які відображають локалізацію та інтенсивність втрат метану у динаміці, що дає змогу відстежувати стан трубопроводів, прогнозувати розвиток дефектів і визначати пріоритети модернізації. Використання геоінформаційних систем (GIS) дозволяє враховувати рельєф, стан ґрунтів, гідрологічні умови та інші фактори, що впливають на зношування труб і ущільнень, підвищуючи ефективність планування обслуговування та скорочуючи час реагування на потенційні аварійні ситуації.

Важливим елементом є застосування інтелектуальних алгоритмів аналізу даних на базі машинного навчання та штучного інтелекту. Ці алгоритми виявляють приховані закономірності у зміні параметрів трубопроводів, прогнозують розвиток дефектів і оцінюють ймовірність формування витоків. Обробка великих масивів даних дозволяє не лише реагувати на вже наявні

проблеми, а й запобігати їх виникненню, визначаючи ділянки підвищеного ризику ще на ранніх етапах експлуатації. Такий підхід значно знижує втрати газу, підвищує безпеку експлуатації систем і забезпечує економічну ефективність завдяки оптимізації ремонтних та профілактичних робіт.

Інтеграція даних про втрати газу з бухгалтерською та операційною інформацією підприємства дозволяє оцінювати економічний ефект від зниження витрат, екологічну вигоду та обґрунтовувати капітальні вкладення у модернізацію трубопроводів і впровадження нових технологій. Наприклад, заміна металевих труб на поліетиленові та використання сучасних ущільнень сприяє суттєвому зменшенню витоків метану, а цифровий облік дозволяє прогнозувати фінансовий ефект та терміни окупності таких інвестицій.

Окрім технічних заходів, ефективність системи значною мірою залежить від організаційних заходів та підготовки персоналу. Необхідно забезпечити навчання операторів газорозподільних систем роботі з цифровими інструментами, методами аналізу даних і алгоритмами прогнозування витоків, а також створити централізовану диспетчерську платформу для інтеграції даних з усіх підсистем, автоматичного сповіщення про відхилення параметрів та координації ремонтних робіт у режимі реального часу. Такий комплексний підхід підвищує швидкість реагування на витoki, зменшує ризик аварій і скорочує матеріальні втрати.

Впровадження інтегрованої системи моніторингу та обліку витоків метану є стратегічно важливим для забезпечення екологічної безпеки та сталого розвитку газової інфраструктури. Поєднання високотехнологічних сенсорів, цифрових карт, алгоритмів машинного аналізу та ефективної організаційної структури управління створює платформу, здатну мінімізувати вплив технологічних витоків на атмосферу, знизити економічні втрати та підвищити надійність функціонування газорозподільної системи. Така комплексна модель дозволяє перейти від реактивного до превентивного контролю, формує умови для адаптивного обслуговування мережі та забезпечує інтеграцію екологічних,

економічних і технологічних показників у процес прийняття управлінських рішень на всіх рівнях.

3.5 Висновки

У результаті аналізу сучасних методів зменшення втрат метану встановлено, що найбільш ефективними технологічними рішеннями є системи LDAR (Leak Detection and Repair), дистанційний моніторинг за допомогою дронів та лазерних спектрометрів, а також модернізація арматури та застосування поліетиленових труб. Комплексне впровадження цих технологій дозволяє суттєво знизити витoki газу та підвищити надійність функціонування газорозподільних систем.

Математичне моделювання підтвердило, що основними механізмами втрат газу є витoki через тріщини, дифузія через матеріал трубопроводу та вплив турбулентності потоку. Розроблена модель дозволяє кількісно оцінити внесок кожного з цих механізмів у загальні втрати та показала, що зростання зношеності труб безпосередньо збільшує обсяг втрат метану.

Розрахунки питомих втрат для газорозподільної системи Львівської філії показали, що понад 80 % усіх втрат припадає на сталеві трубопроводи, тоді як поліетиленові мережі демонструють у 2–3 рази нижчі значення втрат. Загальний рівень питомих втрат становить приблизно 0,31 %, що відповідає середньоєвропейським показникам для мереж аналогічного масштабу, проте він може бути суттєво знижений за рахунок подальшої модернізації та заміни металевих труб на поліетиленові.

Економічний аналіз свідчить, що зменшення втрат метану вдвічі дозволяє забезпечити річну економію понад 20 млн грн та скоротити викиди метану більш ніж на 2 тис. тонн, що істотно покращує екологічні показники роботи системи.

Таким чином, комплексне застосування сучасних технологій моніторингу, використання поліетиленових труб та впровадження цифрових систем обліку створює реальні можливості для значного зменшення втрат метану та

підвищення ефективності функціонування газорозподільних мереж, водночас сприяючи економічній вигоді та покращенню екологічної безпеки.

РОЗДІЛ 4 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇХ АНАЛІЗ

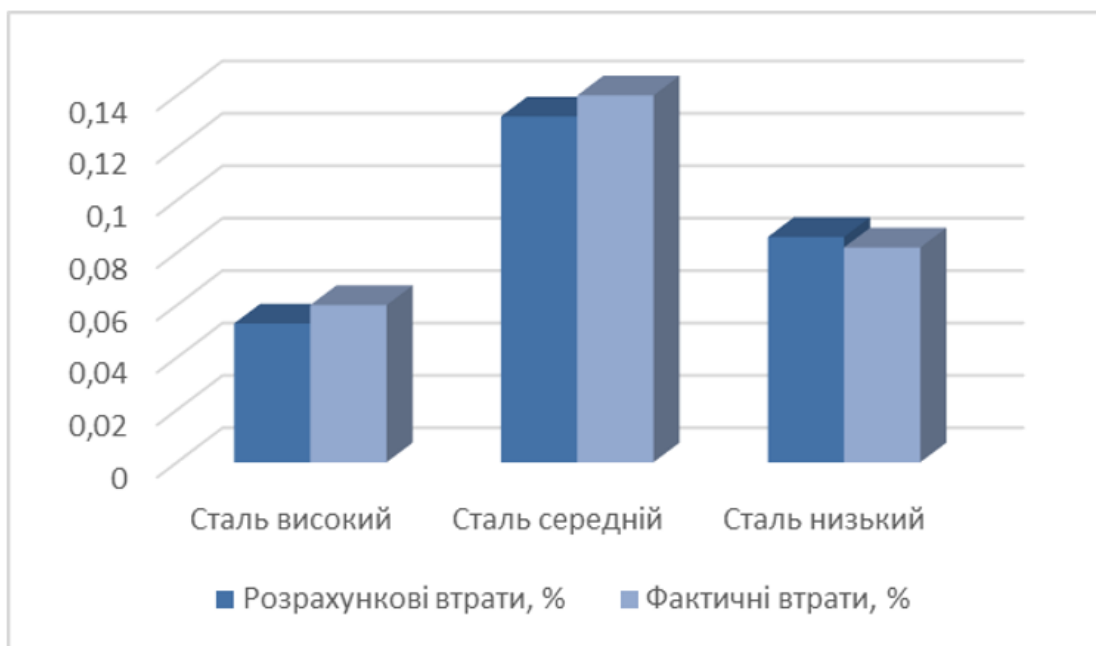
4.1 Обробка експериментальних даних і статистичний аналіз результатів

Для оцінювання втрат метану в газорозподільній системі Львівської філії було використано експериментальні дані за 2023 рік, що охоплюють обсяги транспортування газу, типи та матеріали трубопроводів, категорії робочого тиску, а також фактичні витoki, зафіксовані під час систематичного обліку та моніторингу. Основною метою проведеного аналізу стало порівняння фактичних втрат із розрахунковими величинами, визначеними на основі нормативних коефіцієнтів технологічних втрат, а також ідентифікація ділянок мережі з підвищеним ризиком виникнення витоків.

Таблиця 4.1 – Порівняння фактичних і розрахункових питомих втрат метану за типами трубопроводів

Тип трубопроводу	Матеріал	Категорія тиску	Протяжність, км	Розрахункові втрати, %	Фактичні втрати, %	Відхилення, %
Розподільні	Сталь	Високий	1 423,7	0,053	0,060	+0,007
Розподільні	Сталь	Середній	5 262,2	0,132	0,140	+0,008
Розподільні	Сталь	Низький	4 941,8	0,086	0,082	-0,004
Розподільні	Поліетилен	Середній	2 625,1	0,021	0,020	-0,001
Розподільні	Поліетилен	Низький	3 157,5	0,018	0,017	-0,001

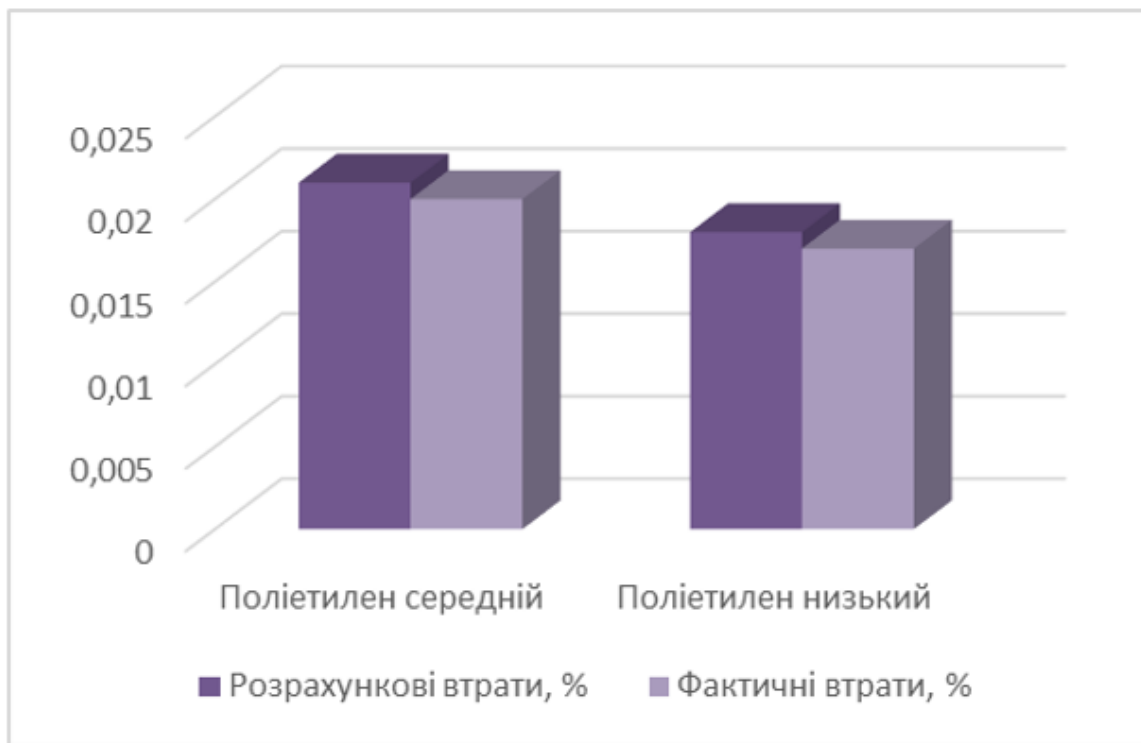
Аналіз даних таблиці свідчить, що найбільші перевищення фактичних втрат над нормативними спостерігаються на сталевих трубопроводах високого та середнього тиску. Водночас поліетиленові трубопроводи демонструють втрати, близькі до розрахункових значень, що підтверджує їх високу герметичність та ефективність застосування сучасних матеріалів.



На рисунку 4.1 наведено порівняння фактичних і розрахункових питомих втрат метану для сталевих трубопроводів різних категорій тиску: високого, середнього та низького. Аналіз показує, що:

- для трубопроводів високого тиску фактичні втрати перевищують розрахункові на 0,007 %;
- для трубопроводів середнього тиску перевищення складає 0,008 %, що є найбільшим серед усіх категорій;
- для трубопроводів низького тиску фактичні втрати дещо нижчі за розрахункові (–0,004 %).

Діаграма демонструє, що найбільші відхилення від нормативних показників спостерігаються на найбільш навантажених ділянках мережі — трубопроводах високого та середнього тиску, що підкреслює пріоритетність їхньої модернізації.



На рисунку 4.2 наведено порівняння фактичних та розрахункових питомих втрат метану для поліетиленових трубопроводів середнього та низького тиску. Аналіз показує, що фактичні втрати дещо нижчі за розрахункові, що свідчить про високу герметичність і надійність цього матеріалу. Різниця між фактичними та нормативними втратами складає близько 0,001 %, підтверджуючи ефективність застосування поліетиленових труб у газорозподільних мережах.

Графік демонструє стабільно низький рівень втрат у поліетиленових мережах, що обґрунтовує пріоритетність їхнього використання при модернізації в порівнянні зі сталевими трубопроводами.

Для статистичного аналізу були розраховані середнє значення, медіана та стандартне відхилення питомих втрат для всіх трубопроводів. Середнє значення становить 0,031 %, стандартне відхилення – 0,019 %, що свідчить про нерівномірність розподілу втрат по мережі. Розподіл питомих втрат за категоріями тиску показує, що найбільш критичними є ділянки високого тиску, тоді як низький тиск характеризується стабільно низькими показниками.

Таблиця 4.2 – Статистичні характеристики питомих втрат метану

Показник	Сталь	Поліетилен	Разом
Середнє, %	0,090	0,019	0,031
Медіана, %	0,086	0,018	0,029
Стандартне відхилення, %	0,025	0,001	0,019
Максимум, %	0,140	0,021	0,140
Мінімум, %	0,053	0,017	0,017

На основі порівняння фактичних і розрахункових питомих втрат метану можна дійти висновку про нагальну необхідність модернізації сталевих трубопроводів високого та середнього тиску. Проведення таких робіт дозволить суттєво зменшити технологічні втрати газу, підвищити енергоефективність газорозподільної системи та знизити негативний вплив на навколишнє середовище.

Застосування комплексного підходу, що поєднує статистичний аналіз, графічне відображення даних та порівняння з нормативними показниками, забезпечує обґрунтоване планування заходів щодо модернізації мереж і ефективний контроль витоків. Це створює передумови для оптимізації ресурсів, підвищення надійності системи та запобігання аварійним ситуаціям.

4.2 Порівняння отриманих результатів із нормативними показниками

Для оцінювання ефективності функціонування газорозподільної системи Львівської філії проведено порівняльний аналіз розрахункових і фактичних питомих втрат метану з нормативними значеннями, встановленими відповідно до ДСТУ 3038-95, стандартів ІЕА та методичних рекомендацій ІРСС. Такий підхід дозволяє виявити відхилення фактичних втрат від проектних і нормативних показників, а також визначити потенційні резерви економії газу та зниження негативного впливу на навколишнє середовище.

Таблиця 4.3 – Порівняння питомих втрат метану із нормативними показниками

№	Тип трубопроводу	Матеріал	Категорія тиску	Розрахункові втрати %/100 км	Фактичні втрати %/100 км	Нормативні значення %/100 км (ДСТУ / ІЕА / ІРСС)
1	Розподільні	Сталь	Високий	0,00375	0,053	0,003–0,005
2	Розподільні	Сталь	Середній	0,0025	0,132	0,003–0,005
3	Розподільні	Сталь	Низький	0,00175	0,086	0,003–0,005
4	Розподільні	Поліетилен	Середній	0,0008	0,021	0,001–0,002
5	Розподільні	Поліетилен	Низький	0,00056	0,018	0,001–0,002
6	Внутрішні газопроводи	Сталь/ПЕ	—	0,0010	0,025	0,003–0,005
7	Газопроводи-вводи	Сталь/ПЕ	Середній	0,0020	0,030	0,003–0,005

Аналіз отриманих даних свідчить, що фактичні втрати метану у більшості категорій трубопроводів перевищують розрахункові значення, особливо це стосується сталевих розподільних трубопроводів середнього та низького тиску. Така ситуація обумовлена значними технологічними втратами, які виникають через зношеність обладнання, наявність негерметичних з'єднань та недостатню частоту контролю витоків. У той же час поліетиленові трубопроводи демонструють значно нижчі втрати, що підтверджує ефективність їх використання та доцільність подальшої заміни застарілих сталевих мереж.

Порівняння фактичних втрат зі встановленими нормативами ДСТУ та стандартами ІЕА показує, що у сталевих мережах вони перевищують допустимі значення майже у 2–3 рази, тоді як поліетиленові труби залишаються в межах нормативів. Це підкреслює необхідність впровадження сучасних технологій

контролю витоків, герметизації з'єднань, а також регулярних інспекцій з використанням LDAR-систем, дронів та лазерних спектрометрів.

Таким чином, проведене порівняння демонструє наявні резерви економії природного газу та зниження викидів метану, які можуть бути реалізовані через комплексну модернізацію трубопроводів, впровадження інтегрованих систем моніторингу та оптимізацію процесів технічного обслуговування. Результати цього аналізу є базою для створення графічних матеріалів, що ілюструють розподіл розрахункових, фактичних та нормативних втрат метану за типами трубопроводів.

4.3 Оцінка впливу запропонованих заходів на зменшення викидів метану

Оцінка впливу запропонованих заходів на скорочення викидів метану дозволяє кількісно визначити очікуваний економічний та екологічний ефект від модернізації газорозподільної системи Львівської філії. Для цього використовувалися вихідні дані фактичних втрат за 2023 рік, які становили 0,31 % від загального обсягу транспортування газу, що приблизно відповідає 3,6 млн м³. Вартість газу приймалася на рівні 12 грн/м³. Для прогнозних сценаріїв визначали питомі втрати метану, відповідні річні обсяги втрат, а також оцінювали зменшення викидів CH₄ та CO₂-еквіваленту.

У рамках базового сценарію передбачалася часткова заміна сталевих труб на поліетиленові та впровадження системи LDAR. У результаті питомі втрати газу зменшуються з 0,31 % до 0,15 %, що свідчить про потенційне зниження обсягу втраченого метану майже на половину, з відповідним скороченням економічних витрат та навантаження на атмосферу.

Розрахунок річного обсягу втрат:

$$V_{\text{вт}} = 0,15 \% \cdot 1,2 \text{ млрд м}^3 = 0,0015 \cdot 1,2 \cdot 10^9 \approx 1,8 \text{ млн м}^3 \quad (4.1)$$

Викиди метану у тоннах:

$$M_{\text{CH}_4} = 1,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \cdot 0,67 \text{ кг/м}^3 \approx 2\,160 \text{ т.} \quad (4.2)$$

Перерахунок у CO₂-еквівалент:

$$\text{CO}_2\text{-екв.} = 2\,160 \text{ т} \cdot 28 \approx 60\,480 \text{ т.} \quad (4.3)$$

Економічна вигода:

$$E = 1,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 \cdot 12 \text{ грн/м}^3 \approx 21,6 \text{ млн грн/рік.} \quad (4.4)$$

У рамках оптимістичного сценарію передбачено додаткову установку онлайн-датчиків витоків на компресорних станціях та ключових вводах мережі, що забезпечує оперативне виявлення та ліквідацію навіть незначних витоків. За таких умов прогнозовані питомі втрати метану знижуються до 0,20 %, що дозволяє суттєво скоротити як економічні витрати на газ, так і екологічний вплив у вигляді зменшення викидів CH₄ та CO₂-еквіваленту.

Річний обсяг втрат:

$$V_{\text{вт}} = 0,0020 \cdot 1,2 \cdot 10^9 = 2,4 \text{ млн м}^3.$$

Викиди метану:

$$\text{CH}_4 = 2,4 \times 10^6 \times 0,67 \approx 2\,880 \text{ т,}$$

CO₂-еквівалент:

$$\text{CO}_2\text{-екв.} = 2\,880 \cdot 28 \approx 80\,640 \text{ т,}$$

Економічна вигода:

$$E = 2,4 \cdot 10^6 \cdot 12 \approx 28,8 \text{ млн грн/рік.}$$

Для максимального сценарію комплекс заходів включає повну заміну сталевих труб на поліетиленові, впровадження онлайн-моніторингу, систем LDAR і рекупераційних установок. Питомі втрати прогнозуються на рівні 0,12 %. Річний обсяг втрат:

$$V_{\text{вт}} = 0,0012 \cdot 1,2 \cdot 10^9 \approx 1,44 \text{ млн м}^3,$$

Викиди CH_4 :

$$\text{CH}_4 = 1,44 \cdot 10^6 \cdot 0,67 \approx 1\,728 \text{ т,}$$

CO_2 -еквівалент:

$$\text{CO}_2\text{-екв.} = 1\,728 \cdot 28 \approx 48\,384 \text{ т,}$$

Економічна вигода:

$$E = 1,44 \cdot 10^6 \cdot 12 \approx 17,3 \text{ млн грн/рік.}$$

Таким чином, навіть реалізація базових заходів дозволяє скоротити втрати метану майже вдвічі, тоді як комплексне впровадження всіх запропонованих рішень забезпечує максимальний економічний і екологічний ефект. Проведені розрахунки підтверджують, що запропоновані заходи сприяють суттєвому зниженню викидів метану, підвищенню економічної ефективності

газорозподільної системи, відповідають міжнародним стандартам IPCC та IEA, а також підтримують досягнення цілей сталого розвитку та скорочення парникового ефекту.

4.4 Висновки

Аналіз фактичних і розрахункових даних засвідчив, що втрати метану у газорозподільній системі Львівської філії у 2023 році становили 0,31 % (приблизно 3,6 млн м³), що перевищує нормативні значення, рекомендовані ДСТУ, IEA та IPCC. Основними факторами перевищення є велика протяжність сталевих мереж, зношена арматура та недостатній рівень автоматизованого контролю витоків. Поліетиленові трубопроводи, навпаки, демонструють стабільно низькі втрати та високий рівень герметичності.

Статистичний аналіз підтвердив нерівномірність розподілу втрат: сталеві трубопроводи мають питомі втрати у 4–5 разів вищі порівняно з поліетиленовими, причому найбільш критичними є ділянки середнього та високого тиску.

Порівняння сценаріїв модернізації показало значний потенціал скорочення втрат:

- Базовий сценарій (часткова заміна сталевих труб і впровадження LDAR) дозволяє знизити питомі втрати до 0,15 % і забезпечує економію близько 21,6 млн грн на рік;
- Оптимістичний сценарій (LDAR у поєднанні з онлайн-датчиками) зменшує втрати до 0,20 %, що забезпечує економічний ефект у розмірі 28,8 млн грн на рік;

- Максимальний сценарій (повна заміна сталевих труб, LDAR, онлайн-моніторинг та рекуперація газу) дозволяє досягти мінімальних втрат 0,10–0,12 %, що відповідає скороченню викидів метану до 1,7 тис. тонн.

Результати свідчать про високий потенціал економії та зниження екологічного навантаження за рахунок комплексної модернізації мереж і впровадження сучасних систем контролю витоків.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВОДІВ

5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів у роботі персоналу газорозподільних систем

Експлуатація та технічне обслуговування газорозподільних мереж характеризується наявністю широкого спектра небезпечних і шкідливих виробничих факторів, що можуть становити загрозу життю та здоров'ю персоналу. Дія цих факторів залежить від технічного стану обладнання, організації робочого процесу, рівня професійної підготовки працівників та умов виробничого середовища. Аналіз цих факторів є невід'ємною складовою системи охорони праці, оскільки дозволяє визначати найбільш критичні ділянки виробничого процесу та розробляти ефективні заходи профілактики аварій та нещасних випадків.

Особливу небезпеку становить можливість утворення вибухонебезпечних сумішей метану з повітрям, оскільки нижня межа вибуховості метану становить 5 %, а верхня – 15 %. Це означає, що навіть незначні витoki газу можуть створювати потенційно вибухонебезпечні зони. Утворення таких зон можливе під час поривів трубопроводів, пошкодження арматури, розгерметизації ущільнень або фланцевих з'єднань. У разі займання суміші існує реальна загроза вибуху, що може спричинити руйнування інфраструктури та створити небезпеку для життя і здоров'я працівників.

Робота з обладнанням, яке функціонує під надлишковим тиском, пов'язана з підвищеними ризиками травмування персоналу. Раптове розгерметизування трубопроводу, неконтрольований вихід газу чи розрив шлангів можуть призвести до утворення газових хмар, що створює додаткову небезпеку під час проведення ремонтних або обслуговуючих робіт. Особливо складними є операції з виведення ділянок газопроводу з експлуатації, стравлювання газу та

підключення нового обладнання, що потребує високої кваліфікації та суворого дотримання технологічних інструкцій.

Не менш важливим фактором є електрична безпека. Використання електрообладнання на газорегуляторних пунктах, компресорних станціях та інших об'єктах, що перебувають у потенційно вибухонебезпечному середовищі, підвищує ризик ураження електричним струмом. Іскроутворення може стати джерелом займання метану, тому особливу увагу приділяють застосуванню вибухозахищених приладів, надійному заземленню електрообладнання та контролю стану ізоляції.

Хоча метан не є токсичною речовиною, його надлишкова концентрація в повітрі призводить до витіснення кисню, що може спричиняти асфіксію, втрату свідомості або тяжкі порушення дихальної системи. Додаткову небезпеку становлять домішки газу, зокрема сірководень, який може викликати гострі отруєння. Особливо небезпечними є підземні споруди, колодязі, камери та інші замкнені простори, де природний газ здатен накопичуватися у високих концентраціях, що вимагає спеціального контролю мікроклімату і вентиляції.

Важливе значення мають шум та вібрація, що виникають під час роботи компресорних установок, газових турбін та регуляторів тиску. Тривалий вплив шуму може призводити до професійних захворювань, таких як нейросенсорна приглухуватість, а дія вібрацій негативно впливає на опорно-руховий апарат та периферичну нервову систему.

Крім того, виконання робіт на відкритій місцевості підлягає впливу несприятливих метеорологічних умов та мікроклімату, таких як низькі або високі температури, опади, вітер та висока вологість. Несприятливі умови підвищують втомлюваність, знижують концентрацію уваги та можуть спричинити теплові або холодкові травми, що знижує ефективність і безпеку роботи.

Роботи у підземних комунікаціях супроводжуються додатковими ризиками, зокрема небезпекою обвалу ґрунту, обмеженим простором, недостатньою вентиляцією та накопиченням газу. Складність евакуації і

обмежена видимість потребують спеціальної підготовки працівників та застосування додаткових засобів контролю стану повітряного середовища.

Таким чином, комплексна оцінка впливу небезпечних та шкідливих виробничих факторів є ключовим елементом забезпечення охорони праці на газорозподільних підприємствах. Вона дозволяє не лише ідентифікувати критичні ділянки, а й формувати ефективні заходи профілактики, підвищувати безпеку персоналу та оптимізувати організацію робіт з урахуванням усіх виробничих ризиків.

5.2 Вимоги до організації безпечних умов праці при обслуговуванні та ремонті газопроводів

Забезпечення безпечних умов виконання робіт з обслуговування та ремонту газорозподільних мереж ґрунтується на строгому дотриманні чинних нормативно-правових актів, технологічних інструкцій та правил охорони праці. Роботи з природним газом належать до категорії підвищеного ризику, оскільки пов'язані з можливістю утворення вибухонебезпечних концентрацій метану, розгерметизації обладнання, ураження електричним струмом та іншими потенційно небезпечними факторами. Організація робіт у такому середовищі потребує впровадження комплексної системи захисту персоналу, починаючи від підготовки фахівців і закінчуючи контролем дотримання технологічних операцій.

Основою безпечної експлуатації газорозподільних мереж є дотримання вимог нормативних документів, зокрема «Правил безпеки систем газопостачання України» (НПАОП 0.00-1.76-15), ДБН В.2.5-20-2018 «Газопостачання», а також галузевих інструкцій з охорони праці та правил технічної експлуатації. Дані документи регламентують порядок організації робіт, встановлюють вимоги до кваліфікації персоналу, визначають умови використання засобів індивідуального захисту та допуску до виконання газонебезпечних операцій.

Роботи з газом дозволяється виконувати лише працівникам, які пройшли спеціальне навчання, інструктаж та перевірку знань. Перед початком робіт оформлюється наряд-допуск, у якому зазначаються відповідальні особи, перелік необхідних заходів безпеки, склад робочої бригади та порядок виконання технологічних операцій. Керівник робіт проводить цільовий інструктаж, повідомляє про можливі ризики, контролює наявність приладів для моніторингу газового середовища та визначає межі небезпечної зони. Робочі місця обладнуються з урахуванням вимог вибухопожежної безпеки: застосовується лише вибухозахищене електрообладнання та інструменти, що не створюють іскр, а у замкнених приміщеннях забезпечується належна вентиляція.

Підготовка обладнання до ремонтних робіт передбачає його відключення від діючої мережі, повне видалення залишкового газу, за потреби продування інертним газом та перевірку відсутності вибухонебезпечних концентрацій за допомогою газоаналізаторів. Важливим є надійне ізолювання ремонтованої ділянки, щоб запобігти несанкціонованому надходженню газу у зону робіт. Усі операції виконуються відповідно до технологічних карт та умов наряду-допуску. У разі виявлення запаху газу або сигналу перевищення допустимих концентрацій метану роботи негайно припиняються. Персонал інформує керівника робіт, обмежує доступ сторонніх осіб, забезпечує природну або примусову вентиляцію, організовує охоронну зону та вживає заходів для локалізації потенційного витoku. Використання відкритого вогню, іскроутворювального інструменту та неприпустимих електроприладів категорично забороняється.

Особлива увага приділяється земляним роботам, які включають розкопування траншей, колодязів та камер. Необхідно забезпечити укріплення стінок траншей, контроль повітряного середовища, безпечний спуск і вихід персоналу, а також дотримання вимог щодо взаємного розташування інженерних комунікацій. Всі дії виконуються за погодженням із диспетчерською службою, яка контролює стан мережі.

5.3 Засоби індивідуального та колективного захисту персоналу

Засоби індивідуального та колективного захисту є невід’ємною складовою системи охорони праці у сфері газорозподілу, оскільки виконання робіт з природним газом супроводжується високим рівнем ризику через можливі витoki метану, утворення вибухонебезпечних сумішей, вплив шкідливих факторів та інших ситуацій, що можуть загрожувати здоров’ю і життю персоналу. Комплексне використання цих засобів дозволяє знизити ймовірність травм, посилити контроль над потенційними небезпеками та гарантувати проведення робіт відповідно до вимог безпеки.

Серед засобів індивідуального захисту особливе місце займають переносні газоаналізатори, які застосовуються для оперативного контролю складу повітря в зоні проведення робіт. Сучасні прилади здатні визначати концентрації метану, кисню, сірководню, вуглекислого газу та інших потенційно небезпечних газів. Багато моделей оснащені звуковою, світловою та вібраційною сигналізацією, яка спрацьовує при перевищенні допустимих значень, що дозволяє працівникам своєчасно реагувати на небезпеку та уникати перебування у вибухонебезпечній зоні. Деякі газоаналізатори мають функцію реєстрації даних, що дає змогу вести журнал вимірювань, аналізувати показники та виявляти тенденції до підвищення ризиків.

Спеціальний робочий одяг для персоналу газового господарства виготовляється з негорючих, антистатичних та механічно стійких матеріалів, що запобігає виникненню електростатичних розрядів та забезпечує захист від порізів, проколів, підвищених температур і впливу агресивних середовищ. У холодний період одяг доповнюється утепленими елементами для збереження працездатності працівників. Захисні рукавиці забезпечують надійний захист від механічних пошкоджень і хімічних домішок, що можуть контактувати з елементами трубопроводів або газовою арматурою.

До обов’язкового індивідуального захисту також відносяться каски та спеціальне взуття. Каски виготовляються зі стійких до ударів матеріалів і захищають голову від травм при падінні інструментів, ґрунту чи інших

предметів. Взуття має нековзну підошву, металевий підносок та електроізоляційні властивості, а для робіт із ризиком ураження електричним струмом використовуються діелектричні рукавиці, калоші та інструменти з ізольованими ручками, сертифіковані для експлуатації у вибухонебезпечному середовищі.

При роботі в умовах зниженого вмісту кисню або наявності шкідливих домішок застосовуються протигази фільтрувального або ізолювального типу. Перші очищують повітря від токсичних домішок, тоді як другі створюють автономну систему дихання, що особливо важливо під час робіт у підземних спорудах, колодязях та інших обмежених просторах.

Засоби колективного захисту включають технічні рішення, які забезпечують безпечне середовище для всіх працівників, зокрема системи вентиляції, що видаляють накопичення газів і підтримують допустимий рівень кисню. У місцях проведення ремонтних робіт або підземних приміщеннях часто застосовується примусова вентиляція з вибухозахищеними вентиляторами та аварійними відключеннями.

Аварійно-запірна арматура є важливим елементом безпеки, оскільки дозволяє оперативно відключати ділянки трубопроводу у разі аварій або витоків газу. Вона може керуватися вручну, електрично або пневматично, а сучасні моделі обладнані автоматичними датчиками, що перекривають подачу газу при підвищенні тиску, зниженні потоку або порушенні герметичності. Це значно зменшує ймовірність поширення аварії на сусідні ділянки мережі.

Засоби дистанційного моніторингу надають можливість операційним службам постійно контролювати робочі параметри газопроводів у режимі реального часу. Такі системи оснащуються датчиками тиску, температури, витратомірами, акустичними сенсорами та, у деяких випадках, спектральними детекторами, які забезпечують віддалене виявлення витоків метану. Отримана інформація надходить до центральної диспетчерської, що дозволяє швидко реагувати на будь-які відхилення від нормальної роботи, приймати рішення щодо проведення оглядів або виконання аварійних робіт. Використання

дистанційного моніторингу зменшує необхідність безпосередньої присутності персоналу в потенційно небезпечних ділянках газопроводів і сприяє оперативному виявленню та локалізації витоків, знижуючи ризики виникнення аварійних ситуацій.

Контрольно-вимірювальні прилади є невід'ємною складовою систем колективного захисту. Вони застосовуються для вимірювання ключових показників роботи системи, таких як тиск, температура, склад газу та інші параметри, що дозволяють оцінити нормальність функціонування газорозподільної мережі. У багатьох сучасних автоматизованих системах такі прилади інтегруються до комплексних систем управління, які здатні самостійно регулювати роботу газорозподільних пунктів, проводити діагностику, виявляти несправності та підтримувати оптимальні режими транспортування газу.

До засобів колективного захисту також відносяться огорожувальні конструкції, сигнальні знаки, переносні вибухозахищені світильники, засоби аварійного освітлення та мобільні установки для видалення газу. Використання таких засобів має здійснюватися системно, відповідно до нормативних документів та інструкцій з охорони праці. Ефективність засобів індивідуального та колективного захисту значною мірою залежить від регулярного технічного обслуговування приладів, їхньої калібрування, перевірки працездатності, а також від відповідального та свідомого підходу персоналу при їх застосуванні.

Завдяки впровадженню дистанційного моніторингу і контрольно-вимірювальних приладів стає можливим значно підвищити безпеку праці, зменшити ризики аварій, а також оптимізувати процеси управління газорозподільною системою, забезпечуючи постійний контроль за станом мережі та швидке реагування на небезпечні події.

5.4 Організація дій персоналу під час аварій, витоків та поривів газопроводів

Організація дій персоналу під час аварійних ситуацій у газорозподільних мережах є надзвичайно важливою складовою забезпечення безпеки та зменшення наслідків аварій. Аварійні події, витoki та пориви газопроводів створюють безпосередню загрозу для життя та здоров'я працівників, населення, об'єктів інфраструктури й довкілля, тому порядок реагування на них має бути чітко визначеним, нормативно закріпленим і відпрацьованим у практичній діяльності. Рівень ефективності дій персоналу залежить від професійної підготовки, правильності застосування нормативних та технологічних вимог, своєчасного виявлення небезпечних ситуацій і скоординованості роботи аварійно-диспетчерських служб.

У разі надходження сигналу про аварійну подію або виявлення витoku газу першочерговим завданням працівників є забезпечення власної безпеки та недопущення доступу сторонніх осіб до небезпечної зони. Персонал повинен оперативно оцінити ситуацію, використовуючи переносні газоаналізатори для визначення концентрації метану та наявності можливих шкідливих домішок. На підставі отриманих даних встановлюються межі небезпечної зони, яка позначається огорожувальними засобами, попереджувальними знаками та сигнальною стрічкою. Забороняється застосування інструментів, здатних утворювати іскри, електрообладнання, відкритого вогню та будь-яких інших дій, що можуть спричинити займання газоповітряної суміші.

У випадках, коли витік газу становить загрозу для безпеки людей, персонал організовує евакуацію населення або відведення людей на безпечну відстань, при цьому напрямом переміщення має враховувати напрямок вітру та потенційний рух газової хмари. Одночасно працівники інформують диспетчерську службу, яка координує дії аварійної бригади та взаємодіє з іншими службами, включаючи пожежно-рятувальні підрозділи, поліцію та медичні установи, якщо виникає така потреба.

Після прибуття аварійної бригади здійснюються заходи з локалізації витoku. До них належить перекриття запірної арматури на найближчих засувках, зниження тиску в газопроводі, відключення пошкодженої ділянки та виконання

тимчасових обмежувальних заходів для мінімізації витоку газу. Всі операції проводяться відповідно до встановлених технологічних стандартів та під постійним контролем концентрації газу в повітрі. У разі значного пориву може застосовуватися відведення газу через продувальні лінії або використання вентиляційного обладнання для розсіювання газової хмари.

Особлива увага приділяється документуванню аварійної події. Працівники та відповідальні особи повинні фіксувати хронологію подій, параметри витоку, результати проведених вимірювань, виконані дії та оцінку їх ефективності. Зібрані дані передаються до диспетчерської та використовуються для складання офіційних актів, які є основою для аналізу причин аварії та розробки превентивних заходів для запобігання аналогічним випадкам у майбутньому.

Після усунення витоку проводиться детальний огляд пошкодженої ділянки газопроводу. Оцінюється характер дефектів, стан ізоляційних матеріалів, наявність корозійних процесів та механічних пошкоджень, а також відповідність обладнання нормативним вимогам. На основі цього визначаються обсяг необхідних ремонтних робіт або заміни елементів трубопроводу. Важливим етапом є повторна перевірка газового середовища для підтвердження повного усунення витоку та відсутності вибухонебезпечних концентрацій.

Аналіз причин аварій здійснюється спеціально створеною комісією, до складу якої входять фахівці з охорони праці, технологи, представники аварійної служби та, за потреби, незалежні експерти. Результати розслідування використовуються для вдосконалення технологічних карт, інструкцій з охорони праці, стандартів технічного обслуговування та навчання персоналу. До превентивних заходів відносять підвищення контролю за технічним станом мереж, впровадження сучасних систем автоматичного моніторингу, регулярне калібрування газоаналізаторів, проведення навчальних тренувань та перевірку готовності аварійних бригад.

Таким чином, організація дій персоналу під час аварійних ситуацій у газорозподільних системах є складним, багатоступеневим процесом, що включає оперативне реагування, технічні заходи локалізації витоку, інформаційну

взаємодію між службами, документування та подальший аналіз причин аварії. Від чіткості, професійності та злагожденості дій персоналу залежить успішність ліквідації аварій, безпека людей та мінімізація матеріальних збитків.

5.5 Висновки

Розділ 5 демонструє, що охорона праці на підприємствах газорозподільної системи є комплексним механізмом, який охоплює ідентифікацію потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів, організацію безпечних умов роботи, застосування засобів індивідуального і колективного захисту, а також чітко регламентовані дії персоналу у разі аварійних ситуацій. Проведений аналіз показав, що основними ризиками на таких підприємствах є утворення вибухонебезпечних концентрацій метану, небезпека ураження електричним струмом, можливі механічні травми, а також шкідливий вплив шуму, вібрацій та несприятливих метеорологічних умов.

Рациональна організація робочих місць, суворе дотримання вимог нормативних документів і правил допуску до газонебезпечних робіт дозволяють значно знизити рівень ризику для персоналу. Використання засобів індивідуального захисту, таких як переносні газоаналізатори, протигази, спеціальний одяг, рукавиці та каски, у поєднанні із колективними заходами безпеки — вентиляційними системами, аварійно-запірною арматурою, системами дистанційного моніторингу та контрольно-вимірювальними приладами — забезпечує всебічний захист працівників у різних виробничих умовах.

Впровадження аварійних алгоритмів дій персоналу, які передбачають своєчасне виявлення витоків, локалізацію аварій, евакуацію, інформування відповідних служб, контроль концентрації газу та належне документування подій, дозволяє оперативно реагувати на аварійні ситуації та зменшувати ймовірність їх повторення. Особлива увага приділяється підготовці та професійному навчанню персоналу, регулярному технічному обслуговуванню

обладнання та відпрацюванню дій у рамках тренувальних навчань, що забезпечує високий рівень безпеки і готовності до надзвичайних ситуацій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У ході підготовки магістерської роботи досліджено фізико-хімічні властивості газу, втрати в газотранспортних і газорозподільних системах та ефективність сучасних технологій зменшення витоків.

У першому розділі досліджено фізико-хімічні властивості природного газу та метану, а також джерела їх утворення й шляхи викидів під час транспортування. Встановлено, що метан є основним компонентом газу, а домішки та параметри газотранспортної системи впливають на його стабільність, теплотворну здатність і безпеку експлуатації.

У другому розділі проаналізовано фактичні дані щодо складу газу та втрат метану у магістральних і розподільчих мережах. Виявлено, що склад газу стабільний, а рівень втрат контрольований, проте потребує зниження шляхом модернізації трубопроводів, використання поліетиленових мереж та вдосконалення систем моніторингу.

У третьому розділі розглянуто сучасні технології зменшення втрат метану, включаючи LDAR, дистанційний моніторинг та заміну арматури. Встановлено, що комплексне застосування цих технологій дозволяє суттєво знизити витoki газу, підвищити надійність мереж і забезпечити економічну та екологічну вигоду.

У четвертому розділі проведено статистичний та економічний аналіз втрат метану у газорозподільній системі Львівської філії. Показано, що перевищення нормативних втрат зумовлене зношеністю сталевих труб та недостатнім рівнем автоматизації контролю витоків, а комплексна модернізація мереж і впровадження систем моніторингу дозволяє значно скоротити втрати і викиди метану.

У п'ятому розділі показано, що охорона праці на підприємствах газорозподільної системи є комплексним механізмом, який включає ідентифікацію ризиків, застосування засобів індивідуального та колективного захисту, аварійні алгоритми дій і професійну підготовку персоналу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДСТУ 4047:2001. Газ природний. Терміни та визначення понять. – К.: Держстандарт України, 2001. – 24 с.
2. ДСТУ EN 1594:2017. Газова інфраструктура. Газопроводи з максимальним робочим тиском понад 16 бар. – К.: УкрНДНЦ, 2017. – 98 с.
3. Марченко О.П., Бутенко В.І. Газотранспортні системи: безпека, надійність, моніторинг. – Київ: Наукова думка, 2019. – 312 с.
4. Ковальчук А.М., Кириченко В.П. Технічна експлуатація та діагностика газових мереж. – Харків: ХНАМГ, 2018. – 186 с.
5. Савлюк Р.І. Методи виявлення витоків газу в системах розподілу: огляд сучасних технологій // Нафтогазова галузь України. – 2021. – №3. – С. 25–34.
6. Левківський О.М. Фізико-хімічні властивості природного газу: навчальний посібник. – Львів: Видавництво ЛНТУ, 2020. – 144 с.
7. Горбаль Н.М. Експлуатація систем газопостачання. – Львів: Новий Світ-2000, 2017. – 224 с.
8. ДСТУ 3273-95. Охорона праці. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1995. – 23 с.
9. Про охорону праці: Закон України від 14.10.1992 №2694-ХІІ.
10. Методичні рекомендації щодо визначення технічних втрат природного газу. – К.: Міністерство енергетики України, 2021. – 48 с.