

Міністерство освіти і науки України
Чорноморський національний університет імені Петра Могили
Медичний інститут

«Допущено до захисту»

Зав. кафедри _____ Григор'єва Л.І.

УДК 502.175:[502.3:621.6.02](079.2)

**УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ ЗАБРУДНЕННЯ
АТМОСФЕРНОГО ПОВІТРЯ НА ПІДПРИЄМСТВАХ
ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ**

Магістерська робота

за освітньо-професійною програмою «Екологічна стандартизація,
сертифікація та управління якістю» спеціальності 101 «Екологія»

Виконавець:

Студентка VI курсу, 625 групи

Кисельова В.

Науковий керівник:

д.б.н., проф. Григор'єва Л. І.

Миколаїв – 2020

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Чорноморський національний університет імені Петра Могили
Медичний інститут

Освітній рівень – МАГІСТР

Галузь знань: 10 Природничі науки

Спеціальність: 101 «Екологія»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри екології
_____ Л.І.Григор'єва
« ___ » _____ 20 р.

ЗАВДАННЯ
НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

Студенту Кисельовій Вікторії Андріївни

1. Тема роботи: Управління екологічними ризиками забруднення атмосферного повітря на підприємствах газорозподільних мереж
затверджена наказом ЧНУ імені Петра Могили від «20» листопада 2019 р.
№339

2. Об'єкт дослідження: екологічні ризики, які виникають на підприємствах газорозподільних мереж.

3. Предмет дослідження управління екологічними ризиками на газорозподільних підприємствах.

4. Завдання дослідження:

- виявити та проаналізувати джерела впливу на атмосферне середовище від транспортування газу газорозподільними мережами;
- провести аналіз міжнародного стандарту ISO 31000:2018, щодо управління екологічними ризиками на підприємствах;
- розрахувати загальнорічні обсяги втрат та витрат газу по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз» при максимальній виробничо-технологічній діяльності;

- розрахувати викиди забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП, ШРП Миколаївського відділення АТ «Миколаївгаз» при максимальній виробничо-технологічній діяльності;
- проаналізувати еколого-економічні ризики від транспортування природного газу по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз»;
- розробити основні елементи організаційного механізму управління екологічними ризиками для газотранспортних підприємств, відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000:2018.

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Завдання видано (підпис, дата)	Завдання виконано (підпис, дата)
4	Григор'єва Л.І.	25.09.2019	05.02.2019

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи (МР)	Строк виконання етапів роботи
1	Затвердження теми МР на засіданні кафедри	20.09.2019
2	Пошук, добір та опрацювання літературних джерел з проблематики дослідження	10.12.2019
3	Робота над підготовкою тексту МР	
3.1	Розділ 1	20.12.2019
3.2	Розділ 2	14.01.2020
3.3	Розділ 3	25.01.2020
3.4	Розділ 4	05.02.2020
4	Висновки	10.02.2020
5	Захист МР на кафедрі (попередній захист)	17.02.2020
6	Захист МР перед Екзаменаційною комісією	24.02.2020

Студент _____ Кисельова В.А.

Науковий керівник _____ Григор'єва Л.І.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І ВИЗНАЧЕНЬ	6
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. АСПЕКТИ УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ ПРИ ВИКИДАХ В АТМОСФЕРНЕ ПОВІТРЯ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН ВІД ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ МЕРЕЖІ	12
1.1. Вплив викидів в атмосферне повітря від підприємств газотранспортної мережі.....	12
1.2. Ризики та елементи управління ними на підприємстві. Екологічні ризики відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000.....	17
Висновки до першого розділу	21
РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ВИРОБНИЧО-ТЕХНОЛОГІЧ-НИХ ВТРАТ, ВИТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, А ТАКОЖ ВИКИДІВ ПІД ЧАС ЙОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИМИ МЕРЕЖАМИ	23
2.1. Методичні аспекти для визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.	23
2.2. Методичні аспекти для визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.	29
2.3. Методичні аспекти для розрахунку викидів забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП і ШРП.....	33
Висновки до другого розділу	34
РОЗДІЛ 3. ЕКОЛОГІЧНІ РИЗИКИ ТА УПРАВЛІННЯ НИМИ ВІД ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ГАЗОТРАНСПОРТНИМИ МЕРЕЖАМИ МИКОЛАЇВСЬКОГО ВІДДІЛЕННЯ АТ «МИКОЛАЇВГАЗ». 36	
3.1. Загальний річний обсяг виробничо-технологічних втрат газу по Миколаївському відділенню.	36

3.2. Загальний річний обсяг виробничо-технологічних витрат газу по Миколаївському відділенні.	41
3.3. Розрахунок викидів забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП, ШРП.	46
3.4. Еколого-економічні ризики, які виникають під час транспортування газу та їх ідентифікація за ISO 31000	50
Висновки до третього розділу	56
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.	58
4.1. Аналіз умов праці у робочому кабінеті АТ «Миколаївгаз».	58
4.2. Аналіз умов праці у комп'ютерному класі 1-406 ЧДУ ім. Петра Могили	66
4.3. Порядок здійснення заходів цивільного захисту під час планового переведення з режиму функціонування у мирний час в режим функціонування в умовах особливого періоду на об'єктах газопостачання.	68
Висновки до четвертого розділу	71
ВИСНОВКИ.	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	76

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І ВИЗНАЧЕНЬ

ГПА	газоперекачувальні агрегати;
ГРП	газорегуляторний пункт;
ГТС	газотранспортна система;
ДКРТ	домові комбіновані регулятори тиску;
ККД	коефіцієнт корисної дії;
КС	компресорна станція;
МГЕЗК	Міжнародна група експертів ООН з питань зміни клімату;
НМЛОС	неметанові леткі органічні сполуки;
ПГ	парниковий газ;
ШРП	шафові газорегуляторні пункти.
Виробничо-технологічні витрати природного газу	- це газ, що витрачається під час виконання комплексу робіт, пов'язаних з введенням в експлуатацію новозбудованих, реконструйованих або капітально відремонтованих об'єктів системи газопостачання та на опалення газо-регуляторних пунктів та іншого газорегуляторного обладнання.
Виробничо-технологічні втрати природного газу	- це газ, що витрачається під час його транспортування газорозподільними та внутрішньобудинковими мережами, а також під час виконання профілактичних робіт і поточних ремонтів.

- Газопровід** - умовний прохід (діаметр) ділянки, її протяжність, тривалість експлуатації елемента (ділянки) газопроводу, тиск газу.
- Етантіол (етилмеркаптан)** - органічна сполука, представник ряду тіолів складу C_2H_5SH .
- Метан** - найпростіша органічна сполука вуглецю з воднем, природний безбарвний газ без запаху, хімічна формула - CH_4 .

ВСТУП

Актуальність. На сьогоднішній день відбувається стрімкий розвиток відновлювальних джерел енергії, що відіграють значну роль в енергетиці, економіці та захисті навколишнього природного середовища багатьох країн світу. Україна має високий потенціал щодо розвитку відновлювальних джерел енергії, але на превеликий жаль використовує його вкрай нефективно. Тому використання традиційних джерел енергії в нашій країні залишається на першому місці. Одним із основних секторів традиційної енергетики є природний газ. Незважаючи на значний внесок даного виду палива на розвиток промисловості в усьому світі, об'єкти газового комплексу істотно впливають на всі компоненти природного середовища. Газотранспортна система України є однією з найстаріших і найпотужніших систем транспортування газу в Європі, довжина якої становить 37,0 тис. км [1,10]. Основний вплив на навколишнє середовище газотранспортної мережі припадає на повітряний басейн. Як зазначає в своїй праці І.Ч. Лещенко [2] майже 95% викидів становлять газоподібні речовини, основними з яких є діоксид вуглецю CO_2 , метан CH_4 , закис азоту N_2O , оксиди азоту N_2O_x , оксид вуглецю CO , неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС) [9,31]. За статистичними даними тільки у 2018р. підприємствами Групи Нафтогаз викинуто в атмосферне повітря 124,8 тис. тонн забруднюючих речовин без урахування діоксиду вуглецю (для порівняння 2017 рік - 92,2 тис. тонн) [33,41].

На сьогоднішній день існує суттєва проблема забезпечення технологічної надійності та екологічності процесу транспортування природного газу, а також оцінювання та управління ризиками на промислових об'єктах.

Тривалий термін експлуатації трубопроводів призводить до виникнення аварій та значних втрат природного газу під час його транспортування мережею, зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, наприклад таких як утворення корозійних тріщин, деформація трубопроводів,

що в свою чергу завдає значних економічних збитків та негативної дії на навколишнє природне середовище [30,18].

На жаль на сьогоднішній день не існує загальноприйнятого методу оцінювання екологічних ризиків промислових об'єктів. Методи, які застосовуються на практиці, скоординовані на оцінювання відмов у роботі технологічного устаткування. Такі методи дослідження спрямовані на оцінювання масштабів і характер поширення викидів у навколишнє середовище. В ході таких досліджень недостатньо приділяється увага щодо управління процесом зменшення вірогідності збитків, при виникненні надзвичайної екологічної ситуації. Актуальним є вирішення проблеми забезпечення безаварійності транспортування природного газу і зменшення негативної дії на навколишнє природне середовище через розроблення та запровадження системи управління ризиками. Введення в дію такої системи надасть змогу забезпечити зниження технологічних та екологічних ризиків, а також приведе до мінімізації економічних втрат, що зумовлює актуальність проведених досліджень[10].

Мета і завдання дослідження. *Мета* роботи – дослідити еколого-економічні ризики від системи транспортування природного газу газопроводом і обґрунтувати необхідність управління цими ризиками.

Для досягнення поставленої мети передбачалося вирішити наступні *завдання*:

- виявити та проаналізувати джерела впливу на атмосферне середовище від транспортування газу газорозподільними мережами;
- провести аналіз міжнародного стандарту ISO 31000:2018, щодо управління екологічними ризиками на підприємствах;
- розрахувати загальнорічні обсяги втрат та витрат газу по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз» при максимальній виробничо-технологічній діяльності;

- розрахувати викиди забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП, ШРП Миколаївського відділення АТ «Миколаївгаз» при максимальній виробничо-технологічній діяльності;
- проаналізувати еколого-економічні ризики від транспортування природного газу по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз»;
- розробити основні елементи організаційного механізму управління екологічними ризиками для газотранспортних підприємств, відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000:2018.

Об'єкт дослідження: екологічні ризики, які виникають на підприємствах газорозподільних мереж.

Предмет дослідження: управління екологічними ризиками на газорозподільних підприємствах.

Матеріали дослідження: дослідження науковців у сфері управління ризиками на підприємствах; міжнародний стандарт ISO 31000:2018; інформаційні дані щодо екологічної діяльності АТ «Миколаївгаз» та аналіз науково-технічної, проектної документації підприємства; нормативно-правова база щодо охорони навколишнього природного середовища; методики визначення питомих виробничо-технологічних втрат і витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами; методологія системного оцінювання ризиків.

Методи дослідження: використано методи інформаційно-пошукових досліджень, аналітичних, математичних розрахунків, ризико-орієнтовані підходи до оцінки показників екобезпеки, математичне моделювання та екологічний контролінг. Теоретичну основу роботи складають фундаментальні положення управління ризиками; екологічної безпеки, екологічного менеджменту. У роботі також використанні методичні підходи теорії управління ризиками; теорії систем і системного аналізу.

Під час виконання роботи були використані такі програми Microsoft Office Excel та Microsoft Office Word.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у виявленні екологічних ризиків підприємств газотранспортних мереж та встановленні необхідності системного підходу до управління екологічними ризиками і прийняття коригуючих заходів вищим керівництвом підприємств.

Практичне значення одержаних результатів полягає в обґрунтуванні необхідності впровадження системи управління екологічними ризиками на підприємствах розподілу газу відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000; у проведенні розрахунків загальнорічних обсягів втрат та витрат газу по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз» при максимальній виробничо-технологічній діяльності; проведенні аналізу джерел впливу на навколишнє природне середовище від процесу транспортування газу через газорозподільні мережі; розрахунку викидів забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП, ШРП, а саме для Миколаївського відділення АТ «Миколаївгаз» при максимальній виробничо-технологічній діяльності; розробленні алгоритму оцінювання екологічних ризиків та системи управління ними під час транспортування природного газу мережею газопроводів АТ «Миколаївгаз» відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000. Результати досліджень можуть бути використані в системі управління газотранспортних підприємств, що дозволить зменшити показники еколого-економічних збитків.

Апробація результатів дисертації. Матеріали роботи доповідалися та обговорювалися на наступних основних вітчизняних конференціях та наукових семінарах: міжнародній науково-практичній конференції та всеукраїнських науково-практичних конференціях.

Публікації. Матеріали дипломної роботи представлені у вигляді 4 публікацій: одна стаття у науково-практичному журналі [18] та 3 публікації у матеріалах міжнародної науково-практичної конференції та всеукраїнських науково-практичних конференцій [20]

РОЗДІЛ 1. АСПЕКТИ УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ ПРИ ВИКИДАХ В АТМОСФЕРНЕ ПОВІТРЯ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН ВІД ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ МЕРЕЖІ

1.1. Вплив викидів в атмосферне повітря від підприємств газотранспортної мережі

На сьогоднішній день відбувається стрімкий розвиток відновлювальних джерел енергії, що відіграють значну роль в енергетиці, економіці та захисті навколишнього природного середовища багатьох країн світу. Україна має високий потенціал щодо розвитку відновлювальних джерел енергії, але на превеликий жаль використовує його вкрай нефективно. Тому використання традиційних джерел енергії в нашій країні залишається на першому місці.

Одним із основних секторів традиційної енергетики є природний газ. Незважаючи на значний внесок даного виду палива на розвиток промисловості в усьому світі, об'єкти газового комплексу істотно впливають на всі компоненти природного середовища. Газотранспортна система України є однією з найстаріших і найпотужніших систем транспортування газу в Європі, довжина якої становить 37,0 тис. км [32,17,42].

Основний вплив на навколишнє середовище газотранспортної мережі припадає на повітряний басейн. Як зазначає в своїй праці І.Ч. Лещенко [21] майже 95% викидів становлять газоподібні речовини, основними з яких є діоксид вуглецю CO_2 , метан CH_4 , закис азоту N_2O , оксиди азоту N_2O_x , оксид вуглецю CO , неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС) [30].

В порівнянні з іншими видами транспортування природного газу - трубопровідний має значні переваги, але на превеликий жаль уникнути забруднення атмосфери неможливо. Основними об'єктами газотранспортної промисловості, які тим чи іншим чином впливають на навколишнє природне середовище являються компресорні та газорозподільчі станції, лінійна частина газопроводів, установки комплексної підготовки газу, підземні сховища газу, адже специфіка їхньої роботи часто пов'язана з технологічними витоками природного газу в атмосферу [17, 13].

Міжнародна група експертів ООН з питань зміни клімату (МГЕЗК) виділили основні джерела походження забруднюючих речовин від об'єктів газової промисловості, а саме: спалювання газу в камерах згорання газотурбінних приводів газоперекачувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій (КС) магістральних газопроводів і підземних сховищ газу та супутні летючі викиди. Також слід виокремити таке джерело надходження природного газу в атмосферу, як відмова лінійної частини газопроводу, що спричинена різноманітністю його пошкодження. Найчастішими причинами яких є дефекти – малі (корозійні явища), середні (тріщини), катастрофічні (розрив на повний переріз труби) [18,28,52]. Причини, що призводять до відмови трубопроводів наведені в таблиці 1.1.1.

Таблиця 1.1.1. Основні причини, що призводять до несправності трубопроводів

Види причин	Причини
1	2
Техногенні	<ol style="list-style-type: none"> 1. Внутрішня корозія труб. 2. Дефекти будівельного походження (подряпини, вм'ятини, задири тощо). 3. Дефекти під час зварювання швів (тріщини, не провари, перериви у шві, напливи тощо). 4. Дефекти металургійного походження (пухирці, флокери, надрізи, мало зернисті тріщини, осадові раковини, осьові пори).

Продовження таблиця 1.1.1.

1	2
Природні	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повені та паводки. 2. Землетруси. 3. Вітри. 4. Аномальні температурні умови. 5. Опади. 6. Карстові процеси 7. Зсуви та просідання земної поверхні.
Антропогенні	<ol style="list-style-type: none"> 1. Земельні роботи. 2. Вандалізм. 3. Крадіжки газу. 4. Помилки, що стосуються будівництва, проектування, технічного обслуговування, експлуатації.

Основним супутнім летючим викидом від діяльності об'єктів ГТС є метан (CH₄), який міститься у природному газі.

І.Ч. Лещенко [24] в своїх дослідженнях констатує, що обсяги витоку метану під час процесу транспортування залежить від протяжності мережі газопроводів, запасу газу в трубах, кількості компресорних станцій, їхньої потужності, технологічного оснащення та технологічного стану обладнання [23]. Науковець вважає, що на компресорній станції середньостатистичні витоки метану мають таке відсоткове співвідношення: крани – 7,1%; штоки – 32,2%; фланцеві з'єднання – 15,1%, різьбові з'єднання 5,3%; інші елементи – 0,2%.

І.Ч. Лещенко [24] виокремлює основні джерела витоків метану на газопроводах, які представлені на рисунку 1.1.1.

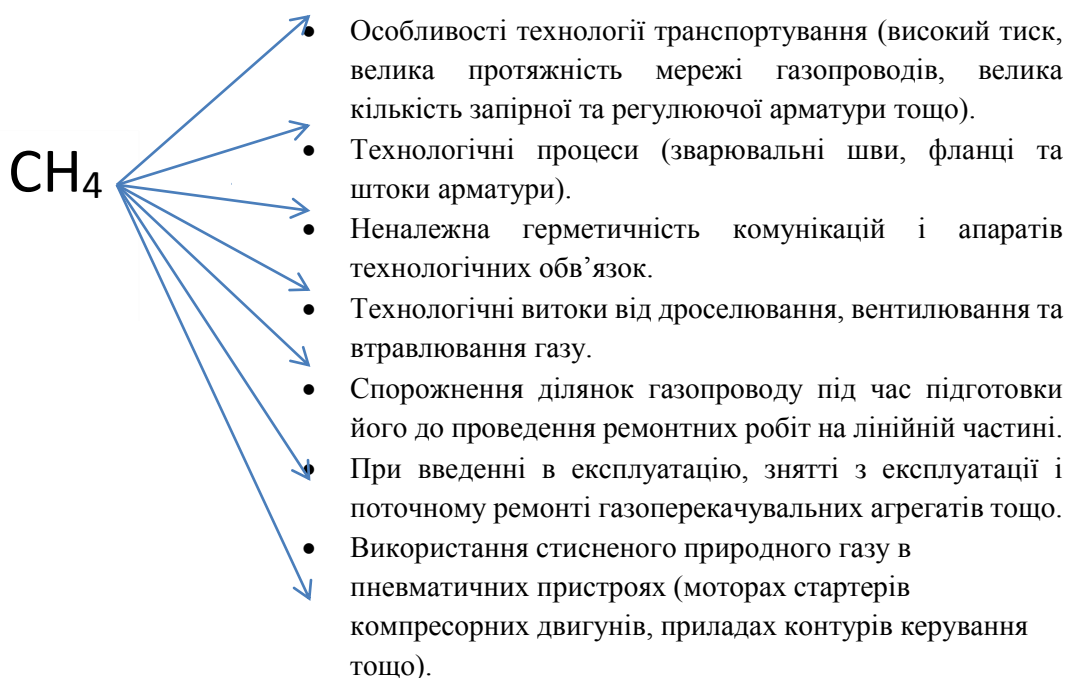


Рис. 1.1.1. Джерела витоку метану (CH₄)

Більшість джерел летючих викидів є проектними, кількість і склад яких у цілому істотно не визначені. Це пояснюється тим, що на виробництві відсутня надійна система вимірювання, яка б могла охопити широкий діапазон виникаючих потоків викидів і змін у їхньому складі. Під час технологічного процесу, коли викиди являються його складовою частиною існують невідповідності в показниках, що базуються на інженерних оцінках та вимірюваннях [4,17].

О. В. Смородова та ін.. [29] дійшла висновку, що в Україні досі не розроблено єдиної методики визначення летючих викидів від об'єктів систем трубопровідного транспортування газу, а також не існує національних коефіцієнтів викидів парникових газів (ПГ), які необхідні для розрахунків їх обсягів при складанні Національного кадастру антропогенних викидів і поглинань парникових газів [15,51-50].

В праці «Рекомендованные технологии и практические мероприятия» автор виокремлює основні напрями зниження викидів парникових газів від газотранспортної промисловості [32,52]:

- заміна кранів обв’язки КС та лінійних кранів;
- підвищення ККД приводів газоперекачувальних агрегатів КС шляхом заміни застарілого обладнання на сучасні агрегати;
- забезпечення на оптимальних режимах роботи компресорного обладнання та оптимізація потоків транспортованого газу;
- запровадження системи ремонту і модернізації газотурбінних газоперекачувальних агрегатів;
- скорочення емісії метану при підключеннях ГПА;
- скорочення емісії метану при включеннях ГПА за рахунок модернізації системи їхнього запуску;
- перероблення газових пневматичних систем керування для використання технологічного повітря;
- застосування технології врізання під тиском.

О. Балацкий та ін.. [16] наголошує, що система екологічного керування є ефективним інструментом охорони навколишнього природного середовища та забезпечення раціонального використання природних ресурсів. Впровадження систем екологічного керування сприяє екологічно орієнтованій діяльності організації, а також стимулює її до удосконалення виробничих технологій, ретельного обліку, максимально безпечної утилізації та переробки відходів.

І. І. Мазур та ін.. [11] зазначає, що саме завдяки проведенню аналізу галузевої політики, законодавчих актів, програм і планів газової промисловості можна розробити рекомендації, спрямовані на вдосконалення енергетичного законодавства у сфері екології:

- забезпечення системної та обов’язкової інтеграції екологічної політики до документів, програм галузевого розвитку;

- встановлення законодавчо обов'язковим врахування майбутнього впливу на довкілля на етапі планування політик, планів і програм розвитку (стратегічна екологічна оцінка);
- запровадження процедури оцінки впливу на довкілля на всіх стадіях інвестиційного проекту;
- створення ефективних механізмів економічного регулювання у природоохоронній діяльності, який демонстрував би помітний стимулюючий вплив на суб'єкти господарювання та забезпечував відшкодування збитків, завданих довкіллю в результаті забруднення;
- розвиток екологічного аудиту та впровадження систем екологічного управління;
- запровадження механізмів корпоративної соціальної відповідальності;
- визначення екологічних ризиків господарської діяльності (у тому числі екологічно небезпечних об'єктів).

Їх реалізація дасть змогу мінімізувати негативний вплив на довкілля енергетичного сектора і стимулюватиме позитивні зусилля, у тому числі через реалізацію комплексних заходів щодо збереження біорізноманіття, боротьби з наслідками зміни клімату, боротьби з опустелюванням та деградацією земель, та забезпечить виконання вимог вищезгаданих конвенцій.

1.2. Ризики та елементи управління ними на підприємстві. Екологічні ризики відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000.

Сучасні методи управління будь-якою галуззю виробництва передбачають в своїй діяльності виявлення ризиків та розроблення методів управління ними. Управління ризиками є невід'ємною ланкою керування усіма процесами у виробництві. Наслідки ризиків спонукають ретельно досліджувати джерела їх виникнення, аналізувати та розробляти дієві заходи з ефективного управління тими чи іншими ризиками, що виникли в процесі діяльності виробництва [25].

Походження терміну «ризик» та його визначення кожен вчений трактує по різному (див. рис. 1.2.1.) [1-2,6,12-13,26,40]. Реймерс Н.Ф. [27] в своїх

працях зазначає, що слово «ризик» має давнє коріння та в перекладі зі староріталійського «risicare» означає «наважитися». Науковці вважають, що походження ризику можна співвіднести з моментом походження самої людини, але момент виникнення «теорії ризику» досить складно.

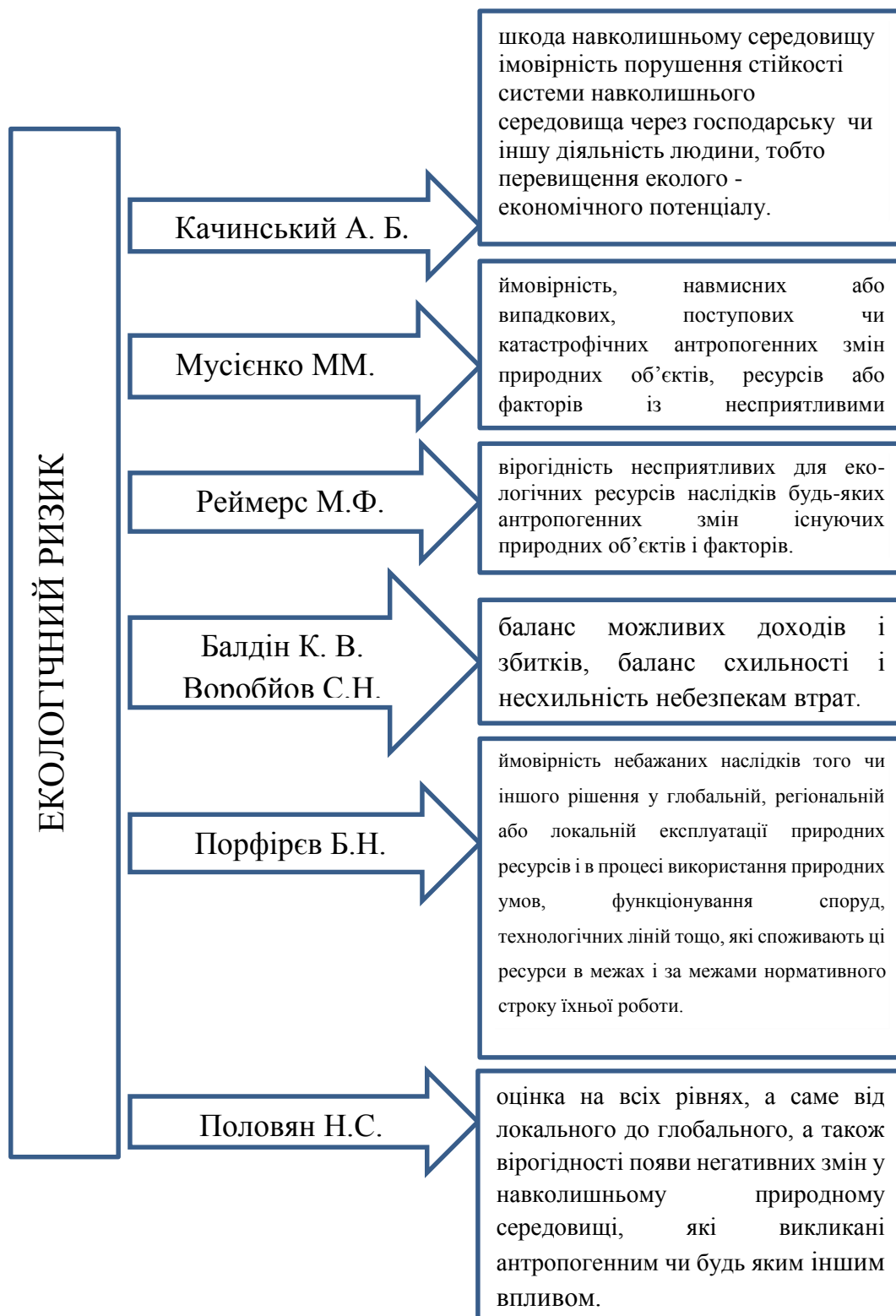


Рис. 1.2.1. Інтерпретація науковцями терміну «ризик»

Згідно твердженням Добровольського В.В. [6] об'єктом такого ризику є людина, будь яка територія, поселення людей, природне середовище чи його окремі компоненти тощо. Тут треба підкреслити, що поняття «ризик» – це ризик для когось чи чогось.

Ризики, пов'язані з навколишнім середовищем, що виникають на підприємстві прямо або опосередковано впливають на довкілля і людей. На основі проаналізованих наукових робіт Хохлова Н.В. виокремлено види екологічних ризиків, які представлені на рисунку 1.2.2.[14,19].

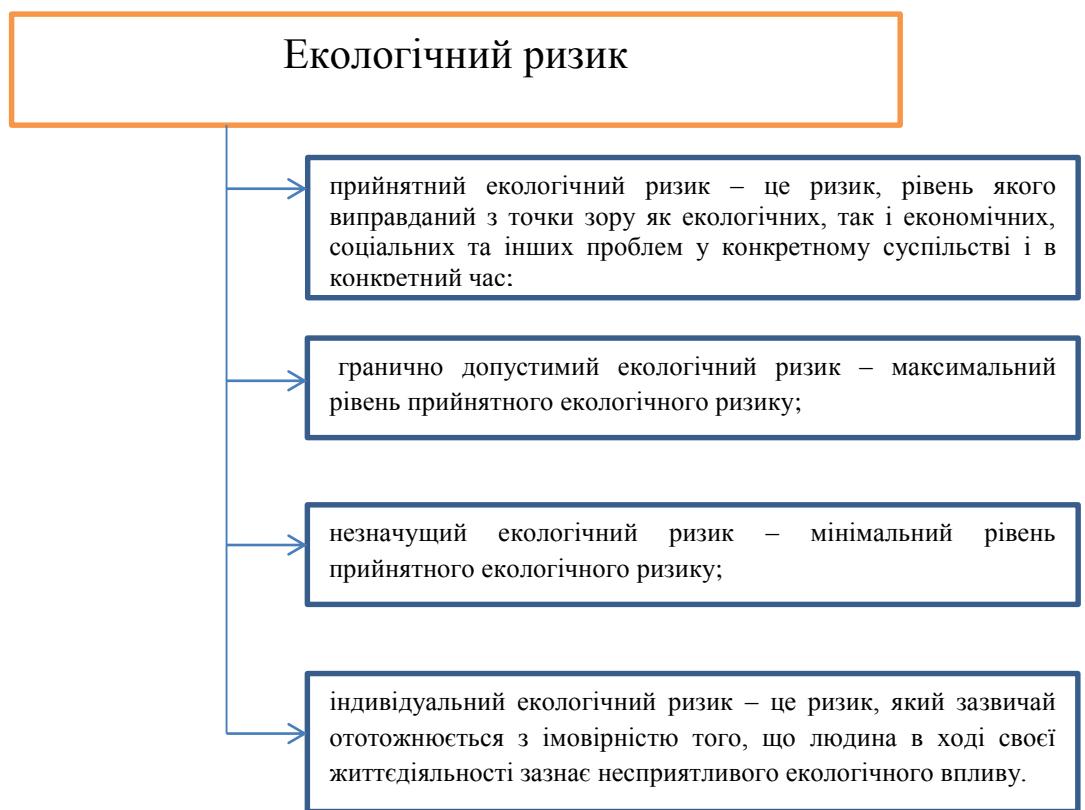


Рис. 1.2.2. Види екологічних ризиків за Хохловим Н.В.

Добровольський В.В. [6] розділяє екологічні ризики на природно-екологічні та техніко-екологічні, що в свою чергу взаємопов'язані та взаємозалежні між собою.

Проаналізувавши ряд наукових літературних джерел можна представити основні напрями оцінки ризику вцілому на прикладі рисунку 1.2.3 [5,21]

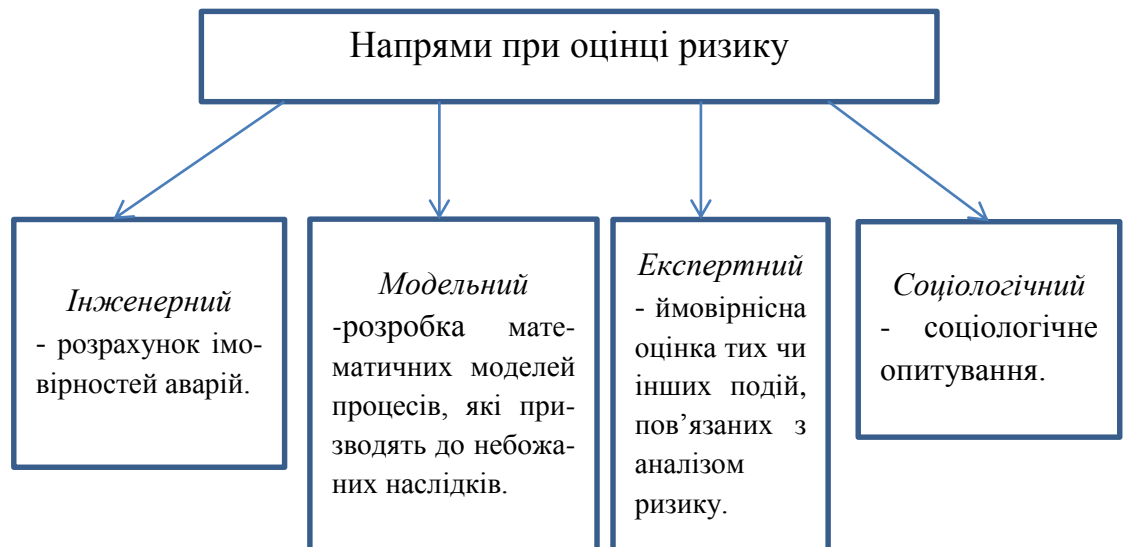


Рис. 1.2.3. Основні напрями при оцінці ризику

Важливою складовою оцінки ризику є ідентифікація небезпек, основне завдання якої полягає у виявленні і докладному описі всіх властивих системі небезпек [3,48].

Для розроблення системи управління ризиками процесу транспортування природного газу використовуються основні методологічні підходи щодо управління процесами з метою розроблення рішень різного роду, переважно управлінського характеру. Вище зазначені підходи закладені в основних вимогах міжнародних стандартів, що стосуються розроблення систем управління. Алгоритм ідентифікації, оцінювання та управління ризиками, процесу транспортування газу трубопровідним транспортом, в основі якого лежить модель системи управління ризиками відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000:2018 [34,39].

Міжнародний стандарт ISO 31000:2018 може використовуватись будь-якою організацією, не залежно від її розмірів, виду діяльності та галузі. Використання даного стандарту може допомагати організаціям при підвищенні вірогідності досягнення цілей, виявленню можливостей та загроз, а також більш ефективному розподілу та застосуванню ресурсів при моніторингу ризиків [45]. Можна виділити ряд причин, чому потрібно

звернути свою увагу саме на цей стандарт. По-перше ISO 31000:2018 – це перший глобальний та універсальний документ, що описує в деталях як потрібно управляти ризиками. По-друге цей стандарт хоч і спрямований в основному на управління ризиками, його можна легко розширювати та застосовувати в інших областях ризик-менеджменту.

Ключові ідеї, закладені в вищезазначеному стандарті мають такі цілі [34]:

- чітке визначення ризику;
- можливість інтеграції в будь-яку організацію;
- управління ризиками на будь-якому рівні організації;
- розмежування процесу управління ризиками та системи управління ризиками.

Висновки до першого розділу:

1. Транспортування природного газу трубопроводами має значні переваги у порівнянні з іншими видами транспорту, але на превеликий жаль уникнути забруднення атмосфери неможливо. Майже 95% викидів становлять газоподібні речовини, основними з яких є діоксин вуглецю CO₂, метан CH₄, закис азоту N₂O, оксиди азоту N₂O_x, оксид вуглецю CO, неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС). Ефективними напрямками зниження викидів від газотранспортної системи вважається – заміна застарілого обладнання на сучасне високоякісне, впровадження комп'ютерних систем оперативної діагностики та керування режимами роботи ГТС. Реалізація цих заходів суттєво зменшить негативний вплив на навколишнє природне середовище від газотранспортної мережі.
2. На сьогоднішній час потреба в розробці аналізу проблем ризику, що виникають на підприємствах стрімко зростає, з'явилися відомості про безліч нових ризиків і шляхах захисту від них. Внаслідок розвитку економіки та технічного прогресу, екоризик набув великих

масштабів. Він є важливою ознакою екологічної небезпеки, оскільки відображає її об'єктивну сутність – ймовірність настання цього явища. Управління ризиками виробничих процесів, розроблене як цілісна система, що дає змогу виявити загрози в реалізації основних процесів та стратегічних цілей і завдань. Впровадження ISO 31000:2018 допомагає організаціям ідентифікувати як позитивні можливості, так і негативні наслідки, що пов'язані з ризиками. Використання даного стандарту може допомагати організаціям при підвищенні вірогідності досягнення цілей, виявленню можливостей та загроз, а також більш ефективному розподілу та застосуванню ресурсів при моніторингу ризиків.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ВИРОБНИЧО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ, ВИТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ, А ТАКОЖ ВИКИДІВ ПІД ЧАС ЙОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНИМИ МЕРЕЖАМИ

2.1. Методичні аспекти для визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.

АТ «Миколаївгаз» - товариство, видом економічної діяльності якого є розподілення газоподібного палива через місцеві (локальні) трубопроводи.

Газове господарство Миколаївської області розпочало свою діяльність з 1953р., в цей час при Миколаївському Міськводоканалі створюється перша дільниця із забезпечення мешканців нашого міста скрапленням газом. В серпні 1963 року виконкомом Миколаївської обласної (промислової) ради було прийнято рішення про створення в місті Миколаєві виробничо-експлуатаційної контори газового господарства «Миколаївгаз» [46].

Одними з перших промислових комплексів м. Миколаєва, які в 1963р. були підключені до газу – це Чорноморський суднобудівний завод, парфумерний комбінат, ДП «Суднобудівний завод 61-го комунара» та завод «Дормашина».

Газопроводи-відводи від магістрального газопроводу Шебелинка-Одеса до райцентрів, селищ міського типу Березнегувате і Баштанка почали будуватися в 70-х роках. А також слід зазначити, що в 1972 році створюється Обласне управління з експлуатації газового господарства «Миколаївгаз» [46].

Експлуатаційні бази в містах Баштанці, Березнегувату, Очакові, Новій Одесі, Миколаєві, Первомайську побудувалися в 1975 році [46].

За період з 1973 року і до 1975 року було газифіковано декілька великих підприємств Миколаєва не лише регіонального, а й державного масштабу: Миколаївська ТЕЦ, завод «Океан» [46].

До початку 1979 року в Миколаївській області було газифіковано 156 тисяч квартир, які знаходилися в 325 сільських господарствах (серед яких вже 2% - природним газом) [46].

1981 рік став визначною датою для підприємства, в цей час «Миколаївгаз» першим в Україні став використовувати поліетиленові газопроводи. Слід зазначити, що до цього часу така практика використовувалась лише за кордоном. Це в свою чергу позитивно відзначилося на втратах газу, оскільки такий вид газопроводу не підлягав корозійним процесам.

На сьогоднішній день підприємство експлуатує 8,7 тис. км газопроводів. Загальний рівень газифікації Миколаївської області становить 72%.

АТ «Миколаївгаз» забезпечую природним газом 8 міст, 14 селищ міського типу та 313 сіл області. Ним користується понад 347 тис. сімей. А також серед споживачів газу являється більш як 100 промислових підприємств, 6,2 тис. комунально-побутових об'єктів, 630 бюджетних організацій. Товариство транспортує біля 500 млн. куб. м газу за рік [46].

АТ «Миколаївгаз» експлуатує 6,5 тис. км підземних та надземних розподільчих газопроводів, понад 2 тис. км газопроводів-вводів і 3 тис. км внутрішньоквартальних газопроводів-вводів.

На балансі товариства – 6,1 тис. км газопроводів. Контроль за тиском у мережі здійснюють 1,77 тис. газорегуляторних пунктів (з яких 1,46 шафових), біля 25 тис. будинкових регуляторів тиску газу [46].

До складу АТ «Миколаївгаз» входять Миколаївське, Вознесенське та Баштанське відділення. Дана дипломна робота виконана для об'єктів Миколаївського відділення.

До Миколаївського відділення АТ «Миколаївгаз» входять [8]:

- Дільниця м. Миколаєва (Інгульський, Заводський, Корабельний, Центральний райони м. Миколаєва);
- Вітовська дільниця (Вітовський район Миколаївської області);
- Миколаївська дільниця (сmt. Ольшанське та Миколаївський район Миколаївської області);

- Очаківська діляниця (м. Очаків та Очаківський район Миколаївської області);
- Березанська діляниця (смт. Березанка та Березанський район Миколаївської області).

Протягом року Миколаївське відділення АТ «Миколаївгаз» постачає споживачам 342,301 млн. м³ природного газу, у тому числі [8]:

- м. Миколаїв – 266,962 млн. м³;
- Миколаївський район – 16,438 млн. м³;
- Вітовський район – 34,603 млн. м³;
- м. Очаків – 7,940 млн. м³;
- Очаківський район- 6,437 млн. м³;
- Березанський район – 9,921 млн. м³.

Для виконання розрахунків, які представлені у дипломній роботі нами було використано ряд методик, а саме “Методика визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами” [43] та “Методика визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами” [43] затверджених наказом міністерства палива та енергетики України № 264 від 30.05.2003 р. та “Сборника показателей эмиссии (удельных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферный воздух различными производствами” [7].

Методика визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами (далі – Методика № 1) визначає порядок розрахунків граничних обсягів виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами України, а також забезпечує єдиний підхід до визначення нормованих втрат газу. Дана методика враховує всі елементи системи газопостачання, через яку протранспортовано одержаний від постачальника газ.

Згідно Методики № 1, виробничо-технологічні втрати газу – це газ, що витрачається під час транспортування газу газорозподільними та внутрішньо будинковими мережами, а також під час виконання профілактичних робіт і поточних ремонтів [43].

Слід зазначити, що розрахунки витрат газу на власні потреби підприємств даною методикою не передбачені, оскільки ці витрати не пов'язані з технологічним процесом транспортування газу (витрати на опалення, гаряче водопостачання, вентиляція приміщень тощо).

Вихідними даними для визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами є:

1. Назва елемента (дільниці) мережі та її характеристика:
 - газопровід - умовний прохід (діаметр) дільниці, її протяжність, тривалість експлуатації елемента (дільниці) газопроводу, тиск газу;
2. Вид, тип елемента (дільниці) газопроводу:
 - міжселищні та розподільні газопроводи;
 - газопроводи-уводи;
 - квартальні, дворові, будинкові газопроводи;
3. Тип газового обладнання та приладів ГРП, БК ГРП, ШРП:
 - регулювальні клапани, які потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ГРП;
 - регулятори тиску газу, які не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ГРП, БК ГРП;
 - регулятори тиску газу, які не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ШРП;
 - домові комбіновані регулятори тиску газу (ДКРТ);
 - газове обладнання та прилади квартир житлових будинків і подібних об'єктів комунально-побутових (невиробничого призначення) та бюджетних організацій (кількість: квартир, плит

газових на квартиру - 1 або більше, проточних водонагрівачів, газових опалювальних приладів);

- розрахунковий період.

Також для розрахунків використовуються технологічні операції, що здійснюються під час технічного обслуговування та поточного ремонту:

- усунення негерметичності елементів системи під час технічного огляду ГРП, БК ГРП, ШРП, ДКРТ; комплексних приладних обстежень газопроводів; технічного обслуговування ГРП, квартир; контрольних перевірок згідно з графіком;
- налагодження та регулювання обладнання у квартирах з газовим опаленням перед початком опалювального сезону та після ремонтів;
- налагодження та регулювання обладнання у квартирах житлових будинків після випробування на щільність;
- видалення газу, продування та заповнення елементів системи газопостачання під час поточних ремонтів, заміни обладнання, арматури.

Загальний річний обсяг виробничо-технологічних втрат газу (Q_B) за відповідний період визначається за формулою:

$$Q_B = Q_{B1} + Q_{B2} + Q_{B3} + Q_{B4}, \text{ тис.м}^3,$$

- де Q_{B1} - виробничо-технологічні втрати природного газу за умовної нормативної герметичності газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, тис.м³
- Q_{B2} - виробничо-технологічні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газового обладнання та приладів ГРП, БК ГРП, ШРП, ДКРТ, тис.куб.м
- Q_{B3} - виробничо-технологічні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газового обладнання, приладів квартир житлових будинків і подібних об'єктів

комунально-побутових (невиробничого призначення) та бюджетних організацій, тис.куб.м

$Q_{в4}$ - виробничо-технологічні втрати газу для забезпечення продування та заповнення газопроводів газом, тис.куб.м (втрати газу на заповнення газопроводів не є викидами в атмосферу)

Виробничо-технологічні втрати природного газу за умовної нормативної герметичності газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, тис.м³:

$$Q_{в1} = (D_y, P, \text{тип газопроводу})$$

де D_y - умовний діаметр газопроводу, мм;

P - тиск газу в газопроводі, кГс/см²;

тип газопроводу - міжселищні та розподільні газопроводи; газопроводи-уводи; квартальні, дворові, будинкові газопроводи

Виробничо-технологічні втрати природного газу збільшуються на 25% для газопроводів, які експлуатуються більш ніж 25 років.

Розрахунковий період – 365 діб.

Виробничо-технологічні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газового обладнання та приладів ГРП, БК ГРП, ШРП, ДКРТ, тис.м³.

$$Q_{в2} = (\text{тип обладнання})$$

де *тип обладнання* - регулювальні клапани, які потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ГРП; регулятори тиску газу, які не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ГРП, БК ГРП; регулятори тиску газу, які не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (газу) і розміщені в ШРП; ДКРТ).

Розрахунковий період – 365 діб.

Виробничо-технологічні втрати газу за відповідний період за умовної нормативної герметичності газового обладнання, приладів квартир житлових будинків і подібних об'єктів комунально-побутових (невиробничого призначення) та бюджетних організацій, тис.м³.

$$Q_{в3} = f(\text{період, тип обладнання});$$

- де *період* - опалювальний, неопалювальний;
тип обладнання - плита газова побутова; плита газова побутова, апарат водонагрівальний проточний; плита газова побутова, газове опалення; плита газова побутова, апарат водонагрівальний проточний, газове опалення.

Виробничо-технологічні втрати газу для забезпечення продування (після виконання ремонтних робіт), становлять, тис.куб.м:

$$Q_{в4} = f(D_y, P, \text{вид технологічної операції});$$

- де D_y - умовний прохід (діаметр газопроводу);
 P - тиск газу у газопроводі;
вид тех.операції - продування.

2.2. Методичні аспекти для визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.

Для розрахунку обсягу виробничо-технологічних витрат газу використовується «Методика визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами» (далі Методика №2).

За Методикою № 2 виробничо-технологічних витрат природного газу – це газ, що витрачається під час виконання комплексу робіт, пов'язаних з введенням в експлуатацію новозбудованих, реконструйованих або капітально

відремонтованих об'єктів системи газопостачання та на опалення газорегуляторних пунктів та іншого обладнання.

Розрахунки газу на власні потреби підприємств цією Методикою, як і вище наведеною, не передбачені.

Для визначення граничних обсягів виробничо-технологічних витрат газу застосовуються такі вихідні дані:

1. Назва елементу мережі:

- газопровід - умовний прохід (діаметр) діляниці, її протяжність, тиск та температура газу на діляниці, густина газу;
- ГРП - кількість;
- газове обладнання та прилади квартир житлових будинків і подібних об'єктів комунально-побутових (невиробничого призначення) та бюджетних організацій (кількість: плит газових);
- апаратів водонагрівальних проточних, газових опалювальних приладів).

2. Технологічні процеси:

- час продувки газопроводу (окремих діляниць).

Загальний обсяг виробничо-технологічних витрат газу ($Q_{\text{Вит}}$) за відповідний період визначається за формулами:

$$Q_{\text{Вит}} = Q_{\text{Вит1}} + Q_{\text{Вит2}} + Q_{\text{Вит3}} + Q_{\text{Вит4}}, \text{ м}^3,$$

де $Q_{\text{Вит1}}$ - виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення продування та заповнення новозбудованих газопроводів газом, м^3 ;

$Q_{\text{Вит2}}$ - виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення зниження надлишкового тиску в газопроводах до мінімального (обсяг витрати газу, скинутого в атмосферу при ремонті ділянок), м^3 ;

$Q_{\text{Вит3}}$ - виробничо-технологічні витрати газу на регулювання та настроювання газового обладнання, приладів квартир

житлових будинків та подібних об'єктів комунально-побутових та бюджетних організацій при пусконаладжувальних роботах після будівництва, капітального ремонту, реконструкції (визначаються згідно з додатком та кількістю газового обладнання і приладів), м³;

$Q_{Вит4}$ - виробничо-технологічні витрати газу на проведення регулювання та настроювання ГРП та ШРП, м³.

Продування новозбудованих газопроводів газом не проводиться, м³;

$$Q_{Вит1} = 0 \text{ м}^3.$$

Виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення зниження надлишкового тиску в газопроводах до мінімального (обсяг витрат газу, скинутого в атмосферу при ремонті ділянок), м³;

$$Q_{Вит2} = Q_{Вит2пит} * L,$$

де $Q_{Вит2пит}$ - питомі виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення зниження надлишкового тиску до мінімального, куб. м/км;

L - довжина газопроводу, км.

$$Q_{Вит2пит} = 0,007 * V_c * (P_a * P_r) / (237 + t_r),$$

де V_c - геометричний об'єм 1 км газопроводу, куб. м;

$P_a = 101325 \text{ Па}$ - атмосферний тиск, Па;

P_r - тиск газу в газопроводі при продувці, (вис. тиск - $P_r = 980665 \text{ Па}$, сер. тиск - $P_r = 196133 \text{ Па}$; низ. тиск - 2942 Па);

$t_r = -1,8 \text{ }^\circ\text{C}$ - температура газу, $^\circ\text{C}$.

Виробничо-технологічні витрати газу на регулювання та настроювання газового обладнання, прикладів квартир житлових будинків та подібних об'єктів комунально-побутових та бюджетних організацій при пусконаладжувальних роботах після будівництва, капітального ремонту, реконструкції, м³;

$$Q_{\text{Вит3}} = f(\text{тип обладнання});$$

де *тип обладнання* - плита газова побутова, апарат водонагрівальний - проточний (газова колонка), побутовий опалювальний прилад;

$$Q_{\text{Вит3}} = n * Q_{\text{Вит3пит.налаг.}}$$

де $Q_{\text{Вит3пит.налаг.}} = I$ - питомі виробничо-технологічні витрати газу регулювання та настроювання газового приладу;

$n = 0$ - орієнтовна кількість газових приладів, що обслуговуються протягом року

$$Q_{\text{Вит3}} = 0 \text{ м}^3.$$

Виробничо-технологічні витрати газу на проведення регулювання та настроювання ГРП, куб.м;

$$Q_{\text{Вит4}} = Q_{\text{Вит4пит.налаг.}} * n_1 + Q_{\text{Вит4пит.налаг.}} * n_2,$$

де $Q_{\text{Вит4пит.налаг.}}$ - питомі виробничо-технологічні витрати газу на продування обладнання новозбудованого ГРП, ШРП у процесі його налагодження, куб. м

$Q_{\text{Вит4пит.пр.}}$ - питомі виробничо-технологічні витрати газу на продування обладнання ГРП, ШРП після реконструкції та капітального ремонту, куб. м

n_1 - кількість ГРП, ШРП, де проводилось налагодження обладнання

n_2 - кількість ГРП, ШРП, що відключалися для реконструкції та капітального ремонту

$$Q_{\text{Вит4пит.налаг.}} = 9 * d^2 * t_n * \sqrt{P_r/g} * (P_a * P_r) / (273 + t_r)$$

де d - діаметр свічі, через яку проводиться продування, м

t_n - час продування, година; час продування залежить від місткості устаткування ГРП і становить 0,2 - 0,5 години

g - густина газу, кг/м³

P_a - атмосферний тиск, Па

P_2 - тиск газу при продувці, Па;

t_2 - температура газу, °С;

Питомі витрати газу на продування обладнання ГРП після реконструкції та капітального ремонту виконується за формулою:

$$Q_{\text{Вит4пит.налаг.}} = 0,007 * V_c * (P_a * P_r) / (273 + t_r),$$

де $V_c = 0,015 \text{ м}^3$ – геометричний внутрішній об'єм обладнання ГРП, м^3 ;

$P_a = 101325 \text{ Па}$ – атмосферний тиск;

$P_r = 196133 \text{ Па}$ – тиск газу в газопроводі при продувці;

$t_r = 2,1 \text{ }^\circ\text{С}$ – температура газу.

Питомі витрати газу на продування обладнання ШРП після реконструкції та капітального ремонту виконується за формулою:

$$Q_{\text{Вит4пит.налаг.}} = 0,007 * V_c * (P_a * P_r) / (273 + t_r),$$

де $V_c = 0,009 \text{ м}^3$ – геометричний внутрішній об'єм обладнання ГРП, м^3 ;

$P_a = 101325 \text{ Па}$ – атмосферний тиск;

$P_r = 2942 \text{ Па}$ – тиск газу в газопроводі при продувці;

$t_r = 2,1 \text{ }^\circ\text{С}$ – температура газу.

2.3. Методичні аспекти для розрахунку викидів забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП і ШРП.

Розрахунок викидів забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП і ШРП згідно методичних вказівок “Сборника показателей эмиссии (удельных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферный воздух различными производствами”.

Таким чином валові викиди метану визначаються за наступною формулою:

$$M_{\text{мет}}^{\text{рік}} = \rho * Q, \text{ т/рік}$$

виробничо-технологічні втрати і витрати

де $Q = \text{тис.м}^3/\text{рік}$ - природного газу за відповідний період (за винятком $Q_{\text{Вит4пит.налаг.}}$);

$\rho = 0,723 \text{ кг/м}^3$ - густина природного газу;

Максимальні разові викиди метану визначаються за формулою:

$$M_{\text{мет}}^{\text{рп}} = \frac{M_{\text{мет}}^{\text{рпк}} * 1000000}{365 * 24 * 3600}, \text{ г/сек}$$

Максимальні разові та валові викиди етантіолу приймаються із співвідношення 0,000022 г/г метану даний показник є сталим значенням і взятий з додатків вище зазначеного збірника.

Валові викиди метану від ГРП та ШРП визначаються наступним чином:

$$M_{\text{мет}}^{\text{рпк}} = \frac{\rho * Q_{\text{до4тєд.іааа}}}{1000}, \text{ т/рпк}$$

Максимальні разові викиди метану визначаються за формулою:

$$M_{\text{мет}}^{\text{рп}} = \frac{M_{\text{мет}}^{\text{рпк}} * 1000000}{t_n * 3600}, \text{ г/сек}$$

де $t_n=0,15$ год. - час продування, година; час продування залежить від місткості устаткування ГРП і становить 0,2 - 0,5 години (для даних розрахунків взято 0,15 год.);

3600 с. – із співвідношення 60 хв = 3600с.

Максимальні разові та валові викиди етантіолу приймаються із співвідношення 0,000022 г/г метану.

Висновки до другого розділу:

1. Газотранспортні та газорозподільні мережі є основним методом транспортування газу до кінцевих споживачів. Експлуатація цих мереж вимагає певних витрат газу на його транспортування, технічне обслуговування та ремонт обладнання. Паралельно з експлуатаційними витратами газу в газових мережах виникають і втрати газу. Втрати зумовлені використанням технологій, які використовують для будівництва газових мереж та умовами, в яких працюють ці мережі. Тому для встановлення балансу об'єму транспортованого газу є точне визначення його об'єму втрат та витрат, що розраховується за затвердженими наказом міністерства палива та енергетики України № 264 від 30.05.2003 р. методиками: "Методика визначення питомих

виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами” [35] та “Методика визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами” [36].

2. Внаслідок транспортування та розподілу природного газу в атмосферне середовище вивільнюється значна кількість парникового газу, а саме метану. Вище наведена методика дозволяє розрахувати його обсяг для сплати екоподатку, а також контролювати його максимально граничні концентрації.

РОЗДІЛ 3. ЕКОЛОГІЧНІ РИЗИКИ ТА УПРАВЛІННЯ НИМИ ВІД ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ГАЗОТРАНСПОРТНИМИ МЕРЕЖАМИ МИКОЛАЇВСЬКОГО ВІДДІЛЕННЯ АТ «МИКОЛАЇВГАЗ»

3.1. Загальний річний обсяг виробничо-технологічних втрат газу по Миколаївському відділенню.

При транспортуванні природного газу газорозподільними мережами мають місце технологічні втрати та витрати природного газу: (див.рис.3.1.1.)

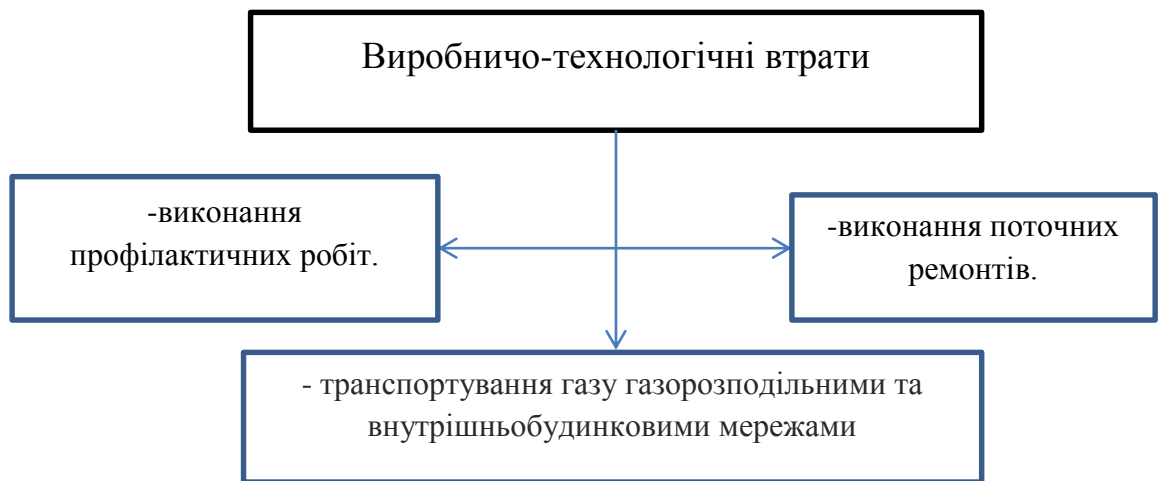


Рис. 3.1.1. Процеси від яких проведено розрахунки обсягів виробничо-технологічних втрат та витрат під час транспортування газу

Крім того до, виробничо-технологічних втрат належить об'єм витоку газу під час технічного обслуговування, поточного ремонту, заміни арматури, приладів, обладнання, що використовує газ, і з'єднувальних деталей який не перевищує норм, установлених чинними нормативними документами.

Для визначення граничних обсягів виробничо-технологічних втрат газу (Q_v) під час транспортування його газорозподільними мережами ми взяли параметри, які зазначено в методиці, що представлена нами в Розділі 2.

Втрати природного газу за умовної нормативної герметичності газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів представлені на рисунку 3.1.2. Ці втрати залежать від умовного діаметру газопроводу, тиску газу в газопроводі та типу газопроводу, загальної довжини газопроводу та кількістю діб у звітному періоді (365 діб). Також при розрахунках було

враховано, що втрати природного газу збільшуються на 25% для газопроводів, які експлуатуються більше ніж 25 років. Розрахунки представленні в додатку 1.

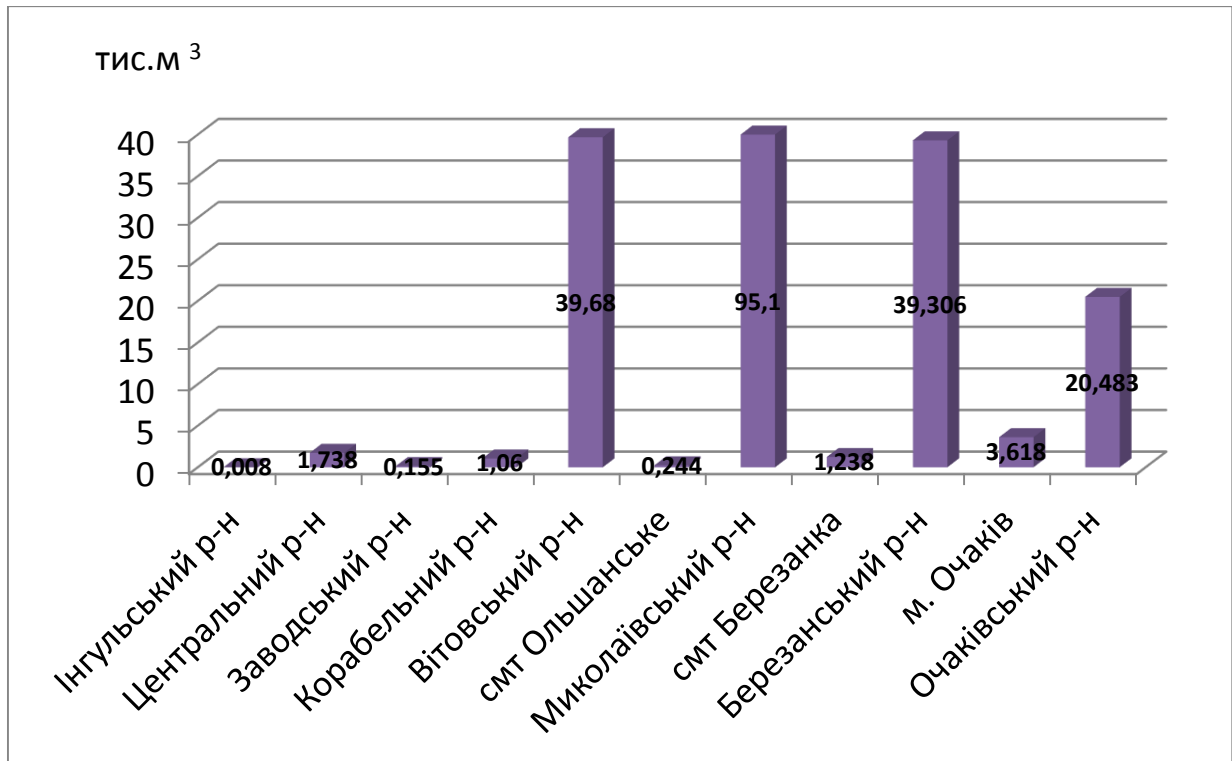


Рис.3.1.2. Виробничо-технологічні втрати природного газу за умовної нормативної герметичності газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів

Як свідчать наведені з таблиці дані, найбільші втрати ($Q_{в1}$) за рік відбуваються в Миколаївському районі – 95,100 тис.м³. Це свідчить про те, що в цьому районі зосереджена найбільша кількість міжселищних та розподільчих газопроводів, газопроводів-уводів умовним діаметром від 25-150 мм та загальною довжиною газопроводу – 252,892 км. В даному районі проводиться найбільша кількість ремонтних та налагоджувальних робіт. Майже 50% газопроводів, які експлуатуються більше ніж 25 років, тому нами було прийнято, що виробничо-технологічні втрати природного газу збільшуються на 25%.

Найменша частка виробничо-технологічних втрат природного газу припадає на Інгульський район – 0,008 тис.м³, оскільки тут розташована адмінбудівля АТ «Миколаївгаз», а довжина розподільчих газопроводів складає лише 0,127 км терміном експлуатації до 25 років.

Для розрахунку виробничо-технологічних втрат газу за рік, за умовної нормативної герметичності газового обладнання та приладів ГРП, ШРП було взято регулятори тиску, які не потребують для своєї роботи стороннього джерела енергії (природного газу). Згідно Методики 1 коефіцієнт граничних обсягів втрат такого типу обладнання для ГРП та ШРП складає 15,4 м³/добу. Слід зазначити, що розрахунки втрат від регуляторів тиску ГРП та ШРП було розраховано на 365 діб.

Виробничо-технологічні втрати газу за рік, за умовної нормативної герметичності газового обладнання та приладів ГРП, ШРП наведено на рисунку 3.1.3. , всі розрахунки з вихідними даними знаходяться в додатку 2.

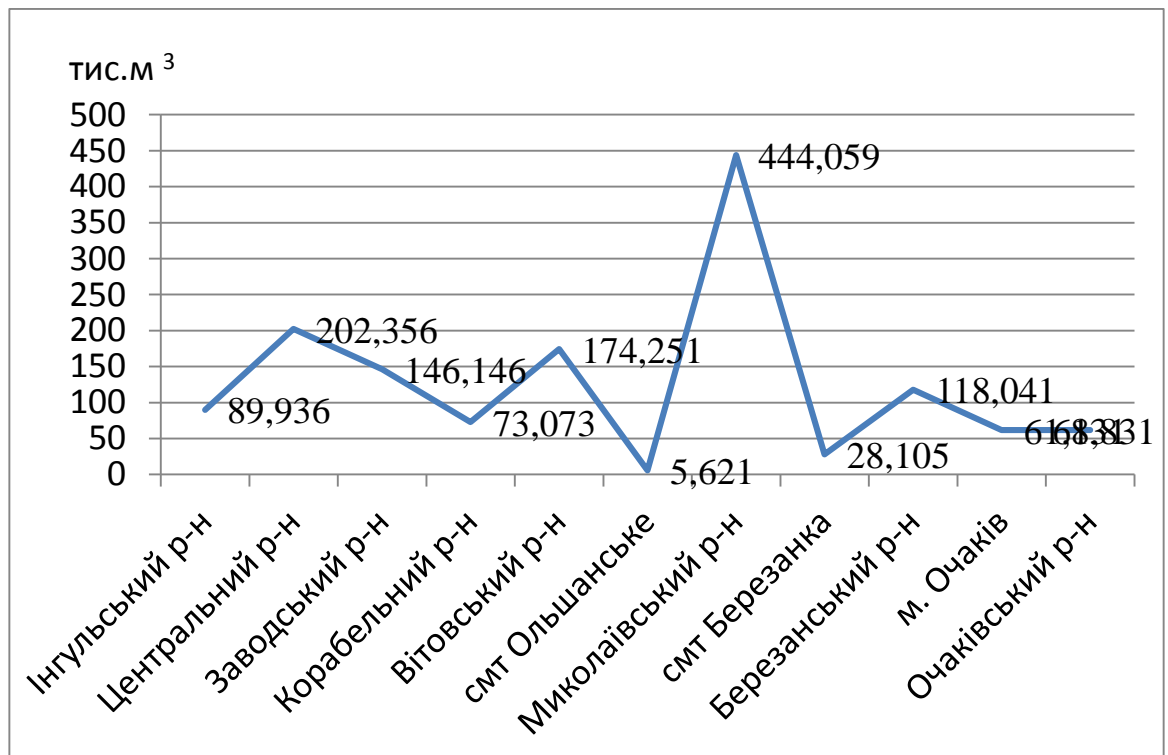


Рис.3.1.3. Річні втрати від ГРП та ШРП, розташованих в Миколаївському відділенні

З вище наведеного рисунку можна зробити аналіз, що в Миколаївському районі зосереджена найбільша кількість ШРП, тому загальні втрати

природного газу від регуляторів тиску в цьому районі сягають 444,059 тис.м³, тоді як в цілому по Миколаївському відділенню – 1405,25 тис.м³.

Виробничо-технологічні втрати газу за умовної нормативної герметичності газового обладнання, приладів квартир житлових будинків і подібних об'єктів комунально-побутових (невиробничого призначення) та бюджетних організацій в розрахунках нами не використовується, оскільки на мережі відсутнє газовикористовуюче обладнання, таке як - плита газова побутова; апарат водонагрівальний проточний; газове опалення. Тому $Q_{вз}$ прийнято брати за нуль.

Виробничо-технологічні втрати газу для забезпечення продування газопроводу – це процес, який проводиться після виконання ремонтних робіт. Тобто технічна продувка для витіснення повітря з труби. Для розрахунку втрат від даного виду робіт нами було прийнято взяти 1% пошкодженої ділянки, від довжини трубопроводу. Втрати газу для забезпечення продування та заповнення газопроводів газом визначаються згідно додатку 4 Методики 1 та протяжністю газопроводів.

Виробничо-технологічні втрати газу для забезпечення продування (після виконання ремонтних робіт) наведено на рисунку 3.1.4, в додатку 3 представлено вихідні данні та розрахунки.

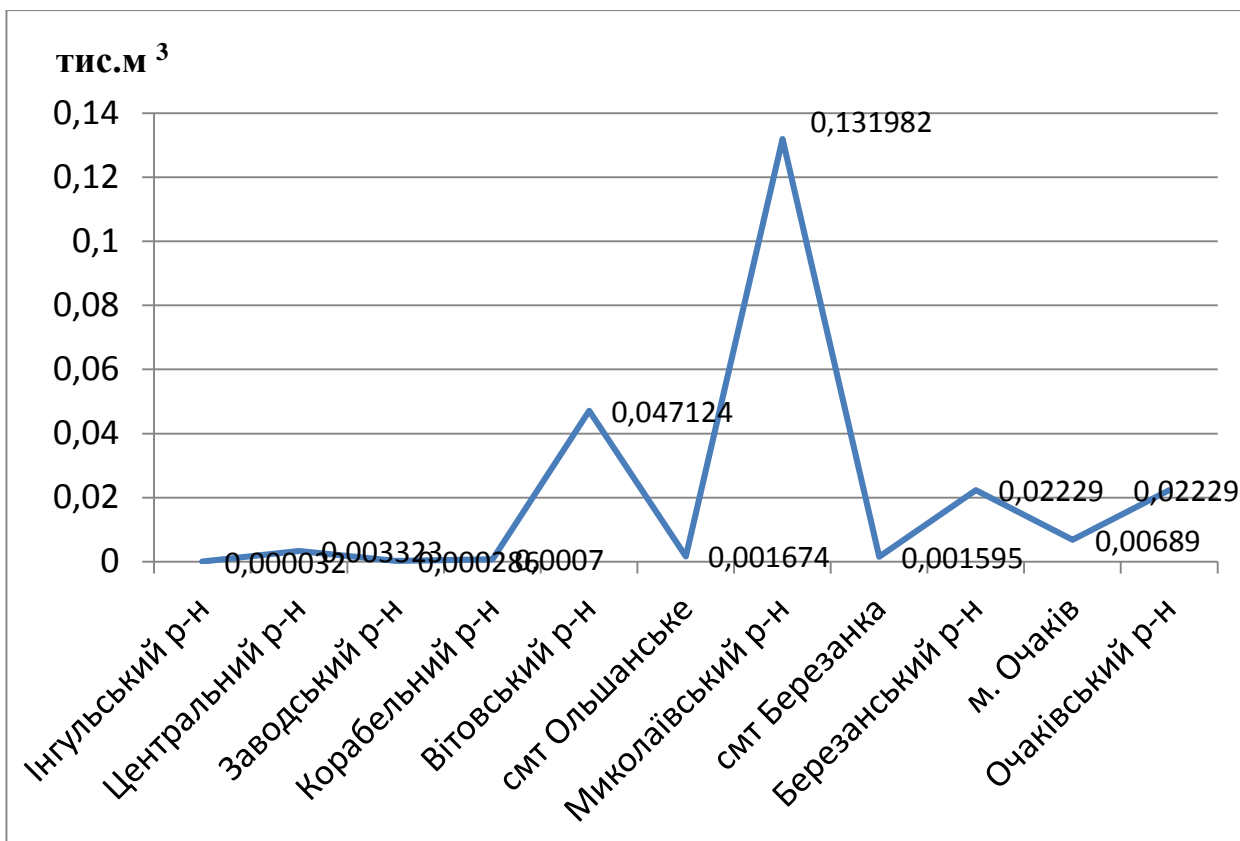


Рис. 3.1.4. Виробничо-технологічні втрати газу для забезпечення продування (після виконання ремонтних робіт)

З вище наведеного рисунку знову ж таки видно, що в Миколаївському районі показник виробничо-технологічних втрат газу для забезпечення продування (після виконання ремонтних робіт) має найвище значення (0,13 тис.м³).

Розрахувавши всі складові, визначаємо згідно формули Методики 1 виробничо-технологічні втрати газу за рік в цілому по Миколаївському відділенню. Результати представлено на рисунку 3.1.5.

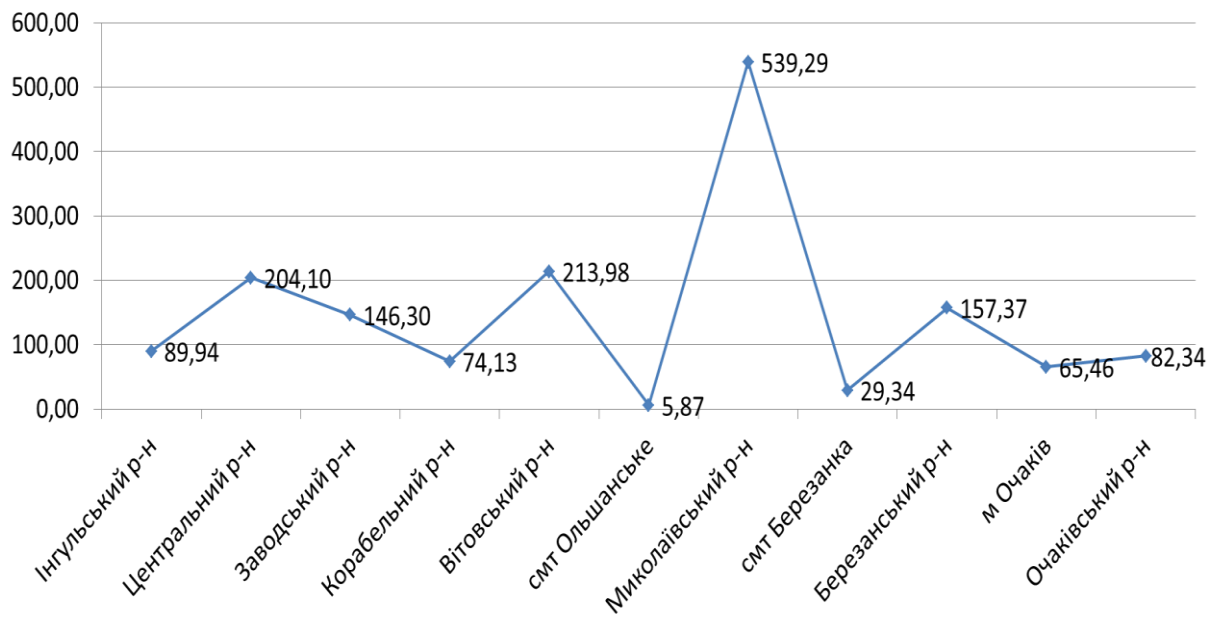


Рис. 3.1.5. Можливі виробничо-технологічні втрати газу за рік по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз», тис.м³

Таким чином, загальний обсяг виробничо-технологічних втрат газу по Миколаївському району АТ «Миколаївгаз» становить 1608,11819 тис.м³, що складає 0,5% від загального об'єму газу, який протягом року Миколаївське відділення АТ «Миколаївгаз» постачає споживачам (342,301 млн. м³).

3.2. Загальний річний обсяг виробничо-технологічних витрат газу по Миколаївському відділенню.

Поряд з експлуатаційними втратами газу трубопровідними мережами виникають і витрати газоподібного палива, зумовлені технологічними процесами, які використовуються для побудови, реконструкції та капітального ремонту об'єктів газотранспортних мереж, а також умовами в яких працюють ці мережі.

Загальний річний обсяг виробничо-технологічних витрат газу на газорозподільних підприємствах визначається згідно Методики визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами (далі Методика №2).

Основними джерелами витрат газу від його транспортування, відповідно до вищевказаної методики наведено на рисунку 3.2.1.

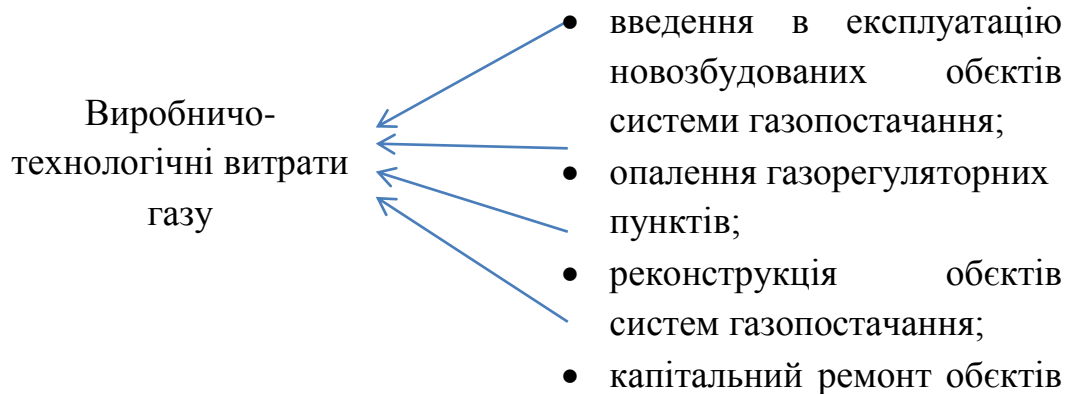


Рис. 3.2.1. Джерела витрат газу від транспортування

Витрати газу для газотранспортних підприємств є невід'ємною складовою при виробничо-технологічних процесах транспортування газу.

Слід зазначити, що розрахунки витрат газу на власні потреби підприємства цією Методикою не передбачені, оскільки на газорегуляторних пунктах не має опалювальних приладів .

Виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення продування та заповнення новозбудованих газопроводів газом не проводиться, тому $Q_{\text{вит1}}$ в даній роботі дорівнює нулю, оскільки продування та заповнення новозбудованих газопроводів газом не відбувається.

Обсяг витрат газу, скинутого в атмосферу при ремонті ділянок представлено в таблиці додатку 4. Згідно Методики 2 геометричний об'єм газопроводу не є первинною величиною, він визначається за діаметром газопроводу та його довжиною.

Внаслідок ремонту ділянок газопроводу в атмосферу виділяється 988,608 м³ газу, основна частка викидів припадає на Миколаївський район (534,247 м³) див. рис.3.2.2.

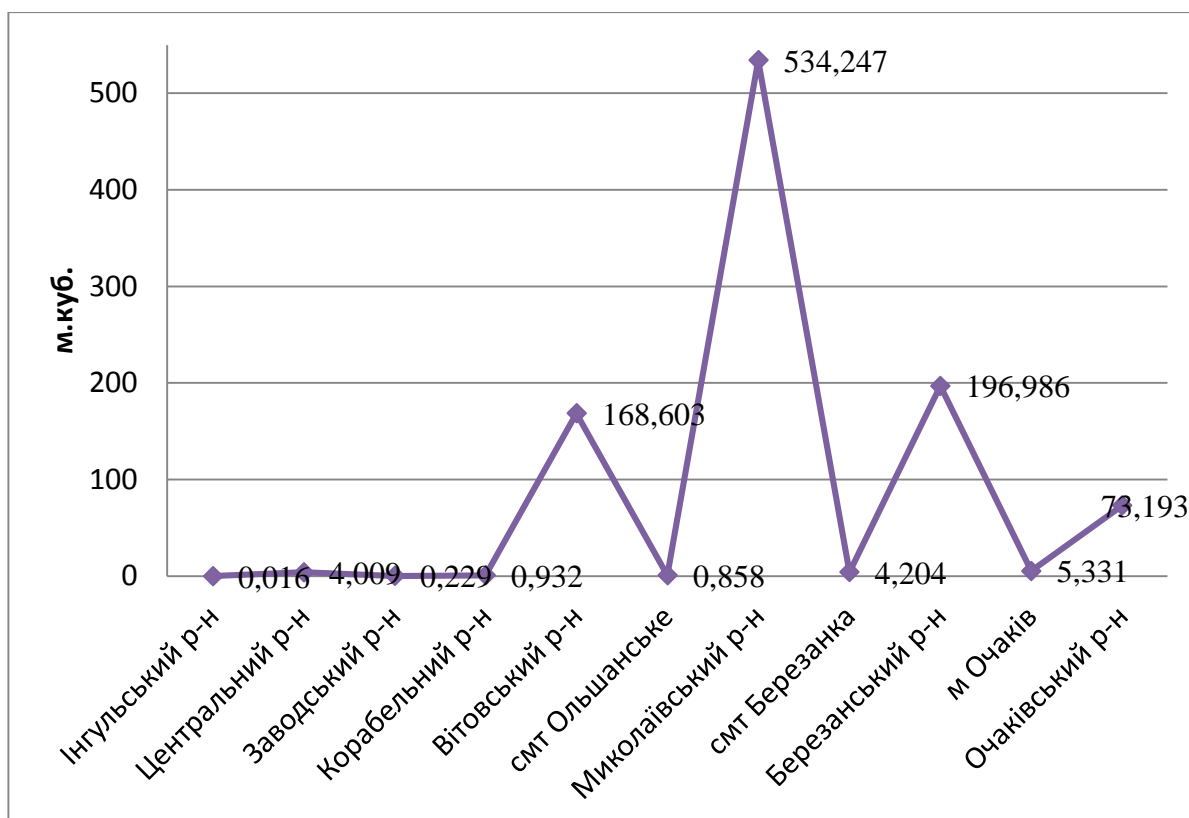


Рис.3.2.2. Виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення зниження надлишкового тиску в газопроводах до мінімального (обсяг витрати газу, скинутого в атмосферу при ремонті ділянок)

Виробничо-технологічні витрати газу на регулювання та настроювання газового обладнання, приладів квартир житлових будинків та подібних об'єктів комунально-побутових та бюджетних організацій при пусконаладжувальних роботах після будівництва, капітального ремонту, реконструкції дорівнює нулю, оскільки газорозподільна мережа в своєму складі не містить газових приладів, що обслуговуються протягом року.

Для розрахунку витрат газу на проведення регулювання та настроювання газорегулювальних пунктів слід враховувати питомі виробничо-технологічні витрати газу на продування обладнання новозбудованих ГРП, ШРП у процесі його налагодження, що залежить від питомих виробничо-технологічних витрат газу на продування обладнання ГРП у процесі його налагодження в осінньо-зимовий період року за підрахунками становить 778,529 м³, у весінньо-літній період – 735,738 м³. Для

ШРП: осінньо-зимовий період – 8,704 м³, весінньо-літній період – 8,225 м³.

Для всіх районів данні показники мають однакове значення.

Питомі витрати газу на продування обладнання ГРП після реконструкції та капітального ремонту становить 0,114 м³, ШРП- 0,024 м³.

Виробничо-технологічні витрати газу на проведення регулювання та настроювання газорегулювальних пунктів представлені в таблиці 3.2.1. Слід зазначити, що кількість ГРП та ШРП, для розрахунків є умовними, оскільки ремонтні роботи не можуть проводитися 100% на всіх об'єктах відділення.

Таблиця 3.2.1. Виробничо-технологічні витрати газу на проведення регулювання та настроювання газорегулювальних пунктів Миколаївського відділення

Назва району	Регулятор	Кількість ГРП, ШРП, де проводилось налагодження обладнання	Кількість ГРП, ШРП, що відключалися для реконструкції та капітального ремонту	Витрати газу на продування обладнання новозбудованого ГРП, ШРП у процесі його налагодження $Q_{Вит4ит.налаг.}, \text{ м}^3$	Витрати газу на продування обладнання ГРП, ШРП після реконструкції та капітального ремонту $Q_{Вит4ит.рп.}, \text{ м}^3$	$Q_{Вит4}, \text{ м}^3$
1	2	3	4	5	6	7
Інгульський р-н	ГРП	4	1	6057,068	0,114	6057,182
	ШРП	12	2	203,148	0,048	203,196
Всього:				6260,216	0,162	6260,378
Центральний р-н	ГРП	10	1	15142,670	0,114	15142,78
	ШРП	26	3	440,154	0,072	440,226

Закінчення таблиці 3.2.1.

1	2	3	4	5	6	7
Всього:				15582,824	0,186	15583,01

Заводський р-н	ГРП	6	1	9085,602	0,114	9085,716
	ШРП	20	2	338,580	0,048	338,628
Всього:				9424,182	0,162	9424,344
Корабельний р-н	ГРП	6	1	9085,602	0,114	9085,716
	ШРП	7	1	118,503	0,024	118,527
Всього:				9204,105	0,138	9204,243
Вітовський р-н	ГРП	1	1	1514,267	0,114	1514,381
	ШРП	30	3	507,870	0,072	507,942
Всього:				2022,137	0,176	2022,313
смт Ольшанське	ШРП	1	1	16,929	0,024	16,953
Всього:				19,929	0,024	19,953
Миколаївський р-н	ГРП	6	1	9085,602	0,114	9085,716
	ШРП	73	7	1235,817	0,168	1235,985
Всього:				10321,419	0,282	10321,7
смт Березанка	ШРП	5	1	84,645	0,024	84,669
Всього:				84,645	0,024	84,669
Березанський р-н	ГРП	2	1	3028,538	0,114	3028,652
	ШРП	19	3	321,651	0,072	321,723
Всього:				3350,185	0,186	3350,371
м Очаків	ГРП	1	1	1514,267	0,114	1514,381
	ШРП	10	2	169,290	0,048	169,338
Всього:				1683,557	0,162	1683,719
Очаківський р-н	ГРП	2	1	3028,534	0,114	3028,648
	ШРП	9	2	152,361	0,048	152,409
Всього:				3180,895	0,162	3181,057
Всього по відділенню:				61134,09	1,664	61135,75

Для визначення витрат газу на проведення регулювання та настроювання газорегуляторних пунктів нами було умовно взято кількість ГРП, ШРП, де проводилося налагодження обладнання, а також кількість ГРП,

ШРП, що відключалися для реконструкції та капітального ремонту. Час продування залежить від місткості устаткування ГРП і становить 0,2-0,5 год. Всі вихідні дані зазначені в Методиці 2.

З розрахунків таблиці 3.2.1. ми бачимо, що настроювання та регулювання газорегуляторних пунктів по Миколаївському відділенню складає 61135,75 м³

Розрахунок виробничо-технологічних витрат газу за рік по Миколаївському району наведено на рисунку 3.2.3.

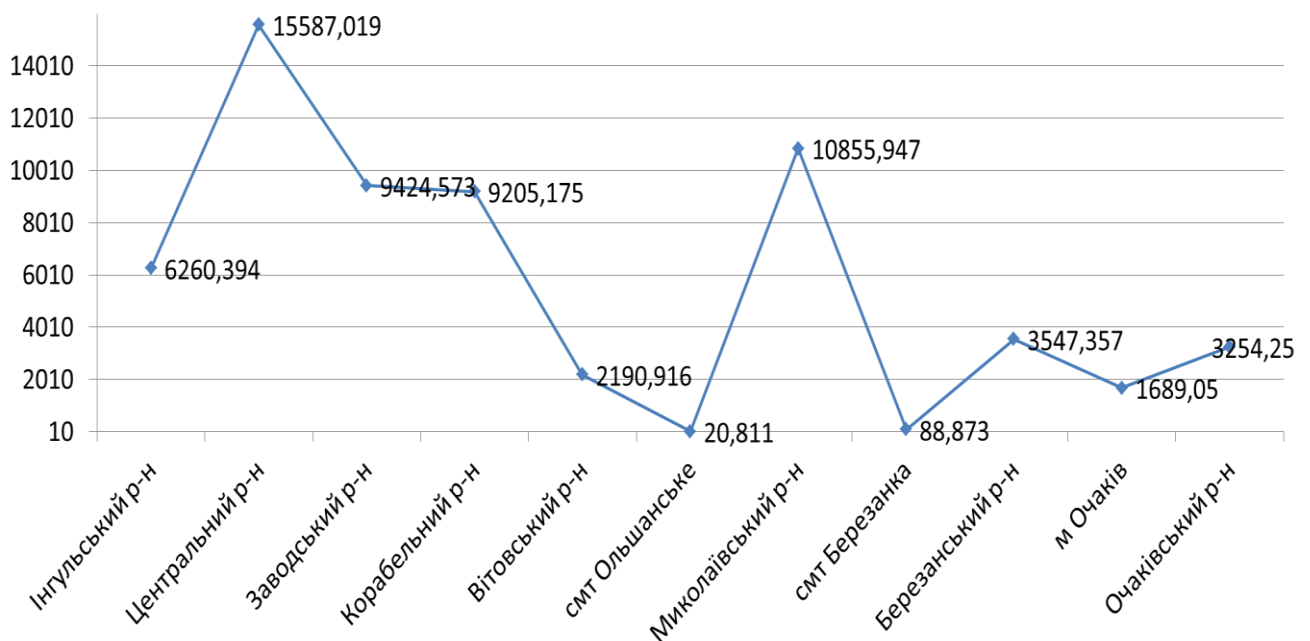


Рис.3.2.3. Можливі виробничо-технологічні витрати газу за рік по Миколаївському відділенню АТ «Миколаївгаз», м³

3.3. Розрахунок викидів забруднюючих речовин від мережі газопроводів та обладнання ГРП, ШРП.

За дослідженнями вчених метан являється парниковим газом, який в атмосфері розкладається швидше, ніж вуглекислий газ. Відомо, що метан має

більш масштабний вплив на зміну клімату ніж діоксид вуглецю. Як констатують вчені концентрація метану в атмосфері з 2006 року по 2017 рік зросла на 75 мільярдних часток.

Надходження до атмосфери метану зумовлено як природним так і антропогенним шляхом, один з яких вважається газотранспортна система - через нещільності газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, газового обладнання та приладів, а також через продувні свічі ГРП та ШРП.

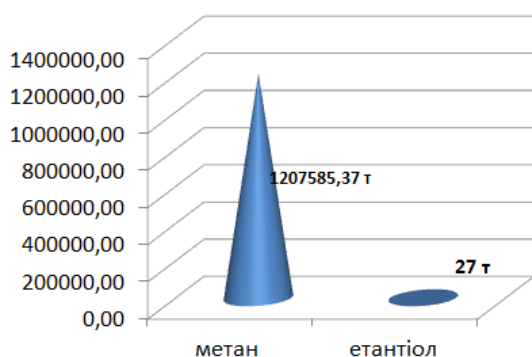
Відомо, що природний газ не має запаху, але має високу вибухонебезпечну здатність. Тому для виявлення витоків газу застосовують його одоризацію. Одним із перших промислових одорантів є етил меркаптан.

До складу етилмеркаптану входять сполуки сірки, які при потраплянні в атмосферне повітря спричиняють утворення «кислотних дощів».

Розрахунок максимально валових та максимально разових викидів метану та етантіолу від мережі газопроводу Миколаївської дільниці підприємства наведені на рисунку 3.2.4.. З даної таблиці видно, що показники для кожної дільниці різні.

Слід зазначити, що максимально разові та валові викиди етантіолу приймаються зі співвідношення 0,000022 г/г метану.

Максимально разові викиди метану та етантіолу від втрат та витрат за рік від Миколаївського відділення



Викиди метану та етантіолу від втрат та витрат від Миколаївського відділення за 2019р.

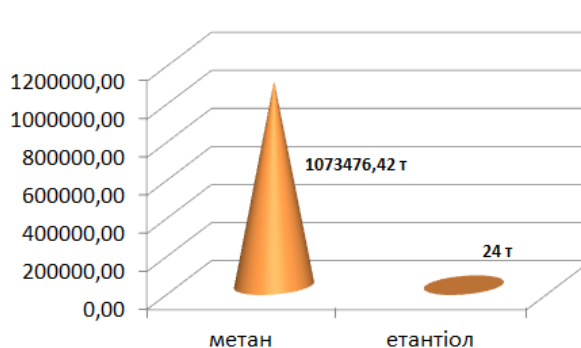


Рис.3.2.4. Розрахунок максимально валових та максимально разових викидів метану (CH_4) та етантіолу ($\text{C}_2\text{H}_6\text{S}$) від мережі газопроводів

Миколаївської ділянки АТ «Миколаївгаз»

Таблиця 3.3.2. Викиди метану та етантіюлю від мережі Миколаївського відділення за період 2014-2019рр

Назва району	2014р.		2015р.		2016р.		2017р.		2018р.		2019р.	
	CH ₄ , т	C ₂ H ₆ S, т	CH ₄ , т	C ₂ H ₆ S, т	CH ₄ , т	C ₂ H ₆ S, т	CH ₄ , т	C ₂ H ₆ S, т	CH ₄ , т	C ₂ H ₆ S, т	CH ₄ , т	C ₂ H ₆ S, т
Інгульський р-н	74,94	0,002	75,67	0,002	75,45	0,002	74,89	0,002	51,45	0,001	51,35	0,001
Центральний р-н	161,79	0,004	163,35	0,004	162,89	0,004	161,68	0,004	141,42	0,003	141,12	0,003
Заводський р-н	118,45	0,003	119,59	0,003	119,25	0,003	118,37	0,003	92,67	0,002	92,24	0,002
Корабельний р-н	63,63	0,001	64,24	0,001	64,06	0,001	63,59	0,001	52,78	0,001	52,77	0,001
Вітовський р-н	135,79	0,003	137,10	0,003	136,71	0,003	135,70	0,003	140,50	0,003	140,52	0,003
Миколаївський р-н	376,77	0,008	379,77	0,008	379,32	0,008	376,51	0,008	378,27	0,008	377,35	0,008
смт Березанка	21,26	0,001	22,25	0,001	23,14	0,001	20,67	0,001	19,36	0,0004	19,22	0,0004
Березанський р-н	103,76	0,002	120,88	0,003	120,53	0,003	110,59	0,002	100,46	0,002	100,45	0,002
м. Очаків	105,87	0,002	116,66	0,003	116,54	0,003	115,68	0,003	46,66	0,001	50,2	0,001
Очаківський р-н	61,65	0,001	65,91	0,002	65,70	0,002	65,21	0,001	57,60	0,001	56,55	0,001
Всього	1223,91	0,027	1265,42	0,030	1263,59	0,030	1242,89	0,028	1081,17	0,022	1081,77	0,022

Проаналізувавши розрахунки вище наведеної таблиці ми бачимо, що в 2014 році викиди метану та етан тіолу перевищують максимально валові та максимально разові викиди. Це обумовлено тим, що газотранспортна мережа підприємства застаріла, експлуатаційний вік більшості газопроводів сягає більше сорока років, що призводить до виникнення аварій, які супроводжуються викидами в атмосферне повітря забруднюючих речовин. В 2018-2019рр. показники викидів суттєво зменшуються, оскільки керівництво підприємства почало більше виділяти коштів на ремонтні роботи мережі.

Максимально валові та максимально разові викиди метану (CH_4) та етантіолу ($\text{C}_2\text{H}_6\text{S}$) від ГРП, ШРП Миколаївської дільниці АТ «Миколаївгаз» представлені в додатку 5.

3.4. Еколого-економічні ризики, які виникають під час транспортування газу та їх ідентифікація за ISO 31000

Газотранспортна система АТ «Миколаївгаз» має в своєму складі 40% газопроводів з терміном експлуатації від 16 до 40 років. Довготривале використання газопроводів призводить до формування як екологічної так і економічної небезпеки, яка пов'язана з ризиками виникнення аварій різного характеру. Дана ситуація вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів. Внаслідок тривалої експлуатації газопроводу зростає ризик аварійно-небезпечних дефектів, які обумовлені корозійними тріщинами, можливостями вибуху на газопроводі, деформацією газопроводів, яка виникла внаслідок природних катаклізмів. Тому головною ціллю розвитку газотранспортних підприємств є підвищення ефективності та екологічності процесів транспортування природного газу, забезпечення умов безаварійної діяльності організації та надійності і довговічності технологічного устаткування.

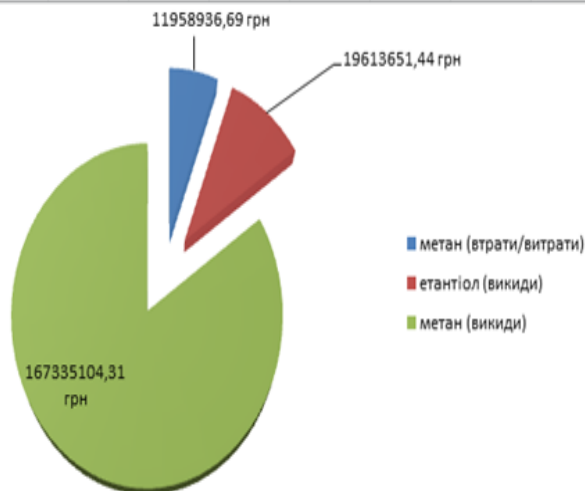
На превеликий жаль, в процесі транспортування газу трубопровідною мережею і при розподілі його споживачам, відбуваються значні його втрати, які сягають майже 15%, внаслідок чого відбувається забруднення

навколишнього природного середовища, що в свою чергу наносить чималу шкоду економічному розвитку підприємства.

Для Миколаївської ділянки АТ «Миколаївгаз» при внаслідок проведення максимальної кількості виробничо-технологічних процесів втрати газу при транспортуванні становлять 1608,118 тис. м³, що складають 0,5% від річного об'єму постачання природного газу споживачам та може нанести 11514,12 тис. грн. збитку підприємству. В свою чергу виробничо-технологічні витрати газу становлять 62124,358 м³, тобто 0,02% від загальнорічного транспортування природного газу газопроводом Миколаївської ділянки та наносить збитку бюджету організації в 444,810 тис. грн.

На рисунку 3.4.1. наведено економічні збитки від втрат та витрат газу, а також викидів метану та етантіолу в атмосферне повітря.

Збитки за рік для підприємства АТ «Миколаївгаз» від втрат, витрат та викидів по Миколаївському відділенню, внаслідок проведення максимальної кількості виробничо-технологічних процесів



Збитки за рік для підприємства АТ «Миколаївгаз» від втрат, витрат та викидів по Миколаївському відділенню за 2019р.

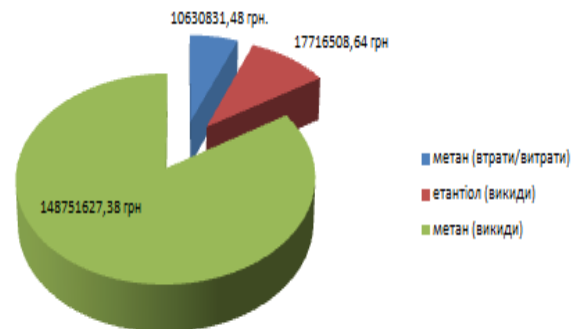


Рис. 3.4.1. Економічні збитки від втрат та витрат газу, а також викидів метану та етантіолу в атмосферне повітря

Для розрахунків взято середнє значення ціни газу за 2019 рік, яка становила 7,16 грн. Ставка податку на метан та етантіол взята з Податкового кодексу України [47], ст..243.1. Оскільки метан це вуглеводень, то його ставка податку становить 138,57 грн/т. Етантіол не входить до пункту 243.1. цієї статті, на такі речовини не встановлено клас небезпечності (крім двоокису

вуглецю), тому ставка податку застосовується залежно від установлених орієнтовно безпечних рівнів впливу таких речовин в атмосферному повітрі населених пунктів. Згідно внутрішньої документації підприємства, ОБРВ цієї забруднюючої речовини становить менше ніж 0,0001 мг на 1 м³, згідно Податкового кодексу ставка податку сягає 738187,86 грн/т.

Грошові збитки для підприємства сягають колосальних розмірів. Тільки від Миколаївського відділення до Державної фіскальної служби може сплачуватись за викиди від мережі близько 180 млн.грн. в рік, а втрати газу можуть сягати 19,6 млн.грн

Для розроблення системи управління ризиками процесу транспортування природного газу зазвичай використовуються основні методологічні підходи управління процесами з метою вироблення різного роду рішень, переважно управлінського характеру. Ці підходи закладені у вимогах багатьох міжнародних стандартів, один з яких ISO 31000.

Основні елементи системи управління ризиками відповідно до вищезазначеного документу представлені на рисунку 3.4.2.

Документ наголошує, що першим етапом для створення комплексної системи управління ризиками в транспортуванні газу, являється визначення області застосування системи, яка включає розробку цілей і завдань аналізу, а також оцінювання та управління ризиками цього процесу. Під час формування цілей і завдань потрібно враховувати стратегічні напрями щодо забезпечення якості даного процесу, екобезпеки, а також обов'язок підприємств, що спрямований на зниження негативної дії на довкілля та здоров'я населення та робітників досліджуваного підприємства. Наступним етапом вважається оцінка ризиків, яка включає в себе: ідентифікацію, аналіз та розрахунок ризиків. Під ідентифікацією в даній роботі розуміють відбір найбільш уразливих об'єктів, вагомих шкідливих та небезпечних факторів, що є необхідними для характеристики рівня ризику та його джерел виникнення. Процес ідентифікації надає можливість оцінити повноту та достовірність існуючих даних, визначити задачі щодо збору інформації, проаналізувати

наявність відомостей про кількісні та якісні показників факторів впливу небезпек.

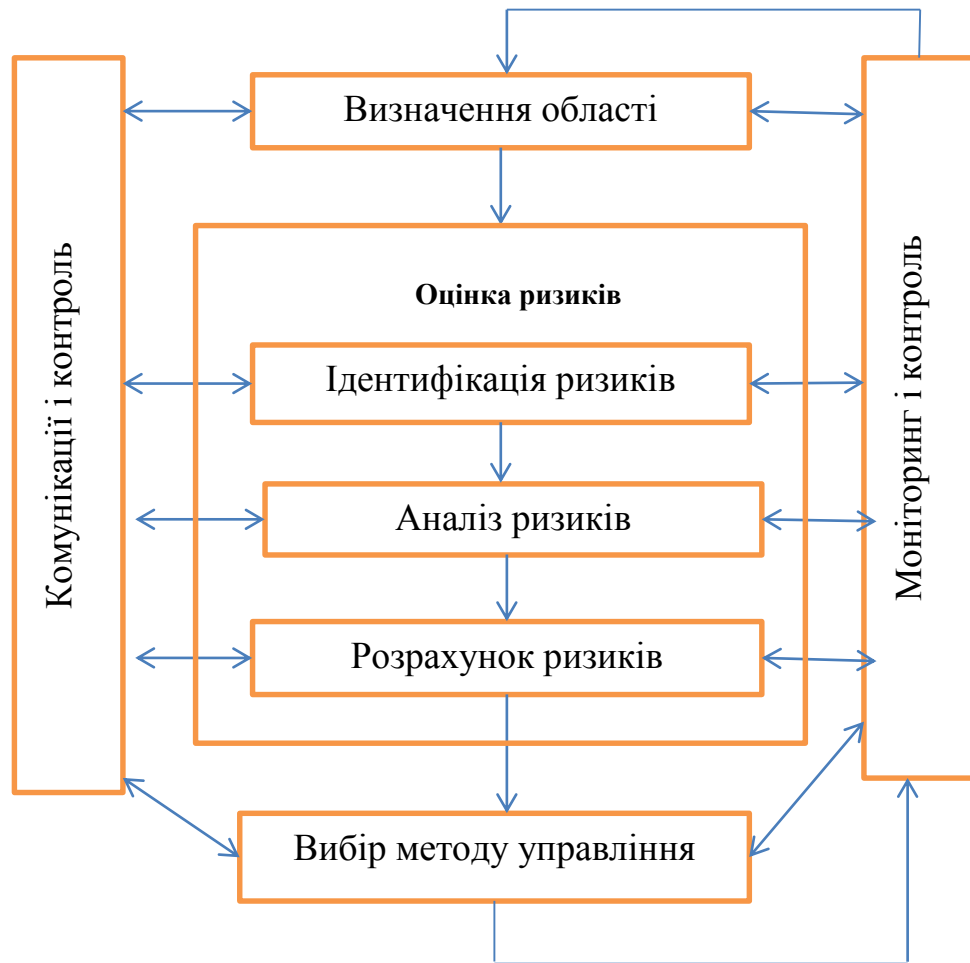


Рис. 3.4.2. Основні елементи системи управління ризиками відповідно до міжнародного стандарту ISO 31000.

Аналіз ризиків полягає у виявленні джерел і причин виникнення ризиків. На цьому етапі відбувається розроблення бази для оцінювання ризиків, а також проведення досліджень, які спрямовані на виявлення небезпеки і кількісне визначення ризику при здійсненні різних видів діяльності підприємства. Розрахунок ризиків проводиться для виявлення збитків, завданих від можливого виникнення надзвичайної ситуації для розроблення подальших заходів щодо управління ним. Кожен елемент управління проводиться завдяки моніторингу, контролю та комунікації.

За ISO 31000 нами було розроблено алгоритм оцінювання екологічних ризиків, а саме викиди в атмосферу, від транспортування природного газу трубопроводом (див. рис. 3.4.3.).



Рис.3.4.3. Алгоритм оцінювання екологічних ризиків процесу транспортування природного газу трубопроводом

Відповідно до запропонованого алгоритму, аналіз оцінювання ризиків слід починати з описового процесу. Цей процес включає в себе технологічні

схеми, техрегламенти, а також документацію з устаткування, яке використовується в даному процесі. Нами розроблено функціональну модель, яка є основою для ідентифікації «загроз» і «уразливості технологічного процесу». Визначення величини економічного збитку також представлено в даному алгоритмі, яка слугує важливим критерієм для визначення величини допустимості ризику. Завершальним етапом аналізу ризиків є математичний розрахунок величини ризику, побудова таблиць і матриць ризиків транспортування газу. Після математичних розрахунків визначають рівень допустимого ризику для того чи іншого випадку, що завершає етап аналізу і оцінки ризиків.

Перевагою запропонованого алгоритму над іншими алгоритмами є те, що в ході його аналізу виявляють уразливості у технологічному процесі, які на етапі розроблення заходів з управління ризиками використовують як контрольований і керований параметр.

Оцінюванням ризику вважається кількісний опис виявлених ризиків, в ході якого визначають такі характеристики, як вірогідність і розмір можливого збитку.

Для розрахунків ризиків транспортування природного газу за основу взято методологію систематичного оцінювання ризиків. Ця методологія трактує ризик як величину, яка залежить від низки перемінних, таких як уразливість, загроза, вірогідність, дія і економічна цінність активів (матеріальних і нематеріальних).

Можна сказати, що оцінювання ризику дає можливість вивчити вразливі місця, які спрямовані на управління. Відповідно до цієї методології для визначення величини ризику прийнято таку формулу:

$$\text{Ризик} = \text{Загроза} \times \text{Уразливість} \times \text{Дія},$$

Де, *уразливість* - це категорія, що характеризує технологічні параметри устаткування, які можуть бути задіяні у процесі; *загроза* – небезпеки, які можуть відбуватися у технологічному процесі.

Висновки до третього розділу:

При транспортуванні природного газу газорозподільними мережами мають місце технологічні втрати та витрати природного газу:

- через негерметичності газопроводу, з'єднувальні деталі, арматури, компенсатори, обладнання газорегуляторних пристроїв;
- при налаштуванні обладнання ГРП ШРП;
- при проведенні ремонтних та профілактичних робіт;
- при введенні в експлуатацію нових ділянок газопроводів.

Для Миколаївської ділянки АТ «Миколаївгаз» втрати становлять 1608,118 тис. м³, що складають 0,5% від річного об'єму постачання природного газу споживачам та наносять 11514,12 тис. грн. збитку підприємству. В свою чергу виробничо-технологічні витрати газу становлять 62124,358 м³, тобто 0,02% від загальнорічного транспортування природного газу газопроводом Миколаївської ділянки та наносить збитку бюджету організації в 444,810 тис. грн.

2.Метан – це парниковий газ, який в атмосфері розкладається швидше ніж вуглекислий газ та спричиняє парниковий ефект, тому потрапляння його в атмосферу спричиняє зміну клімату. В газовій промисловості застосовують, для виявлення витоків метану, застосовують його одоризацію. Як одоризуючу речовину використовують етилмеркаптан, що складається зі сполук сірки, які при потрапленні в навколишнє середовище спричиняють утворенню «кислотних дощів». Максимально валовий викид метану від Миколаївського відділення за рік може сягати складає 1207,59 тис т, а етантіолу – 27 т. Проаналізувавши викиди за період з 2014р. по 2019р. вище зазначених сполук, слід наголосити, що показники їх значно зменшуються. Це спричинено зміною керівництва організації, перегляд ним основних проблем підприємства, виділення більше коштів з бюджету організації для ремонту, реконструкції газопроводу та його устаткування

Для розроблення системи управління ризиками процесу транспортування природного газу зазвичай використовуються основні

методологічні підходи управління процесами з метою вироблення різного роду рішень, переважно управлінського характеру. Ці підходи закладені у вимогах багатьох міжнародних стандартів, один з яких ISO 31000. Згідно цього стандарту нами було розроблено алгоритм оцінювання екологічних ризиків процесу транспортування природного газу трубопроводом, що дає можливість вивчити вразливі місця, які спрямовані на управлінську діяльність даного виду галузі.

Цей алгоритм складається з основних етапів, які є взаємозалежними один від одного. Першим етапом алгоритму є визначення моделі самого процесу транспортування газу, а також його вхідні та вихідні потоки. Проаналізувавши перший етап ми розробляємо перелік можливих загроз, щодо процесу транспортування природного газу, встановлюємо взаємозв'язки між цими загрозами та вразливістю. Наступним кроком, який вважається одним з важливих для підприємства – це розрахунок економічних збитків від процесів, що відбуваються, або можуть виникнути на газопроводі під час розподілення газу та його транспортуванні. Дослідивши всі вище наведені етапи складається таблиця ризиків, тобто розраховується величина ризику виникнення аварійних ситуацій. Визначивши величину доступного ризику проектується матриця ризиків, які і надають повну картину оцінки екологічного ризику.

Для розроблення формули розрахунку ризиків транспортування природного газу за основу взято методологію систематичного оцінювання ризиків, яка трактує ризик як величину, яка залежить від перемінних, а саме – уразливості, загрози, вірогідності, дії та економічних цінностей (матеріальні та нематеріальні активи).

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.

Метою написання даного розділу дипломної роботи є сприяння створенню здорових і безпечних умов праці працівників розумової сфери та забезпечення персоналу підприємств у надзвичайній ситуації. Для досягнення поставленої мети передбачається вирішити наступні завдання:

проаналізувати умови праці у робочому кабінеті АТ «Миколаївгаз» та комп'ютерному класі ЧНУ ім. П. Могили, їх відповідність санітарним нормам, зокрема рівень освітленості робочого місця та параметри мікроклімату;

розробити і скласти план дій у надзвичайних ситуаціях для працівника підприємств.

4.1. Аналіз умов праці у робочому кабінеті АТ «Миколаївгаз».

Робочий кабінет Провідного інженера з охорони навколишнього природного середовища Акціонерного товариства "ОПЕРАТОР ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЇ СИСТЕМИ "МИКОЛАЇВГАЗ" знаходиться в п'ятиповерховому будинку. В ньому ведеться документація щодо діяльності АТ «Миколаївгаз» в сфері охорони навколишнього природного середовища, охорони праці, цивільного захисту та техногенної безпеки. Кабінет має розміри 5,5 на 3,5 метри, висота приміщення сягає приблизно 3 м. В приміщенні виконується зорова робота, яка має IV розряд середньої точності. Природне освітлення в кабінеті бокове, одностороннє. Налічується 2 вікна, які мають розміри 2 на 1,3 м. Вікна металопластикові, подвійні склопакети, мають рами з вертикальними внутрішніми жалюзі. Стеля біла, побілена, стіни оливкового кольору, підлога вкрита паркетом світло – коричневого кольору.

Штучне освітлення у приміщенні робоче загальне. В кабінеті розташовано 8 світильники з 4 люміцентними лампами.

Рівень освітлення в робочому кабінеті під час роботи становив 230 лк. Даний показник не відповідає існуючим санітарним нормам - 300 – 500 лк.

При проектуванні природного освітлення основним завданням є вибір типу та визначення розміщення і сумарної площі світлових отворів (вікон), при яких у приміщеннях забезпечується необхідний світловий режим. Для функціонуючого приміщення доцільно виконати перевірочний розрахунок з метою визначення відповідності існуючого рівня освітленості вимогам нормативних документів. Чисельні значення необхідні для розрахунку наведені в таблиці 4.1.1.

Таблиця 4.1.1. Вихідні дані для розрахунку штучного освітлення в робочому кабінеті

Параметри	Виміри, м
1	2
Довжина розрахункового приміщення, а	5,5
Ширина розрахункового приміщення, в	3,5
Висота розрахункового приміщення, Н	3
Висота верхнього краю вікна відносно робочої поверхні, h	2
Відстань розрахункової точки робочої поверхні до зовнішньої стіни приміщення, ℓ	0,5
Висота карнизу протилежної будівлі відносно підвіконня, Н'	1,2
Відстань до затіняючої будівлі, D	50

Перевірочний розрахунок природного освітлення виконується у такій послідовності:

Нормований коефіцієнт природного освітлення для III-го поясу світлового клімату e_n^{III} , % визначається відповідно до СНиП-II-4-79 [41, табл. 3.1]. Для зорових робіт малої точності при найменшому розмірі об'єкта $l_{\min} = 0,5 \dots 1$ мм, при боковому освітленні (IV -ий розряд зорової роботи)

$$e_n^{III} = 1,5 \text{ \%}.$$

Коефіцієнт світлового клімату m .

Для Миколаївської області, що належить до IV поясу світлового клімату:

$$m = 0,9.$$

Коефіцієнт сонячності клімату C для світлових отворів в зовнішніх стінах будівлі, розташованих у IV поясі світлового клімату та зорієнтованих за азимутом в діапазоні град. 136...225 дорівнює:

$$C = 0,7$$

Нормований коефіцієнт природного освітлення для розглянутих умов праці e_n^{III} , %.

$$e_n = e_n^{III} \cdot m \cdot C$$

$$e_n = 1,5 \cdot 0,9 \cdot 0,7 = 0,95 \text{ \%}$$

Коефіцієнт запасу, що враховується при розрахунку природного освітлення k^3 . Згідно з рекомендаціями [41] $k^3 = 1,3 \dots 1,5$. Прийнято:

$$k^3 = 1,45.$$

Геометричні співвідношення, що характеризують виробниче приміщення та розташування робочого місця в ньому: a/b , b/h , l/b .

Відношення довжини приміщення a до її ширини b , a/b :

$$a/b = 5,5/3,5 = 1,6$$

Відношення ширини приміщення до висоти верхньої кромки вікна h над робочою поверхнею, b/h :

$$b/h = 3,5/2 = 1,7$$

Відношення відстані розрахункової точки робочої поверхні до зовнішньої стіни приміщення ℓ до ширини приміщення ℓ/b :

$$\ell/b=0,5/3,5 = 0,1$$

Світлова характеристика вікна η_v визначається згідно [41, табл. 3.4]. Враховуючи, що $\eta = f(a/b, b/h)$, при $a/b=1,6$ і $b/h= 1,7$:

$$\eta_v = 9,5.$$

Коефіцієнт світло пропускання матеріалу τ_1 визначається відповідно до рекомендації [41, табл. 3.6] для подвійного віконно-листового скла:

$$\tau_1 = 0,8.$$

Коефіцієнт, що враховує втрати світла у віконні рамі τ_2 , для метало пластикових віконних рам відповідно до [41, табл. 3.6] становить:

$$\tau_2 = 0,76.$$

Коефіцієнт, що враховує втрати світла у несучих конструкціях, τ_3 .

При боковому освітленні $\tau_3 = 1$

Коефіцієнт, що визначає втрату світла у сонцезахисних конструкціях

$$\tau_4.$$

Для внутрішніх регульованих жалюзі згідно рекомендації [41, табл.3.6]:

$$\tau_4 = 1.$$

Загальний коефіцієнт світлопропускання $\tau_{заг}$.

$$\tau_{заг} = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4.$$

$$\tau_{заг} = 0,8 \cdot 0,76 \cdot 1 \cdot 1 = 0,61$$

Коефіцієнт відбиття внутрішніх поверхонь виробничого приміщення визначається відповідно до [41, табл. 3.8 – 3.10]:

для свіже побіленої стелі $r_{стелі} = 65...80\%$ (прийнято $r_{стелі} = 70\%$);

для свіжопобілених стін без штор $r_{стін} = 55...45\%$ (прийнято $r_{стін} = 40\%$);

для коричневої дерев'яної підлоги $r_{підлоги} = 23\%$

Площі внутрішніх поверхонь приміщень: стелі $S_{стелі}$, стін $S_{стін}$, підлоги,

$$S_{підл}, \text{ м}^2.$$

$$S_{стелі} = a \cdot b$$

$$S_{стелі} = 5,5 \cdot 3,5 = 19,2 \text{ м}^2$$

$$S_{стіни} = 2(a + b) \cdot h$$

$$S_{стіни} = 2(2,5 + 3,5) \cdot 2 = 24 \text{ м}^2$$

$$S_{нідл} = a \cdot b$$

$$S_{нідлоги} = 5,5 \cdot 3,5 = 19,2 \text{ м}^2$$

Середнє значення коефіцієнта відбиття внутрішніх поверхонь виробничого приміщення $\rho_{сер}$.

$$\rho_{сер} = \frac{(\rho_{стелі} \cdot S_{стелі} + \rho_{стіни} \cdot S_{стіни} + \rho_{нідл} \cdot S_{нідл})}{(S_{стелі} + S_{стіни} + S_{нідл}) \cdot 100}$$

$$\rho_{сер} = \frac{70 \cdot 19,5 + 40 \cdot 24 + 23 \cdot 19,2}{(19,2 + 24 + 19,2) \cdot 100} = 0,44$$

Коефіцієнт, що враховує підвищення коефіцієнта природного освітлення за рахунок світла, яке відбивається від внутрішніх поверхонь приміщення r_1 . Згідно з даними [36, табл. 3.7] $r_1 = f(\rho_{сер}, a/b, b/h, l/b)$. При $\rho_{сер} = 0,44$; $a/b = 1,6$; $b/h = 1,7$; $l/b = 0,1$.

$$r_1 = 1,05$$

Відношення відстані між протилежними будівлями до висоти карнизу протилежного будинку над підвіконням D/H' .

$$D/H' = 50 / 1,2 = 41,6, \text{ м}$$

Коефіцієнт, що враховує вплив протилежної будівлі на освітленість у виробничому приміщенні $K_{буд}$. Відповідно до рекомендацій [36, табл. 3.5] $k_{буд} = f(D/H')$. При $D/H' = 41,6$ м,

$$k_{буд} = 1.$$

$$k_{буд} = 1.$$

Площа вікон, що необхідна для забезпечення нормованої природної освітленості у виробничому приміщенні S_e , м².

$$S_e = \frac{e_n \cdot k_z \cdot \eta_e \cdot S_{під} \cdot k_{буд}}{\tau_{заг} \cdot r_1 \cdot 100}$$

$$S_B = \frac{0,95 \cdot 1,45 \cdot 9,5 \cdot 19,2 \cdot 1}{0,61 \cdot 1,05 \cdot 100} = 3,9 \text{ м}^2.$$

У розрахунковому приміщенні влаштовано 1 вікно розміром $c \times d = 2 \times 1,2$. Загальна площа одного вікна складає:

$$S = c \times d = 2 \times 1,2 = 4,4 \text{ м}^2,$$

Загальна площа вікон у приміщенні:

$$S_{\text{заг}} = 1 \times 4,4 = 4,4 \text{ м}^2.$$

Після всіх розрахунків було визначено, що існуючої площі вікна повністю вистачає для забезпечення вимог санітарних норм, щодо природного освітлення виробничого приміщення для якого розробляються окремі заходи з охорони праці.

Розрахунок загального рівномірного освітлення виробничого приміщення люмінесцентними лампами.

У даному розділі роботи виконаний спрощений розрахунок загального рівномірного освітлення виробничого приміщення за допомогою метода коефіцієнта використання світлового потоку.

На рисунку 4.1.1. наведено розрахункову схему та вихідні дані для подальшого розрахунку.

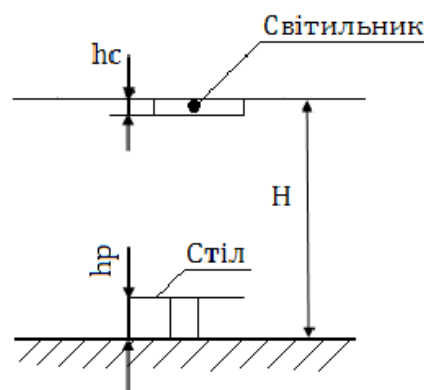


Рис. 4.1.1. Схема для розрахунку штучного освітлення ($hc=0,5$ м, $hp=0,67$ м)

Розрахунок загального рівномірного освітлення виробничого приміщення люмінесцентними лампами виконується у такій послідовності:

Висота світильника над підлогою h_0 , м.

$$h_0 = H - h_c,$$

$$h_0 = 3 - 0,5 = 2,5 \text{ м.}$$

Висота світильника над робочою поверхнею h , м.

$$h = h_0 - h_p,$$

$$h = 2,5 - 0,67 = 1,83 \text{ м.}$$

Показник приміщення i .

$$i = \frac{a \cdot b}{h(a + b)},$$

$$i = \frac{5,5 \times 3,5}{1,83(5,5 + 3,5)} = 1,16$$

Коефіцієнт використання світлового потоку η , %.

$$\eta = f(i, \rho_{\text{стелі}}, \rho_{\text{стін}}).$$

За табл. 3.25 [41] знаходимо коефіцієнт використання η світильника ЛБ40 при $i = 1,16$; $\rho_{\text{стелі}} = 70\%$; $\rho_{\text{стін}} = 40\%$.

$$\eta = 52\%$$

Нормоване значення освітленості E_n , лк. Визначається відповідно до СНиП-П-4-79 в залежності від розряду зорової роботи, який залежить від найменшого розміру $l_{\text{мін}}$ об'єкта розпізнавання. Згідно з даними [36, Табл. 3.1]:

$$E_n = 300 \text{ лк;}$$

Коефіцієнт запасу, що використовується при розрахунку штучного освітлення K_z . Приймається за даними [36, табл. 3.24] для громадських та житлових будівель:

$$K_z = 1,5.$$

Коефіцієнт нерівномірності світлового потоку Z . Згідно з рекомендаціями [9] при освітленні люмінесцентними лампами,

$$Z = 1,1.$$

Світловий потік однієї лампи Φ_n , лм. Згідно з даними [36, табл. 3.27], для ламп типу ЛБ40.

$$\Phi_l = 2200, \text{ лм}$$

Площа підлоги виробничого приміщення $S_{\text{підл}}$, м².

$$S_{\text{підл}} = a \cdot b,$$

$$S_{\text{підл}} = 5,5 \cdot 3,5 = 19,5 \text{ м}^2.$$

Необхідна кількість світильників у кабінеті N . При кількості ламп в одному світильнику $n = 2$.

$$N = \frac{E \cdot k_z \cdot S_{\text{підл}} \cdot Z}{n \cdot \Phi_l \cdot \eta},$$

$$N = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 19,2 \cdot 1,1}{2 \cdot 2200 \cdot 0,52} = 4.$$

Приймаємо 4 світильники, враховуючи розміри приміщення розміщуємо їх у 2 ряди по 2 штуки. Оскільки довжина світильника мало що більша за довжину люмінесцентної лампи, встановленої в ньому, то загальна довжина світильника становитиме:

$$\sum L_{\text{СВ}} = 1,2 \cdot 2 = 2,4 \text{ м.}$$

Це значення менше довжини приміщення, тому між світильниками будуть розриви 0,2 м (рис. 4.1.2.).

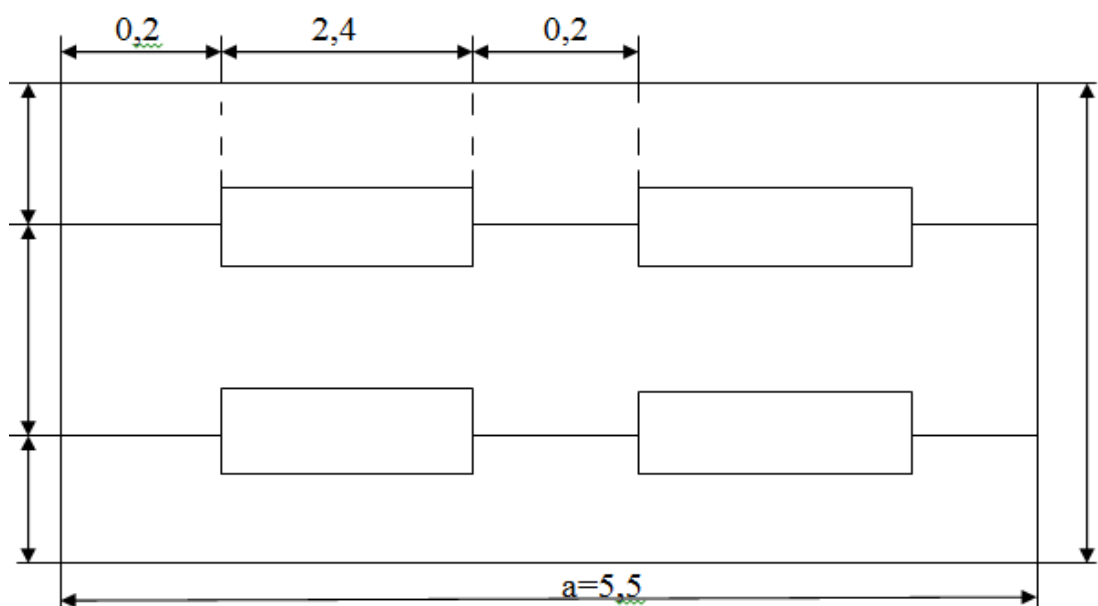


Рис.4.1.2. Розміщення центрів світильників на стелі виробничого приміщення.

Для штучного освітлення необхідно 4 світильники, в кожному з яких буде по 2 люмінесцентні лампи потужністю по 30 Вт, довжиною по 2,4 метра та світловим потоком по 2200 лм.

Суттєвий вплив на стан організму людини, його працездатність чинить мікроклімат (метеорологічні умови) у приміщеннях, під яким розуміють умови внутрішнього середовища цих приміщень, що впливають на тепловий обмін працюючих. Ці умови визначаються поєднанням температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. В робочому кабінеті показники мікроклімату були виміряні в холодний період і становили:

температура повітря 20 °С;

відносна вологість 53 %;

швидкість повітря 0,1 м/с.

Відповідно до санітарних норм мікроклімату виробничих приміщень ДСН 3.3.6.042-99, в офісних приміщеннях температура повітря повинна становити 22-25 °С, відносна вологість повітря - 40-60 %, швидкість руху повітря - не більше 0,1 м/с. [36].

Отже, показники швидкості руху повітря і відносної вологості відповідають нормам, але температура повітря менша ніж оптимальні показники. Як зазначається в санітарних нормах ДСН 3.3.6.042-99 - перепад температури повітря по висоті робочої зони при забезпеченні допустимих умов мікроклімату не повинен бути більше 3°С. Отже, можна сказати, що температура повітря теж відповідає санітарним нормам.

4.2. Аналіз умов праці у комп'ютерному класі 1-406 ЧДУ ім. Петра Могили

Відповідно до ДСанПіН 3.3.2.007-98 «Державних санітарних правил і норм роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин» встановлені санітарно-гігієнічні вимоги до параметрів виробничого середовища приміщень з комп'ютерною технікою.

Оптимальні значення параметрів мікроклімату на робочих місцях з комп'ютерною технікою для легкої категорії робіт в холодну пору року

становлять: температура повітря – 22-24°C, швидкість руху повітря – 0,1 м/с, відносна вологість – 40-60 % [9].

Під час роботи в комп'ютерному класі температура повітря склала 22°C, швидкість руху повітря – 0,1 м/с, відносна вологість – 43 %. Дані значення параметрів мікроклімату повністю відповідають санітарним нормам.

Комп'ютерний клас 1-406 має площу 24 м², ширина якого складає 5 м, довжина – 8 м, висота – 3 м.

Обладнання та організація робочих місць користувачів ПК мають забезпечувати відповідність конструкцій всіх елементів робочого місця та їх взаємного розташування ергономічним вимогам з урахуванням характеру і особливостей трудової діяльності відповідно до ДСанПіН 3.3.2.007-98 [9].

Конструкція робочого місця користувача ПК у комп'ютерному класі 1-406 забезпечує підтримання оптимальної робочої пози.

Робоче місце користувача ПК розташоване відносно вікон так, що природне світло падає збоку зліва. Кут між екраном монітора і площиною вікна складає 110°, що в свою чергу виключає появу відблисків. Монітор ПК розташований на оптимальній відстані від очей користувача, що становить 650 мм. Для забезпечення точного та швидкого зчитування інформації площина екрана монітора перпендикулярна нормальній лінії зору. Клавіатура розташована на поверхні столу на відстані 200 мм від краю, що дозволяє зручно працювати обома руками. Висота робочої поверхні столу з ПК становить 750 мм, ширина – 680 мм, глибина – 800 мм. Дані значення показників відповідають існуючим ергономічним нормам.

Вимоги до режимів праці та відпочинку користувачів ПК визначаються роботою, яку виконую користувач відповідно до вимог ДСанПіН 3.3.2.007-98 «Державні санітарні правила і норми роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин». Внутрішньозмінні режими праці і відпочинку при роботі з ПК розроблено з урахуванням характеру трудової діяльності. За характером трудової діяльності виділено три професійні групи: розробники програм, оператори електронно-

обчислювальних машин і оператор комп'ютерного набору [9]. В даному розділі розглядаються режими праці та відпочинку для оператора комп'ютерного набору.

Оператор комп'ютерного набору виконує одноманітні за характером роботи з документацією та клавіатурою і нечастими нетривалими переключеннями погляду на екран монітора, з введенням даних з високою швидкістю, робота характеризується як фізична праця з підвищеним навантаженням на кисті верхніх кінцівок, з напруженням зору, нервово-емоційним напруженням [9].

Режим праці та відпочинку при роботі з ПК для оператора комп'ютерного набору полягає в призначенні регламентованої перерви для відпочинку тривалістю 10 хвилин після кожної години роботи з ПК. Тривалість безперервної роботи з ПК не повинна перевищувати 4 години.

Під час роботи з ПК дотримувалися вимоги режиму праці та відпочинку. З метою зменшення негативного впливу монотонності на працюючого чергувалися операції роботи.

Для зниження нервово-емоційного напруження, втоми зорового аналізатора, поліпшення зорового аналізатора, поліпшення мозкового кровообігу, запобігання втомі використовувалися перерви для виконання комплексу вправ.

4.3. Порядок здійснення заходів цивільного захисту під час планового переведення з режиму функціонування у мирний час в режим функціонування в умовах особливого періоду на об'єктах газопостачання.

З метою своєчасного отримання необхідних даних по обстановці, що склалося на об'єктах газопостачання організовується розвідка, її мета [35,37,38]:

- визначення стану газопроводів області;
- визначення можливості підключення першочергових об'єктів господарчої діяльності;
- визначення черги підключення інших об'єктів;

- установити найкоротші і найбільш безпечні шляхи руху і під'їзду до об'єктів робіт;

- визначити характер і ступінь зараження місцевості і повітря й одержання необхідних даних для введення режимів радіаційного захисту персоналу та особового складу сил ЦЗ.

Що стосується інженерного забезпечення на підприємстві, виконуються наступні операції:

- до проведення евакуаційних заходів робітники та службовці оповіщаються про укриття в захисних спорудах (ЗС);

- працівники управління товариства, разом з виробничими службами укриваються в ЗС, яке розташовано у дворі адміністративного будинку, за адресою: вулиця Чигиринська 159;

- захисна споруда приводяться до готовності ланками обслуговування. Готовність ЗС до прийому та укриття персоналу до 12 годин.

Медичне забезпечення покладається на особовий склад ланки санітарного посту АТ „Миколаївгаз” і полягає в наданні першої медичної допомоги постраждалим силами санітарного поста та у порядку самореалізації взаємодопомоги.

При виникненні великих пожеж на об'єктах газопостачання передбачено задіяти сили і засоби пожежних підрозділів міста та районів, а також ланками пожежегасіння, де вони створені та оснащені первинними засобами пожежегасіння.

Охорона громадського порядку здійснюється ланками охорони громадського порядку, створеними в управлінні товариства і районних УЕГГ.

На ланки охорони громадського порядку покладаються наступні задачі:

- охорона адміністративних будинків, аварійного запасу МТЗ, складів;
- забезпечення порядку на збірних евакопунктах і маршрутах евакуації;
- організація оточення в місцях виконання аварійно-відбудовних робіт.

Для виконання аварійно-відбудовних робіт при ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій у товаристві створений матеріальний резерв

(аварійний запас) матеріалів і устаткування. Аварійний запас створений на центральному складі товариства. Аварійний запас розміщується в спеціально відведених місцях, окремо від матеріалів і устаткування призначених для планових робіт. Ремонт інженерної й автомобільної техніки здійснюється силами і засобами, службою транспорту і механізмів товариства.

Хімічне забезпечення здійснюється з метою захисту працівників, створення умов для виконання завдань в обстановці радіоактивного і хімічного зараження.

Система керування при загрозі виникнення і виникненні НС в області будується по територіально-виробничому принципу. Управління заходами цивільного захисту при виникненні НС здійснюється з пунктів управління в місцях постійного розміщення.

При повсякденній діяльності система зв'язку та оповіщення забезпечує стійким та безперервним зв'язком керівний склад, підприємства, організації та населення області у тому числі об'єкти газопостачання АТ "Миколаївгаз". Оповіщення підприємств, установ, організації і населення області здійснюється регіональною системою оповіщення побудованою на базі апаратури П-160, П-164, телевізійним каналом "Миколаїв" і радіомовленням через відповідального чергового пункту управління з питань НС. Провідний зв'язок забезпечується по стаціонарній системі зв'язку МФ ПАТ «Укртелеком».

Система оповіщення функціонує так як і в повсякденній діяльності. У АТ "Миколаївгаз" повідомлення про НС передається начальником ЦЗ (НШЦЗ) через диспетчерську службу по телефонному і пошуковому зв'язку.

З місця виникнення НС організується:

Радіозв'язок: з диспетчерськими службами районних УЕГГ, центральною диспетчерською службою АТ "Миколаїв", у радіомережі по мобільній (портативної) радіостанції М-300 («Моторола»).

Провідний зв'язок: організується по стаціонарному зв'язку області з об'єктами газопостачання, взаємодіючими службами, підприємствами,

організаціями, управлінням з питань НС, Головним управлінням ДСНС України в Миколаївській області, відділами з питань НС міст і районів. Зв'язок між начальником ЦЗ АТ «Миколаїв» із усіма районними УЕГГ може здійснюватися по міжміській «ВЧ» зв'язку, по орендованих каналах.

Висновки до четвертого розділу:

Освітлення на робочому місці в кабінеті АТ «Миколаївгаз» 230 лк, що не відповідало існуючим нормам освітлення (300-500 лк). Для підвищення рівня освітлення в кабінеті працівника рекомендуємо встановити на робочому місці переносну настільну лампу, яка б доводила рівень освітлення до рекомендованих величин або збільшити кількість світильників з 2-х (по 2 люмісцентні лампи потужністю 30 Вт) до 4-х (по 2 люмісцентні лампи потужністю 30 Вт).

Показники мікроклімату в кабінеті становили:

- температура повітря 20 °С;
- відносна вологість 53 %;
- швидкість повітря 0,1 м/с.

Дані показники відповідають оптимальним умовам мікроклімату для офісних приміщень відповідно до ДСН 3.3.6.042-99.

Внаслідок дослідження умов розумової праці в комп'ютерному кабінеті 1-406 ЧНУ ім. Петра Могили встановлено, що параметри середовища приміщення для роботи з комп'ютерною технікою відповідають санітарно-гігієнічним вимогам. Метеоумови в приміщенні (температура повітря 22 °С; відносна вологість 43 %; швидкість повітря 0,1 м/с) та освітлення (300 лк) повністю відповідали рекомендованим рівням. Також в ході перевірки обладнання та організація робочого місця користувача ПК в комп'ютерному класі 1-406 повністю відповідало ергономічним вимогам відповідно до ДСанПіН 3.3.2.007-98. Режим праці та відпочику при роботі з персональним комп'ютером, також відповідає санітарним вимогам (ДСанПіН 3.3.2.007-98).

Цивільний захист на підприємстві, в установі, організації організовується з метою своєчасної підготовки об'єкта до захисту від наслідків надзвичайної ситуації та оперативного проведення аварійно-рятувальних та інших невідкладних робіт. Згідно з законодавством в сфері ЦЗ керівництво підприємств, установ та організацій незалежно від форм власності і підпорядкування планують і здійснюють необхідні заходи для захисту своїх працівників, об'єктів господарювання та довкілля від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, розробляють плани локалізації і ліквідації аварій (катастроф), створюють матеріальні резерви для попередження та ліквідації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, забезпечують своєчасне оповіщення своїх працівників про загрозу виникнення або про виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру, організують здійснення заходів з евакуації.

ВИСНОВКИ

1. За результатами досліджень екологічних ризиків, які виникають на підприємствах газорозподільних мереж визначено втрати і витрату природного газу при транспортуванні, визначено величини викидів метану та етантіюлю при транспортуванні природного газу та обґрунтовано необхідність системного підходу до управління цими ризиками й прийняття відповідних коригуючих заходів саме вищим керівництвом підприємств.

2. Транспортування природного газу трубопроводами має значні переваги у порівнянні з іншими видами транспорту, але не дозволяє уникнути забруднення атмосфери: майже 95% викидів становлять газоподібні речовини, основними з яких є діоксид вуглецю CO_2 , метан CH_4 , закис азоту N_2O , оксиди азоту N_2O_x , оксид вуглецю CO , неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС). Визначено основні чинники впливу процесу транспортування газу газорозподільними мережами на навколишнє середовище:

- особливості технології транспортування (високий тиск, велика протяжність мережі газопроводів, велика кількість запірної та регулюючої арматури тощо);

- технологічні процеси (зварювальні шви, фланці та штоки арматури).

- неналежна герметичність комунікацій і апаратів технологічних обв'язок;

- технологічні витoki від дроселювання, вентилявання та втравлювання газу;

- спорожнення ділянок газопроводу під час підготовки його до проведення ремонтних робіт на лінійній частині;

- при введенні в експлуатацію, знятті з експлуатації і поточному ремонті газоперекачувальних агрегатів тощо;

- використання стисненого природного газу в пневматичних пристроях (моторах стартерів компресорних двигунів, приладах контурів керування тощо).

3. Для Миколаївської ділянки АТ «Миколаївгаз» розраховано втрати газу при транспортуванні, які становлять 1608,118 тис. м³, що складають 0,5% від річного об'єму постачання природного газу споживачам та наносять 11514,12 тис. грн. збитку підприємству. В свою чергу виробничо-технологічні витрати газу становлять 62124,358 м³, тобто 0,02% від загальнорічного транспортування природного газу газопроводом Миколаївської ділянки та наносить збитку бюджету організації в 444,810 тис. грн.

4. Розраховано максимально валовий викид метану від Миколаївського відділення газотранспортної мережі – 1163,401 т на рік, а етантіолу – 0,026 тон на рік. Динаміка викидів цих сполук за період з 2014 р. по 2019 р. свідчила про значне зменшення цих показників. Визначено причини цього зменшення:

- зміна вищого керівництва підприємства,
- перегляд вищим керівництвом підприємства основних проблем підприємства,
- виділення більше коштів з бюджету підприємства для ремонту, реконструкції газопроводу та його устаткування.

5. Розраховано економічну шкоду для підприємства від втрат та витрат газу при поточному режимі функціонування підприємства. З проведених нами розрахунків бачимо, що грошові збитки для підприємства сягають колосальних розмірів. Тільки від Миколаївського відділення до Державної фіскальної служби за викиди від мережі сплачується близько 200 тис. грн. в рік, а втрати газу обчислюються 11958,93 тис. грн. Ці фінансові витрати еквівалентні виплатам по одній заробітній платі кожному працівнику підприємства. Тому очевидним є необхідність ефективного управління екологічними ризиками, які виникають при транспортуванні газу газорозподільчими мережами, з боку вищого керівництва підприємства.

6. Для розроблення системи управління ризиками процесу транспортування природного газу потрібно використовувати підходи до управління ризиками, закладені у вимогах міжнародного стандарту ISO 31000. Згідно цього стандарту нами розроблено алгоритм оцінювання екологічних ризиків процесу транспортування природного газу трубопроводом, що дає можливість вивчити вразливі місця, які спрямовані на управлінську діяльність даного виду галузі. Цей алгоритм складається з основних етапів, які є взаємозалежними один від одного:

- визначення моделі самого процесу транспортування газу, його вхідні та вихідні потоки;
- розроблення переліку можливих загроз щодо процесу транспортування природного газу,
- встановлюємо взаємозв'язки між цими загрозами та вразливістю;
- розрахунок економічних збитків від процесів, що відбуваються, або можуть виникнути на газопроводі під час розподілення газу та його транспортуванні;
- складаємо таблицю ризиків, тобто розраховується величина ризику виникнення аварійних ситуацій – величина припустимого ризику;
- проектується матриця ризиків, які і надають повну картину оцінки екологічного ризику.

7. При розробленні формули розрахунку ризиків від транспортування природного газу основою має виступати методологія систематичного оцінювання ризиків, яка трактує ризик як величину, яка залежить від змінних: уразливості, загрози, вірогідності, дії та економічних цінностей (матеріальні та нематеріальні активи).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Балдін К. В. та Воробйов С.Н. Учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальностям экономики и управления (060000). / К. В. Балдін та С.Н Воробйов — М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2012. — 511 с.
2. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу : (укр.-рос.-англ.-фр.-нім.) : в 2 т. / В. С. Бойко, Р.В. Бойко. — К., 2004-2006.
3. Вишняков Я.Д., Радаев Н.Н. Общая теория рисков: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Я.Д.Вишняков, Н.Н.Радаев. — 2-е изд., испр. —М.: Издательский центр «Академия», 2008. — 368 с.
4. Говдяк Р.М. Енергоекологічна безпека нафтогазових об'єктів / Р.М. Говдяк, Я.М.Семчук, Л.Б.Чабанович [та ін.]. — Івано-Франківськ: Лілея–НВ, 2007. — 556 с.
5. Данилишин Б.М. Екологічна складова політики сталого розвитку: Монографія. — Данилишин Б.М., Донецьк: ТОВ «Юго-Восток, Лтд», 2008. — 256 с.
6. Добровольський В.В. Основи теорії екологічних систем: Навч. посібник./ В.В. Добровольський. — К.: ВД «Професіонал», 2005. — 272 с.
7. Збірник показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря різними виробництвами. Раздел: Экологические дисциплины - Экология атмосферы. ТОМ 2, Донецьк: 2004. — 119 с.
8. Звіт по інвентаризації викидів забруднюючих речовин на АТ «Миколаївгаз». Миколаїв — 2017р.
9. Катренко Л.А. Охорона праці: навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів / Катренко Л.А., Кіт Ю.В., Пістун І.П. — Суми: Університетська книга, 2004. — 496 с.

10. Катренко Л.А. Охорона праці: навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів / Катренко Л.А., Кіт Ю.В., Пістун І.П. – Суми: Університетська книга, 2004. – 496 с.
11. Мазур И.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, Т.Е. Коробков. – М.: Изд-во «Недра», 1990.-264с.
12. Мусієнко М. М. Екологія. Тлумачний словник = Экология. Толковый словарь / М. М. Мусієнко В. В. Серебряков, О. В. Брайон. – Київ: Либідь, 2004. – 374, [1] с.
13. Общая теория рисков: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Я.Д.Вишняков, Н.Н.Радаев. — 2-е изд., испр. — М.: Издательский центр «Академия», 2008. — 368 с.
14. Хохлов Н.В. «Управление риском»: Учеб. пособие для вузов. / Н.В. Хохлов. — М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2001. - 239 с. Н.В. Хохлов.
15. Шидловський А.К. Паливно-енергетичний комплекс України в контексті глобальних енергетичних перетворень / [Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М. та ін.]. – К: Українські енциклопедичні знання, 2004. – 468 с.
16. Балацкий О. Экологический менеджмент: проблемы и перспективы становления и развития / О. Балацкий, В. Лукьянихин, Е. Лукьянихина // Экономика Украины. – 2000. – № 5. – С. 68–73;
17. Говдяк Р.М. Підвищення енергоефективності газотранспортної системи / Р.М. Говдяк // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 5 (71).– С. 18-19.
Григор'єва Л.І. (д-р. біол. наук, професор, зав. кафедри екології ЧНУ ім. Петра Могили, м. Миколаїв). Оцінювання екологічних ризиків процесу транспортування природного газу. // Екологічна та радіаційна безпека - №1, 2020-с.17-22.
18. Григор'єва Л.І. (д-р. біол. наук, професор, зав. кафедри екології ЧНУ ім. Петра Могили, м. Миколаїв), Кисельова В. А. (магістрант ЧНУ

ім. Петра Могили, м. Миколаїв) Регулювання забруднення атмосферного повітря від мереж газопроводів та регуляторних установок.

19. Залевський Р. А. Еколого-економічні ризики у сучасних економічних умовах: соціальний аспект. / Залевський Р. А. // Економічні науки. Вісник ЖДТУ №3 (53), 2010. – 248-251 с.
20. Кисельова В.А. (магістр екології, Чорноморський національний університет імені Петра Могили, м. Миколаїв, Україна), Григор'єва Л.І. (д-р. біол. наук, професор, зав. кафедри екології ЧНУ ім. Петра Могили, м. Миколаїв) Завдання зі зменшення впливу діяльності АТ «Миколаївгаз» на стан атмосферного повітря. МАТЕРІАЛИ XV МІЖНАРОДНОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ «РАДІАЦІЙНА І ТЕХНОГЕННО-ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА ЛЮДИНИ ТА ДОВКІЛЛЯ: СТАН, ШЛЯХИ І ЗАХОДИ ПОКРАЩЕННЯ» 6-9 червня 2019 р. м. Миколаїв – с. Коблево, Україна.
21. Лещенко І.Ч. Впровадження сучасних технологій у газотранспортній системі України для зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу/ І.Ч.Лещенко // Екологічні аспекти енергетики та захист довкілля. – 2010. - № 3 – С. – 41-47.
22. Лещенко І.Ч. Програмно-інформаційний комплекс управління функціонування компресорних станцій магістральних газопроводів для зменшення витрат паливного газу/І.Ч. Лещенко // Проблеми нафтогазової промисловості. – 2009. – Вип.7. – С. 195-205.
23. Малишевська О.С., Галігузова С.А. Причини та наслідки надзвичайних ситуацій на нафтотранспортній системі України і шляхи їх усунення/ О.С. Малишевська, С.А. Галігузова// Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування. – 2013.- № 2 – С. – 12-20.

24. Осипов В.И. Управление природными рисками [Текст] / В.И. Осипов // Вестник РАН. – 2002. – № 8. – С. 678-687.
25. Порфирьев Б. Концепция риска новый поход к экологической политике / Б. Порфирьев // США: экономика, политика, идеология. – 1998. – № 11. – С. 98-105.
26. Реймерс Н. Ф. Экология (теории, законы, правила принципы и гипотезы) // Н.Ф. Реймерс . - М.: Журнал «Россия Молодая», 1994 — 367 с.
27. Седых А.Д. ГПА нового поколения /А.Д. Седых, В.А.Щуровский // Газовая промышленность. – 1997. – № 5. – С. 36-37.
28. Смородова О., Китаев С., Колоколова Е.. Исследование выбросов парниковых газов на газотранспортных предприятиях/ О.Смородова, С.Китаев, Е.Колоколова//Энергоаудит.-2008.-№3(7)
29. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України: [ред.. Івченко О.Г.]. – К.: Наукова думка, 2006. - 310с.
30. Щуровский В.А. Ограничение выбросов оксидов азота / В.А. Щуровский, А.З. Шайтхундинов, С.Ф.Жданов // Газовая промышленность. – 1996. – № 9-10. – С. 72-73.
31. Natural Gas STAR Program. Рекомендованные технологии и практические мероприятия. -[*Электронный ресурс*] - Режим доступа: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/natural-gas-star-program>
32. Газотранспортна система України. – [*Электронный ресурс*] - Режим доступа: <https://uk.wikipedia.org/wiki>.
33. ДСТУ ISO 31000:2018 Менеджмент рисков. Принципы и руководства (ISO 31000:2018, IDT).- [*Электронный ресурс*] - Режим доступа: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page.html?id_doc=80322
34. Закон України «Про захист населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру» (№ 1809-III

- від 08.06.2000) – [Електронний ресурс] – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua
35. Закон України «Про охорону праці» (№ 2694-ХІІ від 14.10.1992 р.) - [Електронний ресурс] – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua
36. Закон України «Про правові засади цивільного захисту» (№ 1859-IV від 24.06.2004) – [Електронний ресурс] – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua
37. Закон України «Про основи національної безпеки України» (№ 2411-VI/2411-17 від 01.07.2010 р.) - [Електронний ресурс] – Режим доступу: zakon.rada.gov.ua
38. ИСО 31000–2010 «Менеджмент риска. Принципы и руководство». — В вед. 2010–12–21. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.novsu.ru/file/1156050>.
39. Качинский А.Б. Екологічна безпека України: системний аналіз перспектив покращення. А.Б. Качинский. Серия "Екологічна безпека". - 2001 г. - 251с. - [Електронний ресурс] -Режим доступа: <https://www.twirpx.com/file/434108/>
40. Корпоративний річний звіт з охорони довкілля 2018 рік. - [Електронний ресурс] – [Електронний ресурс]- Режим доступу: <http://naftogaz.net/files/Activities/Grupa-Naftogaz-Oxorona-dovkillya-2018.pdf>
41. Мандрик О. М. Прогнозування екологічного ризику при аварії на ділянці магістрального газопроводу (на прикладі Богородчанського району) / О. М. Мандрик // Екологічна безпека. - 2013. - Вип. 1. - С. 59-63. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ekbez_2013_1_13
42. Міністерство палива та енергетики України «Методика визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами» № 264. Введ.

- 2003–05–30. — [Електронний ресурс]. — Режим доступа: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0571-03>
43. Міністерство палива та енергетики України «Методики визначення питомих виробничо-технологічних втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами» № 264. Введ. 2003–05–30. — [Електронний ресурс]. — Режим доступа: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/card/z0570-03>
44. Моисеева А. В. Обзор международных и национальных стандартов в области управления рисками // Молодой ученый. — 2017. — №10. — С. 261-264. — URL -[Електронний ресурс] - Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/144/40449/>
45. Наша главная задача - безаварийное и бесперебойное газоснабжение! - [Електронний ресурс] - Режим доступа: <https://mk.104.ua/ru/informacija-pro-kompaniju/dijalnist-kompaniji/id/dijalnist-pat-mikolajivgaz-470>
46. Податковий Кодекс України від 02.12.2010 № 2755-VI зі змінами від 19.01.2012 на підставі 4220-17. [Електронний ресурс]. - Режим доступа: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>.
47. Половян Н.С. Классификация и оценка экологических рисков [Електронний ресурс] / Н.С. Половян // Вісник Донецького національного університету. Сер. В: Економіка і право. – 2009. – № 4. – С. 409-414. – [Електронний ресурс] - Режим доступа: <http://www.stattionline.org.ua/ekonom/64/9112-klassifikaciya-i-ocenka-ekologicheskixriskov.html>
48. Половян Н.С. Классификация и оценка экологических рисков [Електронний ресурс] / Н.С. Половян // Вісник Донецького національного університету. Сер. В: Економіка і право. – 2009. – № 4. – С. 409-414. – [Електронний ресурс] - Режим доступа: <http://www.stattionline.org.ua/ekonom/64/9112-klassifikaciya-i-ocenka-ekologicheskixriskov.html> – Назва з екрана.

49. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 2006 – [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/>
50. Руководящие указания по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов. – [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/GPG>
51. Степовиков С.Н. Принцип действия, технологические стандарты и требования к проектированию и эксплуатации систем сухих газовых уплотнений // Нефтегазовое дело. – 2005. - Режим доступа:- [Электронный ресурс] - <https://poleznayamodel.ru/model/9/95762.html>
52. СТО Газпром 23.503902005 Каталог удельных выбросов вредных веществ газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. – [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.complexdoc.ru/ntdpdf/540976/katalogudelnykhvybrosovverdnykhveshchestvgazoturbinnnykhgazoperekachiv.pdf>

Виробничо-технологічні втрати природного газу за умовної
нормативної герметичності газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури,
компенсаторів

Назва району	Умовний діаметр газопроводів, мм	Загальна довжина газопроводів, км	Граничні обсяги виробничо-технологічних втрат, м ³ /добу*км	Загальні втрати Q _{в1} , тис.м ³
1	2	3	4	5
Ігульський р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	32	0,0360	0,081	0,001
	65	0,0280	0,158	0,002
	100	0,0630	0,226	0,005
Всього:				0,008
Центральний р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	65	0,0210	1,055	0,008
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	15	0,0060	0,168	0,000
	25	0,0180	0,306	0,002
	32	0,0080	0,406	0,001
	65	0,0022	0,792	0,001
	80	0,0826	0,941	0,028
	100	0,8489	1,131	0,350
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (понад 25 років)			
	250	0,8360	2,950	1,125
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	32	0,0690	0,081	0,002
	40	0,0930	0,095	0,003
	50	2,8850	0,122	0,128
	65	0,9510	0,158	0,055
	80	0,0850	0,187	0,006
	100	0,0600	0,226	0,005
	125	0,1950	0,283	0,020
	150	0,0260	0,339	0,003
200	0,0087	0,468	0,001	
Всього:				1,738

Продовження таблиці

1	2	3	4	5
Заводський р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	25	0,0130	0,306	0,001
	80	0,3400	0,941	0,117
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	32	0,0040	0,081	0,000
	40	0,0120	0,095	0,000
	65	0,1900	0,158	0,011
	125	0,2540	0,283	0,026
Всього:				0,155
Корабельний р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	125	0,0270	1,884	0,019
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	25	0,0100	0,306	0,001
	40	1,7900	0,475	0,310
	65	2,4400	0,792	0,705
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	20	0,0120	0,046	0,000
	32	0,0640	0,081	0,002
	65	0,1550	0,158	0,009
	80	0,2120	0,187	0,014
	Всього:			
Вітовський р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	50	3,5370	0,814	1,051
	80	0,1280	1,251	0,058
	100	12,9410	1,507	7,118
	150	8,3440	2,260	6,883
	200	9,3450	3,120	10,642
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	100	0,7370	1,507	0,507
	20	0,0210	0,231	0,002
	25	0,0720	0,306	0,008
	32	0,0800	0,406	0,012
	40	25,7220	0,475	4,460
	50	3,6780	0,611	0,820
	65	3,9570	0,792	1,144
	80	6,8430	0,941	2,350
	100	1,8764	1,131	0,775
	125	0,2300	1,413	0,119
	150	0,8160	1,695	0,505
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (понад 25 років)			
	80	0,8090	0,941	0,347
	200	0,1950	2,314	0,206

Продовження таблиці

1	2	3	4	5
Вітовський р-н	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	20	0,0010	0,046	0,000
	25	0,0100	0,061	0,000
	32	0,3240	0,081	0,010
	40	5,5890	0,095	0,194
	50	10,3982	0,122	0,463
	65	3,3600	0,158	0,194
	80	8,0200	0,187	0,547
	100	10,7164	0,226	0,884
	125	0,8060	0,283	0,083
	150	2,0037	0,339	0,248
	200	0,1925	0,468	0,033
	250	0,0070	0,590	0,002
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (понад 25 років)			
	65	0,2150	0,158	0,015
Всього:			39,680	
с/мт Ольшансь ке	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	80	0,098	0,187	0,007
	100	0,991	0,226	0,082
	125	0,666	0,283	0,069
	200	0,506	0,468	0,086
Всього:			0,244	
Миколаївський р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	40	1,287	0,633	0,297
	50	7,909	0,814	2,350
	65	11,669	1,055	4,493
	80	4,745	1,251	2,167
	100	14,485	1,507	7,968
	125	15,081	1,884	10,371
	200	29,780	3,120	33,913
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (понад 25 років)			
	50	0,582	0,814	0,216
	100	0,232	1,507	0,160
	125	0,249	1,884	0,214
	150	3,248	2,260	3,349
	250	10,197	3,930	18,284
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	40	3,126	0,475	0,542
	50	11,921	0,611	2,659
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (понад 25 років)			
	25	0,013	0,306	0,002
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	32	5,221	0,081	0,154
40	0,523	0,095	0,018	
50	66,170	0,122	2,947	
65	19,923	0,158	1,149	
80	12,481	0,187	0,852	

Продовження таблиці

1	2	3	4	5
Миколаївський р-н	100	26,530	0,226	2,188
	125	1,784	0,283	0,184
	150	3,787	0,339	0,469
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (понад 25 років)			
	50	0,573	0,122	0,032
	65	0,221	0,158	0,016
	80	0,697	0,187	0,059
	100	0,459	0,226	0,047
Всього:				95,100
смт Березанка	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	150	0,6420	2,260	0,530
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	100	1,4220	1,131	0,587
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	50	0,6000	0,122	0,027
	80	0,8810	0,187	0,060
100	0,4160	0,226	0,034	
Всього:				1,238
Березанський р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	50	1,5920	0,814	0,473
	80	6,4120	1,251	2,928
	150	17,3720	2,260	14,330
	200	9,2010	3,120	10,478
	250	0,6380	3,930	0,915
	300	0,1940	4,680	0,331
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	40	0,3650	0,475	0,063
	50	11,8910	0,611	2,652
	65	0,9190	0,792	0,266
	80	11,3520	0,941	3,899
	100	3,2720	1,131	1,351
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	50	7,2250	0,122	0,322
	65	18,3480	0,158	1,058
80	3,5100	0,187	0,240	
Всього:				39,306
м. Очаків	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	50	0,6450	0,611	0,144
	65	0,1820	0,792	0,053
	80	0,9140	0,941	0,314
	100	2,6980	1,131	1,114
	150	0,1900	1,695	0,118
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (понад 25 років)			
	50	0,5400	0,611	0,151
100	0,8260	1,131	0,426	

Закінчення таблиці

1	2	3	4	5
м. Очаків	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	50	3,3110	0,122	0,147
	65	3,9080	0,158	0,225
	80	11,3680	0,187	0,776
	100	1,8230	0,226	0,150
Всього:				3,618
Очаківський р-н	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 3 – 12 кГс/см² (до 25 років)			
	50	0,7300	0,814	0,217
	80	1,1300	1,251	0,516
	150	12,6700	2,260	10,451
	50	0,7300	0,814	0,217
	Міжселищні та розподільчі газопроводи, тиск 0,05 – 3 кГс/см² (до 25 років)			
	40	6,9630	0,475	1,207
	50	15,6450	0,611	3,489
	65	2,8800	0,792	0,833
	80	3,9400	0,941	1,353
	100	2,3310	1,131	0,962
	Розподільчі газопроводи, газопроводи-уводи, тиск до 0,05 кГс/см² (до 25 років)			
	40	0,0250	0,095	0,001
	50	4,8680	0,122	0,217
	65	3,3740	0,158	0,195
	80	4,7590	0,187	0,325
	100	8,6890	0,226	0,717
Всього:				20,483
Всього по відділенню:				3817,012

Додаток 2

Річні втрати від ГРП та ШРП, розташованих в Миколаївському відділенні

Назва району	тип обладнання	кількість	Граничні обсяги втрат, м ³ /добу	Загальні втрати Q _{в2} , тис.м ³
1	2	3	4	5
Інгульський р-н	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ГРП	4	15,4	22,484
	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	12	15,4	67,452
Всього:				89,936
Центральний р-н	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ГРП	10	15,4	56,210
	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	26	15,4	146,146
Всього:				202,356
Заводський р-н	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ГРП	6	15,4	33,726
	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	20	15,4	112,420
Всього:				146,146
Корабельний р-н	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ГРП	6	15,4	33,726
	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	7	15,4	39,349
Всього:				73,073
Вітовський р-н	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ГРП	1	15,4	5,621
	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	30	15,4	168,630
Всього:				174,251
смт Ольшанське	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	1	15,4	5,621
Всього:				5,621
Миколаївський р-н	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ГРП	6	15,4	33,726
	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	73	15,4	410,333
Всього:				444,059
смт Березанка	Регулятори.тиску, не потр.енерг., в ШРП	5	15,4	28,105
Всього:				28,105

Березанський р-н	Регулятори тиску, не потр. енерг., в ГРП	2	15,4	11,242
------------------	---	---	------	--------

Закінчення таблиці

1	2	3	4	5
Березанський р-н	Регулятори тиску, не потр. енерг., в ШРП	19	15,4	106,799
Всього:				118,041
м. Очаків	Регулятори тиску, не потр. енерг., в ГРП	1	15,4	5,621
	Регулятори тиску, не потр. енерг., в ШРП	10	15,4	56,210
Всього:				61,831
Очаківський р-н	Регулятори тиску, не потр. енерг., в ГРП	2	15,4	11,242
	Регулятори тиску, не потр. енерг., в ШРП	9	15,4	50,589
Всього:				61,831
Всього по відділенню:				1405,25

Додаток 3

Виробничо-технологічні втрати газу для забезпечення продування
(після виконання ремонтних робіт)

Назва району	Умовний діаметр газопроводів, мм	Загальна довжина газопроводів, км	Граничні обсяги виробничо-технологічних втрат, м ³ /добу*км	Загальні втрати Q _{в4} , тис.м ³
1	2	3	4	5
Інгульський Р-н	32	0,00036	5,06	0,000002
	65	0,00028	19,24	0,000005
	100	0,00063	39,25	0,000025
	Всього:			0,000032
Центральний Р-н	15	0,00006	0,87	0,000000
	25	0,00018	2,88	0,000001
	32	0,00077	5,06	0,000004
	40	0,00093	6,93	0,000006
	50	0,02885	11,45	0,000330
	65	0,00974	19,24	0,000187
	80	0,00168	27,04	0,000045
	100	0,00909	39,25	0,000357
	125	0,00195	61,33	0,000120
	150	0,00026	88,30	0,000023
	200	0,00009	168,20	0,000015
	250	0,00836	267,35	0,002235
	Всього:			0,003323
Заводський Р-н	25	0,00013	2,88	0,000000
	32	0,00004	5,06	0,000000
	40	0,00012	6,93	0,000001
	65	0,00190	19,24	0,000037
	80	0,00340	27,04	0,000092
	125	0,00254	61,33	0,000156
	Всього:			0,000286
Корабельний Р-н	20	0,00012	1,64	0,000000
	25	0,00010	2,88	0,000000
	32	0,00064	5,06	0,000003
	40	0,01790	6,93	0,000124
	65	0,02595	19,24	0,000499
	80	0,00212	27,04	0,000057
	125	0,00027	61,33	0,000017
	Всього:			0,000700

Продовження таблиці

1	2	3	4	5
Вітовський р-н	20	0,00022	1,64	0,000000
	25	0,00082	2,88	0,000002
	32	0,00404	5,06	0,000020
	40	0,31311	6,93	0,002170
	50	0,17613	11,45	0,002017
	65	0,07532	19,24	0,001449
	80	0,15800	27,04	0,004272
	100	0,26271	39,25	0,010311
	125	0,01036	61,33	0,000635
	150	0,11164	88,30	0,009858
	200	0,09733	168,20	0,016371
	250	0,00007	267,35	0,000019
	Всього:			0,047124
с/мт Ольшанське	80	0,00098	27,04	0,000026
	100	0,00991	39,25	0,000389
	125	0,00666	61,33	0,000408
	200	0,00506	168,20	0,000851
	Всього:			0,001674
Миколаївський р-н	25	0,00013	2,88	0,000000
	32	0,05221	5,06	0,000264
	40	0,04936	6,93	0,000342
	50	0,87155	11,45	0,009979
	65	0,31813	19,24	0,006121
	80	0,17923	27,04	0,004846
	100	0,41706	39,25	0,016370
	125	0,17114	61,33	0,010496
	Всього:			0,131982
с/мт Березанка	50	0,00600	11,45	0,000069
	80	0,00881	27,04	0,000238
	100	0,01838	39,25	0,000721
	150	0,00642	88,30	0,000567
	Всього:			0,001595
Березанський р-н	40	0,00365	6,93	0,000025
	50	0,20708	11,45	0,002371
	65	0,19267	19,24	0,003707
	80	0,21274	27,04	0,005752
	100	0,03272	39,25	0,001284
	150	0,17372	88,30	0,015339
	200	0,09201	168,20	0,015476
	250	0,00638	267,35	0,001706

	300	0,00194	379,60	0,000736
	Всього:			0,022290

Закінчення таблиці

1	2	3	4	5
м. Очаків	50	0,04496	11,45	0,000515
	65	0,04090	19,24	0,000787
	80	0,12282	27,04	0,003321
	100	0,05347	39,25	0,002099
	150	0,00190	88,30	0,000168
	Всього:			0,006890
Очаківський р-н	40	0,06988	6,93	0,000484
	50	0,21243	11,45	0,002432
	65	0,06254	19,24	0,001203
	80	0,09829	27,04	0,002658
	100	0,11020	39,25	0,004325
	125	0,00000	61,33	0,000000
	150	0,12670	88,30	0,011188
	Всього:			0,022290
	Всього по відділенню:			0,238186

Додаток 4

Виробничо-технологічні витрати газу для забезпечення зниження надлишкового тиску в газопроводах до мінімального (обсяг витрати газу, скинутого в атмосферу при ремонті ділянок)

Назва району	діаметр, мм	довжина L, км	об'єм V _c , м ³ /км	тиск P _г , Па	Q _{Вит2лит} , м ³ /км	Q _{Вит2} , м ³
1	2	3	4	5	6	7
Інгульський р-н	низький тиск					
	32	0,00036	0,804	2942	2,1331	0,001
	65	0,00028	3,318	2942	8,8030	0,002
	100	0,00063	7,854	2942	20,8375	0,013
	Всього:					0,016
Центральний р-н	високий тиск					
	65	0,00021	3,318	980665	91,3497	0,019
	середній тиск					
	15	0,00006	0,177	196133	1,3397	0,000
	25	0,00018	0,491	196133	3,7163	0,001
	32	0,00008	0,804	196133	6,0854	0,000
	65	0,00002	3,318	196133	25,1136	0,001
	80	0,00083	5,027	196133	38,0489	0,032
	100	0,00849	7,854	196133	59,4462	0,505
	250	0,00836	49,087	196133	371,5349	3,106

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7
Центральний р-н	низький тиск					
	32	0,00069	0,804	2942	2,1331	0,001
	40	0,00093	1,257	2942	3,3350	0,003
	50	0,02885	1,963	2942	5,2080	0,150
	65	0,00951	3,318	2942	8,8030	0,084
	80	0,00085	5,027	2942	13,3372	0,011
	100	0,00060	7,854	2942	20,8375	0,013
	125	0,00195	12,272	2942	32,5589	0,063
	150	0,00026	17,671	2942	46,8830	0,012
	200	0,00009	31,416	2942	83,3499	0,008
	Всього:					4,009
Заводський р-н	середній тиск					
	25	0,00013	0,491	196133	3,7163	0,000
	80	0,00340	5,027	196133	38,0489	0,129
	низький тиск					
	32	0,00004	0,804	2943	2,1331	0,000
	40	0,00012	1,257	2943	3,3350	0,000
	65	0,00190	3,318	2943	8,8030	0,017
	125	0,00254	12,272	2943	32,5589	0,083
	Всього:					0,229
Корабельний р-н	високий тиск					
	125	0,00027	12,272	980665	342,7259	0,093
	середній тиск					
	25	0,00010	0,491	196133	3,7698	0,000
	40	0,01790	1,257	196133	9,6509	0,173
	65	0,02440	3,318	196133	25,4748	0,622
низький тиск						

	20	0,00012	0,314	2942	0,8451	0,000
	25	0,00000	0,491	2942	1,3214	0,000

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7
Корабельний р-н	низький тиск					
	32	0,00064	0,804	2942	2,1638	0,001
	40	0,00000	1,257	2942	3,3829	0,000
	50	0,00000	1,963	2942	5,2829	0,000
	65	0,00155	3,318	2942	8,9296	0,014
	80	0,00212	5,027	2942	13,5290	0,029
	Всього:					0,932
Вітовський р-н	високий тиск					
	50	0,03537	1,963	980665	54,0444	1,912
	65	0,00000	3,318	980665	91,3497	0,000
	80	0,00128	5,027	980665	138,4011	0,177
	100	0,13678	7,854	980665	216,2328	29,576
	125	0,00000	12,272	980665	337,8672	0,000
	150	0,08344	17,671	980665	486,5101	40,594
	200	0,09345	31,416	980665	864,9312	80,828
	середній тиск					
	20	0,00021	0,314	196133	2,3766	0,000
	25	0,00072	0,491	196133	3,7163	0,003
	32	0,00080	0,804	196133	6,0854	0,005
	40	0,25722	1,257	196133	9,5141	2,447
	50	0,03678	1,963	196133	14,8578	0,546
	65	0,03957	3,318	196133	25,1136	0,994
	80	0,07652	5,027	196133	38,0489	2,912
	100	0,01876	7,854	196133	59,4462	1,115
	125	0,00230	12,272	196133	92,8856	0,214

150	0,00816	17,671	196133	133,7501	1,091
200	0,00195	31,416	196133	237,7847	0,464

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7
Вітовський р-н	низький тиск					
	20	0,00001	0,314	2942	0,8331	0,000
	25	0,00010	0,491	2942	1,3027	0,000
	32	0,00324	0,804	2942	2,1331	0,007
	40	0,05589	1,257	2942	3,3350	0,186
	50	0,10398	1,963	2942	5,2080	0,542
	65	0,03575	3,318	2942	8,8030	0,315
	80	0,08020	5,027	2942	13,3372	1,070
	100	0,10716	7,854	2942	20,8375	2,233
	125	0,00806	12,272	2942	32,5589	0,262
	150	0,02004	17,671	2942	46,8830	0,940
	200	0,00193	31,416	2942	83,3499	0,161
	Всього:					168,603
	смт Ольшанське	низький тиск				
80		0,00098	5,027	2942	13,3372	0,013
100		0,00991	7,854	2942	20,8375	0,206
125		0,00666	12,272	2942	32,5589	0,217
200		0,00506	31,416	2942	83,3499	0,422
Всього:						0,858
Миколаївський р-н	середній тиск					
	40	1,257	1,257	980665	34,6072	0,445
	50	1,963	1,963	980665	54,0444	4,589
	65	3,318	3,318	980665	91,3497	10,660
	80	5,027	5,027	980665	138,4011	6,567
	100	7,854	7,854	980665	216,2328	31,823
	125	12,272	12,272	980665	337,8672	51,795
	150	0,03248	17,671	980665	486,5101	15,802

	200	0,29780	31,416	980665	864,9312	257,577
	250	0,10197	49,087	980665	1351,4413	137,806

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7
Миколаївський р-н	середній тиск					
	25	0,00013	0,491	196133	3,7163	0,000
	40	0,03126	1,257	196133	9,5141	0,297
	50	0,11921	1,963	196133	14,8578	1,771
	низький тиск					
	32	0,05221	0,804	2942	2,1331	0,111
	40	0,00523	1,257	2942	3,3350	0,017
	50	0,66743	1,963	2942	5,2080	3,476
	65	0,20144	3,318	2942	8,8030	1,773
	80	0,13178	5,027	2942	13,3372	1,758
	100	0,26989	7,854	2942	20,8375	5,624
	125	0,01784	12,272	2942	32,5589	0,581
	150	0,03787	17,971	2942	46,8830	1,775
	Всього:					534,247
с/мт Березанка	високий тиск					
	150	0,00642	17,671	980665	486,5101	3,123
	середній тиск					
	100	0,01422	7,854	196133	59,4462	0,845
	низький тиск					
	50	0,00600	1,963	2942	5,2080	0,031
	80	0,00881	5,027	2942	13,3372	0,118
	100	0,00416	7,854	2942	20,8375	0,087
	Всього:					4,204
Березанський р-н	високий тиск					
	50	0,01592	1,963	980665	54,0444	0,860
	65	0,00000	3,318	980665	91,3497	0,000
	80	0,06412	5,027	980665	138,4011	8,874

	100	0,00000	7,854	980665	216,2328	0,000
--	-----	---------	-------	--------	----------	-------

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7
Березанський р-н	високий тиск					
	125	0,00000	12,272	980665	337,8672	0,000
	150	0,17372	17,671	980665	486,5101	84,517
	200	0,09201	31,416	980665	864,9312	79,582
	250	0,00638	49,087	980665	1651,4413	8,622
	300	0,00194	70,686	980665	1946,0953	3,775
	середній тиск					
	40	0,00365	1,257	196133	9,5141	0,035
	50	0,11891	1,963	196133	14,8578	1,767
	65	0,00919	3,318	196133	25,1136	0,231
	80	0,11352	5,027	196133	38,0489	4,319
	100	0,03272	7,854	196133	59,4462	1,945
	низький тиск					
	50	0,07225	1,963	2942	5,2080	0,376
	65	0,18348	3,318	2942	8,8030	1,615
	80	0,03510	5,027	2942	13,3372	0,468
	Всього:					196,986
	м. Очаків	середній тиск				
50		0,01185	1,963	196133	14,8578	0,176
65		0,00182	3,318	196133	25,1136	0,046
80		0,00914	5,027	196133	38,0489	0,348
100		0,03524	7,854	196133	59,4462	2,095
150		0,00190	17,671	196133	133,7501	0,254
низький тиск						
50		0,03311	1,963	2942	5,2080	0,172
65		0,03908	3,318	2942	8,8030	0,344
80		0,11368	5,027	2942	13,3372	1,516

	100	0,01823	7,854	2942	20,8375	0,380
	Всього:					5,331

Закінчення таблиці

1	2	3	4	5	6	7	
Очаківський р-н	високий тиск						
	50	0,00730	1,963	980665	54,0444	0,395	
	80	0,01130	5,027	980665	138,4011	1,564	
	150	0,12670	17,671	980665	486,5101	61,641	
	середній тиск						
	40	0,06963	1,257	196133	9,5141	0,662	
	50	0,15645	1,963	196133	14,8578	2,325	
	65	0,02880	3,318	196133	25,1136	0,723	
	80	0,03940	5,027	196133	38,0489	1,499	
	100	0,02331	7,854	196133	59,4462	1,386	
	низький тиск						
	40	0,00025	1,257	2942	3,3350	0,001	
	50	0,04868	1,963	2942	5,2080	0,254	
	65	0,03374	3,318	2942	8,8030	0,297	
	80	0,04759	5,027	2942	13,3372	0,635	
	100	0,08689	7,854	2942	20,8375	1,811	
		Всього:					73,193
		Всього по відділенню:					988,608

Додаток 5

Розрахунок максимально валових та максимально разових викидів метану (CH₄) та етантіолу (C₂H₆S) від ГРП, ШРП Миколаївської дільниці АТ «Миколаївгаз»

Період	Показник	Інгульський р-н		Центральний р-н		Заводський р-н		Корабельний р-н		Вітовський р-н		смт Оляшанське	Миколаївський р-н		смт Березанка	Березанський р-н		м. Очаків		Очаківський р-н	
		ГРП	ШРП	ГРП	ШРП	ГРП	ШРП	ГРП	ШРП	ГРП	ШРП	ШРП	ГРП	ШРП	ШРП	ГРП	ШРП	ГРП	ШРП	ГРП	ШРП
Осінньо-зимовий	$M_{мет}^{рик}$, т/рік	0,5629	0,0063	0,5629	0,0063	0,5629	0,0063	0,5629	0,0063	0,5629	0,0063	0,0063	0,5629	0,0063	0,0063	0,5629	0,0063	0,5629	0,0063	0,5629	0,0063
	$M_{мет}^{мр}$, г/сек	1042,4074	17,5000	1042,4074	17,5000	1042,4074	17,5000	1042,4074	17,5000	1042,4074	17,5000	17,5000	1042,4074	17,5000	17,5000	1042,4074	17,5000	1042,4074	17,5000	1042,4074	17,5000
	$M_{ет}^{рик}$, т/рік	1,2E-5	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7	1,4E-5	1,2E-5	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7	1,2E-5	1,4E-7
	$M_{ет}^{мр}$, г/сек	0,0229	0,0004	0,0229	0,0004	0,0229	0,0004	0,0229	0,0004	0,0229	0,0004	0,0004	0,0229	0,0004	0,0004	0,0229	0,0004	0,0229	0,0004	0,0229	0,0004
Весінньо-літній	$M_{мет}^{рик}$, т/рік	0,5319	0,0059	0,5319	0,0059	0,5319	0,0059	0,5319	0,0059	0,5319	0,0059	0,0059	0,5319	0,0059	0,0059	0,5319	0,0059	0,5319	0,0059	0,5319	0,0059
	$M_{мет}^{мр}$, г/сек	985,0000	16,3889	985,0000	16,3889	985,0000	16,3889	985,0000	16,3889	985,0000	16,3889	16,3889	985,0000	16,3889	16,3889	985,0000	16,3889	985	16,3889	985	16,3889
	$M_{ет}^{рик}$, т/рік	1,2E-5	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7	1,2E-5	1,3E-7
	$M_{ет}^{мр}$, г/сек	0,0217	0,0004	0,0217	0,0004	0,0217	0,0004	0,0217	0,0004	0,0217	0,0004	0,0004	0,0217	0,0004	0,0004	0,0217	0,0004	0,0217	0,0004	0,0217	0,0004
Валові викиди зр	$M_{мет}^{рик}$, т/рік	1,0948	0,0122	1,0948	0,0122	1,0948	0,0122	1,0948	0,0122	1,0948	0,0122	0,0122	1,0948	0,0122	0,0122	1,0948	0,0122	1,0948	0,0122	1,0948	0,0122
	$M_{ет}^{рик}$, т/рік	1,4E-5	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7	1,4E-5	2,7E-7

