

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ФЕДОРОВИЧ ІРИНА ВОЛОДИМИРІВНА

УДК 338.45:622.692.4:330.313

**ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЦЕСУ
ВІДТВОРЕННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ
ГАЗОПРОВІДІВ**

Спеціальність 08.00.04 – економіка та управління підприємствами
(нафтова і газова промисловість)

ДИСЕРТАЦІЯ
на здобуття наукового ступеня
кандидата економічних наук

*Усі примірники дисертації
ідентичні за змістом*

Науковий керівник
Данилюк Микола Олексійович
доктор економічних наук,
професор

вчений секретар

отсу. в.р. раун К20.052.06 Фед. Кожушук Т.Я.

12.04.11р.
Підпис Кожушук Т.Я.
Кожушук Т.Я.
12.04.11

Івано-Франківськ – 2011

d 399



ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ СИСТЕМИ ВІДТВОРЕННЯ ОСНОВНИХ ЗАСОБІВ	12
1.1 Еволюція наукових поглядів на процес відтворення основних засобів	12
1.2 Систематизація чинників впливу на процес відтворення лінійної частини магістральних газопроводів.....	29
1.3 Основні аспекти розвитку магістральних газопроводів України та проблеми їх відтворення	46
Висновки до 1 розділу.....	63
РОЗДІЛ 2 ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ	66
2.1 Надійність експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів та аналіз статистики відмов і початкових показників надійності.....	66
2.2 Методичні засади оцінки надійності лінійної частини магістральних газопроводів та фінансових втрат від аварій	82
2.3 Дослідження тенденції впливу техніко-економічних чинників експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів на її ефективність	105
Висновки до 2 розділу.....	117
РОЗДІЛ 3 НАПРЯМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ГАЗОПОСТАЧАННЯ МАГІСТРАЛЬНИМИ ГАЗОПРОВОДАМИ	121
3.1 Інновації в системі захисту лінійної частини магістральних газопроводів та їх економічна оцінка	121
3.2 Оптимізація планування капітального ремонту магістральних газопроводів.....	140
3.3 Удосконалення системи управління газотранспортним підприємством для підвищення ефективності відтворення лінійної частини магістральних газопроводів	154
Висновки до 3 розділу.....	171

ВИСНОВКИ.....	174
ДОДАТКИ.....	177
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	194

ВСТУП

Актуальність теми. Питанням відтворення основних засобів промисловості України у ринкових умовах належить одне з головних місць у процесі докорінних змін вітчизняної економіки. Від стану, технічного рівня та ефективності використання основних виробничих засобів залежать темпи росту і структура національного промислового виробництва, життєвий рівень та благополуччя населення країни загалом. Адже, основні засоби вбирають в себе все те нове, що існує в науці та техніці на сьогодні і є носіями та одночасно і результатом науково-технічного прогресу. Та, на жаль, необхідно відзначити той факт, що значна частина основних засобів є фізично зношеними. У таких умовах господарювання одна із основних задач підприємств полягає у швидкому процесі відтворення основних засобів, що дозволить в свою чергу забезпечити конкурентоздатність підприємств, інвестиційну привабливість та інноваційні передумови для розвитку. Зважаючи на те, що переважно вивчались питання відтворення та відновлення газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій як із технічної так і з економічної сторони, то проблема відтворення саме лінійної частини магістральних газопроводів потребує додаткового вивчення, бо ефективний процес відтворення лінійної частини магістральних газопроводів дозволить забезпечити надійність газопостачання територією нашої країни до країн Європи. Таким чином, для кращого процесу відтворення необхідне ефективне організаційно-економічне забезпечення, що і підкреслює ще більшу актуальність даної тематики.

Проблема відтворення основних виробничих засобів знайшла відображення у наукових працях багатьох провідних вчених-економістів, зокрема Й. В. Бакай, Н. В. Белікова, О. Г. Бобрової, О. А. Бондаренко, І. О. Губаревої, С. М. Заволоки, О. Л. Клебан, В. С. Котковського, Т. А. Кулаковської, В. К. Орлової, О. Б. Павлюченкової, М. Ю. Радченка, Г. М. Решетюка, Ю. І. Стадницького, Н. Д. Свірідової, Н. Є. Селюченко, Т. В. Сівашенко, І. М. Танасюка, К. О. Утенкової, Т. Л. Цибулько, Н. В. Швець, Л. Д. Шурди, І. О. Щєбликіної та інших.

Питаннями надійності лінійної частини магістральних газопроводів займалися більшість науковців у цій сфері, серед яких Ю. В. Банахевич, М. В. Беккер, Л. Т. Гораль, В. Я. Грудз, Ф. Г. Давлятова, О. Г. Дзьоба, О. В. Дейнега, Є. І. Крижанівський, В. В. Костів, В. Б. Михалків, В. В. Розгонюк, А. А. Руднік, Я. А. Середницький, М. Д. Степ'юк, Д. Ф. Тимків, Я. Т. Федорович. Вони досліджували цю проблему з техніко-технологічних позицій, враховуючи технічний стан газотранспортної системи та фінансові можливості для відтворення основних виробничих засобів. Треба зазначити, що сьогодні газотранспортний коридор України є одним з найбільших в Європі, проте і найстарішим. У зв'язку з цим моніторинг стану газотранспортної мережі, попередження аварійних ситуацій на трубопроводах є на сьогодні актуальним завданням.

Актуальність даних проблем, їх теоретичне та практичне значення, а також відсутність єдиного методичного підходу, до оцінки процесів відтворення основних виробничих засобів, організаційно-економічних засад для створення умов своєчасного та ефективного обґрунтування та планування заходів з відновлення лінійної частини магістральних газопроводів зумовили вибір теми дисертаційного дослідження, обґрунтування її мети, завдань, а також логіку і структуру подання результатів роботи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з планом науково-дослідних робіт Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу і є частиною комплексної держбюджетної теми «Удосконалення економічного механізму функціонування підприємств та організацій паливно-енергетичного комплексу» (рішення науково-експертної ради університету від 10.09.2007р, протокол №3/42) та науково-дослідних тем «Визначення корозійної активності ґрунтів в зоні прокладання магістральних газопроводів «Пасічна-Долина» і «Пасічна-Тисмениця» (II нитки)» (номер державної реєстрації №0108U003021) і «Визначення корозійної активності ґрунтів в зоні прокладання газопроводу «Роздільна-Ізмаїл» та адаптація протикорозійного модифікованого покриття для його захисту» (номер державної реєстрації №0109U003994). Особистий внесок автора полягає у дослідженні впливу

найвагоміших чинників на виникнення аварій та відмов на ЛЧ МГ з метою подальшого ефективного управління ними та у проведенні техніко-економічного обґрунтування доцільності застосування інноваційних засобів пасивного захисту з метою збільшення терміну експлуатації газопроводів.

Метою дослідження є подальший розвиток теоретичних положень та розробка методичних і практичних рекомендацій щодо підвищення ефективності процесу відтворення ЛЧ МГ на газотранспортних підприємствах.

Відповідно до мети в дисертаційній роботі було поставлено й послідовно роз'язано такі основні завдання:

- з'ясовано сутність категорії «відтворення лінійної частини магістральних газопроводів»;
- досліджено вплив різних чинників на процес відтворення ЛЧ МГ, визначено чинники, котрі мають найбільший вплив на виникнення аварій та відмов і запропоновано методичний підхід до оцінки комплексного коефіцієнта готовності ЛЧ МГ;
- оцінено рівень технічного стану ЛЧ МГ та визначено сучасні проблеми функціонування газотранспортних підприємств;
- розроблено метод розрахунку фінансових втрат від аварій та відмов, що виникають в процесі експлуатації ЛЧ МГ;
- проведено техніко-економічне обґрунтування доцільності застосування інноваційних засобів пасивного захисту для магістральних газопроводів;
- запропоновано оптимізацію планування капітальних ремонтів лінійної частини магістральних газопроводів;
- реструктуризовано функції управління щодо організації проведення ремонтних робіт.

Об'єктом дослідження є процеси відтворення основних виробничих засобів на промислових підприємствах у сучасних умовах господарювання.

Предметом дослідження є теоретичні, методичні та практичні організаційно-економічні засади процесу відтворення ЛЧ МГ на газотранспортних підприємствах.

Методи дослідження. Теоретичною і методологічною базою дослідження слугували фундаментальні положення економічної теорії, економіки підприємства, менеджменту, фінансового менеджменту, статистичного й економічного аналізу.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі було використано комплекс загальнонаукових і спеціальних методів дослідження: діалектичний – для розкриття теоретичних основ процесу відтворення газотранспортних підприємств, логіко-історичний – у дослідженні еволюції теорії відтворення; класифікаційно-аналітичний метод – при класифікації факторів впливу на процес відтворення ЛЧ МГ газотранспортних підприємств; графічний – для визначення взаємозв'язків показників і наочної ілюстрації досліджуваних залежностей; експертних оцінок та техніко-економічного аналізу – для виявлення й оцінки надійності і встановлення ступеня впливу факторів на їх рівень; кореляційно-регресійний та економіко-статистичний аналіз – для оцінки впливу зовнішніх та внутрішніх факторів на діяльність підприємства. Для прогнозування зміни факторів підтримки ЛЧ МГ в працездатному стані застосовано метод найменших квадратів, який реалізується за допомогою інструментарію програми Microsoft Excel.

Інформаційно-аналітичною базою дисертації послужили законодавчі та нормативно-правові акти України, звітно-статистичні дані діяльності газотранспортних підприємств, стандарти та методичні розробки ДК «Укртрансгаз», офіційні матеріали Управління статистики України та звітності ДК «Укртрансгаз», наукові публікації вчених з проблем надійності газотранспортної системи та відтворення основних виробничих засобів, зокрема ЛЧ МГ.

Наукова новизна одержаних результатів. У дисертаційній роботі отримано науково обгрунтовані результати, які в сукупності вирішують важливе науково-практичне завдання, пов'язане з підвищенням ефективності процесу відтворення ЛЧ МГ на вітчизняних газотранспортних підприємствах. Наукові результати, що характеризуються науковою новизною, отримані особисто і подані до захисту, полягають у наступному:

вперше:

- обґрунтовано та апробовано розрахунок фінансових втрат від аварій на ЛЧ МГ вітчизняних газотранспортних підприємств, на основі чотирьох складових (вартості заміни газопроводу, вартості втраченого газу, величини недоотриманого доходу від транспортування втраченого газу та вартість компенсації втрат від забруднення навколишнього середовища), для подальшого ефективного менеджменту процесами відновлення ЛЧ МГ, а також з метою недопущення та запобігання аваріям;

одержали подальший розвиток:

- визначення поняття «відтворення» лінійної частини магістральних газопроводів, як економічної категорії, яка передбачає комплекс заходів з відновлення, підтримання та забезпечення надійного технічного рівня газопостачання, що на відміну від наявних, глибше розкриває сутність і враховує особливості процесу транспортування природного газу.
- класифікація чинників, які впливають на процес відтворення ЛЧ МГ, що на відміну від існуючих, враховує специфіку галузі газопостачання і розширює можливості їх прикладного використання;
- процес оптимізації планування проведення капітальних ремонтів на ЛЧ МГ, який передбачає ліквідацію максимальної кількості небезпечних та потенційно небезпечних дефектів за фіксовану суму коштів.

удосконалено:

- структуру функцій управління відтворенням основних засобів на об'єктах магістрального транспорту газу, яка на відміну від існуючої передбачає створення додаткового відділу організації поточного ремонту, який дасть змогу приймати адекватні управлінські рішення щодо підвищення ефективності процесу відновлення ЛЧ МГ;
- методичний підхід до оцінки надійності газопостачання на основі визначення комплексного показника готовності лінійної частини магістральних газопроводів, яка на відміну від традиційної використовує

якісні критерії оцінювання фактичного технічного стану лінійної частини магістральних газопроводів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що вони є науковим підґрунтям подальших досліджень проблем аналізу, оцінки та підвищення ефективності процесів відтворення лінійної частини магістральних газопроводів. Конкретні пропозиції запропоновані автором дозволять підвищити ефективність процесу відтворення та удосконалити систему управління ними на газотранспортних підприємствах.

Результати дисертаційного дослідження використовувалися при виконанні науково-дослідних робіт, підготовці аналітичних матеріалів, розробці і впровадженні практичних рекомендацій для ДК «Укртрансгаз» (довідка № 1349/30-012 від 08.02.2011 р.), УМГ «Прикарпаттрансгаз» (довідка № 179/26-01 від 24.01.2011р.), Долинського ЛВУМГ (довідка № 100/02-01 від 20.01.2011р.), Будівельно-монтажного управління №4 (довідка № 48 від 20.01.2011р.).

Основні результати дисертаційної роботи впроваджені у навчальний процес при укладенні робочих навчальних програм і підготовці лекційних курсів з таких дисциплін, як: «Економіка підприємства» для студентів спеціальності «Економіка підприємства», «Організація виробництва» для студентів спеціальності «Економіка підприємства», «Організація та планування виробничо-комерційної діяльності» для студентів спеціальності «Газонафтопроводи та газонафтохранилища», а також при проведенні практичних занять із названих дисциплін та при підготовці дипломних робіт (довідка Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу № 29-71-07 від 02.02.2011р.).

Особистий внесок здобувача. Дисертаційне дослідження є самостійно виконаною науковою працею, в якій розкрито авторський підхід до вирішення проблем організаційно-економічного забезпечення процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів, що слугує основою для розробки науково обґрунтованих практичних рекомендацій щодо удосконалення процесу управління відновленням основних засобів на газотранспортних підприємствах.

Викладені в дисертації результати досліджень належать особисто авторові. З наукових праць, написаних у співавторстві, в дисертації використані лише авторські ідеї.

Апробація результатів дослідження. Отримані в дисертації теоретичні і практичні положення доповідалися і отримали схвальні відгуки на Міжнародних науково-практичних та науково-технічних конференціях: Всеукраїнській науково-практичній конференції «Інвестиційні стратегії підприємств України на міжнародних товарних та фінансових ринках» (м. Дніпропетровськ, 2006р.), Міжнародній науково-технічній конференції «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці» «ІФНТУНГ-40» (м. Івано-Франківськ, 2007р.), 4-тій науково-практичній конференції «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазової галузі України» (АР Крим, м. Ялта, 2010р.), I Міжнародній конференції молодих вчених «Економіка і менеджмент-2010» (м. Львів, 2010р.), Міжнародній науково-практичній інтернет-конференції «Фінансово-економічне, обліково-аналітичне та організаційно-правове забезпечення відтворювальних процесів на шляху до економіки знань» (м. Чернівці, 2010р.).

Публікації. За результатами дисертаційного дослідження опубліковано 17 наукових праць, в т.ч. 8 у фахових виданнях ВАК України, з яких 5 одноосібних, 2 патенти на винахід, 2 – в інших виданнях, 5 – тези і доповіді на конференціях. Загальна кількість друкованих аркушів наукових публікацій – 5,65, з яких 4,6 – належать особисто автору.

Структура та обсяг дисертаційної роботи. Дисертація складається із вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел, додатків. Загальний обсяг дисертації становить 213 сторінок. Основний зміст роботи викладено на 176 сторінках друкованого тексту, який містить 24 таблиці (з яких 7 займають 9 повних сторінок), 25 рисунків (з яких 8 займають повну сторінку). Список використаних джерел, що нараховує 191 найменувань, викладено на 20 сторінках, 6 додатків – на 19 сторінках.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ СИСТЕМИ ВІДТВОРЕННЯ ОСНОВНИХ ЗАСОБІВ

1.1 Еволюція наукових поглядів на процес відтворення основних засобів

Процесом відтворення основних засобів у нинішніх умовах відводиться одне з головних місць в інноваційно-інвестиційній моделі розвитку економіки України. Основні виробничі засоби відображають економічне зростання суспільства, забезпечують підвищення технічної оснащеності та продуктивності праці виробничого персоналу, визначають його виробничу потужність, рівень техніко-технологічної відповідності виробництва сучасним вимогам, формують виробничий потенціал країни та є матеріально-технічною основою процесу виробництва в промисловості. При такій ситуації у промисловості країни та значущості основних виробничих засобів, в сучасних умовах господарювання процес відтворення основних виробничих засобів є одним із основних стратегічних завдань, вирішення якого дозволить інтенсифікувати виробництво країни та призведе до росту економіки загалом.

Аналіз досліджень та публікацій переконує в тому, що проблемами відтворення, оновлення та використання основних засобів займалися та займаються багато науковців.

У економічній теорії та господарській практиці використовується чимало термінів та економічних категорій з даної проблематики, що вимагає систематизувати термінологію пов'язану з даним процесом.

У першу чергу, основні засоби пов'язують з основним капіталом. Проблеми відтворення основного капіталу стали предметом аналізу в ряді фундаментальних досліджень, присвячених основному капіталу. Вони знайшли відображення в працях закордонних економістів таких як Ф. Кене [70], Л. Сміта [70,146, 147], Д. Рікардо [133], Ж. Б. Сейя [141], Дж. С. Мілля [104], П. Ж.

Прудона [130], К. Маркса [94, 95, 96], А. Маршалла [100], Дж. Кларка [74] та багатьох інших.

Широковживаним у науковому лексиконі є термін "капітал". Учені по-різному трактують цей термін. Розглядаючи капітал в уречлевій формі, Ф. Кене писав про те, що останній – це не гроші, а ті засоби виробництва, за допомогою яких створюється "чистий продукт" [70, с. 166]. Ф. Кене здійснив геніальну спробу проаналізувати процес відтворення та обігу всього суспільного продукту на макроекономічному рівні та вперше в історії економічної думки впровадив у науковий вжиток термін "відтворення суспільного продукту", розмежував його вартісну і натуральну форми, відокремивши поняття "капіталу" та "доходу" [70, с.166].

А. Сміта визначає капітал як частину запасів, від яких людина очікує отримати прибуток. А. Сміт підкреслював, що капітал як нагромадження минулої праці, за допомогою якої жива праця створює нові блага, відіграє лише допоміжну роль [70, с.192-193]. "Весь капітал будь-якого підприємця неодмінно поділяється на капітал основний і капітал оборотний" стверджував вчений [45, с.177]. До основного капіталу вчений відносить машини та засоби праці, будівлі та споруди. Відмінність між основним і оборотним капіталом А. Сміт вбачав в тому, що основний капітал приносить прибуток "без переходу від одного власника до іншого чи без подальшого обігу", а оборотний – приносить прибуток, "постійно йде від нього в одній формі і повертається до нього в іншій" [146, с.205-206]. При дослідженні вчень А.Сміта впливає, що основний капітал взагалі не обертається, а оборотний – безперервно знаходиться в обороті.

Наступником у розвитку тлумачення поняття "капітал" був англійський дослідник Д. Рікардо. Він визначав "капітал" як "частину багатства країни, яка використовується у виробництві й складається з їжі, одягу, інструментів, сировини, машин, всього необхідного для того, щоб привести у рух працю" [133, с.455]. Д. Рікардо у своїх вченнях відносив до капіталу знаряддя праці первісної людини. "Залежно від того як швидко зношується капітал і як часто він вимагає відтворення, капітал зараховується до оборотного і основного" – зазначав Д.

Рикардо [133, с.421]. В своїх твердженнях він поділяє капітал на основний і оборотний в залежності від швидкості зношення, та говорить про необхідність відтворення засобів виробництва.

Ж. Б. Сей в своїх вченнях наголошує на провідній ролі машинного виробництва та технічного прогресу в промисловості як найважливішого джерела багатства нації. "Якщо людина за допомогою машин завойовує природу і примушує працювати на себе природні сили, то вигоди очевидні: тут завжди спостерігається або збільшення продукту, або зменшення витрат виробництва", – стверджував вчений [141, с.38]. Такої ж думки дотримувався видатний вчений П. Ж. Прудон, який аналізував поняття "машини". Згідно його тверджень, – "машини так само як і поділ праці є за існуючої системи соціальної економії одночасно джерелом багатства і постійною та фатальною причиною злиденності" [130, с.331].

Відомим послідовником рикардійської школи був видатний англійський вчений Дж. С. Мілль, який також багато уваги приділяв вивченню капіталу. Головною думкою вченого було те, що "є три елементи виробництва: праця, капітал і природні сили", причому поняття "капітал" охоплює всі зовнішні матеріальні елементи виробництва, що є продуктами праці, а поняття "природні сили" охоплює всі зовнішні матеріальні умови виробництва, які не є продуктами праці" [104, с.91]. Вчений розділяв капітал на основний і оборотний. Основний капітал він трактував, як капітал, який "міститься в знаряддях виробництва, що відрізняються більш або менш тривалим існуванням і виконують свою роль у виробництві не вилучаючись з нього", "існує в будь-якій із таких довговічних форм і доходів від якого поступає протягом відповідного тривалого періоду" [104, с.195]. До оборотного капіталу відносить капітал, який "після одноразового використання припиняє своє існування як капітал," постійно відтворюється шляхом продажу готових виробів, а потім безперервно витрачається на купівлю матеріалів та заробітну плату" [104, с.195].

Найбільш вагомим внеском в еволюційний розвиток поняття "капітал" набули праці відомого німецького вченого та мислителя К. Маркса. Свої

економічні погляди вчений найповніше відобразив у фундаментальних працях під назвою "Капітал". "Капітал", – писав вчений, – це не річ, а певне, суспільне, належне певній історичній формації суспільства виробниче відношення, яке представлене в речі і надає цій речі специфічного суспільного характеру [96, с.349]. У своїх працях автор класифікує капітал на основний та оборотний, та на відміну від класиків виокремив в його складі ще постійний та змінний, застосовуваний та споживчий. До основного капіталу К. Маркс відносив капітал, "що виступає в процесі виробництва, переносить на продукт лише частину своєї вартості (зношування) і незважаючи на це зношування продовжує функціонувати в процесі виробництва." [94, 205]. До основного капіталу автор відносить машини та обладнання. К. Маркс проаналізував кругообіг капіталу як послідовну зміну його форм, дві з яких належать до сфери обігу, а одна – до сфери виробництва [70, с.338]. В своїх дослідженнях капіталу вчений увів в аналіз фактор часу та фактор швидкості, він відділив засоби виробництва і гроші від капіталу і грошового капіталу, розмежував "капітал – власність" і "капітал – функція". Вчений у своїх працях запропонував власні схеми простого та розширеного відтворення, однією з передумов побудови якої є те, що суспільний продукт і все суспільне виробництво "розпадається на два великі підрозділи:

1 – засоби виробництва, тобто товари, що мають таку форму, в якій вони повинні увійти або, принаймні, можуть увійти в продуктивне споживання;

2 – предмети споживання, тобто товари, що мають таку форму, в якій вони входять в індивідуальне споживання класу капіталістів і робітничого класу" [95, с. 408].

Також в процесі еволюційного розвитку поняття "капітал" брав участь видатний американський економіст Дж. К. Кларк. Він один з перших розмежував поняття "капітал" і "капітальні блага". На його думку, – "єдиною найхарактернішою рисою того, що ми називаємо капіталом є факт перманентності. ...Капітальні блага...не можуть бути зруйновані, але мають бути знищені для того, щоб капітал був збережений" [74, с. 108-109]. Він визначав капітал як "нескінченну послідовність благ, що змінюються, але завжди коштують

певної суми [74, с. 108-109]". Вчений вважав, що "капітал абсолютно мобільний, хоча капітальні блага далекі від цього. Можна вилучити мільйон доларів із однієї галузі і вкласти їх в іншу. Абсолютно неможливо, однак, фізично вилучити із однієї галузі знаряддя, які їй належать, і розмістити їх в іншій [74, с. 111]".

Цікава ситуація відбулася з категорією "основний капітал" в Україні. У період існування СРСР поняття основний капітал не використовувалося. Його замінили поняттям "основні й оборотні фонди". Ринкові перетворення 90-х років, руйнування попередньої системи управління економікою, дали підстави використовувати поняття "основний капітал" [187, ст. 31]. Вивченням та дослідженням питання сутності основних засобів займалося багато російських вчених-економістів, таких як П.Павлов [118], С. Сергєєв [142], Ю.Кириченко [73], М.Манухіна [92], Є. Стрєєв [153], В. Захаров [66] та інші.

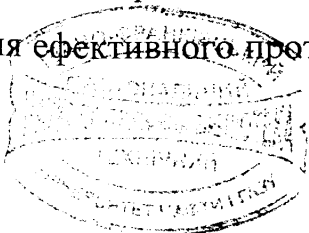
Досліджувана тема є багатогранною, комплексною та потребує глибокого осмислення, узагальнення та систематизації в умовах сучасної економіки України. На сучасному етапі розвитку економіки проблематикою, пов'язаною з основними засобами, також займалося багато вчених-економістів. Одна частина з них вивчала питання стану та розвитку амортизаційної політики, інша – займалася вивченням питань інвестиційного забезпечення процесу відтворення основних засобів, ще інша – впровадженням інноваційної політики, питанням ризикології у відтворювальних процесах, процесам оновлення основних засобів, або самому механізму відтворення основних виробничих засобів.

Глибоким вивченням питання амортизації основних засобів займалися наступні вчені: Є. Хмелевський [183], Т.О. Ілляшенко, Т.М. Лівацька [69], П. Орлов, С. Орлов [112], В.К. Орлова [113], О. Хотомлянський, В. Колосок [184], В.О. Парнюк [121], В. Й. Бакай [9] та інші. Так, Є. Хмелівський наголошує на тому, що амортизаційні відрахування є основним джерелом фінансування виробничих капіталовкладень, передусім у технічне оновлення промислово виробничих основних засобів. У розвинутих країнах на амортизацію припадає 60-70 % інвестицій в основний капітал. На такому рівні цей показник був у 80-х роках в СРСР і в Україні. В кризові роки відбувалося різке ослаблення ролі

амортизації в економічних процесах: частка амортизації в капіталовкладення у промисловості впала у 1995-1996 роках до 1,4-3,6%. На даний час спрацювання основних засобів досягло критичної позначки 50%, половина промислового устаткування вичерпало свій ресурс і має вік у 20 і більше років [63, ст. 43].

Основними причинами такого ослаблення ролі амортизації вчений [186, ст.41,42] визначає глибокий розрив між амортизацією та відновними вартостями засобів виробництва внаслідок зростання цін, надто малі норми амортизації та великі строки служби. Це призвело до втрати нею своєї головної функції – відтворення основних виробничих засобів як у вартісній, так і у натуральній формі. Варто відмітити негативний вплив вище названих причин і в сучасній економіці, на теперішньому етапі розвитку. Т. О Ілляшенко та Т.М. Лівацька зосереджують свою увагу на вивченні поняття "знос основного капіталу" як економічної категорії, так і як джерела фінансування відтворення основних фондів. Наводять поділ на фізичний знос, моральний, екологічний та соціальний [69, ст. 136-143]. Зважаючи на сучасний незадовільний стан навколишнього середовища досить важливим і актуальним є виокремлення екологічного зносу, що зв'язано в свою чергу з порушенням вимог і норм охорони навколишнього середовища, нераціональним використанням природних ресурсів, викидів в атмосферу, підвищенням ризику екологічних катастроф як на макро-, так і на мікрорівнях. Вчені-економісти П. Орлов та С. Орлов присвятили велику увагу вивченню різних систем амортизації, за результатами цих досліджень вони видали статтю, яка так і називається "Про використання в Україні різних систем амортизації" [112, ст.38-44]. У своїй праці вчені дають тлумачення таких понять як "система прискореної амортизації", "неприскорена система амортизації", "система сповільненої амортизації" та виділяють і характеризують методи амортизації.

Важливе значення у процесі відтворення основних виробничих засобів займає проблема його інвестиційного забезпечення. Інноваційний розвиток будь-якого підприємства є передумовою економічного зростання економіки загалом. Для ефективного протікання даного процесу необхідне інвестиційне забезпечення



d399



та державна підтримка і стимулювання вчасного відновлення основних виробничих засобів підприємства.

На сучасному етапі розвитку економіки країни даною проблематикою займалося багато вчених. До них відносяться С. Захарін [65], Л. Федулова, М. Пашута [84], С.О. Марченко, Л.Г. Шемет [98], Т.М. Бондаренко [17], С. П. Сударкіна, О.М. Кітченко, М.А. Усов [154] та інші. Проте й досі не вистачає науково обгрунтованих рекомендацій щодо стимулювання оновлення основного капіталу з використанням широкого спектра внутрішніх (власних) і зовнішніх (залучених) джерел інвестицій. Згідно з висновками науковців, у будь-якій національній економіці сталі відтворювальні процеси є можливими, коли забезпечується належний випереджаючий (порівняно із зростанням ВВП) рівень інвестування основного капіталу [67, ст. 44-48]. Інакше кажучи, реальні інвестиції є головним джерелом ефективного розширеного оновлення основних засобів і переходу виробництва на рейки високотехнічного розвитку [65, ст.43].

На теперішній час, згідно П(С)БО 7, основні засоби – це матеріальні активи, які підприємство утримує з метою використання їх у процесі виробництва або постачання товарів, надання послуг, здавання в оренду іншим особам або для здійснення адміністративних і соціально-культурних функцій, очікуваний термін корисного використання (експлуатації) яких більше одного року (або операційного циклу, якщо він довший за рік) [124].

Об'єктивною реальністю є те, що наше життя вимагає безперервного відтворення в певних масштабах на кожному етапі розвитку суспільства. Але за своєю природою відтворення може бути представлено як перервний, так і безперервний процес. Відтворення може бути перервним, оскільки кінцеві його фази – виробництво та споживання – це два самостійні процеси, які не співпадають один з одним в часі та просторі [72, ст.15]. Процес відтворення основних виробничих засобів – це безперервне відновлення без якого неможливе постійне повторення процесу виробництва. В процесі відтворення основних засобів відновлюються і розвиваються їх складові елементи. Це стосується як натуральної форми, так і вартості основних засобів. В процесі відтворення

змінюється структура основних засобів і одночасно відбувається відновлення та розвиток їх економічної складової виробничого процесу. Існує просте і розширене відтворення основних виробничих засобів, яке відбувається в безперервному процесі здійснення його взаємопов'язаних форм – ремонту, модернізації та заміни окремих елементів засобів праці; технічного переозброєння, реконструкції та розширення діючих цехів, виробництв і підприємств в цілому, а також спорудження нових аналогічних виробничих об'єктів [53, ст. 105]. Відомо, що в процесі експлуатації основні засоби зношуються і зазнають фізичного, економічного та техніко-економічного спрацювання (старіння).

Під фізичним спрацюванням розуміють поступову втрату основними засобами своїх початкових техніко-економічних якостей. Економічне спрацювання – це втрата споживчої вартості, яка призводить до зменшення реальної вартості основних засобів. Техніко-економічне старіння – це знецінення діючих засобів внаслідок удосконалення існуючих та створення принципово нових засобів праці, запровадження у виробництво нової техніки та технології, які вироблятимуть нову продукцію.

Крім того, що процес відтворення відбувається у масштабах окремих підприємств, він здійснюється і в суспільстві загалом. На макроекономічному рівні процес відтворення є не що інше як безперервність та повторюваність виробництва. Безперервний процес виробництва відображає взаємозв'язки між важливими структурними пропорціями, узагальнюючими показниками національної економіки, між виробництвом засобів виробництва і виробництвом предметів споживання, які охоплюють усі галузі національної економіки [117, ст.192]. Сам процес відтворення передбачає відтворення:

- сукупного суспільного продукту;
- робочої сили;
- виробничих відносин;
- природних ресурсів.

Розвиток економіки у великій мірі зв'язаний з успішним вирішенням проблеми відтворення основних виробничих засобів практично у всіх сферах економічної діяльності. В теперішній час дана проблема набуває особливо гострого значення, оскільки велика частина обладнання промисловості є застарілою. В таких умовах господарювання одна із основних задач підприємств полягає у швидкому процесі відтворення основних засобів, що дозволить в свою чергу забезпечити випуск конкурентоздатної продукції, впровадження нової техніки і технології.

Для розкриття повноти поняття "відтворення основних засобів" підприємства проведемо огляд трактувань основних економічних категорій «відтворення» та «відновлення» основних виробничих засобів. Результати дослідження наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

**Огляд авторських визначень поняття «відтворення» та «відновлення»
основних виробничих засобів**

Джерело	Зміст
1	2
Економічна енциклопедія за ред. С. Мочерного [55, ст.227]	Відтворення основних фондів – постійне повторення і безперервне відновлення засобів праці в натуральному і вартісному вираженні.
Економічний словник-довідник [57, ст. 45]	Відтворення основних засобів розглядається як заміщення фізичного вибуття основних засобів, їх приріст в натурально-речовій і вартісній формі, а сам процес "відтворення", як постійне, безперервне відновлення процесу виробництва і розвиток на цій основі продуктивних сил і виробничих відносин.
Кленін О.В. [75, ст.4]	Відтворення основного капіталу розглядає як процес безперервного відшкодування вартості основних засобів та нематеріальних активів за рахунок амортизаційного фонду, їх оновлення на новій технічній, технологічній та програмній основі, а також зростання вартості основного капіталу за рахунок частини створеного додаткового продукту.

1	2
Бондаренко В.А. [16, ст. 4]	Процес відтворення поділяється на два напрямки: відтворення за вартісними параметрами та фізичне оновлення виробничих засобів. Процес відтворення основних виробничих засобів за вартістю завжди супроводжується процесом відтворення в натурально-речовій формі, що проходить у дві стадії: формування або відновлення та стадія зносу. Першочергова увага має приділятися саме процесу їх формування, оскільки значення цієї фази в умовах прискорених темпів науково-технічного прогресу зростає. Саме за умов своєчасної заміни основних засобів та прискореного їх оновлення стають можливими ефективні дії виробника продукції на ринку. Стадію формування основних засобів характеризує те, що саме тут закладаються основні пропорції та параметри, що забезпечують в процесі експлуатації ефективне виробництво та конкурентоспроможність продукції.
Андрійчук В.Г. [5, ст.251]	Відтворення основних засобів, розглядає як процес їх виробничого використання, зносу, амортизації, підтримки у робочому стані через здійснення ремонтів і відновлення в натуральній формі.
Будавей В.Ю. та Іванов Е. А., [18, ст. 14]	Процес відтворення основних фондів являє собою безперервне зростання і технічне удосконалення засобів праці.
Бондар Н.М. [52, ст. 78]	Розрізняє просте і розширене відтворення, причому просте – передбачає підтримання величини основних засобів у незмінному розмірі. При простому відтворенні застосовуються такі форми, як технічний огляд та обслуговування, поточний ремонт, капітальний ремонт, модернізація. Розширене відтворення основних засобів передбачає здійснення таких заходів, як технічне переозброєння діючих підприємств, реконструкція виробництва, розширення виробничих потужностей, нове будівництво.
Танасюк І. М. [155]	Виділяє часткове, одиничне і сукупне відтворення, в залежності від масштабу охоплення . Автор визначає часткове відтворення, як процес, який здійснюється за допомогою проведення ремонтних робіт, що фактично відноситься до простого відтворення. Одиничне відтворення визначає як процес заміни ліквідованого засобу праці іншим, що фактично відноситься до розширеного відтворення. Сукупне відтворення визначає заміну однієї системи засобів праці іншою, яка є більш досконалою.

1	2
Радченко М. Ю. [131, ст. 4; 33]	Відновлення основних засобів – це процес, що включає заходи, спрямовані на впровадження прогресивної і принципово нової техніки, а також комплексну модернізацію, яка дозволяє усунути моральний знос засобів по всіх ланках технологічного процесу і таким чином досягти відшкодування основних засобів на ще вищому технічному рівні та досягнення високого соціально-економічного ефекту. В класифікації видів відновлення вчений виділяє введення нових об'єктів, модернізацію і заміну активної частини основних засобів та технічне переозброєння.
Свиридова Н. Д. [11]	Ототожнює поняття "відтворення" та "відновлення", виділяючи при цьому два види відновлення – поточне і цільове. При цьому "поточне відновлення" – це постійний процес, що не виходить за межі об'єкта відновлення, керування яким здійснюється функціональними підрозділами за затвердженим технічним планом. "Цільове відновлення" – це система дій, яка включає реконструкцію, технічне переозброєння, розширення та нове будівництво, окрім координації організаційних процесів всередині підприємства.
Словник законодавчих термінів [145]	<p>- "відновлення" – повернення до початкового (попереднього) стану чи до нормального експлуатування;</p> <p>- за ДСТУ 2860-94 "відновлення" - це подія, яка полягає в тому, що після несправності об'єкт знову відновлює здатність виконувати потрібну функцію;</p> <p>- за ДСТУ 2620-94 "відновлення" - це процес зміни чи ремонту окремих компонентів чи елементів технічних засобів із метою усунення виявлених пошкоджень.</p>

Як бачимо, проблема відтворення основних виробничих засобів знайшла відображення у наукових працях багатьох вчених-економістів, проте відсутність єдиного підходу до визначення поняття “відтворення основних засобів”, видів та методів відтворення, ускладнює розробку стратегії відновлення, а звідси зниження ефективності від її реалізації. Разом з тим, аналіз економічної літератури і робота підприємств показують, що ця проблема не знайшла достатнього теоретичного і практичного вирішення, що вимагає детального вивчення та обґрунтування даної проблематики. За останні роки було написано досить багато дисертаційних робіт

пов'язаних з функціонуванням та відтворенням основних виробничих засобів. Досить цікавим виявився підхід у науковій роботі Паська О.В. щодо систематизації дисертаційних робіт з даної проблематики [122, ст. 46]. Проте період дослідження обмежений 2002 роком. Нами було взято за основу дану систематизацію та вдосконалено і продовжено період дослідження до теперішнього часу (див. Додаток А). Після проведених досліджень можна відзначити, що розглядувані теми робіт відрізняються об'єктом дослідження та результатами. Одні автори вивчали теми пов'язані з інвестуванням та капітальними вкладеннями в основні засоби підприємства – Аксьонов Р.А., Карандакова І.Г., Скорба О.А., Музиченко А.С., Малишенко К.А., Лялькова Н.Г., Крейдич І.М., Отливанська Г.А., Стахурська С.В., інші концентрували свою увагу на проблематиці ефективності функціонування і використання основних засобів – Курило С.М., Вашків О.П., Дацій О.І., Горобинська М.В., Лагодієнко В.В., Карцева В.В., Шаповал В.А., Кириченко В.В., Труш Ю.Т., Оваденко В.О., Вишневська А.В., Гайдучок Т.С., Дейнега О.В. Найбільша частина з вибірки дисертаційних робіт приділена питанню відтворення та відновлення основних засобів – Танасюк І.М., Решетюк Г.М., Цибулько Т.Л., Свірідова Н.Д., Губарева І.О., Селюченко Н.Є, Котковський В.С., Бондаренко О.А., Боброва О.Г., Шурда Л.Д., Павлюченкова О.Б., Радченко М.Ю., Швець Н.В., Кулаковська Т.А., Сівашенко Т.В., Бакай Й.В., Заволока С. М., Щєбликіна І.О., Утенкова К.О., Белікова Н.В., Клебан О.Л. Інші концентрували свою увагу на таких відгалуженнях теми як облік і аудит основних засобів – Горошанська О.О., Десятнюк О.М., Гаценко О.П., Канцуров О.О., Бондар М.І., Діба В.М., Белоусов А.А., Янчев А.В., Леонова Л.О., Зюкова М.М., Пасько О.В., Наумчук А.О., Карев В.П. та проблемам амортизації – Фукс А.Е., Виговська Н.Г., Євтушенко С.М., Бакай В.Й., Асмолова Г.Б.. Проблемам співвідношення основного і оборотного капіталу присвячені роботи Будняк Л.М., Березовської Л.О., Старицького Т.М., Спасів Н.Я., Кленіна О.В., Шинкарук Л.В.

Але підсумовуючи проведені дослідження можна говорити про те, що дослідженням проблематики відтворення основних виробничих засобів на

підприємствах транспортування газу за розглянутий період не було приділено уваги, що підкреслює ще більшу актуальність роботи.

Також треба зазначити, що серед вчених немає єдиного підходу до визначення суті поняття "відтворення основних засобів", існують неоднозначні погляди щодо класифікації процесу відтворення. Автори проведених досліджень виділяють два види відтворення – просте і розширене, причому просте відтворення передбачає сталу величину основних засобів, а розширене – зростання величини основних засобів у кожному наступному виробничому циклі.

Оскільки ми говоримо, про те, що процес відтворення є "безперервним процесом відновлення основних засобів", то поряд з категорією "відтворення основних засобів" слід визначити й економічну сутність категорії "відновлення основних засобів" (див. табл.1.1). Дослідженням процесу відновлення основних виробничих засобів підприємств займалося багато вчених: одні з них вивчали процес відновлення в машинобудівній галузі [1, 6, 11, 27, 93, 189], інші – у видобувній галузі [8, 68, 90], ще інші – в металургії [82], харчовій промисловості [83], сільському господарстві [39, 97], в авіації [120], в морських торговельних портах [61].

Підводячи підсумки дослідження авторських визначень категорій «відтворення» та «відновлення» основних виробничих засобів можна відзначити той факт що, різними науковцями дані поняття тлумачаться по різному, в залежності від того, які методи і форми мають визначальне значення.

Якщо виходити саме з тлумачення термінів "відтворення" та "відновлення", то саме в звучанні слів міститься багато інформації про суть даних понять. "Відтворення" походить від слова "творити", тобто означає наявність нового на місці старого, з тими самими функціями. "Відновлення" означає приведення до стану працездатності або до початкового стану об'єкта відновлення. Опрацювання наукових праць з відтворення та відновлення основних засобів дозволило узагальнити поняття відновлення і запропонувати його визначення у такому вигляді: "відновлення основних виробничих засобів підприємства є постійним процесом, який включає в себе комплекс дій

спрямованих на забезпечення належного технічного рівня основних засобів в процесі виробництва та їх удосконалення в процесі експлуатації". До основних форм відновлення можна віднести технічне переозброєння, модернізацію та реконструкцію основних засобів підприємства. Поняття відтворення основних засобів є більш ширшим поняттям, і включає крім перелічених форм ще нове будівництво об'єктів. Технічне переозброєння передбачає комплекс заходів, пов'язаних з впровадженням нової техніки та технології, механізації та автоматизації виробництва, модернізації та заміни спрацьованого і застарілого обладнання.

Модернізація – це комплекс заходів, спрямованих на удосконалення діючого обладнання (устаткування) шляхом зміни конструкції його окремих складових з метою запобігання морального спрацювання.

Реконструкція передбачає часткове або повне переобладнання виробництва.

Нове будівництво (новобудова) включає спорудження окремих виробничих об'єктів або підприємств на нових майданчиках та за окремим затвердженим проектом. Нове будівництво підприємства має в повному комплекті всю технічну документацію, кошторис, куди входить вся необхідна виробнича інфраструктура [52, ст.78].

Досить вдало відзначила Р. Грачова, яка є експертом з економічних питань, що модернізація стосується обладнання (машин, устаткування), реконструкція - підприємства загалом або його виробничих підрозділів (цехів, дільниць), а ремонтний процес - кожного окремого об'єкта або його складової. Поліпшення основних засобів - це реконструкція і модернізація. Ремонт до поліпшення не належить - це лише підтримання об'єкта в робочому стані. Після ремонту нічого не поліпшується, а лише відновлюється первісний ресурс об'єкта [34].

Як відзначає доктор економічних наук Шинкарук Л.В. – "Необхідність модернізації та покращення технічних та технологічних характеристик діючих на сьогодні в Україні основних фондів, вимагає розмежування покращення основних фондів та ремонту. На практичному рівні є проблема ідентифікації покращення

існуючих основних фондів від звичайного ремонту і обслуговування, оскільки такий вид робіт не призводить до зміни якісних характеристик і факти підміни вищеописаних понять дозволяють інституційним одиницям маніпулювати показниками нагромадження, виходячи із своїх цілей [187, ст. 104]."

Виходячи з вище проведених міркувань є очевидним, що процес відтворення саме лінійної частини магістральних газопроводів вимагає деяких уточнень.

Лінійна частина магістральних газопроводів згідно [88] складається з:

- газопроводу (від місця виходу підготовленого газу із родовища, від місця підключення до іншої системи магістральних газопроводів тощо) з відгалуженнями і лупінгами, запірною арматурою, переходами через природні і штучні перешкоди, вузлами підключення компресорних станцій, пунктами регулювання тиску газу, вузлами запуску і приймання очисних засобів;
- конденсатозбірників і пристроїв для введення метанолу;
- протиерозійних і захисних споруд;
- місткостей для зберігання і дегазації конденсату;
- установок підготовки газу;
- під'їзних доріг і вертолітних майданчиків, розміщених вдовж траси газопроводу, розпізнавальних і сигнальних знаків місцезнаходження газопроводів.

У даній роботі досліджується саме процес відтворення активної частини основних виробничих засобів підприємства, яке має свої специфічні особливості, які, в свою чергу, впливають на визначення напрямку та форм відновлення. Мова йде про те, що основні засоби вже є діючими, тобто перебувають в процесі експлуатації. Схиляючись до думки вченого-економіста Швець Н. В. [185, ст. 18], процес відтворення пропонується розглядати в трьох напрямках – підтримування, відновлення та нове будівництво, а до основних форм відновлення, відноситься модернізація та реконструкція.

У випадку експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів недоцільно розглядати технічне переозброєння, як одну з форм її відновлення, так як процес технічного переозброєння не має логічного зв'язку з фізичною суттю

експлуатації лінійної частини. Дану категорію варто включати як елемент процесу реконструкції та модернізації. Таким чином, принципова схема складових процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів матиме наступний вигляд (рис. 1.1). Зокрема, процес реконструкції лінійної частини повинен включати і механізацію та автоматизацію виробничих процесів, а саме реконструкція вузлів запуску очисних та діагностичних пристроїв, реконструкція лінійної частини газопроводів, реконструкція газопроводів-перемичок, реконструкція вузлів редукування газу, реконструкція вузлів вимірювання витрат газу тощо.

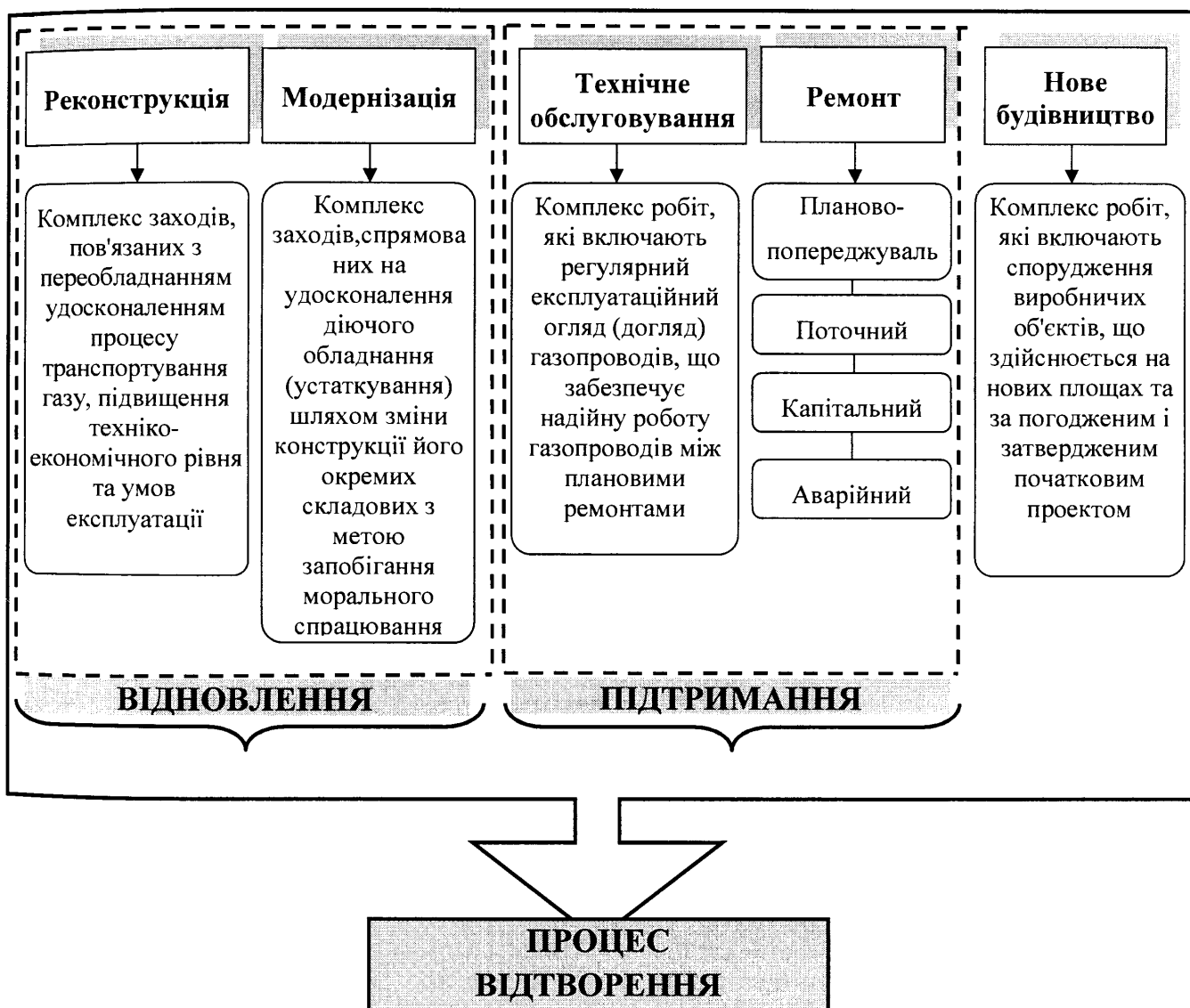


Рис. 1.1 Принципова схема складових процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів

Джерело: власна розробка автора

До модернізації слід відносити заходи, щодо підвищення ефективності транспортування газу на основі впровадження нової техніки і технології. Таким чином, складову «Технічне переозброєння» не слід включати до системи процесу відновлення.

Більшість науковців переконані, що нове будівництво, як форма відтворення передбачає будівництво нових підприємств, філій, виробничих об'єктів, які після введення в експлуатацію зараховуються на самостійний баланс [28, 51, 77, 91, 101, 185, 190]. При експлуатації ГТС України, а саме лінійної частини, новим будівництвом є будівництво нових газопроводів, відгалужень, лупінгів, переходів, під'їзних доріг та вертолітних майданчиків тощо.

У газотранспортній системі України процес підтримування регламентованій системою ремонтно-відновлюваних робіт, яка включає планово-попереджувальні, поточні та капітальні ремонти. У систему планово-попереджувальних ремонтів (ППР) входять організаційно-технічні заходи, які виконуються на основі складених наперед планів. Виконання вказаних заходів повинно сприяти збільшенню терміну служби газопроводів, попередженню аварій та відмов, підвищенню надійності експлуатації газопроводів.

Функціями системи ППР передбачається:

- міжремонтне обслуговування, яке здійснюється між плановими ремонтами;
- технічний плановий огляд газопроводів, який проводиться з метою контролю технічного стану і виявлення дефектів на тілі труби та усунення несправностей;
- плановий ремонт, що включає комплекс технічних заходів, направлених на усунення несправностей та відновлення працездатності газопроводу та його об'єктів. Плановий ремонт поділяється на поточний та капітальний.

Важливим кроком у науковій роботі є пояснення розуміння того, яку суть ми надалі будемо вкладати у поняття "відтворення". На основі проведених досліджень, нами запропоновано наступне визначення поняття: відтворення

лінійної частини магістральних газопроводів – це постійний процес, який включає в себе комплекс заходів з відновлення, підтримання та забезпечення надійного технічного рівня як самого газопроводу, так і його інфраструктури для безперервного газопостачання.

Ефективність здійснення процесу відтворення лінійної частини залежить від багатьох чинників, а в першу чергу від об'єктивного визначення вибору пріоритетних форм, які сприятимуть відтворенню основних виробничих засобів.

Досвід і практика підтверджують, що для переважної більшості газотранспортних підприємств найбільш економічно ефективними формами відтворення лінійної частини магістральних газопроводів є реконструкція, технічне обслуговування та ремонт.

Таким чином, для підвищення ефективності процесу відтворення ЛЧ МГ наступним кроком у дисертаційній роботі проводитиметься дослідження чинників, які впливають на даний процес.

1.2 Систематизація чинників впливу на процес відтворення ЛЧМГ

Характер процесів відновлення основних засобів в Україні визначається цілим комплексом чинників, які притаманні сучасному етапу розвитку економіки країни загалом та газотранспортної системи зокрема. Для глибокого та ґрунтовного аналізу дії чинників слід визначити їх характер та дію на процес відтворення. Необхідною умовою правильного управління процесом відтворення основних засобів підприємства є їх класифікація. Класифікація дозволяє визначити не тільки зміни явищ, але і оцінити вплив кожного чинника на показник, який аналізується.

Середовище формування системи відтворення основних виробничих засобів підприємства розглядається як сукупність чинників (зовнішніх та внутрішніх, загальних та специфічних), які певним чином впливають на формування та дієвість системи відтворення магістральних газопроводів на

прикладі газотранспортних підприємств. В цілому діяльність газотранспортної системи залежить від багатьох взаємопов'язаних процесів, які в свою чергу залежать від дії ряду чинників. Крім того, відбувається їх ієрархічний поділ, а саме чинники, відокремлені за певною ознакою, мають ще свій поділ на "підчинники", які визначають дію даного чинника загалом. Принцип поділу цілого на простіші елементи, за допомогою яких досягається бажаний результат в економічній літературі називається "декомпозицією". Декомпозиція дозволяє глибше дослідити характер та дію кожного з чинників, їх вплив на процес відтворення магістральних газопроводів, що в подальшому дозволить ефективно управляти, передбачати, знаходити шляхи та методи швидшого відтворення лінійної частини газопроводів.

Дослідження дії чинників почнемо з вивчення сили, напряму та характеру їх впливу на процес відтворення. Для цього велику увагу слід приділити їх поділу за ознаками, що дасть можливість виявити вплив кожного з них на результативний показник, тобто процес відтворення.

До основних чинників відносимо ті, які мають визначальний (прямий) вплив на систему відтворення магістральних газопроводів (обсяг транспортування природного газу магістральними газопроводами, відстань транспортування, техніко-технологічні параметри процесу транспортування). До допоміжних відносять чинники, які мають опосередкований вплив, у нашому випадку до таких можна віднести умови праці та відпочинку працівників підрозділів, інформаційне забезпечення працівників тощо. Але слід зазначити, що досить часто, один і той самий фактор може мати прямий чи опосередкований вплив на результуючий показник, який залежить від конкретної ситуації, в якій він розглядається. Якщо говорити про загальні чинники, то їхній вплив проявляється в усіх галузях економіки і вони мають однотипний характер (наприклад, процеси глобалізації економіки, технічний стан основних засобів, ремонтної бази і т.п.). В той же час, специфічні чинники є притаманними для певної галузі промисловості чи окремого підприємства. Для системи відтворення магістральних газопроводів специфічними є такі як: географічне розташування

магістральних трубопроводів, глибини їх залягання в ґрунті, технічні параметри процесу транспортування, середньорічні температури тощо. За терміном дії, чинники поділяються на довгострокові та короткотермінові. До довгострокових відносяться ті, які впливають на експлуатацію магістральних газопроводів протягом тривалого (усього) періоду. А саме, система автоматизації та діагностування стану газопроводів, телемеханізації транспортування природного газу. До короткотермінових відносять чинники, дія яких на результуючий показник є швидка або періодична. До них можна віднести: освоєння нової техніки та технології, аварійність газопроводу, проведення ремонтних робіт та інші. За характером впливу чинники поділяють на зовнішні і внутрішні. До зовнішніх відносимо ті, які впливають на систему відтворення газопроводів ззовні, а саме: політико-правове забезпечення регулювання системою відтворення магістральних трубопроводів, фінансова, фіскальна та інвестиційна політика. До внутрішніх чинників відносимо: стан магістральних трубопроводів, організація розробки і впровадження заходів по відновленню їх лінійної частини, якість ремонтного обслуговування тощо.

Класифікацією чинників, які впливають на відтворення системи магістральних трубопроводів займалися в минулому та сьогодні досить багато вчених та науковців. Одні з них досліджували їх вплив на ефективність використання магістральних газопроводів, інші – вивчали вплив на стан газопроводів, ще інші – займалися проблематикою аварійності та реконструкції газопроводів. Прикладом можуть служити праці Середницького Я.А., Банахевича Ю.В., Драгілєва А. [143, 144], Давлятової Ф.Г. [37], Дейнеги О.В. [41] та інших. Так, Дейнега О.В. зазначив, що процес відтворення є процесом постійного відновлення та повторення процесу виробництва. Результати проведеного ретроспективного аналізу показують, що теорія суспільного відтворення базувалася на вивченні характерних особливостей і закономірностей кругообороту індивідуально авансованого капіталу, котрий перебував у власності хоча й абстрактно, але одного суб'єкта господарювання. Цей автор запропонував структурно-логічну схему впливу економічних чинників на процес відтворення

основних фондів, яка передбачала їх поділ на 4 рівні: 1-зовнішній макроекономічний; 2-внутрішній макроекономічний; 3-зовнішній мікроекономічний; 4-внутрішній мікроекономічний [41].

Не зважаючи на значні доробки вчених, у сфері даної проблематики, все ще залишається недостатньо досліджена система чинників, які впливають на процес відтворення магістральних газопроводів з економічної точки зору, враховуючи специфіку галузі.

Процес відтворення ЛЧМГ на газотранспортних підприємствах є динамічним і чутливим до системи чинників як зовнішнього, так і внутрішнього середовища. Дослідження внутрішніх чинників спрямоване на пошук «резервів» підвищення ефективності відтворення і регламентації діяльності всіх функціональних підсистем підприємства в напрямку його подальшого розвитку. Виявлення дії та взаємодії дає можливість керівництву здійснювати більш ефективно як оперативне, так і довгострокове управління процесом відтворення на підприємстві.

Враховання чинників зовнішнього середовища дозволить підприємству вибрати та розробити правильну стратегію та тактику взаємовідносин в процесі відтворення, з урахуванням існуючих методів зовнішнього впливу і тим самим забезпечити стабільність й ефективність процесу відтворення ЛЧМГ.

Підсумовуючи досвід вітчизняних вчених та науковців, пропонується використати власний підхід стосовно класифікації чинників, що впливають на відтворення магістральних газопроводів, в основу якого покладено метод "дерева цілей" та декомпозиції, що дозволить детально та глибше простежити дію та вплив окремих чинників на процес відтворення газопроводів. Для кращого розуміння та бачення впливів та напрямків дії кожного чинника на результуючий показник (об'єкт, яким в даному випадку виступає система відтворення лінійної частини магістральних газопроводів), доцільно окремо розглядати чинники зовнішньої та внутрішньої дії. Чинники зовнішньої дії подано на рис. 1.2.

Перша підгрупа чинників зовнішньої дії – політико-правові. До цієї групи відносяться ті, які впливають на процес відтворення магістральних газопроводів на рівні держави, зокрема правове регулювання процесами відтворення, політична

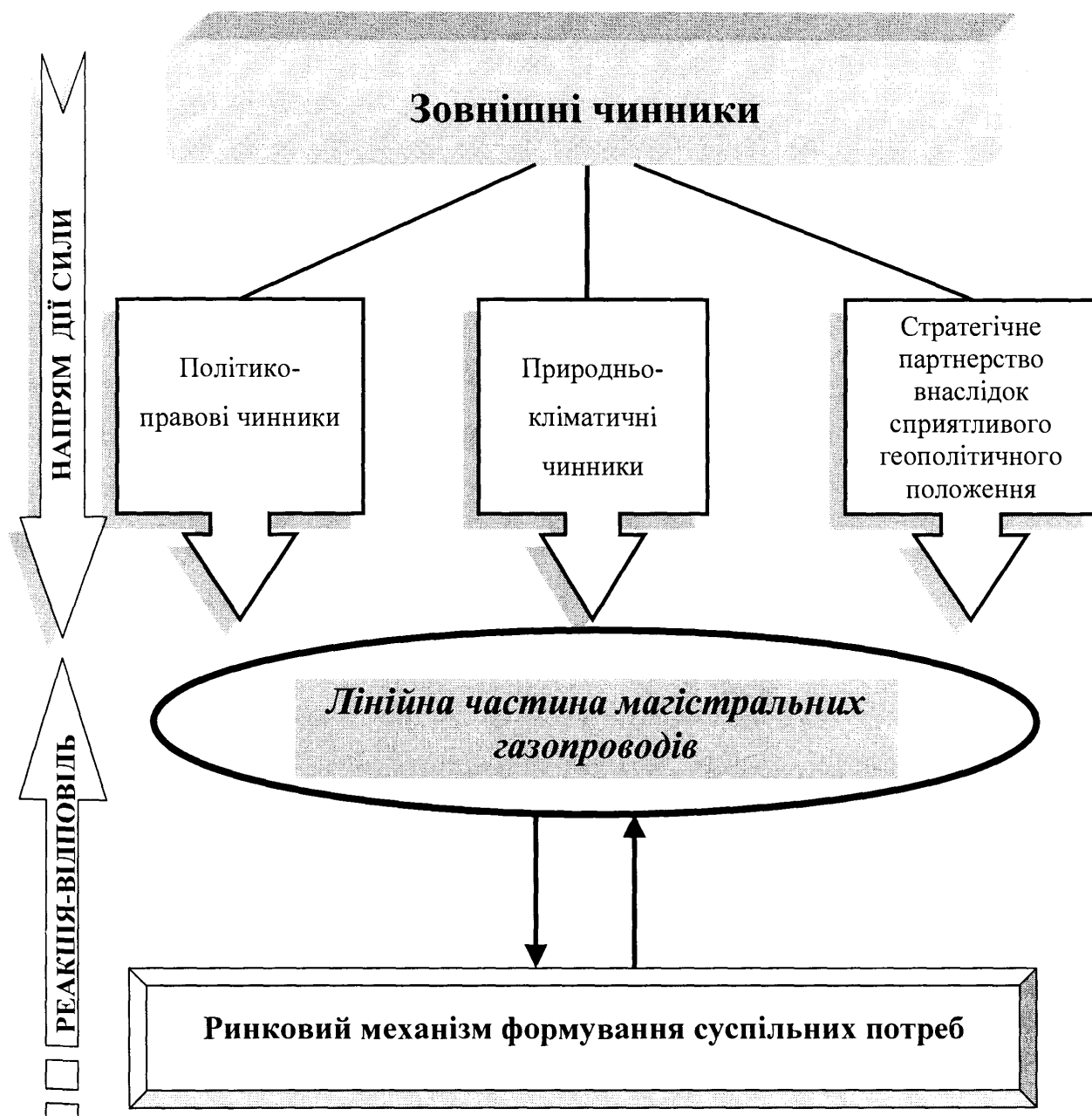


Рис.1.2 Класифікація зовнішніх чинників на процес відтворення лінійної частини магістральних газопроводів

Джерело: власна розробка автора

ситуація, яка впливає на стан газотранспортної системи в цілому, чинна законодавча база держави.

Як відомо, для ефективної діяльності підприємства та зокрема газотранспортної системи, необхідне впровадження різного роду техніко-технологічних інновацій та заходів з поліпшення використання лінійної частини магістральних газопроводів, застосування новітніх методів діагностування стану та впровадження нових методів, форм та способів проведення ремонтних робіт тощо. Для здійснення такого комплексу робіт необхідно залучення значних фінансових, матеріальних, енергетичних, трудових, інформаційних ресурсів та належного організаційного забезпечення як на місцевому рівні (підприємстві) – мікрорівні, так і на рівні держави – макрорівні.

Також до політико-правових варто віднести важливий чинник організаційно-економічного механізму відтворення ЛЧ МГ – відсутність господарської самостійності ГТС чи підприємств, що забезпечують її експлуатацію, що в свою чергу призводить до відсутності відповідних можливостей використання коштів, що отримуються від надання транспортних послуг, на відтворення виробничих потужностей. Сьогодні ГТС України функціонує не як повноцінний самостійний суб'єкт господарювання, спроможний надавати суспільно значимі послуги і за рахунок цього утримувати і відтворювати себе, а як «дійна корова», доходи якої повністю вилучаються, а відтак існує постійний дефіцит коштів для потреб відтворення основних засобів та ЛЧ МГ зокрема. Проте вирішення даного питання можливе тільки на рівні держави.

Також до групи чинників зовнішнього впливу необхідно віднести чинники ринкового середовища, які включають коливання попиту на природній газ та на інші енергоресурси, інфляційні процеси в державі, політику ціноутворення газу, тощо.

Таким чином, для проведення ефективної державної політики в системі транспортуванні природного газу необхідне:

- ✓ ефективне правове регулювання процесом відтворення газотранспортної системи;

- ✓ сприятлива політична ситуація в державі;
- ✓ забезпечення умов фінансування процесів відтворення газотранспортної системи шляхом формування власних коштів та залучення інвестицій;
- ✓ розробка ефективної програми комплексного відтворення газопроводів;
- ✓ наявність необхідної сертифікації та стандартизації трубопроводів.

Фактором постійної та визначальної дії на стан та процес відтворення лінійної частини магістральних газопроводів є природно-кліматичний фактор. Газопроводи знаходяться в різних регіонах України, яким властиві великі діапазони зміни температури. Значна частина найважливіших газопроводів прокладена в складних гірських місцевостях, пересічених ріками та ярами. Таке розміщення сприяє активним ерозійним та зсувним процесам і руйнуванням, характеризується важкою доступністю окремих ділянок траси, що спричиняє труднощі в проведенні ремонтних та відновних робіт. Сильні опади викликають різноманітні зрушення ґрунтів, обвали гірських порід і стають причиною ускладнення експлуатації газопроводів та процесу їх відтворення. Складність рельєфу і геологічних умов підвищують вартість будівельно-монтажних і ремонтних робіт при прокладанні траси газопроводу. Специфіка ґрунтів, наявність ґрунтових вод, кліматичні особливості вимагають надійної ізоляції та захищеності газопроводів. Також до групи природно-кліматичних чинників окремою складовою виділено екологічний стан довкілля. Даному питанню останнім часом приділяється досить багато уваги. При аваріях та відмовах на газопроводах відбуваються вибухи, викиди в атмосферу, воду чи землю, що є екологічно небезпечним явищем. Тому процес відновлення магістральних газопроводів є одним з найважливіших напрямків покращення екологічного стану довкілля та природних ресурсів.

До третьої групи зовнішніх чинників відноситься – стратегічне партнерство внаслідок сприятливого геополітичного положення. В основі даної класифікаційної ознаки лежить уявлення про те, що Україна, Росія та держави Західної Європи є стратегічними партнерами в політико-економічних відносинах на даний час, а також і в системі транспортування природного газу. По території

України проходять традиційні євроазіатські транспортні коридори, зокрема розгалужена велика сітка магістральних трубопроводів, яка становить 80% від загальної протяжності газопроводів. Якщо говорити про процеси відтворення в системі транспортування газу, необхідно відмітити, що специфічною ознакою такого процесу є необхідність тимчасового призупинення постачання природного газу з метою проведення відновних та ремонтних робіт. Здійснення відновлюваних процесів в таких умовах потребує значних трудових та матеріальних витрат. Очевидно, що без створення спеціального фінансового механізму забезпечення відтворювальних процесів на цих об'єктах, реалізація відповідних заходів, таких як розвиток інфраструктури реконструкції та відтворення, неможливі [12].

Таким чином, можна впевнено говорити, що Україна має визначену перевагу у виборі стратегічного партнера внаслідок сприятливого геополітичного положення і могла б використовувати його при формуванні фінансового механізму шляхом залучення великих інвесторів. Але, в той же час, необхідно відзначити той факт, що сучасні відносини України і Росії з питань транспортування газу не є повністю визначеними, і досить часто несуть конфліктний характер. Таким чином, мова йде про те, що від політично-економічних відносин цих двох країн-партнерів залежить подальший стан та напрям розвитку газотранспортної системи загалом.

Таким чином, узагальнюючи вище сказане, зрозуміло, що підприємство немає впливу на зовнішні чинники. Тому найбільшу увагу необхідно зосередити на вивченні внутрішніх чинників, які мають безпосередній вплив на процеси відтворення лінійної частини магістральних газопроводів. Графічно класифікацію групи внутрішніх чинників подано на рисунку 1.3.

Як правило, при глибокому вивченні та дослідженні дії специфічних чинників на результуючий показник можна в найкоротший термін забезпечити бажаний економічний та технічний результат.

Важливим техніко-технологічним чинником є сучасний технічний стан лінійної частини, так як 45% газопроводів вже експлуатується період до 20 років,

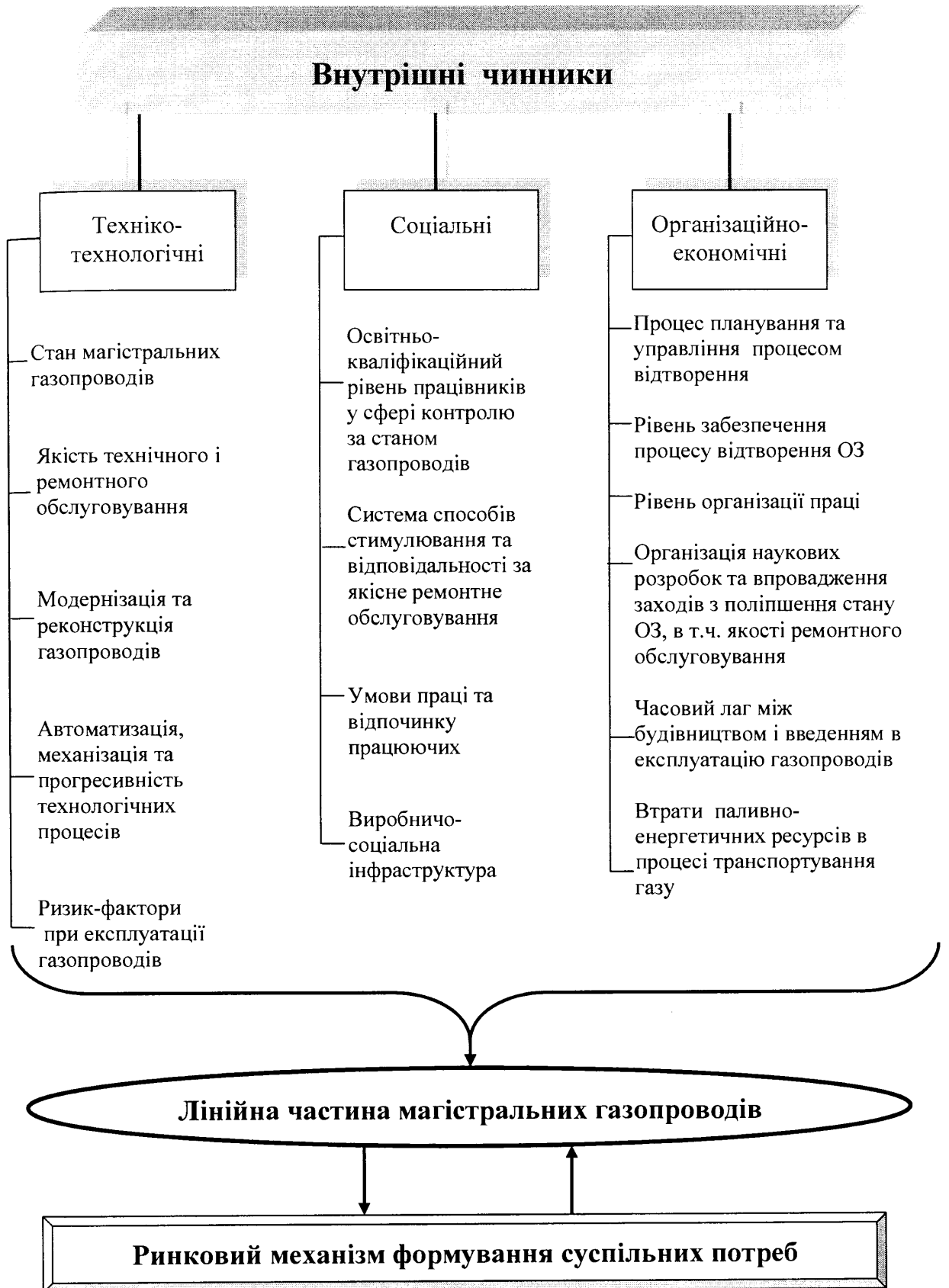


Рис.1.3 Класифікація внутрішніх чинників на процес відтворення лінійної частини магістральних газопроводів

Джерело: власна розробка автора

32% – від 20-33 років, і 23% - більше 33 років, тобто значна частина газопроводів вже відпрацювала нормативний термін експлуатації.

Відомо, що при постійній експлуатації газопроводів вони зношуються і потребують вчасного та якісного проведення періодичних та капітальних ремонтів, що в свою чергу потребує певних витрат.

Виникає необхідність заміни або відновлення спрацьованої частини обладнання ще задовго до того моменту, коли обладнання стає непридатним для подальшого використання в системі транспортування газу. Звідси і впливає напрям дії ще одного чинника – якість технічного та ремонтного обслуговування. Тому якісне та вчасне проведення ремонтних робіт прямопропорційно впливає на стан газотранспортної системи та на її відтворення.

Для підвищення процесу ефективності відтворення основних засобів (газопроводів) великого значення набуває модернізація діючої частини газопроводів. При невеликих витратах і за відносно короткий строк модернізація може забезпечити оновлення лінійної частини відповідно до нового технічного рівня, нарощування виробничих потужностей транспортування газу, економії витрат на проведення ремонтних робіт. Досвід передових країн світу також говорить про те, що модернізація займає важливе місце в системі відтворення.

Зважаючи на сучасний стан газопроводів, зростає небезпека виникнення відмов, аварій та надзвичайних ситуацій техногенного характеру для населення і довкілля. Тому пріоритетним завданням стало визначення рівня існуючих загроз, проведення аналізу ризику та його оцінки для того, щоб ефективно управляти ризиком.

Ризикологія не є запереченням минулого досвіду оцінки технічного стану трубопроводів, а є процесом впровадження передових технічних і наукових розробок з використанням світового досвіду для попередження відмов та аварійності газопроводів. Наслідки відмов поділяються на соціальні, економічні та екологічні. Першочерговими є наслідки соціального характеру, тому що вони стосуються здоров'я і життя людей. Суть економічних наслідків полягає в підрахунку витрат, пов'язаних з відмовою чи аварійністю газопроводів, в той же

час, як екологічні – це наслідки, які отримало навколишнє середовище в процесі відмови та аварії на газопроводі.

Наступною групою чинників в пропонованій класифікації є соціальні чинники. В теперішній час для ефективного проведення відновних процесів важливе значення мають соціально-економічні чинники такі як: економічне стимулювання працівників, охорона праці та здоров'я, підвищення їх матеріального достатку, загальноосвітнього, культурного та кваліфікаційного рівня, що безпосередньо впливає на якість проведеної роботи. Майстерність працівників, уміле використання техніки та якісне та вчасне проведення ремонтних робіт є важливим фактором ефективного здійснення відновлювальних процесів магістральних газопроводів. З цієї причини при наборі працівників особлива увага приділяється підготовці та освітньому рівню спеціалістів. Згубно на процес відтворення газопроводів впливає плинність кадрів. Тому на підприємстві слід використовувати різні форми стимулювання праці, а також забезпечувати безпеку працівникам і покращувати умови праці, зважаючи на ті обставини, що досить часто працівники котрі задіяні до ремонтних та відновлювальних робіт на газопроводах працюють в досить важких умовах – у полях, у лісах, на річках, в денний та нічний час, залежно від потреби та умов проходження траси газопроводів.

Також важливим фактором впливу на відновлювальні процеси, який входить до групи соціально-економічних чинників є виробничо-соціальна інфраструктура. Мається на увазі те, що якість, вчасність та оперативність проведення ремонтних та оглядових робіт значною мірою залежить від місця прокладання газопроводу. Оскільки велика частина газопроводів проходить під землею в лісах, річках, болотах, горах, тобто у важкодоступних місцях якість ремонтних робіт знижується. Також варто говорити про важкість доставки в такі місця ремонтних бригад та обладнання. Тому важливим завданням газотранспортного підприємства є вчасне та якісне проведення ремонтних і відновних робіт на таких ділянках траси газопроводів.

До останньої групи чинників специфічної (внутрішньої) дії належать чинники "організаційно-економічні". Серед організаційно-економічних чинників найбільший вплив на ефективність процесів відтворення магістральних газопроводів мають наступні чинники: удосконалення планування та управління відновними процесами на підприємстві, рівень забезпечення процесу відтворення основних засобів, рівень організації праці, організація розробки та впровадження заходів з поліпшення стану основних засобів, в т.ч. якості ремонтного обслуговування. Досконало налагоджене управління процесом відтворення газопроводів дає можливість попередити значну частину аварій та відмов газопроводів в процесі транспортування газу. Добре сформована організація праці на підприємстві дає можливість забезпечити швидке і якісне виконання поставлених завдань. Особливе значення на газотранспортних підприємствах приділяється ремонтному обслуговуванню та заходам з поліпшенням стану газопроводів, оскільки вартість основних виробничих засобів є досить висока, газопроводи експлуатуються тривалий час, тому потребують постійного нагляду та якісного ремонтного обслуговування протягом всього строку служби.

Важливим фактором, який відноситься до групи організаційно-економічних чинників є фактор часу між початком будівництва трубопроводів та терміном їх введення в експлуатацію. Зрозуміло, що негативна дія даного впливу має місце з самого початку, ще з будівництва трубопроводу. Від того моменту, коли привезли труби на трасу для прокладання трубопроводу до моменту, коли його введуть в експлуатацію проходить досить багато часу, в залежності від місця і довжини прокладання трубопроводу. Тоді, коли одна частина труби вже знаходиться в землі і зазнає перших впливів ґрунтової корозії на зварювальні шви газопроводу, інша частина ще тільки зварюється і прокладається, а ще інша – знаходиться на поверхні землі і її ізоляційне покриття зазнає негативну дію від сонячного впливу, дощу, снігу, вологи тощо. При "замороженні" коштів на процес будівництва, будівельні роботи можуть продовжуватись протягом значного період часу, а та частина трубопроводу, яка вже прокладена – зазнає впливу корозії. Таким чином, часовий лаг між будівництвом газопроводу і між

терміном введення в експлуатацію спричиняє, вже на початковій стадії дію корозії, що негативно впливає на процес відтворення лінійної частини магістральних газопроводів. Термін "часовий лаг" тлумачать, як період часу між здійсненням капітальних вкладень і отриманням повного ефекту [191, ст.95]. Чим менший лаг, тим вища ефективність. Повний лаг для підприємств трубопровідного транспорту приймають на основі фактичного аналізу.

Зважаючи на сучасний аварійний стан значної частини магістральних газопроводів особливе місце відводиться системі аналізу втрат паливно-енергетичних ресурсів при транспортуванні газу. Аналіз втрат паливно-енергетичних ресурсів, спричинений відмовами та аваріями на газопроводах, потребою зупинок транспортування газу через проведення ремонтних робіт та інше показав, що саме вони мають стати предметом особливої уваги з боку керівництва газотранспортних підприємств, бо їх зменшення є внутрішнім резервом ефективного господарювання підприємства. Тому важливим завданням сьогодення є скорочення втрат паливно-енергетичних ресурсів, зв'язаних з несправністю лінійної частини газопроводів шляхом вчасного та якісного проведення відновних робіт.

Підсумовуючи вище сказане, можна зробити висновок, що кожен з наведених чинників має більшу чи меншу, пряму чи опосередковану дію на процес відтворення магістральних газопроводів. Проте як і зовнішні, так і внутрішні чинники обумовлені ринковим механізмом формування суспільних потреб. Мається на увазі те, що потреби суспільства задовольняються вчасним та постійним процесом газопостачання, тому ринковий механізм формування суспільних потреб безпосередньо пов'язаний із процесом відтворення ЛЧ МГ.

Варто відзначити той факт, що жодне ефективне управління чинниками зовнішнього та внутрішнього середовища не дасть очікуваного результату без достатнього фінансування процесів відтворення. Тому питанню фінансування необхідно приділити достатньо уваги, що дасть можливість забезпечити проведення відновних заходів на газотранспортних підприємствах, що в свою чергу призведе до підвищення надійності газопостачання.

Серед наведених чинників також можна виділити ті, які сприятливо впливають на процес відтворення, тобто мають позитивний характер впливу на результуючий показник. Таку групу чинників називають чинниками-стимуляторами. Відповідно, чинниками - дестимуляторами називають чинники, які негативно впливають на відновлювальні процеси, а саме гальмують та деградують їх (рис.1.4).



Рис.1.4 Вплив дії чинників-стимуляторів та чинників-дестимуляторів на процес відтворення магістральних газопроводів

Джерело: власна розробка автора

Що стосується процесу відтворення магістральних газопроводів, то чинниками-стимуляторами є, в основному, техніко-технологічні фактори.

Сучасний розвиток науки і техніки, механізації та автоматизації, новітні методи діагностування та прогресивне обладнання для проведення ремонтних робіт, новітні засоби ізоляційного захисту газопроводів – все це позитивно впливає на довговічність газотранспортної системи України та збільшить строки її експлуатації.

До чинників - дестимуляторів відноситься група чинників природного характеру, зокрема – агресивність ґрунтів, у яких прокладені газопроводи, кліматична зона, в якій часто випадають значні опади тощо. Вплив даної групи чинників має негативний характер на результуючий показник, оскільки він пришвидшує процес корозії металу, що в свою чергу спричиняє аварійність та відмови в роботі газотранспортної системи, скорочує термін її експлуатації.

В той же час, вплив дії даної групи чинників є постійним, непередбачуваним і незалежним, оскільки впливати на напрям і характер дії природних чинників неможливо, що є особливістю експлуатації газотранспортної системи загалом.

Таким чином, сукупність усіх чинників створює своєрідне середовище для процесу відтворення магістральних газопроводів. Кожен з чинників має різноманітну силу впливу, але необхідно відзначити, що найбільш керованою є дія групи чинників техніко-технологічного спрямування, оскільки вони найістотніше впливають на довговічність процесу експлуатації газопроводів. Тому найбільший акцент в подальшому ході дослідження має бути зосереджений на групі чинників техніко-технологічного характеру, сформувавши постановку ряду поетапних задач і проміжних цілей у процесі досягнення оптимального стану процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів.

Саме даний підхід до розмежування чинників впливу на процес відтворення магістральних газопроводів буде використано в подальших дослідженнях.

З метою кількісної оцінки впливу чинників на відновні процеси доцільно представити їх дію показниками, що характеризують рівень впливу з урахуванням специфіки діяльності газотранспортних підприємств (табл.1.2).

Таблиця 1.2

Показники впливу чинників на процес відтворення магістральних газопроводів

<i>Чинники</i>	<i>Показники</i>	<i>Визначення</i>
1	2	3
Техніко-технологічні чинники	Рівень зношування основних засобів	Коефіцієнт зношування характеризує рівень спрацювання лінійної частини, розраховується як відношення фактичного терміну експлуатації до нормативного
	Рівень діагностування та очистки газопроводів	Відношення довжини газопроводів, що пройшли внутрішньотрубну діагностику та очистку до загальної довжини газопроводів
	Рівень захищеності газопроводів від корозії	Відношення довжини газопроводів, захищених від корозії до загальної довжини газопроводів
	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводів	Відношення довжини газопроводів, покритих високоякісними ізоляційними покриттями до загальної довжини газопроводів
	Частка газопроводів, що експлуатуються більше 30 років	Відношення довжини газопроводів з терміном експлуатації 30 років і більше до загальної їх довжини
	Прогресивність автоматизації технологічних процесів	Відношення числа систем автоматизації нового покоління до їх загальної кількості

Продовження табл. 1.2

	Рівень економічної надійності експлуатації газопроводів	Відношення обсягу поданого газу споживачам до обсягів отриманого підприємствами по експлуатації магістральних газопроводів
Організаційно-економічні чинники	Рівень виконання плану з впровадження нової техніки для відтворення газопроводів	Відношення вартості фактично впровадженої нової техніки до запланованого рівня
	Питома вага працівників, задіяних у раціоналізаторстві	Частка працівників, які брали участь в раціоналізаторській роботі до загальної чисельності промислово-виробничого персоналу
	Рівень організації праці	Коефіцієнт використання робочого часу (одиниця за мінусом непродуктивного часу одного працівника до загального часу); коефіцієнт кваліфікації кадрів (характеризує рівень спеціальної підготовки кадрів)
	Рівень забезпечення процесу відтворення основних засобів	Частка фінансових ресурсів, спрямованих на відновні процеси у собівартості транспортування газу
	Часовий лаг	Часовий інтервал між здійсненням капітальних вкладень до початку будівництва газопроводів та до введення його в експлуатацію [54, ст.170,171]
Соціально-економічні чинники	Відповідність кваліфікаційного рівня працівників займаній посаді	Співвідношення кваліфікаційного рівня працівників до розряду виконуваних робіт
	Стимулювання раціоналізаторської діяльності працівників	Частка премій та винагород за раціоналізаторські пропозиції в загальній величині отриманого економічного ефекту від них

Отже, сукупність показників впливу чинників має прямий напрям дії на відновлювальні процеси магістральних газопроводів, нерозривно пов'язані між собою, а отже за сприятливих умов ведуть до покращення стану газопроводів що в свою чергу підвищує надійність газопостачання на підприємствах.

1.3 Основні аспекти сьогодення розвитку магістральних газопроводів України та проблеми їх відтворення

Транзит газу в Україні при його ефективному використанні може слугувати не тільки джерелом досить значних прибутків, але і вагомим інструментом у відстоюванні інтересів країни при взаємодії з Росією (головним постачальником газу) і європейськими країнами-споживачами. Потужна газотранспортна система (ГТС) дозволяє транспортувати значні обсяги природного газу як транзитом, так і для внутрішнього споживання. На сьогодні газотранспортний коридор України є одним з найбільших в Європі, проте і найстарішим, який почав свій розвиток ще з 1924 року. Системами магістральних газопроводів, які перебувають у користуванні НАК "Нафтогаз України", російський природний газ надходить до країн Західної, Центральної та Східної Європи. Ці системи технологічно зв'язані з аналогічними магістральними газопроводами Росії, Білорусії, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини та Польщі, а через них - і з газопроводами всього Європейського континенту. При цьому слід відмітити, що Україна займає стратегічне положення, адже завдяки вітчизняній ГТС блакитне паливо отримують 19 країн Європи. Тому від ефективної роботи газотранспортної системи залежить не тільки добробут України, але й енергетична безпека ЄС. У зв'язку з цим моніторинг стану газотранспортної мережі, попередження аварійних ситуацій на трубопроводах є на сьогодні актуальним завданням.

Функціонування газотранспортної системи України, підтримання її в належному технічному стані та забезпечення надійності функціонування

визначені Законами України "Про трубопровідний транспорт" [67] та "Про нафту і газ" [63] та Енергетичною стратегією України на період до 2030 року [58, 135].

Дочірня компанія "Укртрансгаз" яка виконує функції транспортера природного газу Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" (надалі ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України") створена для виконання наступних завдань:

- надання послуг з транспортування природного газу споживачам України;
- здійснення транзиту природного газу через територію України в країни Західної Європи;
- зберігання природного газу в підземних сховищах;
- постачання природного газу;
- експлуатації, реконструкції і сервісного обслуговування магістральних газопроводів і об'єктів на них;
- діагностування, атестування і сертифікація основного та допоміжного обладнання;
- будівництва і монтажу газопроводів високого і низького тисків та об'єктів на них;
- виробництва стиснутого природного газу і забезпечення ним автомобільного транспорту;
- здійснення зовнішньо - економічної діяльності згідно з чинним законодавством України.

Сучасна газотранспортна система України (ГТС) є сполучною ланкою між постачальниками і споживачами природного газу та посідає друге місце в Європі [137, ст.12]. Порівняльна характеристика Української ГТС та ГТС країн СНД подано в табл.1.3.

Територією України на європейський ринок надходить близько 90% загального обсягу російського експорту газу [136, ст.47, 59, ст.10]. ДК "Укртрансгаз" є основним оператором газотранспортної системи.

Основними об'єктами ГТС є магістральні газопроводи (МГ), компресорні станції (КС), підземні сховища газу (ПСГ), газорозподільні станції (ГРС), газоперекачувальні агрегати (ГПА) та автомобільні газонаповнювальні компресорні станції (АГНКС).

Таблиця 1.3

**Порівняльна характеристика характеристика Української ГТС
та ГТС країн СНД**

Країна	Протяжність, тис. км	Пропускна здатність, млрд. куб. м	Інші характеристики
Україна	37	На вході – 287,7; На виході – 178,5	71 компресорна станція 1437 газорозподільних станцій 12 підземних сховищ
Узбекистан	13,2	86,5	24 компресорні станції 4 підземних сховища 2 газопереробних заводи
Казахстан	9	115	22 компресорні станції 308 газонасосних станцій 3 газопереробних заводи 3 підземних сховища
Білорусія	6,9	51	6 компресорних станцій 223 газорозподільних станцій 2 підземних сховища
Азербайджан	4	36	7 компресорних станцій 2 підземних сховища
Туркменія	4	50	Немає даних
Грузія	1,9	20	Немає даних
Арменія	1,9	9	1 підземне сховище
Молдавія	0,862	44,5	73 газорозподільних станцій
Росія	150,2		254 компресорних станцій 6 газорозподільних станцій 23 підземних сховища

Примітка: подано автором на основі джерела [140, ст.34]

В структуру ДК "Укртрансгаз" входять 18 структурних підрозділів, в тому числі 6 регіональних управлінь магістральних газопроводів. Детальну характеристику газотранспортної системи ДК "Укртрансгаз" подано в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Характеристика газотранспортної системи ДК "Укртрансгаз"

Параметри ГТС	Кількість
Довжина газопроводів, всього, тис.км	37
Пропускна здатність газотранспортної системи, млрд. м ³ /рік: - на вході - на виході	287,7 178,5
Кількість компресорних станцій (компресорних цехів), шт.	71 (109)
Кількість газоперекачувальних агрегатів, шт.	696
Потужність компресорних станцій, МВт	5405,1
Кількість підземних сховищ газу (ПСГ), шт.	12
Загальна активність ємність ПСГ по облаштуванню, млрд.м ³	31,1
Кількість автогазонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС), шт.	89
Проектна потужність АГНКС, млн.м ³ /рік	682,5
Кількість газорозподільчих станцій (ГРС), шт.	1437
Кількість працюючих, осіб	28777
Первісна вартість основних засобів, млн.грн.	21506,2
Балансова (залишкова) вартість основних засобів, млн.грн.	10956,8

Примітка: подано дисертантом на основі опрацювання джерела [158].

До складу ГТС ДК "Укртрансгаз" сьогодні входить 71 компресорна станція загальною потужністю 5405,1 МВт. Довжина магістральних газопроводів та газопроводів-відгалужень 37 тис. км, 12 підземних сховищ газу, широка мережа газовимірювальних та газорозподільних станцій. Пропускна спроможність системи становить на вході – 287,7 млрд.м³ на рік, а на виході – 178,5 млрд.м³, в т.ч. до країн Європи – 142, млрд.м³ [99, ст.8; 115, ст.3; 158, ст.6, 160, ст.40;]. ДК "Укртрансгаз" щороку забезпечує транспортування газу до

споживачів України в обсязі 75 млрд.м³, та транспортує газ до 19 країн Європи в обсязі 120 млрд.м³.

Обсягами транспортування газу характеризується надійність роботи ГТС. Так як основними об'єктами ГТС України є магістральні газопроводи, то в подальшому дослідженні необхідно проаналізувати їх якісний та віковий стан, котрий має безпосередній вплив на обсяги транспортування газу. Детальну характеристику лінійної частини газотранспортної системи ДП «Укртрансгаз» наведено в таблиці 1.5, Додатку Б.

Таблиця 1.5

Характеристика газопроводів залежно від діаметру

Діаметр, мм	Довжина магістральних газопроводів, км (в одинитковому обчисленні)	% від загальної довжини
1420	5455,6	14,7
1220	3871,7	10,5
1020	4422,6	11,9
820	1816,8	4,9
720	3158,1	8,5
530 мм і менше	18324,6	49,5
ВСЬОГО	37049,4	100

Примітка: розроблено дисертантом на основі опрацювання [158].

Як видно з табл. 1.5 найбільшу частку в структурі газопроводів займають газопроводи діаметром 530мм і менше. Це в основному газопроводи - відгалуження і розподільчі газопроводи з тиском не більшим 1,2 МПа, якими газ транспортується до споживачів України. Проте найважливішими по своїй функціональності в структурі газопроводів України переважають газопроводи великих діаметрів (1020-1420), які складають 37% від загальної довжини, а їхнім основним завданням є забезпечення транзиту газу до країн Європи.

Характерною особливістю експлуатації ЛЧМГ є те, що газопроводи прокладені на різних ділянках та експлуатуються в різних природно-кліматичних умовах. Таким чином, підхід до оцінки ресурсного потенціалу ділянок газопроводів повинен бути диференційованим та базуватися на оцінці фактичного

технічного стану, який безпосередньо залежить від вікової структури. Подальшим етапом дослідження стану лінійної частини магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" є характеристика вікової структури газопроводів. Структура газопроводів ДК «Укртрансгаз» за терміном експлуатації зображено на рис. 1.5.

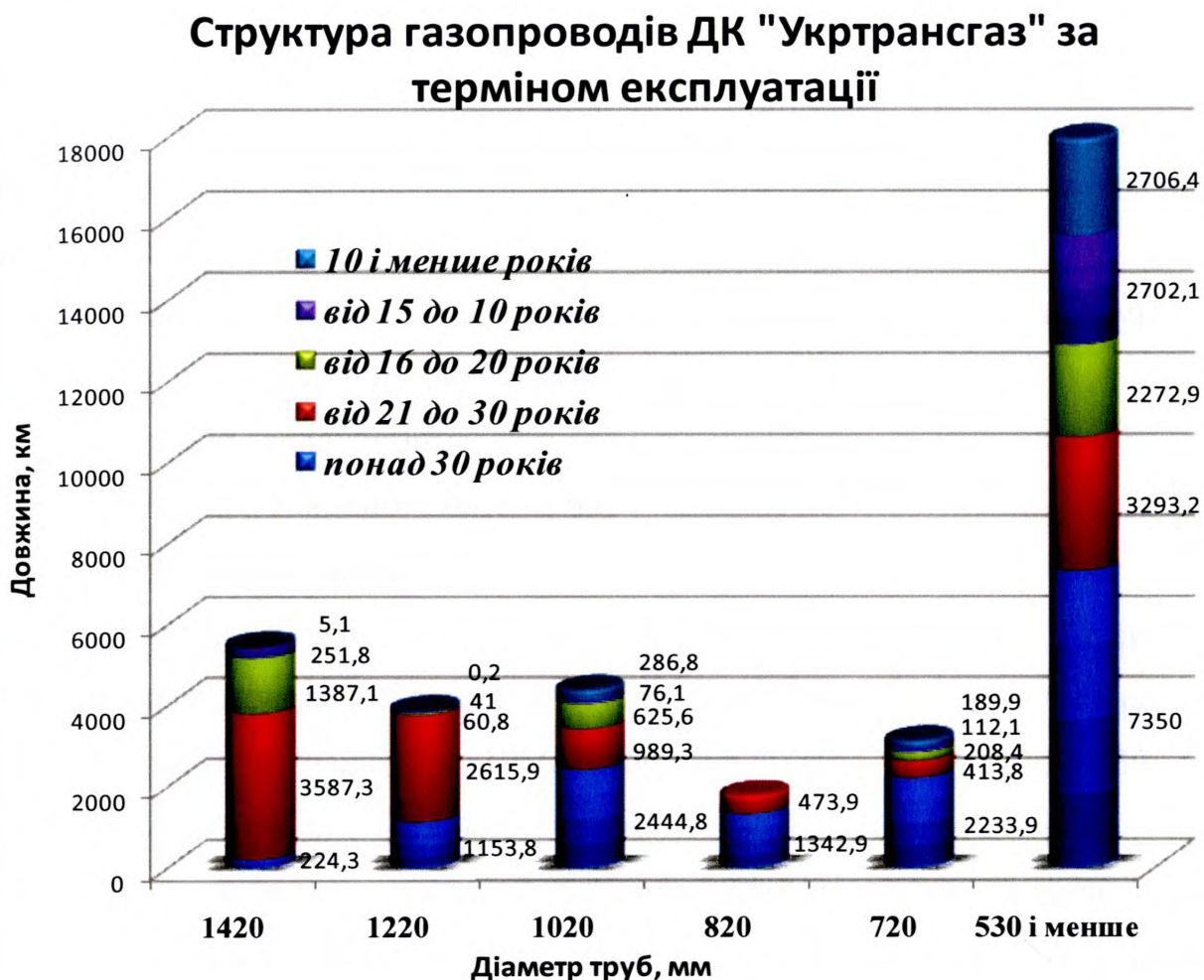


Рис. 1.5 Структура газопроводів за терміном експлуатації

Примітка: розраховано дисертантом на основі опрацювання [158].

У вітчизняній газотранспортній системі формально встановлено, що нормативний термін експлуатації газопроводів становить 33 роки [181, ст.10]. Дана величина прийнята в умовах централізованої економіки для того, щоб зручніше розраховувалася частка амортизаційних відрахувань для газопроводів,

яка встановлена в розмірі 3% від вартості газопроводу під час його будівництва. Проте формальний термін експлуатації не зв'язаний з характеристикою експлуатації газопроводу, типу його ізоляційного покриття та природно-кліматичними умовами пролягання, що безпосередньо впливає на швидкість протікання корозійних процесів. На сьогодні дана проблема, пов'язана з визначення терміну експлуатації газопроводів повинна вирішуватися виходячи з фізичних характеристик технічного стану газопроводів. Говорячи про зношеність газопроводів, необхідно говорити про "історію" його від його проектування до теперішнього часу, яка повинна враховувати комплекс чинників, які впливали протягом експлуатації. До таких чинників відносяться:

- якість виконання будівельних робіт (прокладання газопроводу);
- якість технічного обслуговування;
- умови експлуатації;
- якість ізоляційних матеріалів;
- геологічні умови.

Статистичні дані експлуатації лінійної частини ДК "Укртрансгаз" (рис.1.5) підтверджують те, що понад 40% газопроводів експлуатуються понад 30 років (збудовані в період з 1966-1970р.), в межах від 21 до 30 років експлуатуються 30% від загальної кількості та від 16 до 21 року – 12%. Негативним є той факт, що тільки 8 % газопроводів мають термін експлуатації в межах до 15 років. Дана ситуація має негативний характер для надійності газотранспортної системи України, вказує на значну її зношеність та потребу негайного її відновлення та реконструкції. Такий стан експлуатаційної надійності лінійної частини магістральних газопроводів передбачає те, що ще кілька років вона зможе пропрацювати в задовільному стані, проте потреба в капітальному ремонті набуває гострого значення. Згідно з висновками спільної робочої групи експертів України і Європейського Союзу, що працювала в рамках програми INOGATE, технічний стан вітчизняної транзитної газової системи визнано задовільним [125, ст.16]. Проте ДК «Укртрансгаз» усе ж таки ставить перед собою

завдання не просто зберегти такий стан, а й зміцнити транзитний потенціал. Для вирішення даної проблеми необхідно значні капітальні вкладення.

Понад 90% відмов об'єктів газотранспортної системи відбувається на магістральних газопроводах, причому від 15 до 35% цих відмов відбувається через корозію металу [191, ст.48]. Газопровід необхідно розглядати в комплексі – як сталю трубу, ізоляційне покриття та систему електрозахисту (ЕХЗ), а корозійну стійкість розглядати через призму цих трьох складових. Ключову роль впливу на стан газопроводів відіграє захисне ізоляційне покриття, яке має безпосередній вплив на довговічність та надійність газотранспортної системи. На сьогодні в ГТС України переважають газопроводи з бітумним ізоляційним покриттям, що становить 56% (20,8 тис. км) та 44% (16,2 тис. км) газопроводів захищені полімерним стрічковим покриттям. Слід зазначити, що майже всі транзитні магістральні газопроводи мають антикорозійне стрічкове покриття, що не забезпечує надійний захист газопроводів. В основному більшість ізоляційних покриттів погіршили свої характеристики та цілком виробили свій ресурс за 10-15 років, що негативно вплинуло на корозійну стійкість більшості газопроводів. Варто зауважити той факт, що через 10-15 років з'являються корозійні відмови на газопроводах з бітумною ізоляцією, та через 15-20 років – на газопроводах захищених полімерними ізоляційними стрічками. Бітумне ізоляційне покриття у заводнених ґрунтах набухає протягом одного року на 1%. За 10-15 років вони поглинають до 10% води, втрачаючи при цьому ізоляційні та захисні властивості. Полімерне стрічкове покриття має двошарову конструкцію – основний полімерний шар та каучуковий [182]. Таким чином, за своїми властивостями основний шар не промокає, проте каучуковий шар має високу вологопроникність (до 10%). По каучуковому шару вода проникає до тіла труби [183, ст.29]. Досить цікавим є той факт, що при розподілі витрат для будівництва трубопроводів у США лише 4% від загальної вартості становлять витрати на покриття трубопроводу (3% – компенсація на землю; 38% – матеріали; 38% – оплата праці; 4% – проект на інспекторський контроль; 6% – податки і транспортні витрати; 7% – інші витрати) [183, ст.28]. В загальному, вартість ізоляційних робіт становить 4-

6% від загальної вартості газопроводу навіть при застосуванні найдорожчих типів протикорозійної ізоляції, відіграючи при цьому важливу функцію по збереженню надійності газопроводу.

За оцінками Мінпаливенерго [178, ст. 18], в першу чергу в зону ризику потрапляють трансконтинентальні газопроводи "Союз" (збудований в 1978р.), "Уренгой-Помари-Ужгород" (збудований в 1982р.) та "Прогрес" (збудований в 1988р.), чия продуктивність перевищує 80 мільярдів кубометрів на рік. Важливим об'єктом лінійної частини є також газопровід "Долина – Ужгород -Держкордон II". Після його введення в експлуатацію в 1974 році розпочалась подача спочатку українського, а потім російського природного газу в країни Центральної та Західної Європи. Це стало початком функціонування найбільшого до сьогоднішнього часу коридору з транзиту російського газу, а Україна стала однією з найбільших транзитних країн. Саме ці магістральні газопроводи забезпечують левову частку транспортованого газу в країни Європи. Особливу увагу привертає той факт, що майже до нульової позначки досягає залишковий ресурс газоперекачувальних агрегатів: на газопроводах "Союз" він становить 1%, "Уренгой-Помари-Ужгород" – близько 3%, а "Прогрес" свій ресурс вичерпав наполовину [178, ст.18]. Зношеними є й інші складові газотранспортної системи – підземні сховища газу, термін експлуатації яких сягає 35-40 років.

Беручи до уваги чотири експортні газопроводи – "Уренгой-Помари-Ужгород"(УПУ), "Долина-Ужгород-Держкордон-II" (ДУД-II), "Союз" та "Прогрес", які експлуатуються структурними підрозділами західного регіону УМГ "Прикарпаттрансгаз" та характеризуються великим терміном експлуатації нами проводилися дослідження зношеності газопроводів бухгалтерським методом, який передбачає розрахунок коефіцієнта зношення як відношення величини зносу до первісної вартості основних виробничих засобів. На основі проведених досліджень отримали наступні результати, зведені в табл. 1.6 та графічно інтерпритовані на рис. 1.6.

Зважаючи на результати, отримані після проведення розрахунків варто звернути особливу увагу на процес відтворення саме цих магістральних

газопроводів, оскільки вони виконують найважливішу експортну функцію, а від надійності транзитних можливостей залежить і економіка країни загалом.

Однак при даному розрахунку коефіцієнта зношення не враховуються умови експлуатації газопроводів, якість ремонтних робіт, процес реконструкції та модернізації газопроводів, теперішньої (відновної) вартості газопроводів. Негативним є і той факт, що переоцінка основних засобів проводилася дуже давно, тобто ріст значення інфляції не врахований у вартості газопроводів, а норма амортизації становить близько 5 % первісної вартості газопроводів.

Таким чином, беручи до уваги попередню інформацію щодо коефіцієнтів зношеності необхідно враховувати "історію" газопроводу до теперішнього часу.

Основні транзитні газопроводи газотранспортної системи України обслуговуються чотирма управліннями – "Прикарпаттрансгаз", "Київтрансгаз", "Черкаситрансгаз" та "Донбастрансгаз". Проте особливий інтерес представляє УМГ "Прикарпаттрансгаз", основною функцією якого є забезпечення завершального етапу транспортування газу до кордону України з подальшою передачею в країни Європи. Дана особливість виділяє це управління серед інших, які виконують сполучну функцію транзиту газу територією України.

У систему магістральних газопроводів УМГ "Прикарпаттрансгаз" входять 26+1 магістральних газопроводів із них 26 знаходяться на балансі управління [128] :

1. Угерсько-Івано-Франківськ Ø 273 мм, протяжністю 73,0 км.
2. Косів-Чернівці Ø 426 мм, протяжністю 61,177 км.
3. Пасічна-Тисмениця Ø 325 мм, протяжністю 48,1 км.
4. Угерсько-Івано-Франківськ- Чернівці Ø 529 мм, протяжністю 211,2 км.
5. Кривий Ріг- Одеса Ø 527 x7 мм, протяжністю 109,5 км.
6. Пасічна-Долина Ø 529 мм, протяжністю 65,678 км.
7. Одеса-Кишинів Ø 529x7 мм, протяжністю 97,4 мм.
8. Долина-Ужгород-Держкордон Ø 820 мм, протяжністю 183,573 км.
9. Пасічна-Тисмениця (II нитка) Ø 529 мм, протяжністю 48,7 км.

10. Пукеничі-Долина \varnothing 720 мм, протяжністю 15,8 км.
11. Богородчани-Івано-Франківськ \varnothing 325 мм, протяжністю 23,1 км.
12. Київ-Захід України \varnothing 1220 мм, протяжністю 16,8 км.
13. Долина-Ужгород-Держкордон \varnothing 1420 мм, протяжністю 177,7 км.
14. Шебелинка Дніпропетровськ-Одеса \varnothing 820 x 10 мм, протяжністю 28,0 км.
15. Роздільна-Ізмаїл \varnothing 820 x 9 мм, протяжністю 237,8 км.
16. Івацевичі-Долина \varnothing 1220 мм. (II нитка), протяжністю 18,9 км.
17. Оренбург- Західний кордон "СОЮЗ" \varnothing 1420 мм, протяжністю 376,2 км (2317-2686 км).
18. Уренгой-Помари-Ужгород \varnothing 1420 мм, протяжністю 345,5 км
19. Івацевичі-Долина \varnothing 1220 мм (III нитка), протяжністю 23,7 км.
20. Шебелинка- Дніпропетровськ - Кривий Ріг- Ізмаїл \varnothing 820 x 10 мм, протяжністю 270,2 км.
21. Ананьїв-Тираспіль -Ізмаїл \varnothing 1220 x 12,5 мм, протяжністю 250,8 км.
22. Кременчук-Ананьїв-Богородчани \varnothing 1000 x 12 мм, протяжністю 332,2 км.
23. Ямбург-Західна границя \varnothing 1420 x 15,7 мм, протяжністю 354,1 км.
24. Більче-Волиця-Долина \varnothing 1420 x 15,7 мм, протяжністю 29,6 км.
25. Хуст-Сату Маре 720 x 8 мм., протяжністю 19,6 км.
26. Торжок-Долина \varnothing 1420 x 16,5 мм, протяжність 68,327 км.
1. Ананів-Ізмаїл-II - \varnothing 1220 x 12,5 мм, протяжністю 78,594 км. є власністю ЗАТ «Газтрансзит», а УМГ «Прикарпаттрансгаз» виконує на цьому газопроводі функцію оператора.

Із приведених, 17 газопроводів безпосередньо задіяні в системі експортного транзиту газу. Магістральні газопроводи, що експлуатуються УМГ «Прикарпаттрансгаз» територіально пролягають в 7-ми областях України, а саме: Закарпатській, Львівській, Івано-Франківській, Чернівецькій, Тернопільській, Вінницькій та Одеській.

Значення коефіцієнтів зношення магістральних газопроводів на газотранспортних підприємствах

Роки	Коефіцієнт зношення газопроводів																
	Долинське ЛВУМГ				Закарпатське ЛВУМГ				Богородчанське ЛВУМГ				Хустське ЛВУМГ				
	ДУД-II	Лупінг I (ДУД-II)	Лупінг II (ДУД-II)	УПУ	Союз	Прогрес	ДУД-2	Лупінг №4 (ДУД-II)	УПУ	Союз	Прогрес	УПУ	Союз	Прогрес	УПУ	Союз	Прогрес
2002	0,75	0,66	0,65	0,38	-	0,36	0,532	0,379	0,617	0,644	0,521	0,509	0,636	0,397			
2003	0,76	0,68	0,67	0,43	-	0,391	0,554	0,41	0,624	0,651	0,527	0,534	0,654	0,427			
2004	0,77	0,69	0,69	0,46	-	0,446	0,616	0,405	0,631	0,658	0,533	0,557	0,671	0,456			
2005	0,78	0,71	0,7	0,49	0,7	0,473	0,634	0,434	0,638	0,666	0,539	0,579	0,688	0,483			
2006	0,79	0,72	0,72	0,51	0,7	0,581	0,646	0,462	0,645	0,673	0,545	0,6	0,703	0,509			
2007	0,8	0,74	0,73	0,54	0,72	0,601	0,601	0,488	0,652	0,681	0,551	0,62	0,718	0,533			
2008	0,81	0,75	0,74	0,56	0,73	0,621	0,626	0,513	0,659	0,688	0,558	0,639	0,732	0,557			
2009	0,82	0,76	0,76	0,58	0,75	0,639	0,647	0,537	0,667	0,696	0,564	0,657	0,746	0,579			

Примітка: розраховано на основі джерела [21]

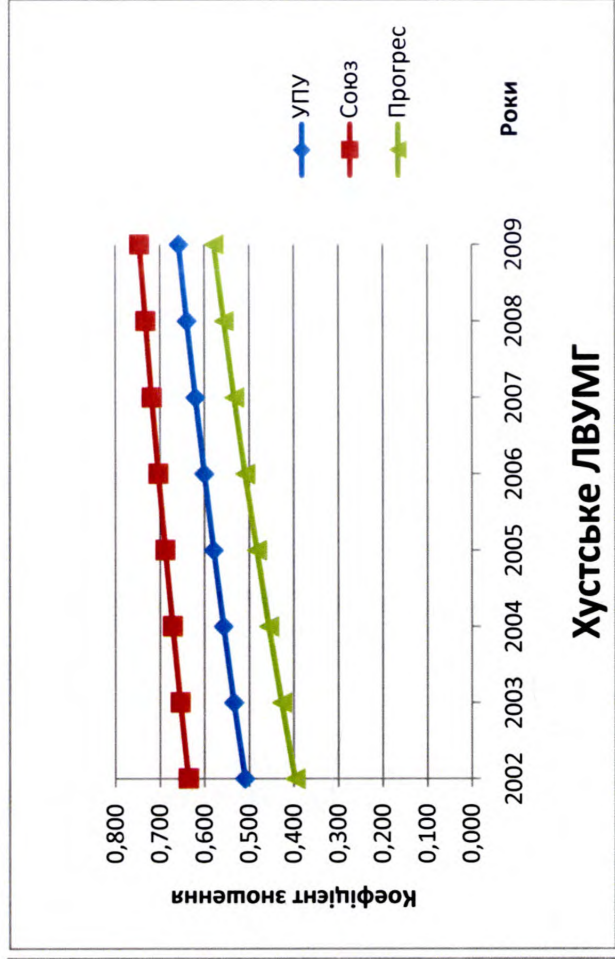
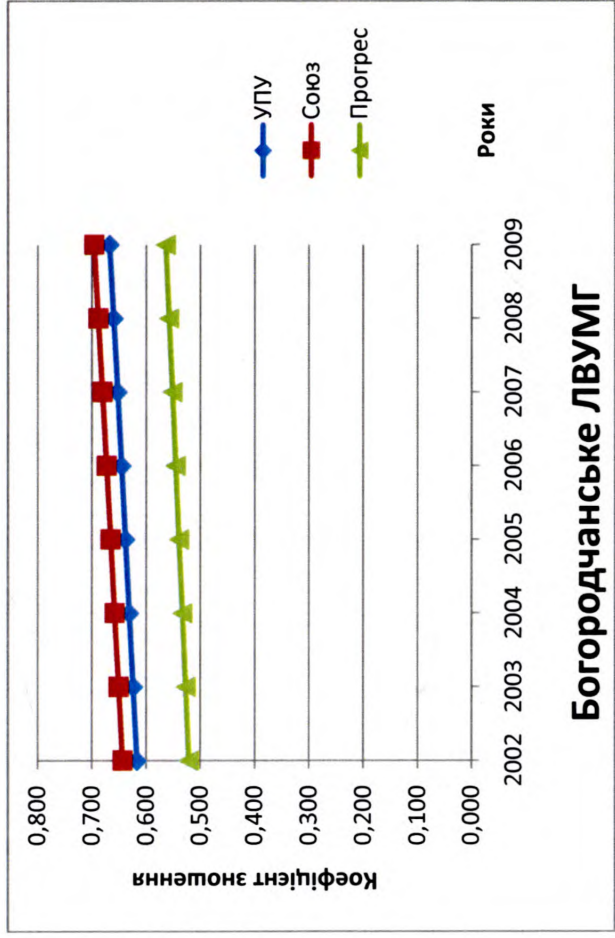
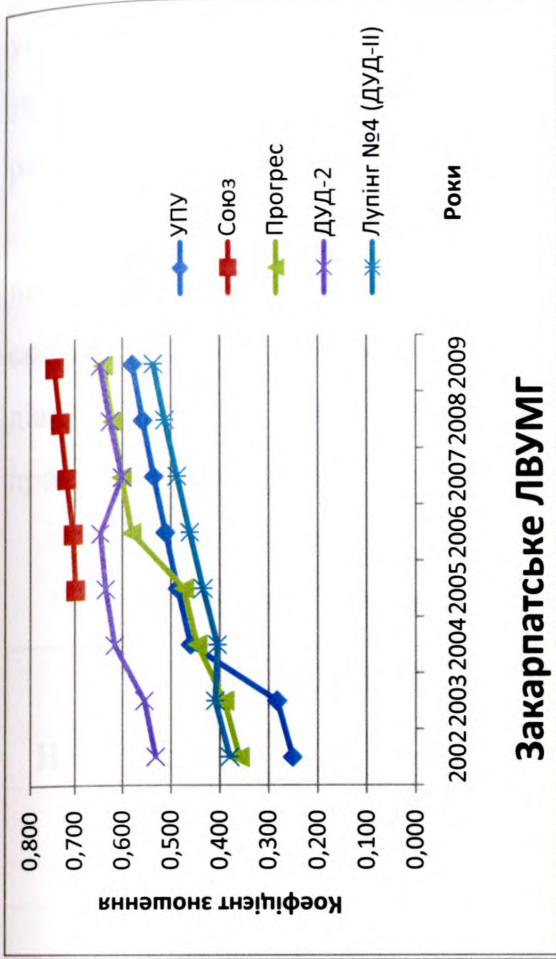
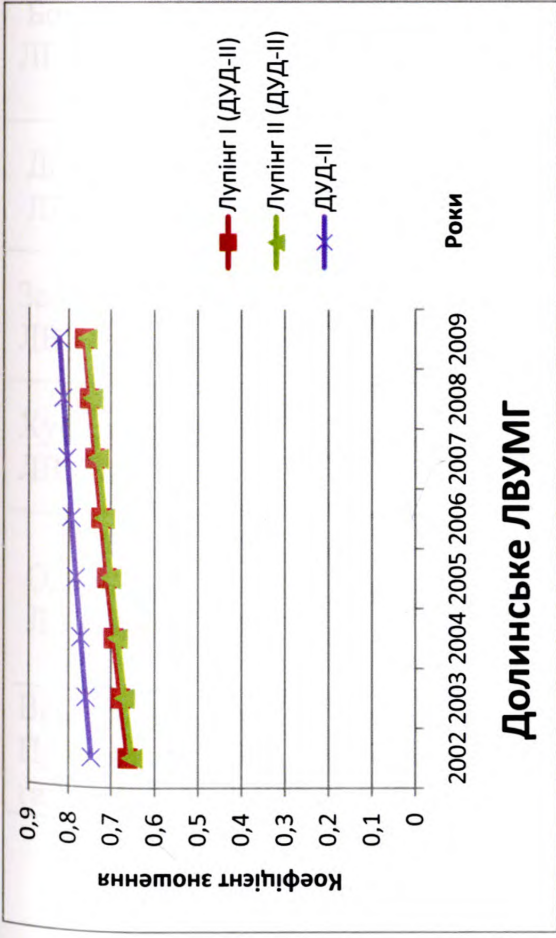


Рис.1.6 Динаміка коефіцієнта зношення для транзитних газопроводів структурних підрозділів західного регіону

Примітка: розраховано дисертантом на основі джерела [21]

Транзит природного газу забезпечується лінійно-виробничими управліннями, а саме: Богородчанським, Долинським, Закарпатським, Хустським та Одеським (далі ЛВУМГ). Основні відомості про протяжність, діаметри та райони прокладання газопроводів подано в табл. 1.7.

Геологічні та кліматичні особливості регіону мають значний вплив на діяльність управління "Прикарпаттрансгаз". Найважливіші об'єкти, що експлуатуються знаходяться в різних регіонах України, яким властиві великі діапазони зміни температури. Значна частина найбільш важливих газопроводів прокладена в складних гірських місцевостях, пересічених ріками та ярами.

Таблиця 1.7

Основні відомості про газопроводи УМГ «Прикарпаттрансгаз»

Найменування ЛВУМГ	Протяжність, км		Діаметри газопроводів, мм	Природно-кліматичні райони прокладання траси
	в однокілометровому обчисленні	по трасі		
Богородчанське ЛВУМГ	1638,501	1632,271	1420, 1020, 720, 530, 529, 426, 325, 273, 219, 168, 159, 127, 114, 108, 102, 89	рівнинні, горбисті і гірські райони
Долинське ЛВУМГ	639,984	590,303	1420, 1220, 820, 720, 529, 325, 273, 219, 168, 159, 114, 108, 57	рівнинні, горбисті і гірські р-ни
Закарпатське ЛВУМГ	613,679	510,405	1420, 1020, 820, 325, 219, 159, 133, 114, 108, 102, 89	рівнинні, горбисті і гірські р-ни
Хустське ЛВУМГ	614,652	614,652	1420, 720, 325, 273, 219, 159, 108, 89	рівнинні, горбисті і гірські р-ни
Одеське ЛВУМГ	1549,539	1539,392	1220, 1020, 820, 530, 529, 426, 325, 273, 219, 168, 159, 114, 108, 102	рівнинні, горбисті р-ни
Всього по УМГ Прикарпаттрансгаз	5056,355	4887,023		

Примітка: складено на основі джерела [128]

Сильні опади викликають різноманітні зрушення ґрунтів, обвали гірських порід і стають причиною ускладнення експлуатації газопроводів. Велика кількість річок створює труднощі при прокладанні нових газопроводів, вимагає додаткових і постійних зміцнень берегових укріплень та річкових переходів для вже існуючих трас. Складність рельєфу і геологічних умов підвищують вартість будівельно-монтажних робіт при прокладанні траси газопроводу і відповідно збільшують собівартість транспортування газу. Специфіка ґрунтів, наявність ґрунтових вод, кліматичні особливості вимагають надійної ізоляції та захищеності газопроводів. Стійкість цих споруд у великій мірі визначена сучасною геодинамікою – процесами і явищами, завдяки яким відбуваються деформації товщ гірських порід та зміни рельєфу Землі. Сучасні магістральні газопроводи, прокладені через Карпатський регіон, мають, як правило, великий діаметр - 1420мм, а тому порушують при будівництві великі площі. Будівництво магістральних трубопроводів супроводжується значними порушеннями природних систем. Так, наприклад, при будівництві трансконтинентального трубопроводу "Уренгой-Помари-Ужгород" у Карпатах в ґрунт було закладено 110 тис. тонн труб, вийнято 2,3 мільйони кубометрів ґрунту, було прокладено 456 км під'їздів до трас і вздовж трасових доріг.

Виходячи з загальної картини, яка виникла при дослідженні стану лінійної частини магістральних газопроводів можна зробити висновок про гостру необхідність проведення комплексної реструктуризації всієї газотранспортної системи, включаючи і лінійну частину.

Незворотнім є той факт, що чим старіша система, тим більше коштів потрібно для її підтримки в працездатному стані. Однак рівень виконання плану освоєння капітальних вкладень у ГТС протягом 1998-2008 років прямує в протилежний бік, тяжіючи до скорочення видатків (рис.1.7)[178, ст.21].

Якщо провести порівняльну характеристику, то потреби газотранспортної системи у 2005 році становили 1669 млн. грн., тоді як фактичне фінансування склало – 1357 млн. грн. У 2008 році, при потребі – 980 млн. грн., фактично

отримали – 750 млн. грн. Тоді як у 2004 році технічне оновлення газотранспортної системи України недофінансовувалося лише наполовину, то зараз витрачається лише 15% тих коштів, які необхідно для надійної та безаварійної роботи системи [178, ст.20]. Що стосується обсягу інвестицій в ГТС, то згідно декларації підписаної в Брюселі між Україною та Євросоюзом про модернізацію ГТС Україна може розраховувати на кредитні засоби в обсязі 3 млрд. доларів від Європейського інвестиційного банку, Європейського банку реконструкції та розвитку та Всесвітнього банку. Основною умовою надання даної суми є виведення із складу НАК «Нафтогаз України» компанію «Укртрансгаз», яка є оператором вітчизняної ГТС, отримуючи за транзит газу майже 20% всіх поступлень [62, ст.21].

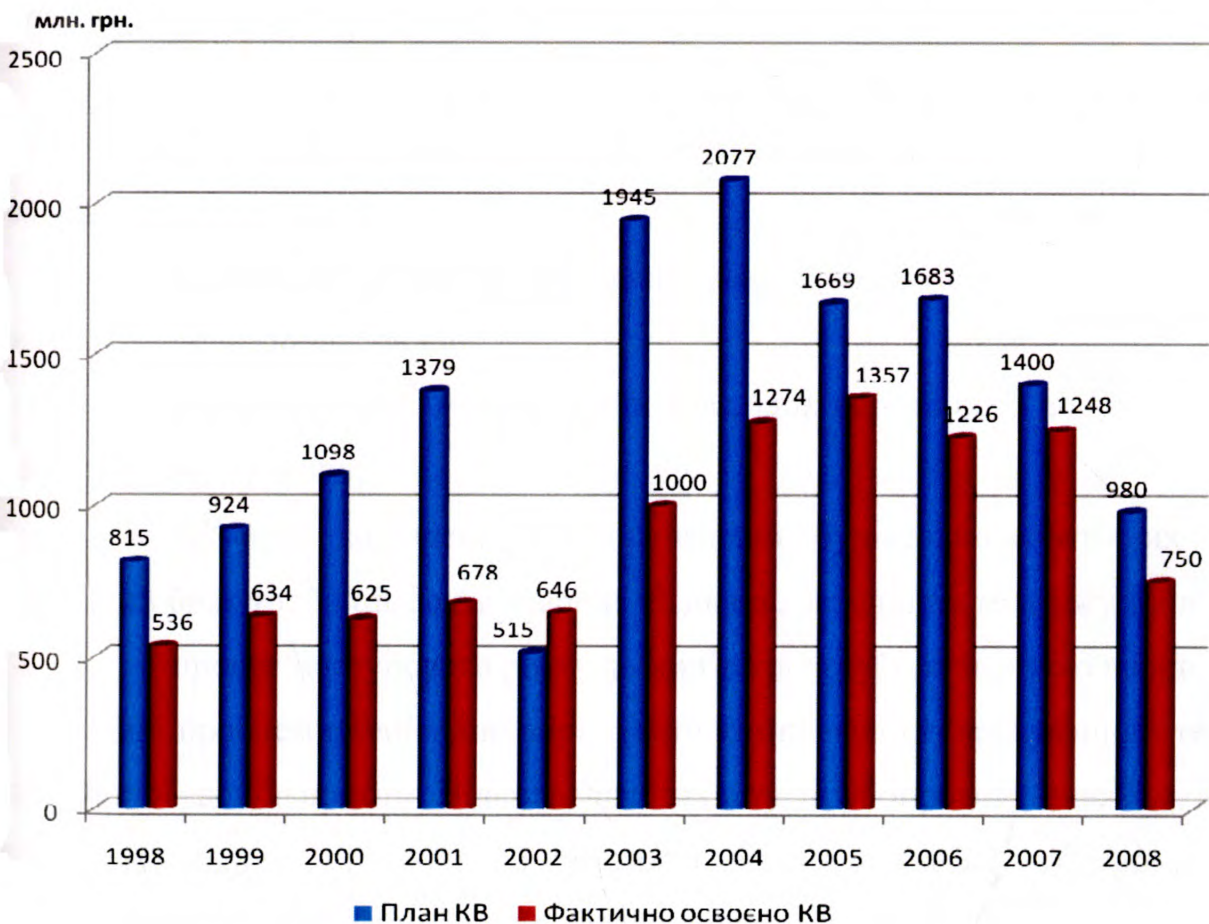


Рис. 1.7 Динаміка освоєння капітальних вкладень у ГТС

Примітка: подано дисертантом на основі опрацювання [178].

Працездатність газотранспортної системи України прямо залежить від надійності експлуатації високовартісних і складних технологічних систем лінійної частини магістральних газопроводів. Корозія, фізичне зношування, старіння металу внаслідок дії блукаючих струмів, статичних та динамічних навантажень, високі тиски, температури, кислотність ґрунтів – чинники зниження довговічності та надійності експлуатації газопроводів.

Якщо розглянути світовий досвід процесу відтворення ЛЧ МГ, зокрема на прикладі США, то можна побачити протилежну картину щодо фінансового забезпечення процесу відтворення з боку держави порівняно з ГТС України. Як відомо, потреба у фінансових ресурсах необхідних відтворення саме лінійної частини не задовольняється навіть на 40%, що не дає можливості провести на належному рівні ефективний процес відтворення. Таким чином, для покращення ситуації необхідно більше уваги з боку держави приділити питанню фінансування відтворення ГТС України.

Основними проблемами, що впливають на необхідність процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів, виявленими в процесі дослідження, є наступні:

- перевищення проектних навантажень в результаті деформації лінійної частини та пульсуючих тисків;
- дефекти втрати металу труби внаслідок корозійного пошкодження та ерозійного зношування;
- дефекти допущені при проведенні будівельно-монтажних робіт, заводський брак труби (дефекти зварних з'єднань, неточність монтажу тощо);
- процес поступового росту дефектів тіла труби із значною швидкістю.

Дані проблеми необхідно вирішувати комплексно із врахуванням техніко-економічної доцільності. Відновлення захисту трубопроводу шляхом заміни ізоляції при одночасній ліквідації негативних наслідків (дефектів) недостатнього протикорозійного захисту та ліквідація інших видів дефектів є основними напрямками підвищення надійності та безперебійності газопостачання. Основним методом відтворення лінійної частини є її капітальний ремонт. Вибір

оптимального методу ремонту за мінімумом затрат необхідно проводити на основі результатів розв'язання задач оптимізації витрат на проведення капітального ремонту, що буде розглянуто в наступних розділах даної дисертаційної роботи.

Висновки до 1 розділу

Сьогоднішній етап розвитку економіки України характеризується значним загостренням проблеми відновлення основних виробничих засобів газотранспортних підприємств, що спричиняє зниження ефективності транспортування газу, що в свою чергу має негативний вплив на економіку країни загалом. Тому при такій ситуації в промисловості країни та значущості основних виробничих засобів в сучасних умовах господарювання процес відтворення основних виробничих засобів являється одним із основних стратегічних завдань.

1. На основі аналізу фахових літературних джерел щодо проблематики відтворення основних виробничих засобів підприємств здійснено систематизацію наукових дисертаційних робіт, пов'язаних з тематикою відтворення, відновлення та використання основних засобів та продовжено період дослідження до теперішнього часу. Результати досліджень свідчать про те, що проблемі відтворення основних виробничих засобів на підприємствах транспортування газу за розглянутий період не було приділено достатньої уваги.

2. Уточнено поняття термінів "відтворення" та "відновлення" основних виробничих засобів. Враховуючи специфіку роботи газотранспортних підприємств, запропоновано наступне визначення: "відтворення лінійної частини магістральних газопроводів – це постійний процес, який включає в себе комплекс заходів з відновлення, підтримання та забезпечення надійного технічного рівня як самого газопроводу, так і його інфраструктури для безперервного газопостачання». Особливістю процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів є те, що таку складову як технічне

перезброєння недоцільно розглядати, як одну з форм її відновлення, так як процес технічного перезброєння не має логічного зв'язку з фізичною суттю експлуатації лінійної частини. Дану категорію варто включати як елемент процесу реконструкції та модернізації..

3. Запропоновано та деталізовано власний підхід до класифікації чинників, які впливають на процес відновлення лінійної частини магістральних газопроводів, в основу якого покладено метод "дерева цілей" із застосуванням методу декомпозиції, що дозволяє детально та глибше простежити дію даних чинників. В даній класифікаційній моделі подано поділ чинників зовнішньої (на макро- рівні) та внутрішньої (на мікро- рівні) дії. Після оцінки впливу даних чинників виявлено, що найбільш керованою є дія групи чинників техніко-технологічного спрямування, оскільки вони найістотніше впливають на довговічність процесу експлуатації газопроводів. Тому найбільший акцент в подальшому ході дослідження необхідно зосередити на групі чинників техніко-технологічного характеру, сформувавши постановку ряду поетапних задач і проміжних цілей у процесі досягнення ефективного процесу відновлення лінійної частини магістральних газопроводів. Саме даний підхід класифікації чинників впливу на процес відновлення магістральних газопроводів буде використано в подальших дослідженнях.

4. Проведено поділ чинників, в залежності від дії на процес відновлення. Згідно нього, чинники поділяються на стимулятори, які мають позитивний вплив на процес відновлення основних засобів, та дестимулятори, які мають негативний вплив на даний процес. До чинників-стимуляторів відносяться техніко-технологічні чинники. Сучасний розвиток науки і техніки, механізації та автоматизації, новітні методи діагностування та прогресивне обладнання для проведення ремонтних робіт, новітні засоби ізоляційного захисту газопроводів – все це позитивно впливає на довговічність газотранспортної системи України та збільшить строки її експлуатації. До чинників-дестимуляторів відноситься група чинників природного характеру, зокрема – агресивність ґрунтів, у яких прокладені газопроводи, кліматична зона, в якій часто випадають значні опади

тощо. Вплив даної групи чинників має негативний характер, оскільки він пришвидшує процес корозії металу, що в свою чергу спричиняє аварійність та відмови в роботі газотранспортної системи, скорочує термін її експлуатації.

5. Результати техніко-економічного аналізу стану лінійної частини магістральних газопроводів свідчать про те, що сучасний стан газотранспортної системи є задовільним, проте існують певні труднощі, що підкреслюються великим наявним терміном експлуатації газопроводів, їх зношуваністю ізоляційного покриття та використанням значної частини свого ресурсного потенціалу. Така ситуація вимагає проведення комплексного капітального ремонту системи загалом, і в свою чергу, потребує великих фінансових ресурсів. Невиконання даних завдань може призвести систему до виходу з ладу. Підвищення ефективності, надійності та транзитних можливостей вітчизняної ГТС можна досягнути за допомогою впровадження сучасних науково-технічних та організаційно-економічних інновацій.

Основні результати дослідження, викладені у першому розділі, опубліковані в [162, 163, 167, 173, 175, 176].

РОЗДІЛ 2

ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ЛЧ МГ

2.1 Надійність експлуатації ЛЧ МГ та аналіз статистики відмов і початкових показників надійності

Як прикладна галузь знань наука про надійність базується на фундаментальних математичних та природничих науках. Тут використовуються теорія ймовірностей, фізико-хімічна механіка, в тому числі теорія тертя та зношування, розділи динаміки та міцності машин, залучаються ідеї автоматичного регулювання та кібернетики, розвиваються положення теорії технологічних процесів і діагностики.

Наука про надійність вивчає закономірності зміни показників якості технічних пристроїв і систем та на основі цього розробляє методи, що забезпечують із найменшою затратою часу і засобів необхідну тривалість і безвідмовність їх роботи. Ця наука на підставі прогнозу поведінки системи розробляє теорію, прийняття оптимальних рішень для забезпечення необхідного рівня надійності.

Специфічними особливостями питань надійності є:

- а) фактор часу, оскільки оцінюється зміна початкових параметрів в процесі експлуатації обладнання;
- б) прогнозування поведінки об'єкту з погляду збереження його вихідних параметрів (показників якості).

Питанням надійності експлуатації устаткування присвячені праці багатьох українських та зарубіжних вчених. Серед них Сухарев М.Б., Ставровський Е.Р, Карасевич А.М, Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Ковалко М.П, Гораль Л.Т., Дзьоба О.Г., Проніков А.С., Райншке К., Ушаков І.А., Кубарев І.А., Канарчук В.Є., Полянський С.К., Дмитрієв М.М., Беляєв М.С., Гнеденко Б.В., Соловйов А.Д. та ін.

Надійність роботи системи газопостачання, її підсистем й об'єктів залежить від багатьох чинників, серед яких можна виділити такі:

- рівень надійності елементів устаткування, що входять до системи;
- рівень експлуатації й управління системою;
- склад вхідних у систему елементів і структура зв'язків між ними;
- обсяг і структура резервування.

Надійність і технологічні характеристики елементів цих систем (середній час аварійних і планових ремонтів, час очікування ремонтів, продуктивність елементів) багато в чому залежать від якості устаткування й рівня експлуатації систем.

Значення цих параметрів обмежуються досягнутим рівнем науково-технічного прогресу й економічною доцільністю додаткових витрат на вдосконалювання техніки й технології виробництва.

Зазначені чинники можуть змінюватися як за рахунок раціональнішого використання й розподілу витрат на створення і розвиток системи, а також витрат на засоби резервування, так і за рахунок збільшення цих витрат. Тому проблема надійності – проблема техніко-економічна [156].

Надійність лінійної частини магістральних газопроводів, як і будь-якого технічного об'єкту, визначається як властивість виконувати задані функції, зберігаючи в часі обумовлені експлуатаційні показники. При цьому надійність, будучи комплексною властивістю, залежно від призначення і умов експлуатації, може включати безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність і збережаність, окреме або певне поєднання цих властивостей.

Основні поняття і визначення теорії надійності викладено в ДСТУ 2860-94 [47]. Даний стандарт так дає визначення поняття «надійність» - властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування.

Наука і дослідження з надійності розвивалися до останнього часу в двох основних напрямках.

Перший напрям, який виник в радіоелектроніці, пов'язаний з розвитком математичних методів оцінки надійності, особливо стосовно складних систем, із

статистичною обробкою експлуатаційної інформації, з розробкою структур складних систем, що забезпечують високий рівень надійності.

Другий напрям, який виник в машинобудуванні, пов'язаний з вивченням фізики відмов (зношування, втомної міцності, корозії), з розробкою методів розрахунку на міцність, зношування, теплостійкість тощо, із застосуванням технологічних прийомів, що забезпечують необхідну надійність обладнання.

У даний час йде процес взаємного злиття цих двох напрямів, перенесення раціональних ідей із однієї області в іншу і формування на цій основі єдиної науки про надійність виробів.

На основі теорії ймовірності та математичної статистики, а також суміжних із ними дисциплін, створені і розробляються спеціальні методи розрахунку, пов'язані з основними аспектами проблеми надійності виробів. При цьому, як справедливо вказує акад. Б.В. Гнеденко, «математика є лише засобом дослідження і розрахунку, але не самоціллю. В основі завжди повинна бути інженерна проблема, і для її вирішення повинен притягуватися той науковий апарат, який щонайближче відповідає природі явища, що вивчається»[31].

Розвиток математичних методів теорії надійності — необхідний, але не достатній етап для формування теоретичної основи цієї науки.

Іншою теоретичною основою науки про надійність є результати досліджень природничих наук, що вивчають фізико-хімічні процеси руйнування, старіння і зміни властивостей матеріалів, з яких виготовлені машини або які необхідні для їх функціонування (паливо, мастило і т. і.).

Які ж завдання повинна вирішувати теорія надійності? Очевидно, що перша з них полягає, з одного боку, у визначенні надійності технічної системи по відомих надійностях її компонентів і, з іншого боку, в порівнянні різних варіантів конструкції за ступенем її надійності.

Поза сумнівом, що іншим важливим завданням теорії надійності слід вважати розробку планів випробувань продукції на надійність.

Плануючи ремонти, модернізацію та реконструкцію ЛЧ МГ важливо не допустити відмови та аварії на газопроводах, отже слід найбільшу увагу звертати

на величину зношування лінійної частини. Але назначений ресурс не є остаточним обмеженням. Він може бути продовжений на основі результатів обстежень та діагностики технічного стану газопроводів. Тому необхідно враховувати:

- забезпечення планового обсягу транспортування природного газу;
- безпеку експлуатації ЛЧМГ;
- зношування газопроводів.

Несправності, що впливають на надійність, приводять до відмов міцнісного характеру, що викликають, як правило, повторні руйнування елементів газопроводу.

Несправності, що впливають на ефективність функціонування, відбиваються на вихідних показниках, наприклад, стосовно лінійної частини таких як: продуктивність, коефіцієнт технічного стану.

При визначенні доцільного рівня надійності велике значення має термін служби обладнання. При цьому термін служби може необмежено продовжуватися. Проте у міру збільшення періоду експлуатації обладнання кількість і вартість ремонтів збільшується (зношування, поломки запірної арматури і інших дорогих деталей). Зростання експлуатаційних витрат, витрат на обслуговування і ремонт приводить до збільшення вартості транспортування природного газу, що здійснюється з допомогою даного обладнання, тобто знижується ефективність його використання. Оптимальною довговічністю слід вважати такий термін служби обладнання, при якому витрати на його використання (вартість обладнання, ремонт і експлуатація), віднесені на одиницю продукції, що виробляється обладнанням (транспортується газопроводом), будуть мінімальними [33].

Александровим А.В. описані закони газоспоживання, методи їх аналізу і прогнозування; розкриті питання аналізу надійності і забезпечення працездатності; подано методику врахування надійності при експлуатації магістральних газопроводів; розглянуто питання резервування в системах магістрального транспорту газу тощо [3].

Надійність ЛЧ МГ визначається сукупністю трьох основних властивостей: безвідмовністю, довговічністю і ремонтпридатністю.

Лінійна частина магістральних газопроводів в процесі експлуатації може перебувати в одному з наступних станів: робота під навантаженням; планово-запобіжний ремонт; вимушений (аварійний) простій.

В результаті дії різних зовнішніх зв'язків випадкового характеру ЛЧ МГ в процесі функціонування переходить з одного стану в інший. Перехід здійснюється у випадкові моменти часу. Передбачити точний час перебування ЛЧ МГ в тому або іншому стані є можливим лише в окремих випадках. Але навіть в цьому разі невизначеність настання моменту зміни стану досить велика, ці моменти можна розглядати як випадкові події. Це дозволяє застосувати до визначення ймовірності функціонування ЛЧ МГ на певному рівні такі добре розроблені в теорії надійності моделі, як напівмарковські процеси, процеси загибелі і розмноження, ймовірнісну комбінаторику і інші методи залежно від типу і рівня вирішуваних при цьому завдань [3].

Під раптовою відмовою розуміють відмову, викликану дефектами (дефектом), інтенсивність розвитку яких і можливість розпізнавання не дозволяють своєчасно запобігти їх настанню. Для раптових відмов характерний різкий перехід від працездатного стану до непрацездатного (наприклад, розгеметизація ЛЧ МГ – утворення свищів, розрив тіла труби, механічні пошкодження, збій в системі телемеханічного управління, відмови, які виникли внаслідок природних катаклізмів, тощо). Отримані при діагностуванні відомості про дефекти (місце, вигляд, ступінь тяжкості), тенденції їх розвитку, дозволяють не тільки зменшити ймовірність раптових відмов і тим самим підвищити безпеку, виключити наслідки матеріального характеру, але і, що особливо важливо, оптимізувати терміни проведення технічного обслуговування і входження в ремонт по критерію мінімуму витрат. При цьому окрім скорочення витрат на обслуговування і ремонт, зменшується потреба в запасних частинах, ремонтному персоналі, підвищується якість ремонту, підвищується коефіцієнт використання лінійної частини.

Для кількісної характеристики використовуються показники надійності. Їх класифікація наведена в табл.2.1. [86].

Одиничні показники характеризують одну з властивостей надійності і залежно від цього поділяються на показники безвідмовності, довговічності, ремонтпридатності і збережуваності. Комплексні показники характеризують одночасно декілька властивостей. Класифікація та перелік основних показників приведена в табл. 2.1. та 2.2 відповідно.

Таблиця 2.1

Класифікація показників надійності

Ознака класифікації	Вид показника надійності
Число властивостей, що характеризують надійність	Одиничні Комплексні
Вид властивості надійності, що характеризується	Показник безвідмовності Показник довговічності Показник збережуваності Показник ремонтпридатності
Спосіб визначення	Розрахунковий Експериментальний Експлуатаційний Екстраполяційний
Область розповсюдження	Індивідуальний Груповий
Область використання	Нормативний Оцінний

Примітка: подано автором на основі джерела [86]

Таблиця 2.2

Перелік показників надійності

Властивості надійності, що характеризуються	Найменування показника	Позначення
1	2	3
Безвідмовність	Вірогідність безвідмовної роботи Інтенсивність відмов Встановлений безвідмовний наробіток Середнє напрацювання до відмови Параметр потоку відмов γ -процентне напрацювання	$P(t)$ $\lambda(t)$ T_y $T_{сер}$ $\omega(t)$ T_γ
Довговічність	Середній ресурс γ -процентний ресурс Назначений ресурс Встановлений ресурс (ресурс) Середній термін служби γ -процентний термін служби Призначений термін служби Встановлений термін служби	T_p $T_{p\gamma}$ T_{p-n} T_{p-y} $T_{сл}$ $T_{сл\gamma}$ $T_{сл-n}$ $T_{сл-y}$
Збережуваність	Середній термін збережуваності γ -процентний термін збережуваності Призначений термін зберігання Встановлений термін збережуваності (термін збережуваності)	T_c $T_{c\gamma}$ $T_{сн}$ T_{c-y}
Ремонтопридатність	Середній час відновлення працездатного стану Вірогідність відновлення працездатного стану	T_v $P_v(t)$
Комплексні показники	Коефіцієнт збереження ефективності Коефіцієнт оперативної готовності Коефіцієнт технічного використання Коефіцієнт готовності Питома сумарна трудоемність (тривалість) технічного обслуговування Питома сумарна трудоемність (тривалість) ремонтів	$K_{еф}$ $K_{ог}$ $K_{тв}$ K_r S $S_{то}(S_p)$

Примітка: подано автором на основі джерела [86]

Перехід з працездатного стану в непрацездатний здійснюється при настанні такої події як відмова. Класифікація видів відмов наведена в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Класифікація відмов

Показник класифікації	Вид відмови
За важливістю	Критична Значна Незначна
Залежність відмов	Залежна Незалежна
Характер появи	Раптова Поступова
Характер виявлення	Явна Прихована
Причина появи	Конструктивна Виробнича Експлуатаційна Деградаційна

Критерієм відмови називається ознака або сукупність ознак непрацездатного стану об'єкту, встановлені в нормативно-технічній і (або) технічній документації. Критерієм граничного стану є ознака або сукупність ознак граничного стану об'єкту, встановлені в нормативно-технічній або технічній документації. Деякі фахівці відносять ці параметри до контрольних нормативів (гарантованих), а не до показників надійності.

Планування ремонтних робіт і технічного обслуговування повинно ґрунтуватися насамперед на урахуванні й оцінці даних, які отримують під час діагностування лінійної частини магістральних газопроводів. Контроль дозволяє виявляти й усувати неполадки та зводити до мінімуму витрати на ремонт.

Стабільність функціонування ГТС визначає матеріальна база, що включає парк ГПА та лінійну частину магістральних газопроводів. Висока ефективність їх експлуатації та надійність роботи забезпечуються своєчасним та якісним технічним обслуговуванням та виконанням капітального ремонту в умовах спеціалізованих підприємств.

Костенко Д.А.в своїй праці [80] пропонує розглядати реконструкцію ГТС України як радикальний засіб підвищення надійності дальнього транспорту газу.

Основною функцією, що визначає надійність системи газопостачання є безперебійність постачання споживачам газу потрібної якості. Вирішуючи завдання аналізу і оптимізації надійності, систему газопостачання і її підсистеми можна розглядати як однопродуктові об'єкти, оскільки газ тут складає основну частку відносно інших видів продукції газової промисловості.

Для систем газопостачання можна прийняти класифікацію завдань в області дослідження надійності, що складаються з п'яти основних класів, а саме: концептуальних, інформаційних, функціональних, нормативних та оптимізаційних.

Необхідно відзначити, що хоча відмови лінійної частини магістральних газопроводів виникають не так часто як відмови ГПА, проте їх значущість при газопостачанні досить істотна. Передбачення відмов газопроводів і швидка ліквідація наслідків аварій особливо актуальні при експлуатації сучасних потужних магістральних газопроводів.

Аварією називається раптова подія, така як потужний викид небезпечних речовин, пожежа або вибух, внаслідок порушення експлуатації транспортування газу, яка призводить до негайно та/або наступної загрози для життя людей, довкілля, матеріальних цінностей на території підприємства та/або за його межами [111]. Це такий стан газопроводу (або його ділянки), при якому потрібна невідкладна зупинка останнього для проведення ремонтних робіт. Якщо пошкодження газопроводу носить такий характер, що його ліквідацію можна відкласти до проведення планових робіт, то це пошкодження не вважається аварійним. Найбільша кількість аварій відбувається через дефекти металу труби, а також порушення правил експлуатації газотранспортної системи, які стаються внаслідок неякісних зварних робіт латок при вирізці отворів для установки гумових куль. Велике число аварій викликане температурними деформаціями газопроводу. Злами і вм'ятини труб з'являються в результаті недбалого поводження з трубами при вантажних операціях, складуванні і транспортуванні,

при засипанні трубопроводів мерзлим або кам'янистим ґрунтом. Якість зварювальних робіт також є однією з причин виникнення дефектів труб.

Показником частоти відмов газопроводів є величина $\lambda(t)$, що показує інтенсивність відмов. Для газопроводів інтенсивність відмов розраховується відношенням кількості відмов до довжини газопроводу [26]. Отже, інтенсивність відмов, можна визначити за допомогою наступної залежності (2.1):

$$\lambda(t) = \frac{n}{\Delta t n(t) L}, \quad (2.1)$$

де n – кількість відмов за час Δt на всю довжину газопроводу;

$n(t)$ – кількість елементів, що не відмовили, до моменту t ;

L — довжина газопроводу.

Для магістральних газопроводів дана величина подана в залежності від діаметру як відношення кількості діб аварійного стану до всього періоду експлуатації (року).

Показник інтенсивності відмов залежить від кількості ниток та діаметру газопроводу (табл. 2.4).

Таблиця 2.4

Залежність інтенсивності відмов лінійної частини від кількості ниток та діаметру газопроводу

Діаметр, мм	Інтенсивність відмов (в 1/год*10 ⁻³) для різної кількості ниток N			
	N=1	N=2	N=3	N=4
1020	17,8	27,4	35,9	43,6
1220	24,6	38,1	49,9	60,4
1420	32,6	50,2	65,5	79,5

Варто відзначити, що в управлінні магістральних газопроводів «Прикарпаттрансгаз» є ділянки на яких проходять декілька ниток газопроводів, наприклад:

- газопроводи «Більчеволиця-Долина» та «Івацевичі-Долина-III»;
- газопроводи «Івацевичі-Долина-II» та «КЗУ-II»;

- газопроводи «Богородчани-Долина» – «Торжок-Долина»;
- газопроводи «ДУД-I», «ДУД-II» та «Прогрес»;
- газопроводи «Пасічна-Долина», «Богородчани-Долина», «УПУ», «Прогрес» та «Союз»;
- газопроводи «Угерсько-Івано-Франківськ», «Угерсько-Івано-Франківськ-Чернівці», «Пукеничі-Долина» та «КЗУ-II» та інші.

Якщо необхідно наближено визначити інтенсивність відмов для газопроводів іншої довжини, можна застосувати наступні коефіцієнти [26] (табл. 2.5).

Таблиця 2.5

Коефіцієнти для визначення інтенсивності відмов газопроводів різної довжини

Довжина, км	Кількість ниток N, діаметр, мм		
	N=1 d=1020	N=2 d=1220	N=3 d=1420
1000	1,0	1,0	1,0
2000	1,53	1,58	1,60
3000	2,00	2,08	1,15

Аварії та відмови на лінійній частині магістральних газопроводів є дискретними величинами, незалежними одна від одної.

Дискретною (перервною) називається випадкова величина, яка приймає окремі ізольовані можливі значення із визначеними ймовірностями. Кількість можливих значень дискретної випадкової величини може бути скінченним або нескінченним.

Неперервною називають випадкову величину, яка може приймати всі значення із деякого скінченного або нескінченного проміжку. Очевидно, кількість можливих значень неперервної випадкової величини – безкінечне [30, ст.58].

Показниковим (експоненціальним) називають розподіл ймовірностей, який описується диференційною функцією

$$f(x) = 0, \text{ при } x < 0,$$

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}, \text{ при } x \geq 0,$$

де λ – постійна додатна величина.

Як правило, визначення закону розподілу певної величини вимагає наявності великої кількості параметрів. Зазвичай такі параметри невідомі або їх є недостатня кількість. Показниковий закон розподілу має перевагу над іншими, так як визначається одним параметром λ .

Статистичні дані про відмови лінійної частини газопроводів досить повно узгоджуються з експоненціальною функцією розподілу ймовірностей. Додаткова перевірка відповідності експоненціального закону розподілу фактичним даним за розрахунків повністю підтвердила сформульоване в роботі припущення про закон розподілу ймовірностей і про ряд наступних важливих властивостей:

- час між відмовами газопроводів описується експоненціальним законом:

$$F_1(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (2.2)$$

з щільністю розподілу:

$$f_1(t) = \lambda e^{-\lambda t}; \quad (2.3)$$

- ймовірність кількості відмов на газопроводі довжиною L в одинитковому виконання за час T описується законом Пуассона:

$$p\{n\} = \frac{(\lambda L T)^n}{n!} e^{-\lambda L T}; \quad (2.4)$$

- інтенсивність відмов на газопроводі монотонно зменшується з часом експлуатації (маються на увазі газопроводи, що вводяться в експлуатацію), а на газопроводах, що експлуатуються довгий час (понад 20 років), інтенсивність відмов з часом наростає.

Хоча в роботі [26] показано, що середній час відновлення підкоряється нормальному закону розподілу ймовірностей, проведені нами додаткові

Хоча в роботі [26] показано, що середній час відновлення підкоряється нормальному закону розподілу ймовірностей, проведені нами додаткові дослідження показали, що для більшості випадків можна користуватися експоненціальним поданням закону розподілу (рис. 2.1).

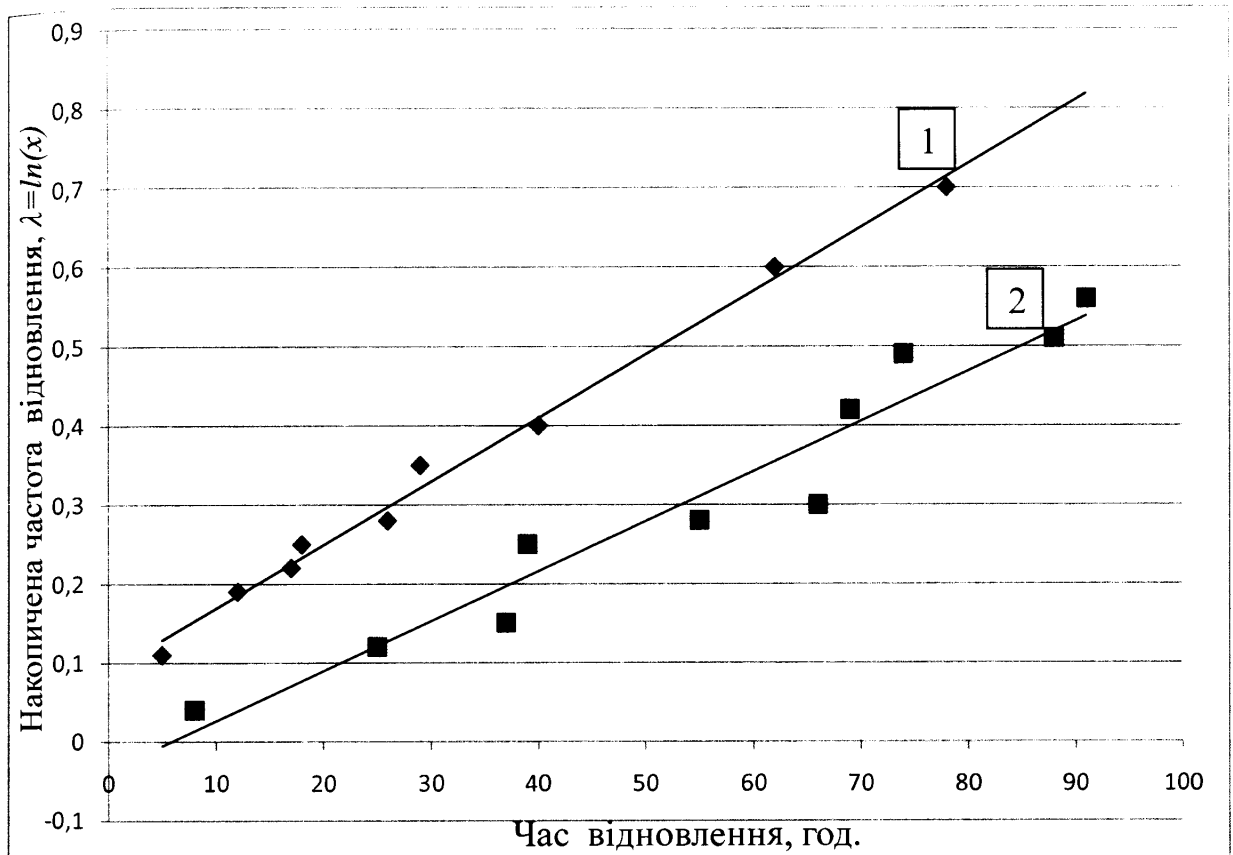


Рис. 2.1 Прямі відповідності експериментальних даних експоненціальному закону розподілу часу відтворення лінійної частини газопроводів:

1 – діаметр 1220 мм; 2 – діаметр 1420 мм

На рис. 2.1 показана відповідність експериментальних даних експоненціальному закону розподілу часу відновлення лінійної частини газопроводів.

Тоді функція розподілу часу відновлення представляється у вигляді

$$F_2(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.5),$$

і може бути використана при побудові методичних основ оцінки надійності, що базуються на законах даного виду.

Зростання пропускної здатності газопроводів за рахунок збільшення діаметру приводить до високих вимог з їх безвідмовності.

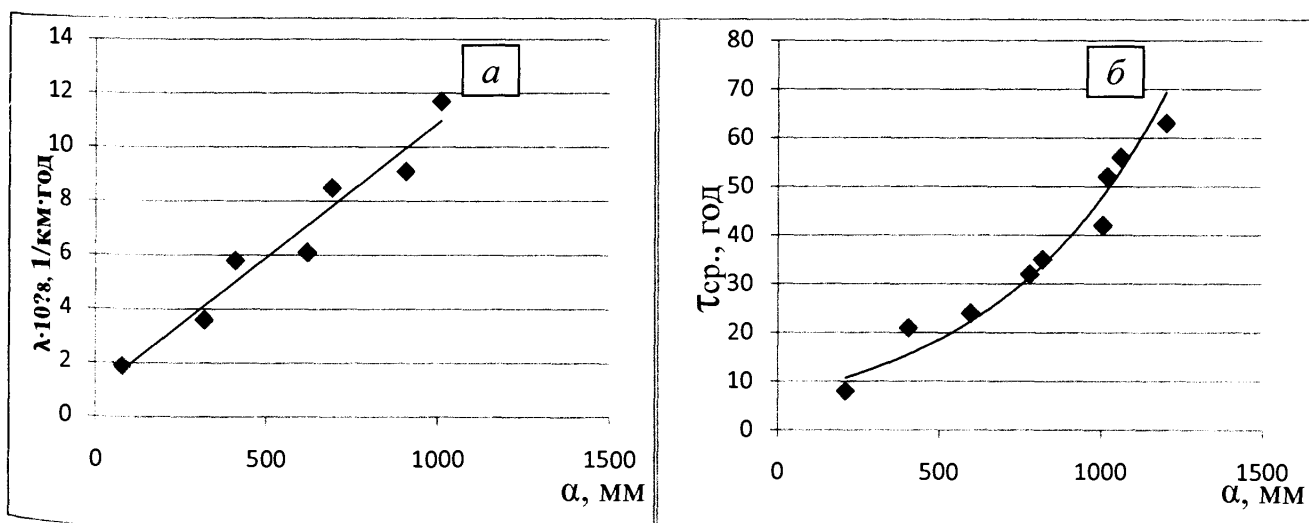
Інтенсивність відмов збільшується із збільшенням довжини газопроводу, що пояснюється так: довжина швів на стиках газопроводів зростає із збільшенням діаметрів; площа, яка вражається корозією, збільшується; труби великого діаметру критичніші до вигинів, вимагають більш високого рівня технології будівництва, кращої якості ізоляції, катодного захисту, догляду зі сторони експлуатаційних служб.

Проведена нами обробка великої кількості статистичних даних показує наявність лінійної залежності між питомою інтенсивністю відмов і діаметром газопроводу

$$\lambda = a_1 d + b_1 \quad (2.6)$$

Коефіцієнти в (2.6) були визначені на основі методу найменших квадратів і мають значення $a_1 = 0,89 \cdot 10^{-10}$; $b_1 = 0,987 \cdot 10^{-8}$.

На рис. 2.2 а) наведено графічну інтерпретацію залежності інтенсивності відмов та б) середнього часу відновлення від діаметру газопроводу для фактичних даних та їх трендів. Як бачимо, маємо високу точність попадання теоретичних залежностей на фактичні дані.



Підвищення λ при збільшенні діаметру можна пояснити наступними причинами:

- із збільшенням маси труб ускладнюються навантажувально-розвантажувальні роботи, що підвищує ймовірність пошкодження труб при цих операціях;
- стикування труб при зварюванні із збільшенням діаметру ускладнюється навіть при дотриманні обумовлених технічних умов. Радіус природного вигину трубопроводу збільшується із збільшенням діаметру, що іноді викликає труднощі при укладанні трубопроводів в траншею на поворотах траси і приводить до появи підвищеної напруги;
- температурний режим газопроводів великого діаметру при експлуатації більш напружений в порівнянні з трубопроводами малого діаметру, що може призвести до температурних деформацій.

Наступним важливим показником є середній час відновлення, який визначається за формулою (2.7) або інтенсивність відновлення μ , що є оберненою величиною показника середнього часу відтворення.

$$t_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i \quad (2.7),$$

де t_i — час ліквідації i -ї аварії;

n — загальна кількість аварій;

Час відновлення залежить від характеру аварії, пори року, умов пролягання траси газопроводу, відстані між місцем аварії та аварійно-ремонтним пунктом, оснащеності аварійної бригади транспортом, машинами і механізмами, а також кваліфікації персоналу, задіяного до процесу відтворення. Час ремонту газопроводу одного і того ж діаметру коливається в широких межах. Проте залежність середнього часу відновлення від діаметру може бути апроксимована наступною залежністю

$$t_{cp} = a_2 d^2 + b_2 \quad (2.8),$$

Значення коефіцієнтів в (2.8) визначаються на основі методу найменших квадратів і складають: $a_2 = 3,07 \cdot 10^{-5}$; $b_2 = 8,97$.

На графіку (рис. 2.2, б) зображено криву залежності (2.8) і приведені фактичні значення t_{cp} , отримані в результаті обробки статистичних даних. Зростання t_{cp} при збільшенні діаметру пояснюється наступними причинами:

- довжина розриву трубопроводів збільшується при збільшенні діаметру, що спричиняє зростання об'єму ремонтних робіт;
- із збільшенням діаметру зростає обсяг земляних і зварювальних робіт;
- стикування труб при ремонтних роботах на газопроводах великого діаметру різко ускладнюється і займає велику частку сумарного часу ліквідації аварії.

Розрахунок будь-яких показників, що характеризують стан об'єкта в майбутньому, ґрунтується на елементах прогнозу. Головне завдання прогнозування – виявлення оптимальної зміни прогнозуючих характеристик і параметрів в цілях отримання максимального ефекту за заздалегідь вибраним критерієм (економічним, технічним, технологічним тощо). При цьому прогноз виступає як результат прогнозування у вигляді сукупності суджень про майбутнє досліджуваного процесу [60].

Основною метою в завданнях прогнозування стає вибір таких проектних варіантів розвитку системи, які забезпечували б задану потребу в газі на планований період при оптимальних (чи нормативних) рівнях надійності.

У зв'язку з цим можна виділити такі основні завдання надійності, пов'язані із прогнозуванням функціонування систем і об'єктів транспорту газу:

- 1) вибір оптимальної структури, будови і складу системи із врахуванням чинників надійності;
- 3) розробка структури і вибір засобів керування об'єктами в умовах відмов Устаткування;
- 4) визначення оптимальних обсягів, структури та організації системи ремонтно-профілактичного обслуговування об'єктів;
- 5) обґрунтування показників надійності системи.

Попередження відмов можливе в результаті проведення робіт по заміні, або ремонту газопроводу, значення параметра якого наблизилося до граничного.

Збільшення кількості відмов супроводжується негативним явищем, яке полягає у неповному використанні ресурсу газопроводів. Це особливо відчутно коли мають справу з ресурсними параметрами, відновлення яких потребує зупинки транспортування газу для капітального ремонту.

Застосування методу прогнозування зміни параметра конкретного об'єкту дозволяє уникнути цього недоліку і практично повністю використовувати ресурс об'єкту, попередивши його відмову в процесі технічного обслуговування або ремонту.

2.2 Методичні засади оцінки надійності лінійної частини магістральних газопроводів та фінансових втрат від аварій

Як зазначалося вище, якщо коефіцієнт надійності визначається параметрами його безвідмовності, довговічності, ремонтоздатності, а його аварійність, керованість, економічність – вибором технічних рішень і засобів, то рівень контрольованості стану магістральних газопроводів визначається через критерії ефективності процесу діагностування технічного стану газопроводів [89, ст.810]. Блок-схема основних етапів проведення відновних робіт на основі діагностичних обстежень магістральних газопроводів наведена на рис. 2.3.

Процес діагностування ЛЧ МГ полягає у застосуванні внутрішньотрубної дефектоскопії за допомогою діагностичного поршня в поєднанні із проведенням електрометричних обстежень технічного стану газопроводів, що дозволяє відстежити ділянки труб, на яких з'явилися дефекти, каверни, тріщини, корозійні ураження та відбулося руйнування захисного ізоляційного покриття. Це вимагає вчасного проведення комплексних заходів з поліпшення захищеності небезпечних ділянок газопроводу. Накопичена в даний час інформація про дефекти говорить про те, що вони не є рівноцінні за ступенем їх небезпеки.

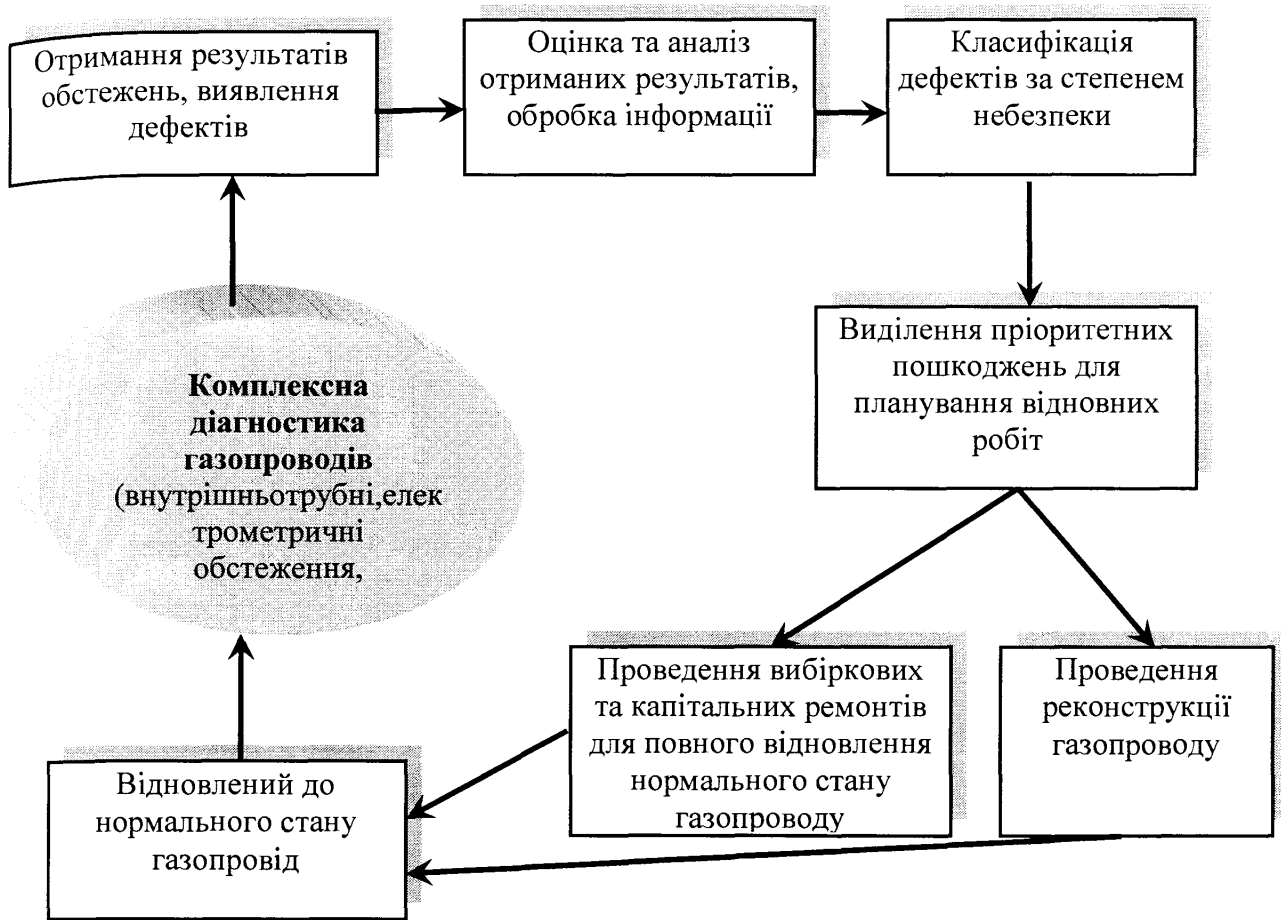


Рис. 2.3 Блок-схема основних етапів проведення відновних робіт на основі діагностичних обстежень магістральних газопроводів

Примітка: власна розробка автора

Основним параметром, який визначає ступінь небезпеки дефектів, є його глибина. Рівень дефектності $\geq 60\%$ і більшої відносної глибини приймається як бракований. Враховується процес поступового росту кількості дефектів із середньою швидкістю $6,3\%$ відносної глибини в рік (відповідає трубопроводу з глибиною стінки 16 мм) [36, ст.51].

На основі результатів такого обстеження планується проведення ремонтів та реконструкції газопроводів за потребою. Однак, відсутність матеріальних ресурсів та неможливість проходження пропускового діагностичного поршня в тілі

труби на окремих ділянках газотранспортної системи часто стають основними причинами, які унеможливають проведення ефективного процесу діагностування. Ще одним недоліком процесу дефектоскопії є похибки в замірах відстаней.

У теперішній час важливим завданням є вирішення завдання оптимізації діагностичних та ремонтних робіт на магістральних газопроводах. З однієї сторони, це визначається потребами надійності постачання газу, а з іншої – необхідністю мінімізації витрат на ремонт та діагностику, величина яких зростає із збільшенням терміну експлуатації. Процес діагностування магістральних газопроводів є доволі складним організаційно-технічним заходом, який потребує значних капіталовкладень. Для того, щоб спрогнозувати подальший розвиток дефектних місць газопроводу до часу виникнення аварійної ситуації, необхідно враховувати величину втрат при її виникненні.

Нами була проведена статистична обробка даних про дефекти газопроводів на основі внутрішньотрубної діагностики (ВТД). На рис. 2.4 наведена динаміка впливу обсягів ремонтних робіт та ВТД на кількість відмов на газопроводах ДК «Укртрансгаз».

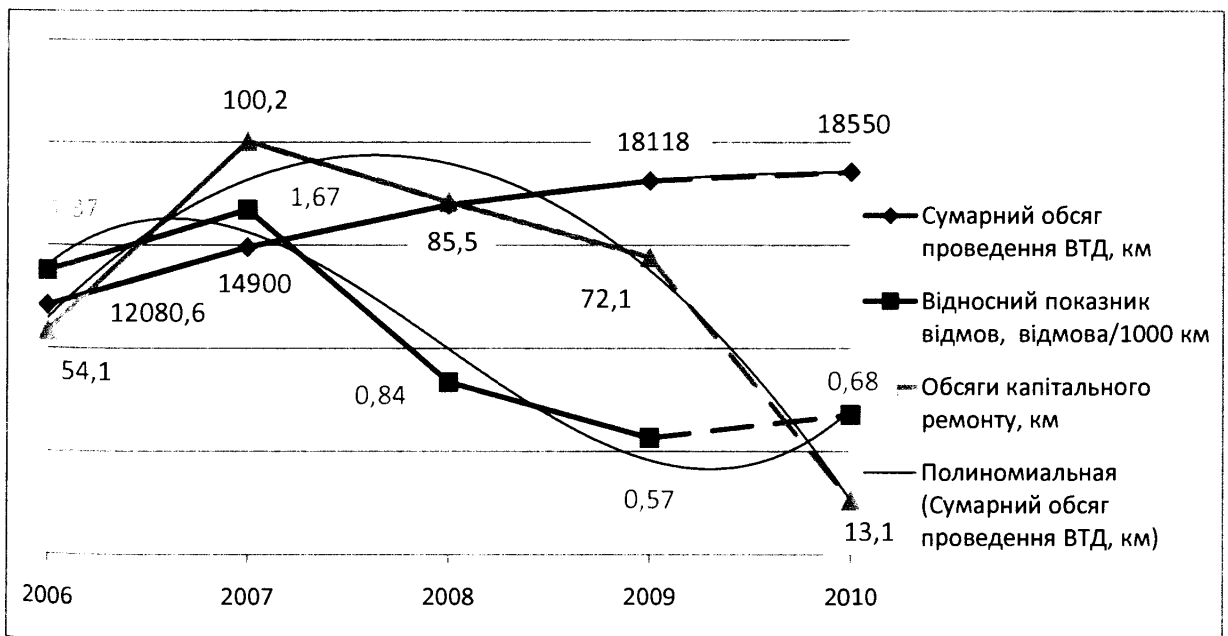


Рис. 2.4 Динаміка відмов газопроводів в залежності від обсягів капітального ремонту і внутрішньотрубної діагностики

З рисунку видно, що відносний показник відмов та обсяги капітального ремонту не мають чітко вираженої тенденції, що обумовлено кризовою ситуацією в економіці, зменшенням обсягів транспортування природного газу та зміною цінової політики на послуги НАК «Нафтогаз України». Проте, проведення внутрішньотрубною діагностики відбувається згідно планів компанії, і як бачимо, обсяги робіт щороку зростають. Відповідно можемо зробити прогноз даного показника на майбутній період. Рівень достовірності апроксимації підтверджується тим, що $R^2=0,944$. Прогнозування зміни інших наведених показників буде проведено і, так як їх значення залежить від обсягів проведення ВТД, обсягів фінансування та реального стану газопроводу, а це відповідно потребує глибокого вивчення та аналізу.

У випадку не проведення ремонтів за результатами ВТД стрімко зростає кількість аварійних ситуацій та обсяги фінансових витрат на їх ліквідацію. У роботі [36, ст.52] показано, рівень зростання аварійності збільшується в 3 рази і далі розвивається по експоненті, яка описується такою залежністю (якщо не здійснювати ремонт).

$$\lambda_{ав} = 0,762e^{0,2335(t-2004)}; R^2 = 0,8805,$$

де $\lambda_{ав}$ – аварійність розрахована на 1000 км/год;

t – термін експлуатації, роки;

R^2 – середньоквадратична помилка апроксимації.

Якщо обсяги проведення ремонтів не повною мірою задовільняють виконання робіт за результатами ВТД, то через певний момент часу рівень відмов починає різко зростати (кількість критичних дефектів значно випереджає існуючі темпи ремонтів), тому поряд з поточним ремонтом необхідне виконання в повному обсязі програми пере ізоляції, програми реконструкції і капітального ремонту.

Найважливішим показником, який характеризує ефективність проведення процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів є коефіцієнт готовності (див.п.2.1).

Аварії та відмови на лінійній частині магістральних газопроводів призводять до значних втрат газу, витрат, пов'язаних з проведенням ліквідаційних та ремонтно-відновних робіт та недопоставок газу. Середньорічні втрати газу при аваріях становлять 240,1 млн.м³ при загальному обсязі заміни труб у 5031 пог. м. Сумарний річний час простою газопроводів у ході ліквідації аварій становить 3554 години [108, ст.225].

Структура розподілу відмов в залежності від причин виникнення у ДК "Укртрансгаз" наведено на рис. 2.5.

З наведеної діаграми видно, що основною причиною (54%) виникнення аварій та відмов на магістральних газопроводах є корозія металу труби. В теперішній час впровадження протикорозійних заходів є ключовим щодо забезпечення надійності та довговічності експлуатації магістральних газопроводів.

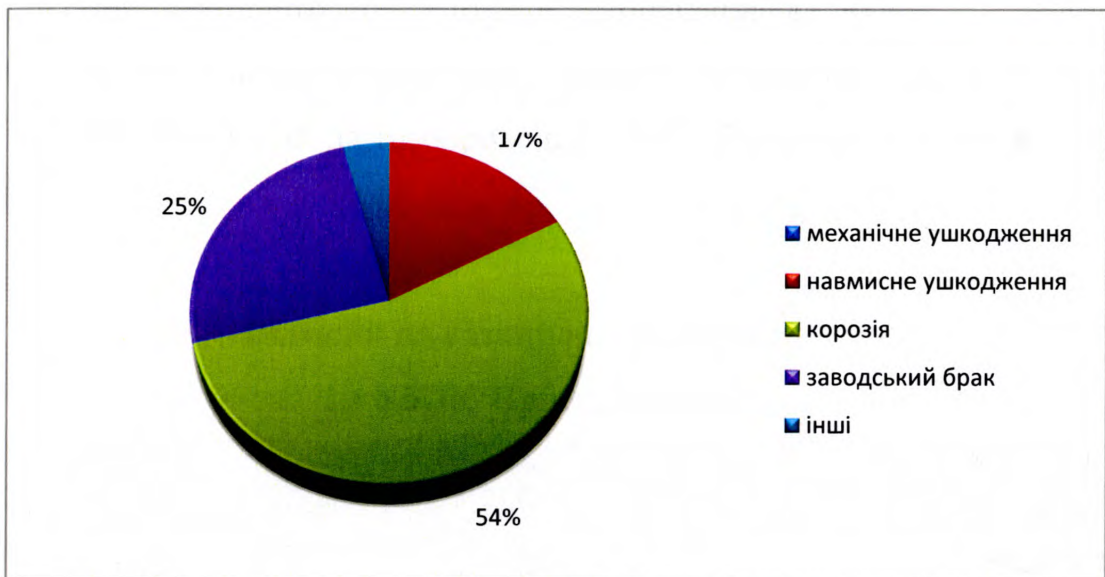


Рисунок 2.5 Структура розподілу відмов по причинах виникнення

Примітка: розроблено дисертантом на основі опрацювання [10]

За період 2002-2008 років в ДК «Укртрансгаз» з причини корозійного руйнування газопроводу виникло 119 відмов [10].

Варто відзначити позитивну тенденцію зменшення кількості відмов у системі газопроводів ДК "Укртрансгаз" із 31 у 2008 році до 24 у 2009 році завдяки виконанню капітальних та поточних ремонтів проведених власними

лінійно-експлуатаційними службами (далі ЛЕС). Як і в попередні роки, значну частку відмов склали відмови внаслідок корозії [32].

Однією із основних характеристик, яка визначає стратегію фінансування ремонту ЛЧ МГ є фінансові втрати від аварій. Передбачення величини втрат на ділянці газопроводу при виникненні аварій визначає пріоритет у фінансуванні ремонту ділянки.

Враховуючи, що вартість газу щороку зростає і станом на 01.01.2010 становить 2060,7 грн/1000м³ (без ПДВ), варто провести визначення фінансових втрат підприємства від обсягу втраченого газу і визначити основні чинники, що призвели до виникнення аварій на досліджуваних об'єктах.

Складність алгоритму оцінки втрат від аварій на ЛЧ МГ пов'язана перш за все з тим, що її величина залежить від багатьох чинників (діаметр газопроводу, його довжина, умови пролягання на місцевості, вік газопроводу тощо). Такі обставини спонукають розглядати втрати як випадкову величину.

Статистична інформація про відмови та втрати, які спостерігалися протягом 2002-2009 років на газопроводах УМГ "Прикарпаттрансгаз" подано в таблиці 2.6.

Таблиці 2.6

**Відмови на газопроводах та відгалуженнях
УМГ "Прикарпаттрансгаз"**

Роки	Кількість відмов	Втрати		
		газу, млн. м ³	часу на ліквідацію, год.	Фінансові втрати від недопостачання газу, тис.грн
2002	3	1,879	278	519,073
2003	-	-	-	-
2004	-	-	-	-
2005	1	0,018	24	6,042
2006	2	0,379	36	188,136
2007	2	0,569	60	407,427
2008	-	-	-	-
2009	1	0,039	48	47,943

Примітка: подано дисертантом на основі опрацювання [128]

На основі статистичних відмов та аварій на ЛЧ МГ, а також на основі аналізу виникнення і розвитку дефектів труб нами було виявлено ряд чинників, які спричиняють можливості виникнення аварій на магістральних газопроводах. Основними серед них є:

1. Неякісне виконання робіт з будівництва газопроводу;
2. Неякісне виконання ремонтного обслуговування;
3. Пошкодженість та непридатність ізоляційного покриття газопроводу;
4. Корозійне руйнування газопроводу;
5. Природньо-географічне розташування та середовище пролягання газопроводів (деформації ґрунтів, обвали, зсуви, розмивання газопроводів, соленість ґрунтів та ін.);
6. Неякісне діагностування та очистка газопроводу;
7. Низький рівень кваліфікації робітників-ремонтників, невідповідність інженерно-технічних працівників займаній посаді;
8. Низький рівень озброєності технічними засобами;
9. Невчасність та неправильність прийняття управлінських рішень щодо методів відновлення ЛЧМГ;
10. Заводський та механічний брак труби;
11. Рівень захищеності газопроводу (неякісний електрохімічний захист тіла газопроводу, неякісне проведення електрометричних досліджень тощо).

Для отримання необхідних оцінок чинників впливу на аварійність ЛЧ МГ нами було проведено анкетування. Процес проведення анкетування здійснювався з дотриманням всіх необхідних умов щодо даної процедури. З метою отримання достовірної оцінки чинників аварійності в процесі анкетування були охоплені працівники лінійних ланок управління відновними процесами на рівні структурних підрозділів УМГ «Прикарпаттрансгаз» таких як Долинське ЛВУМГ, Богородчанське ЛВУМГ, Закарпатське ЛВУМГ та Хустське ЛВУМГ, які виступали експертами в процесі анкетування. Також до анкетування були

залучені експерти будівельно-монтажного управління №4, що є структурною одиницею БМФ «Укргазпромбуд», функція якої полягає у проведенні масштабних ремонтних та відновних робіт в якості власної підрядної організації ДК «Укртрансгаз». В опитуванні також взяли участь науковці Івано-Франківського національного університету нафти і газу, які займалися безпосередньо вивченням питань пов'язаних із дослідженнях відновних процесів магістральних газопроводів.

Процес опитування фахівців передбачав заповнення анкети (Додаток В), в якій наводився ряд досліджених і відібраних найважливіших чинників та за допомогою бального методу респондент оцінював його вплив на результуючий показник по 5-ти бальній системі (5 – найбільший вплив, 1- найменший вплив).

У табл. 2.7 наведено порядок розрахунку показників, за допомогою яких можна кількісно представити чинники, котрі впливають на виникнення відмов та аварій на лінійної частини магістральних газопроводів, знижуючи її надійність.

Таблиця 2.7

Чинники та показники їх виміру, що впливають на надійність лінійної частини магістральних газопроводів

Чинник	Позначення	Алгоритм розрахунку показника
1	2	3
Якість виконання робіт з будівництва газопроводу	F_1	Відношення обсягу робіт по будівництву газопроводу, проведених з дотриманням інструкцій та норм будівництва до загального обсягу робіт по будівництву газопроводу
Якість ремонтного обслуговування газопроводів	F_2	Відношення обсягу ремонтних робіт, проведених з дотриманням вимог та норм до загального обсягу ремонтних робіт на газопроводах
Стан ізоляційного покриття газопроводу	F_3	Відношення довжини газопроводів, покритих додатним ізоляційним покриттям до їх загальної довжини
Рівень корозійного руйнування газопроводу	F_4	Відношення кількості дефектних корозійних уражень тіла труби до довжини газопроводу газопроводів

Продовження табл. 2.7

1	2	3
Природньо-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	F ₅	Глибина залягання газопроводу; Атмосферні умови (температура, вологість); Можливість деформації ґрунтів; Можливість нерівномірного зсідання ґрунтів; Можливість розмиву газопроводу в зв'язку з повінню, зміною руслу річки
Рівень та якість діагностування і очистки газопроводу	F ₆	Відношення довжини газопроводів, що пройшли внутрішньотрубну діагностику та очистку до загальної довжини газопроводів
Рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників	F ₇	Відношення чисельності інженерно-технічних працівників, які відповідають займаній посаді, згідно результатів атестації до чисельності працівників, які пройшли атестацію
Рівень озброєності технічними засобами	F ₈	Відношення кількості технічних засобів, які беруть участь у відновленні надійної роботи газопроводу до необхідної кількості технічних засобів
Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо експлуатації та відновлення магістральних газопроводів	F ₉	Відношення кількості правильних та вчасно прийнятих управлінських рішень до загальної кількості управлінських рішень пов'язаних з процесом експлуатації та відновлення газопроводів
Рівень браку труби	F ₁₀	Відношення обсягу використовуваної труби із заводським та механічним браком до загального обсягу використовуваної труби
Рівень захищеності газопроводів	F ₁₁	Відношення довжини газопроводів, захищених від корозії за допомогою електрохімзахисту до загальної довжини газопроводів

Примітка: власна розробка автора

Для визначення бальної оцінки коефіцієнта готовності газопроводів за основу взято методику, розроблену компанією **Dow Chemical Co**, в основі якої в якості критерія (рівня) ризику відмов покладено відносний показник надійності

газопроводу (*relative index of pipeline safety – RIPS*) [89, ст. 193]. Даний критерій визначається за допомогою 5-ти індексів. Чотири з них (F_1, \dots, F_4) характеризують найбільш характерні причини відмов лінійної частини, до яких відносяться антропогенні впливи, корозія, помилки проектування, помилки оперативного управління. П'ятий α , характеризує важкість наслідків при аварійних ситуаціях.

Нами було вдосконалено та деталізовано даний методичний підхід для оцінки надійності лінійної частини і використано наведені в табл.2.7 показники, котрі характеризують найбільш часті причини відмов на газопроводах Західного регіону України.

Проте варто зазначити, що вище згадані індекси характеризують дві групи чинників. До першої групи відносяться чинники, які неможливо в даний час змінити шляхом цільового впливу на них, або такі зміни є економічно некерованими. У нашому випадку, до першої групи відносяться :

- якість виконання робіт з будівництва газопроводів;
- природньо-географічне розташування та пролягання газопроводів;
- рівень заводського та механічного браку труби, який непомітно неозброєним оком.

До другої групи відносяться чинники, на які можна впливати за допомогою технічних, технологічних та організаційних заходів. Це всі інші чинники із 11, які не ввійшли до переліку чинників першої групи.

Для вивчення міри впливу ряду виділених вище чинників аварійності ЛЧМГ, стає очевидним доцільність проведення дослідження газотранспортних підприємств на предмет отримання міри впливу кожного чинника балами від 1 до 5, в залежності від ступеня їх важливості (5- найбільший вплив, 1- найменший вплив).

Отримання кількісно і якісно достовірних оцінок чинників аварійності ЛЧМГ підприємств транспортування газу було здійснено за ініціативою Івано-Франківського національного університету нафти і газу, підтриманого листами університету до керівництва підприємств.

До переліку підприємств транспортування газу, фахівці яких були обрані для анкетування, за попередньою згодою керівництва підприємств були включені фахівці адміністративних структурних підрозділів західного регіону УМГ «Прикарпаттрансгаз» – Богородчанське ЛВУМГ, Долинське ЛВУМГ, Закарпатське ЛВУМГ, Хустське ЛВУМГ та Будівельно-монтажне управління №4 Будівельно-монтажної фірми «Укргазпромбуд», що є структурною одиницею ДП «Укртрансгаз». В опитуванні також взяли участь науковці Національного технічного університету нафти і газу, пов'язані з вивченням проблематики експлуатації газотранспортної системи.

Опитування фахівців вище перелічених підприємств та організацій проводилося шляхом заповнення респондентами (працівниками різних рівнів та категорій, котрі пов'язані з процесами експлуатації ЛЧ МГ) спеціально складеної анкети (Див. Додаток В) , яка розроблялася виходячи з виявлених причин аварійності ЛЧМГ. Анкета нараховувала 11 чинників, кожен з яких оцінювався 5-ти бальною системою, в залежності від міри впливу на аварійність ЛЧМГ.

В результаті проведеного анкетування, на умовах анонімності та добровільності нами було отримано 450 анкет.

Респондентами підприємств транспортування газу, які взяли участь в анкетуванні були фахівці наступних відділів:

- відділу з експлуатації магістральних газопроводів і газорозподільчих станцій;
- технічного відділу;
- відділу захисту від корозії;
- відділ капітального будівництва та земельних правовідносин;
- відділу охорони праці, технагляду та пожежної безпеки;
- лінійно-експлуатаційні служби.

Загалом, характеристики респондентів, які взяли участь в анкетування є наступними:

- 11, 4% опитаних – робітники;
- 67,8% опитаних – інженерно-технічні працівники;

– 20,8% опитаних – керівники різних ланок управління;

З них:

– 4,5% опитаних – без спеціальної освіти;

– 81,0% опитаних – мають вищу освіту;

– 14,5% опитаних – мають середню освіту;

Що стосується статі респондентів, то:

– 97,1% опитаних – представники чоловічої статі;

– 2,9% опитаних – представники жіночої статі.

Вікова структура респондентів:

– 52% опитаних старші 50 років;

– 28,4% опитаних знаходяться у вікових межах від 40 до 50 років;

– 12,1% опитаних знаходяться у вікових межах від 30 до 40 років;

– 7,5% опитаних віком менше 30 років.

Респонденти, котрі взяли участь в анкетуванні були поділені на дві групи – експерти-практики та експерти-науковці.

До групи експертів-практиків відносяться фахівці підприємств трубопровідного транспорту з великим стажем і досвідом роботи, пов'язаним з експлуатацією ЛЧ МГ.

До групи експертів-науковців відносяться фахівці з числа професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Ця група експертів сформована в більшості з науковців, які займаються вивченням проблематики експлуатації магістральних газопроводів, обґрунтуванням та вирішенням технічних, економічних, організаційних рішень щодо розвитку газотранспортної галузі.

Представниками експертів-науковців – 1–член-кореспондент Національної академії наук України, 5–лауреатів Державної премії в галузі науки і техніки, 10–академіків Української нафтогазової академії, 7– докторів технічних наук, 7– кандидатів технічних наук, 5–кандидатів економічних наук, 12–осіб з двома вищими освітами (технічною та економічною).

Отримані результати анкетування за допомогою заповнених і повернених анкет експертами-практиками та експертами-науковцями результати оцінок впливу чинників на надійність ЛЧ МГ наведені у Додатках Д1–Д7 та інтерпретовані нами у вигляді діаграм на рис.2.6.

Результати оцінювання впливу чинників на надійність ЛЧМГ за категоріями експертів-практиків та експертів-науковців представлені за наступним переліком чинників: якість виконання робіт з будівництва газопроводу (F_1), якість ремонтного обслуговування газопроводів (F_2), стан ізоляційного покриття газопроводу (F_3), рівень корозійного руйнування газопроводу (F_4), природньо-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу (F_5), рівень та якість діагностування і очистки газопроводу (F_6), рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників (F_7), рівень озброєності технічними засобами (F_8), рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо експлуатації та відновлення магістральних газопроводів (F_9), рівень браку труби (F_{10}), рівень захищеності газопроводів (F_{11}).

Схема бальної оцінки чинників, а також значення їх вагових коефіцієнтів були визначені методом експертних оцінок з врахуванням даних статистичних відмов та аварій вітчизняних магістральних газопроводів.

Таким чином, виходячи із запропонованої нами оцінки надійності лінійної частини магістральних газопроводів отримаємо комплексний показник готовності ЛЧ МГ, який характеризує надійність та розраховується за допомогою формули (2.9):

$$K_2 = \sum_{i=1}^{11} \beta_i \cdot F_i \quad (2.9)$$

де β – ймовірність виникнення аварійної ситуації при i -му впливі чинника.

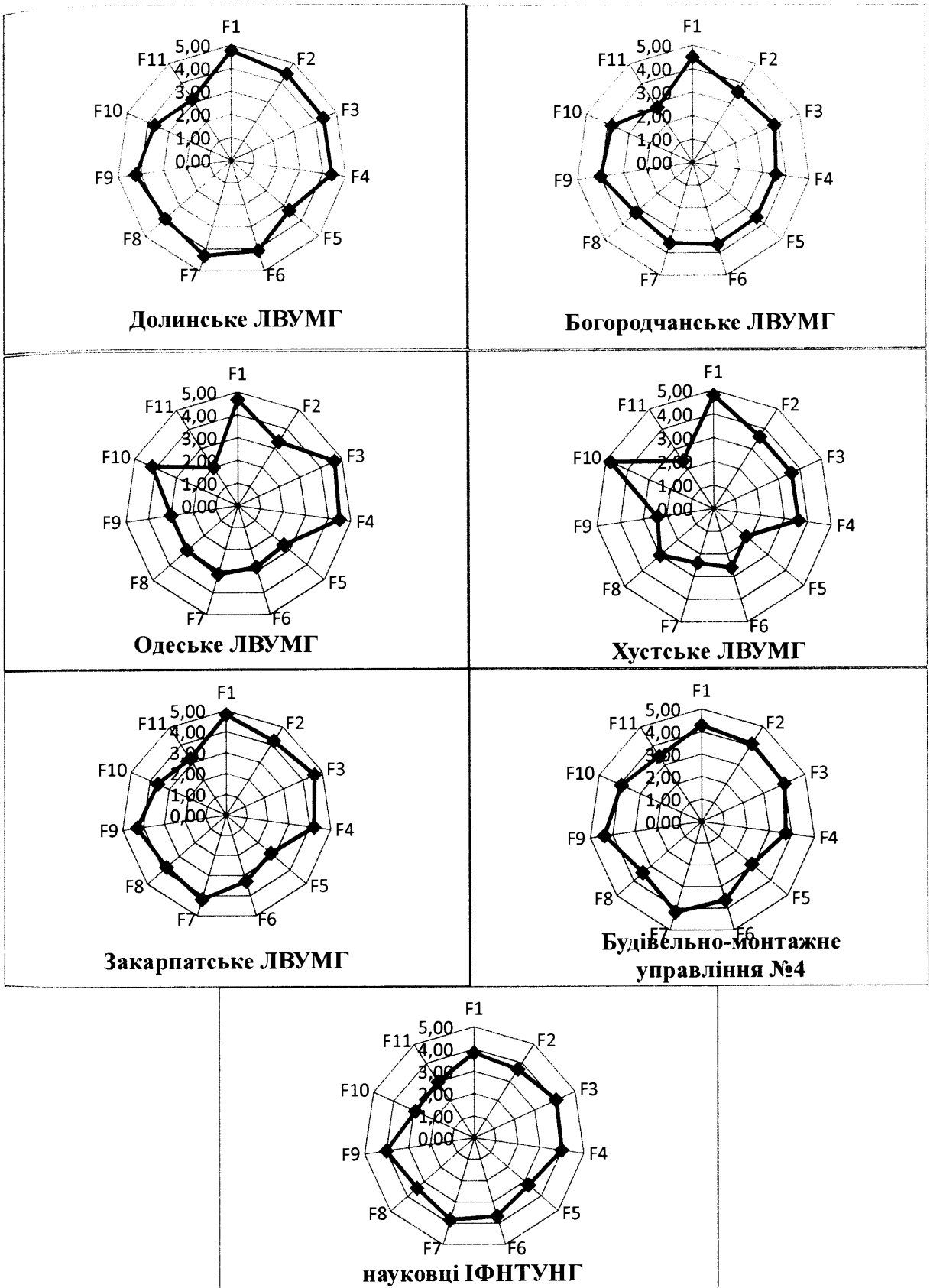


Рис. 2.6 Діаграми експертних оцінок впливу чинників на надійність ЛЧМГ газотранспортних підприємств та організацій

Примітка: розраховано автором на основі результатів експертного дослідження

Застосувавши результати досліджень за допомогою експертних оцінок для аналізованих об'єктів отримаємо наступні залежності:

Для Долинського ЛВУМГ:

$$K_{2ДЛВУМГ} = 0,11F_1 + 0,1F_2 + 0,1F_3 + 0,1F_4 + 0,07F_5 + 0,09F_6 + 0,1F_7 + 0,09F_8 + 0,09F_9 + 0,08F_{10} + 0,07F_{11} \quad (2.10)$$

Для Богородчанського ЛВУМГ:

$$K_{2БЛВУМГ} = 0,11F_1 + 0,09F_2 + 0,1F_3 + 0,09F_4 + 0,09F_5 + 0,09F_6 + 0,09F_7 + 0,08F_8 + 0,1F_9 + 0,1F_{10} + 0,07F_{11} \quad (2.11)$$

Для Хустського ЛВУМГ:

$$K_{2ХЛВУМГ} = 0,14F_1 + 0,1F_2 + 0,1F_3 + 0,1F_4 + 0,05F_5 + 0,07F_6 + 0,07F_7 + 0,09F_8 + 0,07F_9 + 0,14F_{10} + 0,07F_{11} \quad (2.12)$$

Для Закарпатського ЛВУМГ:

$$K_{2ЗЛВУМГ} = 0,11F_1 + 0,1F_2 + 0,11F_3 + 0,1F_4 + 0,07F_5 + 0,08F_6 + 0,1F_7 + 0,09F_8 + 0,1F_9 + 0,08F_{10} + 0,07F_{11} \quad (2.13)$$

Для Одеського ЛВУМГ:

$$K_{2ОЛВУМГ} = 0,12F_1 + 0,09F_2 + 0,12F_3 + 0,12F_4 + 0,07F_5 + 0,07F_6 + 0,08F_7 + 0,08F_8 + 0,08F_9 + 0,11F_{10} + 0,05F_{11} \quad (2.14)$$

Наступним кроком дослідження було ранжування результатів, отриманих експертних досліджень та групування їх по мірі найбільшого впливу (від 4 до 5) для визначення найважливіших чинників, які впливають на надійність ЛЧМГ. Зведені дані подано в табл. 2.8.

Таблиця 2.8

Ранжування чинників впливу на надійність ЛЧМГ з урахуванням результатів анкетного опитування

<i>Підприємство</i>	<i>Чинники</i>
1	2
Богородчанське ЛВУМГ	– якість виконання робіт з будівництва газопроводів; – рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів;

1	2
Долинське ЛВУМГ	<ul style="list-style-type: none"> – якість виконання робіт з будівництва газопроводів; – якість ремонтного обслуговування; – рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу; – рівень корозійного руйнування газопроводу; – рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів; – якість діагностування та очистки газопроводу; – рівень кваліфікації робітників ремонтників
Хустське ЛВУМГ	<ul style="list-style-type: none"> – якість виконання робіт з будівництва газопроводів; – заводський та механічний брак труби;
Закарпатське ЛВУМГ	<ul style="list-style-type: none"> – якість виконання робіт з будівництва газопроводів; – рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу; – якість ремонтного обслуговування; – рівень корозійного руйнування газопроводу; – рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників; – рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів;
Одеське ЛВУМГ	<ul style="list-style-type: none"> – якість виконання робіт з будівництва газопроводів; – рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу; – рівень корозійного руйнування газопроводу; – заводський та механічний брак труби;
Будівельно- монтажне управління №4	<ul style="list-style-type: none"> – рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів; – якість виконання робіт по будівництву газопроводів; – рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників; – якість ремонтного обслуговування; – рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу;
ІФНТУНГ	<ul style="list-style-type: none"> – рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу; – рівень корозійного руйнування газопроводу; – рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів;

На основі отриманих результатів експертного дослідження можна відзначити, що максимально близькими за значеннями бальними оцінками (4-5) відзначені такі чинники, як якість виконання робіт з будівництва газопроводів (F_1); якість ремонтного обслуговування (F_2); рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу (F_3); рівень корозійного руйнування газопроводу (F_4);

рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників (F_7); рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів (F_9).

Також опрацювання результатів експертних оцінок дало можливість зробити наступні узагальнення:

1) П'ять із семи опитаних організацій, а саме ЛВУМГ та БМУ, відзначили найбільшим впливом «якість виконання робіт з будівництва газопроводу». Це свідчить про те, що дані підприємства згідно визначених для них основних завдань займаються безпосередньою експлуатацією лінійної частини, на відміну від оцінок ІФНТУНГ, фахівці яких стикаються з проблематикою в теоретичному аспекті або за потребою самих ЛВУМГ. Такий рейтинг оцінки даного чинника говорить про те, що при будівництві газопроводів мало місце недотримання будівельно-монтажних норм, рівень науки, техніки та технології знаходився на значно нижчому рівні в порівнянні з теперішнім часом. Проте, необхідно відзначити те, що на даному етапі господарювання і в майбутньому підприємства не мають впливу на даний чинник, оскільки будівництво газотранспортної системи вже відбулося в минулому. Аналіз даного чинника дозволить використати досвід і недопустити помилок при будівництві газопроводу в майбутньому, що призведе до зростання коефіцієнта надійності газопроводу.

2) Більше половини експертів практиків та науковців (ДЛВУМГ, ОЛВУМГ, ЗЛВУМГ, ІФНТУНГ) вказали на високу залежність надійності ЛЧМГ від рівня корозійного руйнування газопроводу та рівня придатності ізоляційного покриття. Під час тривалої експлуатації газопроводів захисне ізоляційне покриття поступово втрачає свої експлуатаційні властивості і виникають умови, що активізують процеси корозії металу труб. У результаті цих процесів на поверхні металу починають розвиватися корозійні дефекти у вигляді виразок, каверн або суцільної корозії [127]. Корозійне руйнування сталі приводить до втрат металу і транспортованого продукту, перебоїв у роботі транспортних підприємств і забруднення навколишнього середовища.

Захист матеріалу газопроводів від корозійних явищ здійснюється наступними основними способами:

- створення умов для виникнення на поверхні металу захисних слоїв, які забезпечують пасивність металів;
- створення діелектричного бар'єру на поверхні металу, тобто застосування захисних протикорозійних покриттів;
- зменшення вмісту в транспортованому середовищі речовин, які пришвидшують розвиток корозії (спеціальна очистка або введення домішок, що реагують з корозійними агентами);
- катодна поляризація при знаходженні металу в електроліті;
- використання корозійностійких металевих і неметалевих конструкцій матеріалів.

Велике значення при виборі певного способу протикорозійного захисту має його економічне обґрунтування. Це означає доцільність проведення для кожного з методів комплексної порівняльної оцінки їх ефективності і розрахунків економічного ефекту від їх впровадження.

Одним з основних завдань економічної науки є коректне співставлення витрат і отриманих результатів. Тобто, тільки тоді, коли відомо розмір втрат можна говорити про ресурси, які витрачаються на ліквідацію їх причини, про те, які необхідно приймати міри для скорочення розміру втрат в майбутньому і як оптимізувати обсяг ресурсів, направлених на боротьбу з негативними процесами і явищами.

3) Долинське і Закарпатське ЛВУМГ та БМУ-4 до найважливіших чинників впливу на надійність ЛЧ МГ віднесли також якість ремонтного обслуговування та рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників. Спираючись на те, що велика частина газопроводів вже експлуатується довший час, то саме якість проведення ремонтів дозволяє прогнозувати їх ресурс. Даний чинник залежить від умов проведення робіт, якості матеріалів, наявності техніки та технології, дотримання норм та інструкцій з ремонту ЛЧ МГ. Рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-

технічних працівників залежить від освіти працівника, досвіду роботи та професійних навичок.

4) Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів в галузі оцінений експертами практиками та науковцями як один із найважливіших. Такі оцінки дають Долинське, Богородчанське, Закарпатське ЛВУМГ та БМУ-4 і ІФНТУНГ. Це свідчить про те, що управлінські рішення повинні бути прийняті на основі глибокого аналізу проблеми, вчасно, правильно та виважено, з проведенням контролю за їх виконанням, а самі управлінці повинні характеризуватися професіоналізмом, здатністю до креативного мислення, готовністю до прийняття правильних рішень, дисциплінованістю, авторитетом у підлеглих.

5) Досить значний вплив на надійність ЛЧМГ має чинник «заводський та механічний брак труби». Така оцінка засвідчує той факт, що до підприємств транспортування газу потрапляють труби з дефектами та браком, що призводить до виникнення аварій. Проте, слід зауважити, що оцінка даного чинника експертами-науковцями характеризується нижчими балами. На думку експертів цієї категорії, на надійність ЛЧ МГ даний чинник має найменший вплив порівняно з іншими чинниками. Це можна пояснити тим, що дана категорія експертів володіє теоретичними знаннями, які не підкріплені практичним досвідом. Таким чином, для виправлення такої ситуації, велику увагу підприємствам-замовникам необхідно звернути на постачальників трубопровідної продукції та по можливості віднайти постачальників з кращою якістю продукції.

Загалом результати даного дослідження дозволяють прийти до наступних висновків:

- зниження ймовірності виникнення аварій на магістральних газопроводах за допомогою врегулювання найбільш впливових чинників є вагомим резервом підвищення надійності газотранспортної системи України;
- більшість проблемних питань, які можна регулювати вже сьогодні полягають у покращенні придатності ізоляційного покриття газопроводів та його якості, що призведе до зменшення кількості корозійних руйнувань

газопроводів; підвищенні якості ремонтного обслуговування; вдосконаленні прийняття управлінських рішень у процесі відновлення ЛЧМГ; забезпеченні належного рівня кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників; підвищенні рівня озброєності технічними засобами.

У зв'язку з такими висновками, першочерговими змінами в діяльності підприємств галузі повинні стати:

1. Розвиток процесу відновлення ЛЧ МГ на основі проведення якісного капітального та поточного ремонтного обслуговування газопроводів шляхом інтенсивного впровадження у відновний процес вискоєфективних технологій, новітніх методів та способів захисту газопроводів від корозії.

2. Підвищення надійності ЛЧ МГ, якого можна досягнути на основі обов'язкового ефективного та інтелектовмотивованого процесу управління персоналом, пов'язаним з процесом відновлення ЛЧ МГ, що дозволить підвищити якість та ефективність відновних робіт.

Виявлені нами проблеми надійності газотранспортної системи України в сфері відновлення ЛЧ МГ та узагальнені на цій основі напрямки їх вирішення мають підтвердити свою дієвість та результативність в практичному застосуванні на підприємстві.

Зменшення фінансування поточних і капітальних ремонтів ЛЧ МГ, відхилення від нормативних показників щодо діагностування технічного стану, невчасне проведення відновних робіт, низька їх якість призводить до аварій на ЛЧ МГ, які збільшують фінансові витрати підприємства.

У вартісному вираженні економічні втрати від відмов та аварій ($E_{вт}$) можна представити за допомогою таких складових як: прямі витрати ($B_{пр}$), витрати на відновні заходи ($B_{пк}$) та непрямі витрати ($B_{нп}$):

$$E_{вт} = B_{пр} + B_{пк} + B_{нп} \quad (2.15)$$

До прямих витрат відносимо витрати на капітальні та поточні ремонти, пов'язані з ліквідацією причин аварій. До непрямих витрат відносять штрафи за недопоставлену продукцію через простой при ремонтах, викликаних різноманітними причинами (зокрема корозією металу труби), фактичні втрати

продукції та зниження її якості, втрати потужності робочих та силових машин, витрати на технологічне обслуговування, недоамортизацію.

Витрати на відновні заходи включають капітальні вкладення (початкові та додаткові) на впровадження протиаварійних методів захисту та експлуатаційні витрати, які забезпечують нормальне функціонування основних засобів захисту.

Проблема аварійного відновлення супроводжується значним ростом витрат на ремонти та обслуговування газопроводів, породжує необхідність пошуку та впровадження нерідко високовартісних заходів захисту та використання дефіцитних матеріалів. Однак слід зазначити, що впровадження цих засобів захисту вимагає додаткових капітальних та поточних вкладень. Проте, витрачаючи додаткові кошти на засоби та заходи протиаварійного захисту скорочуються прямі витрати від таких явищ як корозія і непрямі витрати, які значною мірою перевищують прямі [180].

Необхідно оцінити в порівнянні витрати і результати, тобто необхідно обчислити фактичний економічний ефект від впровадження протиаварійних заходів. Річний економічний ефект (E_p) від впровадження подібних заходів розраховується як різниця втрат, які несло б підприємство не впроваджуючи їх ($B_{бз}$) та одноразових (B_o) і поточних витрат (B_n) на ці заходи:

$$E_p = B_{бз} - B_o - B_n. \quad (2.16)$$

Отже, виходячи із вище викладеного можна зробити наступні висновки:

- аварії на трубопроводах призводять до значних щорічних витрат матеріальних, фінансових та трудових ресурсів;
- розмір втрат значною мірою залежить від якості протикорозійних заходів, які використовуються, від методів і способів протикорозійного захисту, а також від дотримання вимог експлуатації засобів захисту.

Ці умови визначають рівень корозійної стійкості основних виробничих засобів та їх довговічності, і відповідно розмір витрат на боротьбу з корозійними явищами.

Все це загалом визначає рівень надійності основних засобів, їх довговічність, а відповідно і розмір витрат, пов'язаних з аваріями на ЛЧ. Кожна

складова втрат знаходиться в прямій залежності із собівартістю транспортування газу та оберненій залежності з прибутком від реалізації, а також з національним доходом та валовим внутрішнім продуктом держави [165].

Відмови ЛЧ МГ приводять до серйозних ускладнень в роботі газотранспортної системи, зростають витрати матеріально-технічних ресурсів, погіршується стан навколишнього середовища, ускладнюються умови роботи та зростає небезпека для обслуговуючого персоналу.

Нами пропонується методика, яка дозволяє визначати фінансові втрати підприємства від аварій на лінійній частині МГ.

Величину фінансових втрат (Y) можна визначити за допомогою таких складових [169]:

- довжини заміненої ділянки газопроводу, м;
- обсягу втраченого газу, млн.м³;
- обсягу недопоставленого газу, млн. м³;
- обсягу екологічних збитків, тис. грн.;

На цій основі інформаційно-статистична модель втрат буде визначатися 4-вохмірною лінійною функцією регресії (2.17):

$$Y = C_1 L + C_2 V + C_3 T + C_4 M, \quad (2.17)$$

де C_1, C_2, C_3, C_4 – фінансові коефіцієнти втрат;

C_1 – вартість заміни одиниці довжини газопроводу певного діаметру, грн/м;

C_2 – вартість одиниці втраченого газу, грн./1000м³;

C_3 – величини недоотриманого доходу від транспортування втраченого газу, грн.

C_4 – вартість компенсації втрат від забруднення навколишнього середовища, грн/т.

L – довжини газопроводу певного діаметру, м;

V – обсяг втраченого газу, м³;

T – тариф за транспортування природного газу, грн.

M – обсяг забруднюючої речовини, т.

Складність розрахунку величини втрат Y на основі залежності (2.17) полягає в тому, що для різних газотранспортних підприємств мають місце різні фінансові коефіцієнти C_1, C_2, C_3, C_4 , які змінюються протягом років. Окрім того, натуральні складові величини фінансових втрат L, V та M залежать від діаметру аварійного газопроводу та виду (масштабу) аварії, а T – тарифу за транспортування природного газу. Тому, для отримання кінцевої річної величини втрат необхідно визначати втрати Y на різних ділянках газопроводу з розрахунком відповідних складових, а результати сумують. Таким чином, величина річних втрат визначатиметься залежністю (2.18):

$$Y_z = \sum_{i=1}^n (C_{1i}L_i + C_{2i}V_i + C_{3i}T_i + C_{4i}M_i), \quad (2.18)$$

де n – кількість i -тих ділянок газопроводу;

$C_{1i}, C_{2i}, C_{3i}, C_{4i}$ – фінансові коефіцієнти, які визначаються для кожної аварійної ділянки (газотранспортного підприємства) для всіх діаметрів газопроводів.

Для того, щоб порівнювати величину втрат, а також складові втрат в натуральній формі необхідно всі дані приводити в розрахунку на одну аварію, а саме визначити питому частку кожної натуральної складової (в грошовому виразі) в загальній величині фінансових втрат для газопроводів різного діаметру.

Велике значення на величину втрат від аварій визначають фінансові коефіцієнти C_1, C_2, C_3 які також змінюються по роках. Найбільшу абсолютну величину мають фінансові коефіцієнти C_1 (вартість заміни одиниці довжини газопроводу).

Коефіцієнт C_4 залежить від обсягу втраченого газу [102], який в свою чергу є функцією часу, геометричних розмірів аварійної ділянки та виду забруднення повітряного басейну (горіння чи викид). Його значення розраховується за формулою $C_4 = H * K_n * K_m$,

де H – проіндексований норматив збору (грн./т),

K_n – коефіцієнт, який встановлюється залежно від чисельності жителів населеного пункту,

K_m – коефіцієнт, який встановлюється залежно від народногосподарського значення населеного пункту.

В результаті розгерметизації МГ в атмосферу надходять такі забруднюючі речовини як метан (CH_4), обсяг викидів розраховуються за формулою [103]:

$$M(CH_4) = B \cdot 0,7 \cdot 10^{-3} (m),$$

де B – об'єм витраченого газу, m^3

$0,7$ – густина газу, kg/m^3

Якщо газ згорів, то виділяються діоксиди азоту (NO_x), оксид вуглецю (CO), неметанові леткі органічні сполуки ($НМЛОС$), обсяг яких розраховуються за формулою:

$$M = B \cdot 0,7 \cdot K_i \cdot Q \cdot 10^{-9} (m),$$

де B – об'єм витраченого газу, m^3

$0,7$ – густина газу, kg/m^3

K_i - показник емісії забруднюючої речовини, $g/GDzh$ ($NO_x=70g/GDzh$, $CO=90g/GDzh$, $НМЛОС=5,0 g/GDzh$);

Q – нижча теплотворна здатність паливного газу за даними лабораторних досліджень або прийнята $47,850 MДж/kg$

Дослідження фінансових коефіцієнтів показує, що зміни коефіцієнта C_1 значно збільшують втрати від аварії, а зміни інших коефіцієнтів практично не впливають на загальну величину фінансових втрат. В результаті цього можна сформулювати загальні вимоги до корпоративної системи управління безпекою газопроводів, що буде проведено в наступних розділах даної роботи.

2.3 Дослідження тенденцій впливу техніко-економічних чинників експлуатації ЛЧ МГ на її ефективність

Забезпечення ефективного функціонування процесу транспортування газу потребує високого рівня його технічного та ремонтного обслуговування. Трубопровідний транспорт газу є однією з небагатьох складових національної економіки, яка продовжує стабільно працювати, незважаючи на кризові явища в

економіці країни. Завдяки цьому, при умові сталої та надійної роботи газотранспортної системи задовольняються потреби України в енергетичних ресурсах та забезпечуються надходження фінансових ресурсів.

На підприємствах транспортування газу основні виробничі завдання, які необхідні виконуватися допоміжними підрозділами, що здійснюють ремонтне та технічне обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів визначені чинними галузевими нормативними документами [88, 105, 106, 109, 148, 149].

В практиці ремонтного обслуговування газопроводів на підприємствах транспортування газу, як було сказано вище, зустрічаються дві системи ремонтів – система технічного обслуговування та планових ремонтів і система ремонтів за потребами.

Досвід експлуатації ЛЧ МГ говорить про те що у ЛВУМГ використовується змішана форма організації ремонтів, згідно якої різні види ремонтного обслуговування виконуються по-різному, а саме: капітальні ремонти зазвичай проводяться спеціалізованими підрядними організаціями, а технічне обслуговування та поточні ремонти, профілактичні та відновні роботи – виконуються безпосередньо власними силами лінійно-експлуатаційних служб (далі ЛЕС).

Одним із основних видів ремонтних робіт на газопроводах є ремонт (заміна) ізоляції та заміна самої труби (рис.2.7). Необхідність ремонту газопроводів виникає тоді, коли захисні властивості ізоляції лінійної частини знижуються настільки, що потужності існуючих установок електрохімічного захисту є недостатніми, а будівництво нових установок стає економічно недоцільним.

З рисунку 2.7, видно, що і обсяг заміненої труби і обсяг ремонту (заміни) ізоляції газопроводів протягом аналізованого періоду носить зростаючий характер. Така ситуація пояснюється, перш за все, віковим чинником, який характеризується зростанням коефіцієнту фізичного зношення газопроводів.

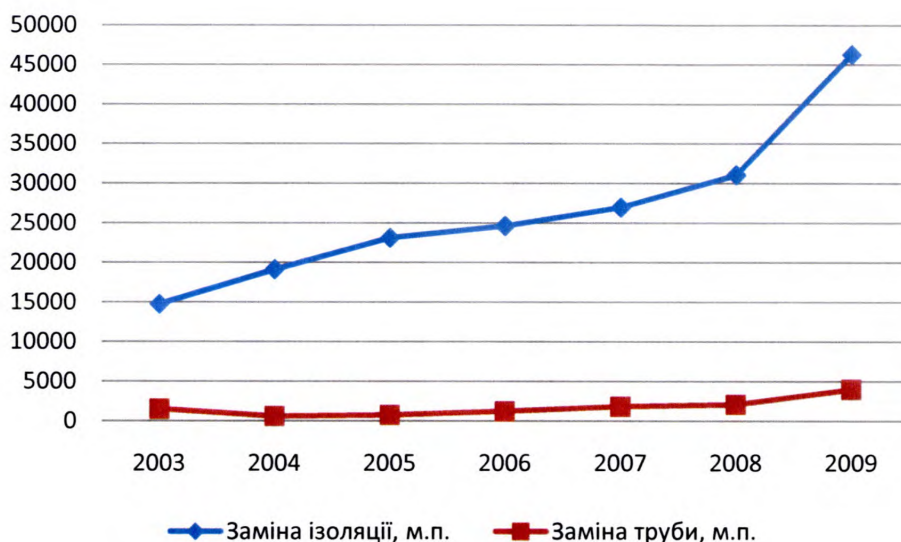


Рис.2.7 Динаміка обсягів заміни труби та ремонту (заміни) ізоляції газопроводу протягом 2003-2009 років

Станом на сьогоднішній день лінійні виробничі управління магістральних газопроводів для виконання капітальних ремонтів залучають підрядні організації, які поділяються на власні підрядні та сторонні підрядні організації. До сил власного підряду відносяться будівельно-монтажні управління тресту «Укргазпромбуд», що є структурною одиницею ДК «Укртрансгаз».

Функції сил стороннього підряду для всіх ЛВУМГ УМГ «Прикарпаттрансгаз» виконували наступні підприємства: «Газобудівельна компанія», ТзОВ «Поліпромсинтез», ТзОВ «Терміт» та інші.

Якщо розглянути структуру виконавців даних видів робіт у динаміці протягом 2005-2009 років, то отримаємо наступні результати (рис.2.8-2.9).

З рис. 2.8 видно, що у структурі виконавців із заміни труби переважають сили власного підряду. Їх частка коливається в межах 80% (в 2005 р. – 42%). Аналогічна ситуація спостерігається і щодо заміни ізоляції (рис.2.9). Частка виконавців робіт силами власного підряду в 2009 р. становить 85,16%, а в 2005 – всього 15,8%. Така ситуація пояснюється тим, що в 2007р. було створене будівельно-монтажне управління, безпосередньою функцією якого і є виконання даного виду робіт, що дозволяє підвищити якість виконання ремонтних робіт.

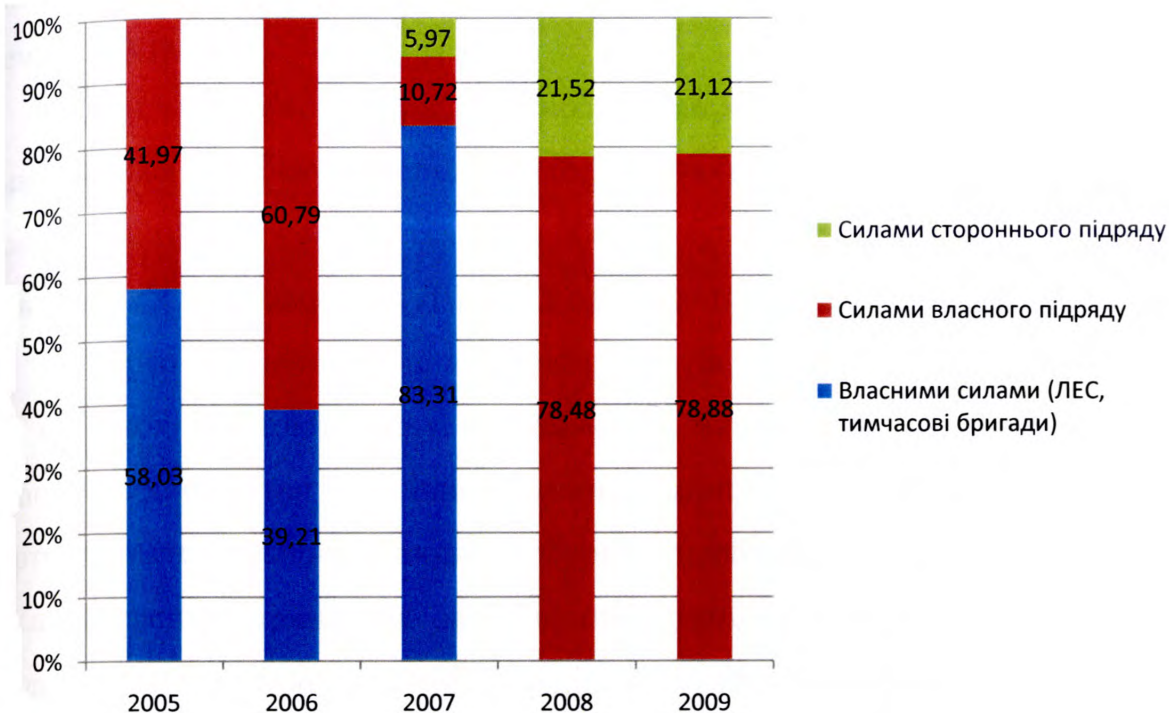


Рис. 2.8 Структура виконавців заміни труби в УМГ «Прикарпаттрансгаз» протягом 2005-2009 років

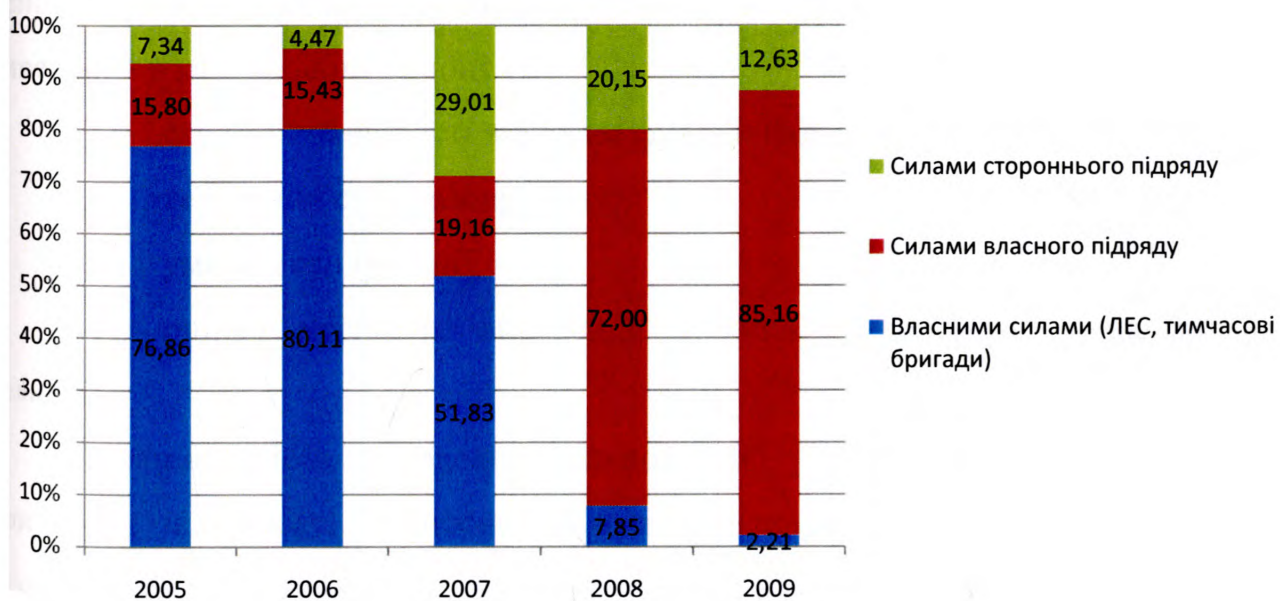


Рис. 2.9 Структура виконавців заміни ізоляції газопроводів УМГ «Прикарпаттрансгаз» протягом 2005-2009 років

Дане управління відноситься до сил власного підряду. Завданням для лінійно-експлуатаційних служб залишається проведення поточних, відновних ремонтних робіт.

Для забезпечення працездатності газотранспортної системи плануються та виконуються запобіжно-відновні заходи по захисту магістральних газопроводів та його елементів від корозії, технічне обслуговування та ремонти. Структура витрат пов'язаних з підтриманням ЛЧ МГ в працездатному стані наведена в табл.2.9.

Варто відзначити, що вартість ремонтів на даний час є значною і залежить від багатьох чинників: виду несправності, числа фахівців, що беруть участь у процесі відновлення технічного стану газопроводу, кваліфікації працівників, вартості матеріально-технічних ресурсів, необхідних для якісного ремонтного обслуговування, технічних засобів, що дозволяють провести відновні роботи, віддаленості газопроводу від складів та трубозварювальних баз, тощо. Тому можна стверджувати, що вартість ремонтів є випадковою величиною.

Процес планування капітальних ремонтів на ЛВУМГ заснований насамперед на урахуванні та оцінці даних, що отримані внаслідок внутрішньотрубної дефектоскопії. Виходячи із досвіду фахівців [23, ст.74] основними критеріями ранжування ділянок ЛЧ МГ при визначенні їхнього виведення в капітальний ремонт є:

- 1) ступінь значущості відносно функціонального значення;
- 2) технічний стан газопроводу;
- 3) умови експлуатації;
- 4) оцінка наслідків виведення ділянки газопроводу в капітальний ремонт.

Пріоритетність виведення ділянок МГ у капітальний ремонт згідно критерію значущості відносно функціонального значення мають ділянки газопроводів, на яких можливі виникнення аварій зв'язаних із ризиком та небезпекою для життя людей. До таких ділянок відносяться:

**Фактичне використання коштів УМГ «Прикарпаттрансгаз» для підтримання
ЛЧ МГ у працездатному стані (млн.грн.)**

Основні види відновлення	Роки								
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
1. Відновлення ЛЧМГ, в тому числі:	7,75	44,03	131,28	37,73	57,24	43,82	87,39	189,01	
капітальний ремонт	7,55	18,48	13,86	19,14	23,69	38,88	50,20	108,51	
реконструкція	0,05	25,29	117,31	18,59	33,41	4,92	37,19	80,40	
ліквідація аварій, відмов, інше	0,15	0,26	0,12	0,00	0,13	0,02	0,00	0,09	
2. Діагностика ЛЧМГ	1,73	4,01	1,08	4,35	7,61	1,55	6,15	13,81	
3. Придбання інструментів, матеріалів, засобів механізації для ліквідації аварій, відмов	0,04	0,08	0,06	0,08	0,06	0,04	0,00	0,02	
4. Виконання поточних ремонтів	0,88	0,55	3,52	9,45	3,46	5,74	4,02	7,58	
5. Витрати на придбання хімічних реагентів	0,12	0,83	0,53	0,85	1,02	1,09	1,21	1,29	
6. Витрати на придбання аварійної техніки	0,18	0,13	0,00	0,11	1,13	0,00	0,00	0,00	
7. Витрати на придбання сучасної імпортної техніки, обладнання, зап. частин, технологій, інше	0,63	0,00	0,67	5,14	0,02	0,49	0,01	0,28	
8. Авіаційне обслуговування	0,13	0,06	0,39	0,43	0,99	0,01	0,16	0,00	

- газопроводи, які прокладені поблизу територій, на яких проживають та працюють люди;
- території в межах компресорних станцій, газорозподільчих станцій, сховищ підземного зберігання газу;
- газопроводи великих діаметрів, які транспортують газ на експорт;
- газопроводи-переходи, які проходять через автомобільні та залізничні дороги та інші.

Що стосується технічного стану газопроводу, то в капітальний ремонт необхідно виводити ділянки МГ враховуючи їх термін експлуатації, технічний стан металу та ізоляційного покриття труби, інформацію про корозію та відмови на газопроводі.

При виведенні ділянок МГ у капітальний ремонт необхідно враховувати умови його експлуатації, а саме:

- конструкцію газопроводу (діаметр, товщина стінок, метод прокладання, глибина залягання і т.п.);
- технологічний режим експлуатації (робочий тиск, температура);
- природно-кліматичні умови прокладання (болота, гори, моря);
- розміри охоронних зон;
- умови та параметри функціонування електрохімічного захисту.

Пріоритетність виведення ділянок МГ у капітальний ремонт за критерієм оцінки наслідків буде залежати від наступних економічних показників:

- обсяги можливого недопостачання природного газу;
- витрати на ліквідацію наслідків можливих аварій;
- витрати на капітальний ремонт з врахуванням недопостачання газу.

На основі вище описаного підходу виділяються газопроводи, котрі виводяться у капітальний ремонт по черговості в залежності від їх пріоритетності.

У зв'язку з тим, що велика частина газопроводів прокладена у гірських місцевостях, що спричиняє неможливість проведення всесезонних під'їздів вздовж траси газопроводу, заболоченості траси, основна частина робіт з

капітального ремонту та переізоляції ділянок газопроводів УМГ «Прикарпаттрансгаз» виконується у літній період.

Як було доведено, надійність газопостачання є основним критерієм, що характеризує ефективність діяльності ЛВУМГ і газотранспортної системи загалом. Основною характеристикою діяльності ЛВУМГ є обсяг транспортованого газу, який залежить від ефективності процесу відновлення та підтримання ЛЧ МГ в працездатному стані.

Оцінка впливу факторів на обсяг газопостачання проводиться за допомогою побудови математичної моделі, яка базується на відповідності регресії обраних чинників з даною функцією. Далі подано результати моделювання стохастичної залежності між обсягами постачання газу у натуральному вираженні (млн.куб.м*км) і факторами підтримання газопроводів у працездатному стані.

Виявлення стохастичної залежності між факторами та результуючою ознакою відбувається шляхом застосування кореляційно-регресійного аналізу (далі КРА). Метою кореляційного аналізу є кількісне визначення випадкової складової (виявлення зв'язку між випадковими змінними та оцінка їх тісноти). Завданням регресійного аналізу є встановлення форми зв'язку і кількісне визначення регулярної складової за допомогою рівняння регресії $Y=P(x)$, яке отримують шляхом застосування методу найменших квадратів. Кореляційний аналіз дозволяє виміряти щільність зв'язку між варіюючими змінними, оцінити фактори, що здійснюють найбільший вплив на обсяги транспортування природного газу.

Використовується типова процедура розрахунку зміни значень досліджуваного показника під впливом зміни значень факторів на плановий період. У випадку коли відсутні планові значення факторів на наступний період виникає необхідність отримати прогнозовані значення цих факторів.

На основі проведеного дослідження умов експлуатації магістральних газопроводів і його аналізу та за допомогою експертів, причетних до експлуатації ЛЧМГ, і провідних науковців було відібрано 6 факторних ознак, (табл. Е1, Додатку Е), які підлягають кількісному виміру, є доступними в практиці роботи

національної системи обліку, а також найбільш логічно вписуються в контекст даного дослідження. Розглянемо на прикладі результатів діяльності УМГ «Прикарпаттрансгаз» ступінь впливу незалежних змінних на обсяг транспортування природного газу.

Для КРА було відібрано наступні фактори підтримки ЛЧ МГ в працездатному стані:

X1 – частка витрат коштів на виконання капітальних ремонтів ЛЧ МГ, ч. од.;

X2 – частка витрат коштів на реконструкцію ЛЧ МГ, %;

X3 – частка витрат коштів на ліквідацію аварій та відмов ЛЧ МГ, %;

X4 – обсяг заміни ізоляції газопроводу, км;

X5 – частка витрат коштів на діагностику ЛЧ МГ, %;

X6 – частка витрат коштів на виконання поточних ремонтів ЛЧМГ, %.

У табл. 2.10 наведено порядок розрахунку показників, за допомогою яких можна кількісно представити фактори відібрані для проведення КРА.

Таблиця 2.10

Показники, за допомогою яких кількісно відображають техніко-технологічні фактори, що впливають на обсяг транспортування природного газу

Фактор	Визначення показника
1	2
Частка витрат коштів на виконання капітальних ремонтів ЛЧМГ	Відношення величини витрат коштів на виконання капітальних ремонтів до загальної величини коштів спрямованих на підтримку ЛЧМГ в працездатному стані
Частка витрат коштів на реконструкцію ЛЧМГ	Відношення величини витрат коштів на реконструкцію до загальної величини коштів направлених на підтримку ЛЧМГ в працездатному стані
Частка витрат коштів на ліквідацію аварій та відмов ЛЧМГ	Відношення величини витрат коштів на ліквідацію аварій та відмов до загальної величини коштів направлених на підтримку ЛЧМГ в працездатному стані
Обсяг заміни ізоляції газопроводу	Величина, яка характеризує кількість заміненої(відремонтованої) ізоляції газопроводу

1	2
Частка витрат коштів на діагностику ЛЧМГ	Відношення величини витрат коштів на діагностику до загальної величини коштів направлених на підтримку ЛЧМГ в працездатному стані
Частка витрат коштів на виконання поточних ремонтів ЛЧМГ	Відношення величини витрат коштів на виконання поточних ремонтів до загальної величини коштів направлених на підтримку ЛЧМГ в працездатному стані

За період дослідження вибрано 2001-2009 роки, для проведення розрахунків використовується пакет аналізу та функції програми Microsoft Excel.

Попередній графічний аналіз вхідних даних (рис. Е1, додатку Е) показав, що між факторами X4 і X5 та обсягом транспортування газу нелінійна форма залежності, на зображенні графічної залежності також бачимо, що між фактором X1 та Y зв'язок наближений до лінійного. Згідно рис. Е1, Додатку Е, бачимо, що між факторами X2, X3, X6 та функцією Y зв'язок в даному випадку незначний. Тобто, за попереднім графічним аналізом вхідних даних, серед відібраних факторів доцільно включати у рівняння регресії X1, X4, X5 (частка витрат коштів на виконання капітальних ремонтів ЛЧМГ; обсяг заміни ізоляції газопроводу, км; частка витрат коштів на діагностику ЛЧМГ). Результати кореляційного аналізу представлені в табл. 2.11.

Таблиця 2.11

Матриця коефіцієнтів парної кореляції між факторами підтримання ЛЧМГ в працездатному стані та обсягом транспортування природного газу

	Y	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Y	1						
X1	-0,74507	1					
X2	0,283812	-0,8925236	1				
X3	-0,26614	0,4508524	-0,53183	1			
X4	-0,64184	-0,0359588	0,171393	-0,69542	1		
X5	-0,61565	0,3001835	-0,43214	0,918761	-0,6956374	1	
X6	0,029621	0,7230242	-0,79234	0,211911	-0,1632748	0,27785	1

Джерело: розраховано автором

Зауважимо, що найвагомійший зв'язок спостерігається між обсягом транспортування природного газу та наступними факторами: часткою витрат коштів на капітальний ремонт ЛЧМГ, обсягами заміни ізоляції газопроводу та часткою витрат коштів на діагностику ЛЧМГ.

За результатами кореляційно-регресійного аналізу (табл. 2.11) побудовано наступну модель обсягу транспортування природного газу з врахуванням впливу факторів підтримки ЛЧМГ в працездатному стані, формула 2.19:

$$Y = 173846,7 + 304,84 \cdot X_1 + 921,45 \cdot X_4 + 15,78 \cdot X_5, \quad (2.19)$$

Кількісною мірою істотності або інформативності багатofакторної регресійної моделі є коефіцієнт детермінації (D), який визначається як квадрат коефіцієнта множинної кореляції R та наближений до 1. Коефіцієнт детермінації показує на скільки відсотків величина функції визначається зміною включених у модель факторів. Як свідчать дані табл. В3 додатку В, зміна обсягу транспортування газу обумовлена на 85,09% відібраними факторами підтримки ЛЧМГ в працездатному стані. Стандартна статистична перевірка коефіцієнтів лінійної кореляції проводиться за допомогою критерію Фішера, розрахункове значення (11,9) якого більше за табличне (9,01) на рівні значущості 0,05, дане співвідношення табличного і розрахункового значень критерію Фішера підтверджує адекватність моделі, а розрахункове значення критерію Стюдента (більше за критичне значення), свідчить про інформаційність і достовірність моделі.

Заключним етапом кореляційно-регресійного аналізу є розрахунок зміни обсягу транспортованого газу під впливом зміни значень відібраних факторів.

Через відсутність планових значень факторів на наступний період, проведемо їх прогнозування на 2010-2011 рр. з використанням функції «Тенденція» пакета програми MS Excel. Дана функція програми за методом найменших квадратів апроксимує значення факторів та визначає значення фактора на прогнозований період. Прогнозування зміни обсягу транспортування

природного газу під впливом зміни факторів X1, X4 та X5 на 2011 рік представлено в табл. 2.12 .

Таблиця 2.12

**Прогнозування обсягу транспортування природного газу на
2011 р. під впливом зміни факторів підтримки ЛЧ МГ в
працездатному стані**

Обсяг транспортування природного газу, млн. куб.м.	Фактор	Значення фактора	Прогнозований рівень фактора у 2011 р.	Відхилення /Xпр-Хф/	Зміна обсягу під впливом факторів	
					+/-	%
99889,5	X1	51,2	66,52	15,320	4670,16	4,68
	X4	46,312	52,46	6,148	5665,08	5,67
	X5	6,52	16,30	9,78	154,20	0,15

Джерело: розраховано автором

Таким чином, в результаті проведених розрахунків було виявлено, що зростання частки витрат коштів на проведення капітальних ремонтів ЛЧ МГ на 15,32% дозволить збільшити обсяги транспортування газу на 4,68%. При збільшенні обсягу заміни ізоляції із 46,3 км в рік майже до 52,5 км обсяг транспортування газу зросте на 5,67%. Тенденція росту витрат на капітальні ремонти, в тому числі і заміна ізоляції відповідає сучасному стану газопроводів, які є значно фізично зношеними, а відтак їх стан підвищує аварійність, зменшуючи надійність їх експлуатації. Проведення діагностики ЛЧМГ також корелює із обсягом транспортування газу, а саме при зростанні частки витрат на діагностичні заходи стану газопроводів майже на 10% обсяг транспортування газу зросте до 154 млн. куб. м (0,15%).

Отже, ситуація, яка на сьогодні склалась щодо стану ЛЧ МГ та ефективності і надійності її експлуатації вимагає збільшення обсягів капітальних ремонтів, зокрема ремонтно-ізоляційних робіт та проведення діагностичних обстежень. Тому, в результаті прогнозування, бачимо, що в 2011 р. варто очікувати зростання обсягів ремонтів та заміни ізоляції ЛЧМГ на 6,15 км, що

позитивно відобразиться на обсязі транспортування газу, а саме збільшить його на 5,67% при умові збереження попередніх обсягів замовлень щодо контракту.

Таким чином, розрахунки одержані за допомогою КРА підтвердили раніше зроблений висновок про те, що основний вплив на збільшення обсягу газопостачання природного газу належить збільшенню витрат коштів на капітальні ремонти та діагностичні обстеження, що призведе у майбутньому періоді до зростання показника надійності ЛЧМГ. Зростанням обсягів ремонту (заміни) ізоляції магістральних газопроводів об'єктивно вимагає сучасний технічний стан лінійної частини.

Належне управління впливом даних факторів на результируючий показник дасть можливість в майбутньому збільшити обсяги постачання газу, скоротити витрати підприємств та підвищити надійність і довговічність ЛЧ МГ.

Висновки до 2 розділу

Провівши дослідження надійності лінійної частини магістральних газопроводів на газотранспортних підприємствах можна стверджувати наступне:

1. Надійність газопостачання забезпечуються своєчасним та якісним технічним обслуговуванням та виконанням капітального ремонту власними силами та силами підрядних організацій. Основною функцією, що визначає надійність системи газопостачання є безперебійність постачання споживачам газу потрібної якості.

2. Аналізуючи в динаміці взаємозв'язок відносного показника відмов та обсягів капітальних ремонтів варто відзначити, що не має чітко вираженої залежності між ними, що обумовлено кризовою ситуацією в економіці, зменшенням обсягів транспортування природного газу та зміною ціновою політики на послуги НАК «Нафтогаз України». Проте, у випадку не проведення ремонтів за результатами ВТД стрімко зростає кількість аварійних ситуацій (втричі) та обсяги фінансових витрат на їх ліквідацію. Тому поряд з поточним

ремонтom необхідне виконання в повному обсязі програми переізоляції і програми реконструкції та капітального ремонту.

3. В результаті аналізу виявлено, що основною причиною (54%) виникнення аварій та відмов на магістральних газопроводах є корозія металу труби. У теперішній час впровадження протикорозійних заходів є ключовим щодо забезпечення надійності та довговічності експлуатації магістральних газопроводів.

4. Для отримання необхідних оцінок чинників впливу на аварійність ЛЧ МГ нами було проведено експертне дослідження, в результаті якого отримано інформацію про те, що найбільшим вплив на аварійність мають наступні чинники: якість виконання робіт з будівництва газопроводів; якість ремонтного обслуговування; рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу; рівень корозійного руйнування газопроводу; рівень кваліфікації робітників-ремонтників та інженерно-технічних працівників; рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів.

5. На основі вагових коефіцієнтів міри впливу чинників на надійність (аварійність) ЛЧМГ запропоновано комплексний показник надійності – готовність ЛЧМГ, який на відміну від існуючого враховує фактичний технічний стан газопроводів та якість їх обслуговування.

6. На сьогодні збільшення обсягу транспортування природного газу підприємствами вітчизняної газотранспортної системи є найважливішим показником, який характеризує ефективність діяльності підприємства і залежить від ефективності процесу відновлення та підтримання ЛЧ МГ в працездатному стані. Дослідивши взаємозв'язок між обсягом транспортування природного газу та техніко-технологічними факторами, отримано інформацію про те, що найтісніший зв'язок спостерігається між обсягом транспортування природного газу та часткою витрат коштів на капітальний ремонт ЛЧМГ, обсягами заміни ізоляції газопроводу та часткою витрат коштів на діагностику ЛЧМГ. В результаті проведених розрахунків було виявлено, що зростання частки витрат коштів на проведення капітальних ремонтів ЛЧ МГ на 15,32% дозволить

збільшити обсяги транспортування газу на 4,68%. При збільшенні обсягу заміни ізоляції із 46,3 км в рік майже до 52,5 км обсяг транспортування газу зросте на 5,67%. Тенденція росту витрат на капітальні ремонти, в тому числі і заміна ізоляції відповідає сучасному стану газопроводів, які є значно фізично зношеними, а відтак їх стан підвищує аварійність, зменшуючи надійність експлуатації. Проведення діагностики ЛЧМГ також корелює із обсягом транспортування газу, а саме при зростанні частки витрат на діагностичні заходи стану газопроводів майже на 10% обсяг транспортування газу зросте на 0,15%.

7. Величина фінансових втрат вітчизняних газотранспортних підприємств від виникнення аварій та відмов на газопроводах складається із витрат заміненої ділянки газопроводу, вартості втраченого газу, вартості недопоставленого газу, екологічних збитків та витрат часу на ліквідацію аварії.

8. Основними рекомендаціями на основі дослідження економічної оцінки надійності ЛЧМГ є наступні:

- для того, щоб підвищити надійність транспортування природного газу вітчизняними газотранспортними підприємствами першочерговими завданнями у діяльності підприємств галузі повинні стати розвиток процесу відновлення ЛЧ МГ на основі проведення якісного капітального та поточного ремонтного обслуговування газопроводів шляхом інтенсивного впровадження у відновний процес вискоєфективних технологій, новітніх методів та способів захисту газопроводів від корозії.
- підвищення надійності ЛЧ МГ, що можна досягнути за допомогою обов'язкового ефективного та інтелектовмотивуючого процесу управління персоналом, пов'язаним з процесом відновлення ЛЧ МГ, що дозволить підвищити якість та ефективність відновних робіт.

Основні результати дослідження, викладені у другому розділі, опубліковані в [161, 168, 174].

РОЗДІЛ 3

НАПРЯМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕРЕБІЙНОГО ГАЗОПОСТАЧАННЯ МАГІСТРАЛЬНИМИ ГАЗОПРОВОДАМИ

3.1 Інновації в системі захисту ЛЧ МГ та їх економічна оцінка

Проблема корозії металів на сьогоднішній день є однією з найважливіших проблем у нашій державі, особливо за сучасної економічної ситуації, через дефіцит металу та обмеженість матеріальних і фінансових ресурсів. Процес корозії металів відбувається безперервно і завдає величезних збитків, а саме:

- скорочує термін експлуатації обладнання;
- призводить до аварійних ситуацій на підприємствах, які в свою чергу ведуть до втрат продукції, зниження її якості та забруднення навколишнього середовища;
- підвищує експлуатаційні та ремонтні витрати.

Галузеві фінансові втрати, що пов'язані з корозією ЛЧ МГ подані на рис. 3.1.

Оскільки газотранспортна система України є однією з найбільш металомістких галузей промисловості, проблема антикорозійного захисту трубопроводів була і залишається актуальною надалі. Проте вирішення даної проблеми є досить складним, оскільки воно знаходиться на стику трьох наук – економіки, яка передбачає скорочення втрат трудових, матеріальних та фінансових ресурсів, викликаних корозією металів, частковим або повним виходом з ладу основних засобів; екології, вирішальним завданням, якої є недопущення забруднення навколишнього середовища при аваріях; хімії, завданням, якої є збільшення тривалості процесу корозійного руйнування металу та розробка новітніх заходів протикорозійного захисту металу.

Магістральні газопроводи, які прокладені в землі, що містить вологу з розчиненими в ній різними солями, кислотами і лугами, знаходяться в корозійному середовищі. Для захисту від корозії тіло труби покривають ізоляцією.



Рис. 3.1 Класифікація організаційно-економічних втрат газотранспортних підприємств, пов'язаних з корозією металу

Примітка: власна розробка автора

Проте досягти повної ізоляції газопроводу від навколишнього середовища за допомогою захисних покриттів (так званого пасивного захисту) практично неможливо. Контакт поверхні труби з вологим ґрунтом виникає в місцях пошкодження ізоляції, які з'являються при переміщенні трубопроводу під час його укладання в траншею, опускання на дно траншеї, при засипанні твердими сухими грудками землі (особливо в літній період при високій температурі навколишнього повітря).

Спостереженнями встановлено, що найбільше число пошкоджень ізоляції приходить на нижню, менше — на верхню і ще менше — на бічні частини тіла труби. Це пояснюється тим, що до механічних пошкоджень, що утворюються під час опускання газопроводу в траншею і його засипання, додаються пошкодження, які спричиняються тиском ґрунту, який складає $0,05-0,5 \text{ кГ/см}^2$.

Повний захист газопроводу, який має протикорозійну ізоляцію, досягається при здійсненні активного електрохімічного захисту (катодного, дренажного або протекторного). Вибір виду захисту диктується техніко-економічними міркуваннями. При розробці проекту беруться до уваги наявність або відсутність блукаючих струмів, корозійна агресивність ґрунтів, вид протикорозійної ізоляції і її стан, наявність джерел електроенергії, розміри одноразових і експлуатаційних витрат.

При використанні катодного захисту за допомогою зовнішнього джерела електричного струму трубопровід є катодом по відношенню до ґрунту, при протекторному — до газопроводу приєднуються протектори, що виконують роль анодів, із сплаву металів з високим від'ємним потенціалом в умовах ґрунту. Дренажний захист застосовується на ділянках газопроводів, які знаходяться в районі блукаючих струмів, і полягає у відведенні блукаючих струмів з газопроводу по кабелю в рейкову мережу, що запобігає їх стіканню в ґрунт і роз'їданню труб.

Для ефективного застосування захисного ізоляційного покриття необхідно знати корозійні властивості ґрунтів, у яких знаходиться газопровід. Як правило, вони завжди різноманітні. Тому дослідження ґрунтів проводяться вздовж всієї

траси, а згідно отриманих результатів обирають вид захисного покриття. При такій методиці найважливішу роль відіграє точність проведених досліджень, а відповідно і застосування ізоляційних матеріалів.

Разом із пасивним захистом магістральних газопроводів використовується активний захист за допомогою станції захисту від корозії (електрохімзахист). Основною функцією такої станції є зведення до мінімуму значення впливу блукаючих струмів на газопровід, що знижує ймовірність виникнення корозії металу труби.

Комплексне використання вище вказаних засобів захисту призводить до збільшення міжремонтного періоду газопроводів, скорочення витрат, пов'язаних з технічним обслуговуванням та ремонтом.

Так, на одній з нарад, котра відбулася в Ужгороді, Міністр палива і енергетики відзначив, що: «Підтримка на належному рівні газотранспортної системи, яка на часі вже дуже «зморена», потребує неабиякого фінансування. Корозія, неякісні труби – те, що маємо. Кошти, які виділяються на ремонт – це маленька крапля, яка «розмазується» там, де рветься, але в цілому не може оптимізувати ситуацію. Накласти муфту – тимчасове поліпшення стану окремого відрізка і не більше» [25, ст.4]. Також на нараді було рекомендовано затвердити програму інвестицій ДК «Укртрансгаз» у сумі близько 2 млрд.грн., причому перший кредит планується спрямувати на поліпшення ЛЧМГ, і в першу чергу експортних магістралей.

Спроби встановити термін служби різного виду протикорозійної ізоляції сталевих трубопроводів не мали успіху, оскільки він залежить від багатьох чинників. Головним з них є якість ізоляції і її товщина. Чим більша товщина і вища якість ізоляцій, тим вищі захисні властивості та величина терміну їх служби. На якість ізоляції впливає якість матеріалів, з яких вона виготовляється, підготовка поверхні труб під ізоляцію, якість виконання ізоляційних робіт, здійснення заходів щодо захисту ізоляції від пошкоджень в процесі монтажно-укладальних робіт.

З часом стан захисної ізоляції погіршується, діелектричні властивості її знижуються і, як наслідок, захисна зона установок електрохімічного захисту зменшується. Для забезпечення необхідного ступеня захисту газопроводів від корозії збільшують потужність установок електрохімічного захисту, де це можливо, і додають нові установки, де це необхідно.

Дана проблема була предметом уваги багатьох дослідників, зокрема: Древалю О. Ю., Розгонюка В. В., Беккера М. В., Шишківського В. А., Кобзева В. А. та інших. Також проблемам сучасної протикорозійної ізоляції в трубопровідному транспорті присвячені праці таких провідних вчених, як Середницького Я. А., Банахевича Ю. В., Крижанівського Є. І. та ін. Досліджуючи публікації науковців, можна зробити висновок, що основним захистом магістральних газопроводів від корозії є протикорозійні покриття різних видів, що використовуються в залежності від умов експлуатації.

Ізоляційні покриття підземних трубопроводів для забезпечення свого основного призначення повинні володіти наступними властивостями [171]:

- 1) суцільністю і високими ізолюючими характеристиками;
- 2) адгезією до металевої поверхні;
- 3) механічною міцністю і пружноеластичністю;
- 4) опором удару і напругам ґрунтів;
- 5) низькою вологопроникністю і малою величиною вологовбирання;
- 6) здатністю протистояти проникненню корозійно-активних іонів, а також осмосу й електроосмосу;
- 7) високою хімічною стійкістю та біостійкістю;
- 8) термостійкістю та стійкістю до сонячного опромінення;
- 9) стабільністю техніко-експлуатаційних характеристик у часі;
- 10) простотою технології виробництва й нанесення у заводських і польових умовах.

Матеріали, що входять до складу покриттів, повинні бути недефіцитними, а саме покриття недорогими і довговічними.

Для підвищення стійкості підземних трубопроводів до ґрунтової корозії в системі транспортування газу використовують комплексний захист – поєднання протикорозійних покриттів з електрохімічними засобами захисту (ЕХЗ). Часто, через невисоку якість покриттів або недоліки в технології їх використання та нанесення, навіть при використанні комплексного захисту не забезпечується необхідна надійність роботи газопроводів.

Вибір того або іншого захисного покриття для ремонту повинен бути обґрунтований економічно. Методичні прийоми, що рекомендуються, не завжди дозволяють визначати деякі техніко-економічні показники, вибирати оптимальні варіанти протикорозійного захисту, при яких сумарні витрати на засоби захисту і її експлуатацію були б мінімальними. Методи прогнозування старіння ізоляційних покриттів, як і рекомендації щодо прогнозуванню ефективності їх захисної дії, дозволяють розраховувати експлуатаційні витрати в динаміці по роках, пов'язані із зниженням захисних властивостей покриття і збільшенням витрат електроенергії для електрозахисту. Можливість прогнозування зміни ефективності захисної дії покриттів в часі, аналіз чинників, що визначають одноразові і експлуатаційні витрати на протикорозійний захист, служать основою для визначення економічної ефективності різних видів і конструкцій ізоляційних покриттів при комплексному захисті.

Найбільш економічно вигідні ізоляційні покриття слід визначати порівнянням суми поточних і приведених капітальних витрат за аналізованими варіантами.

У зв'язку з тим, що економічна ефективність кожного ізоляційного покриття виявляється в часі, необхідно крім порівняння витрат на нанесення покриття враховувати експлуатаційні витрати на протикорозійний захист. При цьому слід мати на увазі, що різні ізоляційні покриття по різному впливають на величину експлуатаційних витрат, у тому числі і на витрату електроенергії, і мають різні терміни служби.

При техніко-економічному порівнянні покриттів слід розрізняти граничний і середній терміни служби ізоляції. Термін служби ізоляційного

покриття, після закінчення якого ізоляція втрачає свої захисні властивості на всьому відремонтованому газопроводі, слід розуміти як граничний термін її служби. Це означає, що при тривалій експлуатації вся нанесена ізоляція на відремонтованій ділянці внаслідок її старіння буде повністю замінена новою. Для одного і того ж покриття залежно від природньо-кліматичних умов та інших чинників експлуатації ділянки газопроводу можуть бути граничні терміни служби ізоляції 10, 25, 30, 50 років. Середній термін служби — об'єктивна економічна категорія, вживана для характеристики середньої довговічності майже всіх основних засобів на підприємствах. Середній термін служби ізоляції може мати як широке, узагальнююче значення, яке можна використовувати для порівняння різних газопроводів, так і місцеве, локальне значення для даного району прокладки, типу ґрунту тощо.

Методика прогнозування [71, ст. 35] старіння ізоляційних покриттів дозволяє розрахувати граничні терміни служби ізоляції для окремих ділянок газопроводів і для газопроводу в цілому.

Для економічного порівняння ізоляційних покриттів з різними термінами служби і експлуатаційними витратами на протикорозійний захист необхідне зіставлення їх техніко-економічних показників за однаковий період часу. Із всієї сукупності аналізованих покриттів за еталон порівняння слід приймати покриття, що має більший термін служби. Для покриттях з меншим терміном служби повинні враховуватися сумарні витрати на електрохімічний захист і на повторні заміни вибулої з ладу ізоляції, які можуть бути за період служби довговічнішого покриття.

Економічно ефективним вважається варіант, при якому може бути отриманий мінімум приведених витрат:

$$C_n + E_n K_n = \min, \quad (3.1)$$

де C_n — поточні витрати для порівнюваних варіантах;

E_n — нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень;

K_n — капітальні витрати для порівнюваних варіантів.

Сумарний економічний ефект для порівнюваних ізоляційних покриттів з урахуванням розрахунку на 1 км. трубопроводу можна визначити за формулою

$$E = q_{\delta} - q_n, \quad (3.2)$$

де q_{δ} – сумарні витрати для покриття, прийнятого за базове значення;

q_n – сумарні витрати для порівнюваних покриттів за період, рівний терміну служби покриття, прийнятого за базове значення.

Тут можуть бути три випадки:

$E > 0$, $q_{\delta} > q_n$ – базове покриття менш ефективне, ніж порівнюване;

$E = 0$, обидва покриття рівнозначні, $q_{\delta} = q_n$;

$E < 0$, $q_{\delta} < q_n$ – базове покриття ефективніше, ніж порівнюване.

Сумарні витрати для покриття, прийнятого за базове значення, визначаються за формулою:

$$q_{\delta} = C_{\delta} + E_n (K_{\delta} + K'_{\delta} + K''_{\delta}) + P_{\delta} / t_{\delta} E_n + \overline{C_{s(\delta)}} \quad (3.3)$$

Сумарні витрати для кожного із порівнюваних покриттів визначаються за формулою:

$$q_n = C_n + E_n (K_n + K'_n + K''_n) + P_n / t_n E_n + \overline{C_{s(n)}} + [C_n + E_n (K_n + K'_n + K''_n)] \rho \frac{t_{\delta} - t_n}{t_n}, \quad (3.4)$$

де C_e – собівартість ізоляційного покриття, прийнятого за базове значення;

C_n – собівартість порівнюваного ізоляційного покриття;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, рівний 0,11;

K_e, K_n – питомі капітальні вкладення в основні виробничі засоби будівельних організацій для виконання ізоляційних робіт для порівнюваних покриттів;

K_{δ}', K_n' – капіталовкладення в оборотні засоби будівельних організацій на придбання матеріалів для порівнюваних варіантів;

K_{δ}'', K_n'' – питомі капітальні вкладення у виробництво ізоляційних матеріалів для порівнюваних варіантів;

P_{δ}, P_n – витрати на відтворення ізоляційного покриття за його термін служби для порівнюваних варіантів;

$t_{\bar{o}}$ – середній термін служби базового покриття;

t_n — середній термін служби кожного з порівнюваних покриттів;

$\overline{C_{z(\bar{o})}(t)}$, $\overline{C_{z(n)}(t)}$ — середньорічні витрати на електрохімічний захист

$$C_{z(\bar{o},n)}(t) = \left[\sum_{t=1}^{t_{\bar{o},n}} Q_z(t) + \sum_{t=1}^{t_{\bar{o},n}} C_{ez}(t) + \sum_{t=1}^{t_{\bar{o},n}} C_e(t) \right] : t_{\bar{o},n}, \quad (3.5)$$

де $\sum_{t=1}^{t_{\bar{o},n}} Q_z(t)$ – витрати на засоби електрозахисту 1 км. трубопроводу за період

$t_{\bar{o},n}$;

$\sum_{t=1}^{t_{\bar{o},n}} C_{ez}(t)$ – витрати на електроенергію для захисту 1 км газопроводу за

період $t_{\bar{o},n}$;

$\sum_{t=1}^{t_{\bar{o},n}} C_e(t)$ — інші експлуатаційні витрати, які несе електрохімічна служба,

спрямовані на забезпечення захисту 1 км газопроводу від корозії за період $t_{\bar{o},n}$.

Сумарні витрати на електрозахист розраховуються за формулою:

$$C_{\text{сум}} = \sum_{t=1}^T Q_z(t)\varphi(t) + \sum_{t=1}^T C_{ez}(t)\varphi(t) + \sum_{t=1}^T C_e\varphi(t), \quad (3.6)$$

де φ — коефіцієнт приведення витрат кожного року до теперішнього моменту часу

$$\varphi(t) = 1/(1 + 0,07)^t, \quad (3.7)$$

T — період, за який визначаються сумарні витрати.

Розглянемо кожен з доданків виразу.

Витрати на засоби катодного захисту, віднесені на 1 км газопроводу розраховуються:

$$Q_z = Q_{1cm} / L(t), \quad (3.8)$$

де Q_{1cm} — витрати на одну катодну станцію;

$L(t)$ — протяжність захисної зони катодної станції в даному році, тоді

$$\sum_{t=1}^T Q_z(t)\varphi(t) = \sum_{t=1}^T Q_{1cm} / L(t)\varphi(t), \quad (3.9)$$

Річні витрати на електроенергію для захисту 1 км газопроводу

$$P_6 = \frac{W_{kc}(t)8760 \cdot C_{el}}{L(t)}, \quad (3.10)$$

де $W_{kc}(t)$ – потужність, яку споживає катодна станція, кВт;

8760 – кількість годин в році;

C_{el} — вартість 1 кВт*год;

або

$$\sum_{t=1}^T C_{el}(t)\varphi(t) = 8760 \cdot C_{el} \sum_{t=1}^T \frac{W_{kc}(t)\varphi(t)}{L(t)}, \quad (3.11)$$

Значення експлуатаційних витрат на електрохімічний захист визначається з урахуванням коефіцієнта φ .

Собівартість ізоляційного покриття на 1 км газопроводу визначається

$$C_{iz.n} = \Pi + (\Phi_3 \cdot 0,15) + \frac{\Pi H \cdot 0,5}{100} + N_{mp}, \quad (3.12)$$

де Π – прямі витрати на 1 км газопроводу (до прямих витрати включаються вартість ізоляційних матеріалів, основна заробітна плата працівників, вартість експлуатації будівельних машин);

Φ_3 – фонд основної заробітної плати всіх робітників, зайнятих на ізоляційних роботах;

0,15 – питома вага накладних витрат, які залежать від фонду заробітної плати всіх робітників, зайнятих на ізоляційних роботах;

0,5 – питома вага умовно-постійних і накладних витрат в загальній нормі накладних витрат до прямих витрат;

H – загальна норма накладних витрат до прямих витрат (для будівництва магістральних газопроводів);

N_{mp} – нормативний показник накладних витрат, який залежить від трудомісткості робіт, на один людино-день;

Основна заробітна плата працівників розраховується згідно виробничих норм і розцінок, або єдиних норм і розцінок, що діють на будівельні роботи. Витрати на матеріали визначаються, виходячи з норм їх витрат і цін на 1 км газопроводу, в яких включаються вартість матеріалів у кошторисних цінах, транспортні витрати, витрати на тару і упаковку, заготовчо-складські витрати.

Витрати на експлуатацію машин визначаються з використанням виробничих нормативів роботи машин і кошторисної вартості машино-змін. Якщо порівнюються ізоляційні покриття заводського нанесення, то собівартість приймається по заводській калькуляції, включаючи транспортні та інші види витрат до будівельного майданчика. При цьому необхідно враховувати витрати на трасі для ремонту пошкодження покриттів, що виникають при перевезенні і монтажі труб, а також витрати на ізоляцію зварних стиків. Для економічного порівняння покриттів, що наносяться на труби в заводських умовах, з покриттями, які застосовуються на трасі, необхідно привести до співставимого виду техніко-економічні показники, як за обсягом, так і за використанням машин і устаткування, робочої сили на заводі і на будмайданчику в динаміці часу. При цьому, слід мати на увазі, що якщо при порівнянні різних покриттів, які наносяться на газопровід в польових умовах, не враховуються деякі витрати, пов'язані з організацією і умовами будівельного виробництва, але зазвичай відображені в загальному кошторисі на об'єкт, то при визначенні ефективності заводської ізоляції труб необхідно розраховувати всі витрати на будівництво, що відносяться до виконання ізоляційних робіт. Сумарні витрати на відновлення ізоляційного покриття визначаються на основі виробничої калькуляції (або кошторису), яка включає витрати на зняття старої ізоляції і нанесення нового покриття, а також витрати на ремонт прокородованої ділянки газопроводу. Якщо для відновлення ізоляції, що втратила свої захисні властивості, необхідно прокласти лупінг, то в суму витрат включається також частина його вартості з розрахунку п'ятикратної оборотності труб, що використовують для прокладання лупінгів при ремонті покриттів на окремих ділянках газопроводів.

Питомі капітальні витрати на розвиток взаємопов'язаних галузей, які поставляють ізоляційні матеріали, визначаються на основі нормативів цих галузей на одиницю вироблюваної продукції. Питомі капітальні вкладення на придбання будівельних машин розраховуються діленням балансової або інвентарно-розрахункової вартості машин на нормативне число машино-змін

роботи машин в році і множенням на число машино-змін, необхідних для нанесення ізоляції на 1 км газопроводу, для порівнюваних покриттів.

Сумарні витрати на протикорозійний захист на конкретній ділянці газопроводу визначаються виходячи з фактичного співвідношення нанесених видів ізоляції або проектного співвідношення намічених для застосування конструкцій і видів ізоляції і розраховують за формулою

$$Q_s = L(q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + q_n l_n), \quad (3.13)$$

де L – протяжність ділянки трубопроводу;

q_1, q_2, \dots, q_n – сумарні витрати по кожній з порівнюваних конструкцій і видів покриття;

l_1, l_2, \dots, l_n – питома вага різних конструкцій і видів ізоляції на ділянці газопроводу.

У зв'язку із різким збільшенням потреби в ізоляційних матеріалах і підвищенням ефективності наукових досліджень дешеві та доступні нафтобітумні мастикові покриття в найближчий час складатимуть серйозну конкуренцію плівкам та полімерним покриттям. Від техніко-експлуатаційних параметрів бітумно-полімерної чи полімерної ізоляції трубопроводів в значній мірі залежить надійність і довговічність антикорозійного захисту трубопроводів. Так, за даними досліджень капітальний ремонт із заміною ізоляційного покриття на основі бітумів чи полімерних стрічок проводиться не частіше одного разу в 16 років. При цьому в середньому 14 – 18 % робіт виконується із заміною прокородованих труб. У більшості випадків (до 70%) причиною цього є руйнування однорідності ізоляційного покриття.

Незважаючи на широкий спектр антикорозійних покриттів останнім часом особливе місце відводиться бітумно-полімерним покриттям, які за своєю доступністю і дешевизною можуть скласти серйозну конкуренцію плівковим та полімерним покриттям.

В Україні більшість трубоізоляційних підприємств нафтогазового комплексу використовують нафтобітумні та бітумно-полімерні покриття. Тому

проблема підвищення ізоляційних і антикорозійних характеристик нафтобітумних мастикових покриттів є актуальною як в науковому, так і практичному плані.

Для ізоляційного покриття на основі бітумно-полімерних мастик небезпеку складають ґрунтові бактерії, які спричиняють мікробіологічну корозію. Саме мікробіологічна корозія є однією з причин пітингоутворення в ґрунтах підвищеної корозійної активності. Корозійно-активні ґрунтові бактерії сприяють проростанню коренів рослин у бітумні покриття, які руйнують його цілісність, зменшують міцність, довговічність. Одним із методів захисту підземних газопроводів від корозії в слабо- та сильномінералізованих ґрунтах з метою підвищення антикорозійних характеристик ізоляційного покриття є розробка рецептур нових композицій антикорозійного покриття з введенням у нього інгібіторів корозії та біоцидів (бактерицидних добавок), яка подана нами у працях [164, 167]. Саме від цих складників залежить ефективність захисного покриття, його довговічність та зміцнення поверхні металу.

Основним параметром, який визначає захисну здатність ізоляційного покриття є його адгезійні властивості. У бітумно-полімерних покриттях, які включають праймер, бітумно-полімерні мастику, ізоляційну стрічку, особливе значення має адгезія мастики до заґрунтованого металу та адгезія стрічки до мастики.

Науковим колективом за участю автора було проведено експериментальні дослідження з розробки рецептур нових композицій бітумно-полімерної ізоляції з метою покращення ізоляційних та антикорозійних характеристик захисного покриття [169, 170]. Як базову було обрано бітумно-полімерну ізоляційну мастику марки МБПД-1 Дашавського заводу композиційних матеріалів.

Для підвищення захисту підземних газопроводів від корозії, прокладених в слабо- та сильномінералізованих ґрунтах, що включає очищення поверхні газопроводу, приготування праймера та модифікованої мастики на основі мастики бітумно-полімерної з наступним їх нанесенням на поверхню газопроводу, наклеювання ізоляційної стрічки було запропоновано в праймер і мастику додатково вводити поверхнево-активні речовини-інгібітори. Добавки цих речовин

знижують поверхневий натяг праймера, збільшують його здатність до змочування металу і розтікання по його поверхні, а також володіють бактерицидними властивостями [173].

В якості протикорозійного захисту газопроводів в УМГ "Прикарпаттрансгаз" найчастіше використовують гумово-бітумні (МБГ-90) та бітумно-полімерні покриття (МБПД-1). Як показує практика названі покриття не є універсальними і тому не можуть використовуватись в ґрунтах з різною корозійністю. Характеристики використовуваних мастикових покриттів та модифікованої мастики наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Характеристики мастикових покриттів

Найменування показника	МБПД-1	МБГ-90	Інноваційний проект ІФНТУНГ (модифікована мастика)
1. Температура розм'якшення за методом кільця і кульки, °С, не менше	90	90	94
2. Глибина проникнення голки при 25 °С, 0,1 мм, не менше	18	20	20
3. Розтяг при 25 °С, мм, не менше	70	30	97
4. Водонасичення за 24 год, %, не більше	0,13	0,2	0,13
5. Адгезія пластифікованої мастики до заґрунтованого металу, МПа, не менше	0,25	0,2	0,6
6. Однорідність	однорідна	однорідна	однорідна

Аналізуючи технічні характеристики мастик поданих в таблиці можна зробити висновок, що бітумно-полімерна мастика внаслідок більшої однорідності композиційних систем характеризується значно вищими фізико-механічними, фізико-хімічними та ізоляційними параметрами в порівнянні з іншими, які виготовляються в Україні. Слід зазначити, що мастику типу МБГ-90 необхідно

використовувати для захисту газопроводів прокладених в ґрунтах з низькою мінералізацією (вміст солей $\leq 2\%$), що є одним з її недоліків.

Бітумно-полімерні мастики підвищують техніко-експлуатаційні параметри покриттів магістральних газопроводів на їх основі, збільшують ефективність практичного використання. Варто зауважити, що суттєвим недоліком при використанні мастик типу МБГ-90 та МБП-Д-1 є їх недостатня стійкість до водонасичення після 70 діб експлуатації, що є негативною характеристикою для протикорозійного покриття.

Порівнюючи характеристики модифікованої мастики [169, 170] видно, що основною перевагою є її універсальність для різних видів ґрунтів (залежно від кислотності), посилена біостійкість, що виключає проростання в неї коренів рослин, які спричиняють руйнування цілісності покриття. Практика використання модифікованого бітумно-полімерного покриття з інгібітором дасть змогу суттєво покращити його техніко-експлуатаційні властивості та збільшити термін експлуатації підземних газопроводів на слабо- та сильномінералізованих ґрунтах.

Наведемо розрахунок економічної доцільності впровадження інноваційного протикорозійного покриття.

На основі даних планової калькуляції на виробництво бітумно-полімерної ізоляційної мастики МБП-Д-1 отриманих в УМГ "Прикарпаттрансгаз" вартість 1 т базової мастики МБП-Д-1 складає 7296,32 грн. з ПДВ.

До складу праймера (базового) входить мастика "базова" (33,33%) та бензин (66,67%). Вартість 1 т праймера "базового" наведено покомпонентно в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Розрахунок вартості праймера "базового"

Назва компонента	Кількість, кг	Ціна, грн/кг	Сума, грн.
Мастика "базова"	333,3	7,30	2433,08
Бензин	666,6	7,25	4833,58
Разом	1000		7266,66

Примітка: складено автором на основі калькуляції виробництва 1т праймера на ДП «Дашавський завод композиційних матеріалів»

До складу праймера "інноваційно-модифікованого" входить:

- мастика "базова" – 33,33%;
- бензин – 66,66%;
- інгібітор – 0,1%.

Вартість 1 т праймера "інноваційно-модифікованого" покомпонентно подано в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3

Розрахунок вартості праймера "інноваційно-модифікованого" з додаванням інгібітора «Г» та «Ж»

Назва компонента	Кількість, кг	Ціна з використанням інгібітора «Г», грн/кг	Ціна з використанням інгібітора «Ж», грн/кг	Вартість з використанням інгібітора «Г», грн.	Вартість з використанням інгібітора «Ж», грн
Мастика "базова"	333	7,30	7,30	2430,9	2430,9
Бензин	666	7,25	7,25	4828,5	4828,5
Інгібітор	1	136,00	153,00	136,0	153,0
Разом	1000			7394,4	7412,4

Примітка: складено автором на основі планової калькуляції виробництва 1т інноваційно-модифікованого праймера на ДП «Дашавський завод композиційних матеріалів»

Вартість 1 т праймера "інноваційно-модифікованого" інгібітором «Г» становитиме 7394,4 грн., а вартість 1 т праймера "інноваційно-модифікованого" інгібітором «Ж» становитиме 7412,4 грн.

Вартість праймера "інноваційно-модифікованого" більша від вартості базового праймера на 127,8 та 145,7 за тону відповідно з додаванням інгібіторів «Г» та «Ж».

Модифікована мастика складається з:

- мастики "базової" – 99,9%;
- інгібітора – 0,1%.

У табл. 3.4 наведено вартість інноваційно-модифікованої мастики.

Таблиця 3.4

Розрахунок вартості «інноваційно-модифікованої» мастики

Назва компонента	Кількість, кг	Ціна з використанням інгібітора «г», грн/кг	Ціна з використанням інгібітора «ж», грн/кг	Вартість з використанням інгібітора «г», грн.	Вартість з використанням інгібітора «ж», грн.
Мастика "базова"	999	7,3	7,3	7292,7	7292,7
Інгібітор	1	136	153	136	153
Разом	1000			7428,7	7445,7

Примітка: складено автором на основі планової калькуляції виробництва 1т інноваційно-модифікованої мастики на ДП «Дашавський завод композиційних матеріалів»

Отже, вартість «інноваційно-модифікованої» мастики з використанням інгібітора «г» становитиме 7428,7 грн., а вартість мастики з інгібітором «ж» – 7445,7 грн. Вартість модифікованої мастики більша від вартості "базової" на 132,7 грн. та 149,7 грн. за тону відповідно з використанням інгібіторів «г» та «ж».

Спосіб захисту з використанням в складі інноваційно-модифікованої мастики та праймера з інгібітором типу «г» рекомендовано застосовувати для захисту газопроводів, прокладених у сильно мінералізованих ґрунтах. Для протикорозійного захисту підземних газопроводів, прокладених в корозійно-небезпечних зонах, зумовлених мікробіологічною корозією, характерною для болотних, замулених ґрунтів, які містять сірководень варто застосовувати «інноваційно-модифіковану» мастику з інгібітором типу «ж».

Слід зазначити, що в усіх випадках вартість модифікованого ізоляційного покриття більша від вартості базового, так як останнє містять в своєму складі високовартісну складову – інгібітор. Тобто початкові витрати на протикорозійну обробку трубопроводів будуть вищими при використанні модифікованих ізоляційних матеріалів. Але ефект від їх використання полягає у збільшенні терміну служби трубопроводу після обробки до наступного капітального ремонту. При проведених лабораторних дослідженнях виявлено, що застосування

інгібіторів дозволяє збільшити термін використання ізоляційного покриття в 1,3 рази [165].

Розрахуємо економію витрат газотранспортного підприємства від застосування інноваційно-модифікованої мастики.

Вихідні дані для розрахунку наведемо в таблиці 3.5

Таблиця 3.5

Вихідні дані для розрахунку економії витрат на газотранспортних підприємствах

Показник	Базовий варіант	Проектний варіант
1. Термін експлуатації, роки	15	15*1,3=19,5
2. Середня вартість вибіркового ремонту ізоляції 1 км газопроводу діаметром 820 мм (станом на 2009 рік), тис.грн.	76817	78265

Розрахунок економії витрат від впровадження інноваційно-модифікованого покриття через 15 років проведемо, виходячи з суми витрат необхідних на проведення вибіркового ремонту ізоляції та враховуючи терміни використання протикорозійних покриттів за формулою (3.14):

$$E = B_6 - B_{np} \cdot K_n \quad (3.14),$$

де B_6 – середня вартість ремонту ізоляції 1 км газопроводу при використанні базового протикорозійного покриття;

B_{np} – середня вартість ремонту ізоляції 1 км газопроводу при використанні інноваційно-модифікованого протикорозійного покриття;

K_n – коефіцієнт напрацювання, який розраховується за формулою:

$$k_n = \frac{T_\phi}{T_{кр}} \quad (3.15),$$

де T_ϕ – фактично відпрацьований час ізоляційного покриття, роки;

$T_{кр}$ – термін придатності ізоляційного покриття, роки.

Отже, при використанні інноваційно-модифікованого покриття для захисту газопроводів газотранспортні підприємства зможуть отримати економію витрат в сумі:

$$E = 76817 - 78265 * 0,769 = 16631,2 \text{ тис.грн./км}$$

Так як, термін експлуатації базового захисного покриття 15 років, розрахуємо теперішню вартість майбутнього ефекту за допомогою формули (3.16):

$$E_M = \frac{B_0 - B_{np} \cdot K_n}{(1+r)^{15}} \quad (3.16),$$

де, r – ставка дисконту, яка розраховується за формулою кумулятивної моделі як:

$$r = r_0 + \sum_{i=1}^n r_i,$$

де r_0 – базова норма доходу;

$\sum_{i=1}^n r_i$ – сумарна премія за ризик.

Ставку дисконту розрахуємо як суму таких складових:

Базова ставка – 7%;

Компенсація ризику зміни базової ставки – 2,5%

Компенсація специфічних ризиків, притаманних галузі – 2,7%;

Компенсація за місцепролягання газопроводів у гірських умовах – 2%;

Компенсація необхідності в компетентному управлінні – 3%;

Компенсація інфляційних очікувань – 3,1%;

ВСЬОГО: 14,1%.

Ставка дисконту застосовується за вирахуванням податку на прибуток, що є на момент оцінки у розмірі 25%:

$$r = 14,1 * (1 - 0,25) = 10,6 \%$$

У розрахунках приймаємо заокруглене значення ставки дисконту 11%.

Отже, теперішня вартість майбутнього економічного ефекту від застосування інноваційно-модифікованого захисного покриття становитиме:

$$E_{\text{м}} = \frac{76817 - 78265 \cdot 0,769}{(1 + 0,11)^{15}} = 3476 \text{ тис.грн./км}$$

Таким чином, розрахований економічний ефект ще раз підтверджує доцільність застосування інноваційно-модифікованого протикорозійного покриття.

Ефективність нового інноваційно-модифікованого покриття також значною мірою залежить від дотримання інструкцій при його нанесенні, використання у визначених умовах при допустимій соленості ґрунтів та у відповідності до інших факторів. Остаточо перевірити ефективність антикорозійного покриття можна тільки через деякий період часу шляхом діагностики та оцінки стану газопроводів, які піддавались обробці даним покриттям.

3.2 Оптимізація планування капітальних ремонтів магістральних газопроводів

Процес планування капітальних ремонтів та модернізації газотранспортної системи повинен відбуватись в оптимальних для галузі умовах. Під оптимізацією звичайно розуміють цілеспрямовану діяльність, що полягає в одержанні найкращих результатів при відповідних умовах [20, ст.56]. Постановка завдання оптимізації припускає наявність об'єкта й ресурсів оптимізації, що має на увазі можливість вибору значень деяких параметрів оптимізуемого об'єкта. Загалом задача оптимізації альтернатив розвитку зводиться до пошуку визначаючих параметрів проектування, експлуатації та реконструкції газотранспортної системи. У найпростішому випадку при плануванні схилиємося до відомого завдання вибору оптимальних параметрів стану газотранспортної системи, зокрема її лінійної частини (рис.3.2).

Вибір критерію оптимізації є надзвичайно важливим і складним економічним завданням. Для системи газопостачання характерна багатокритеріальність. Як критерії можуть використатися максимум прибутку,

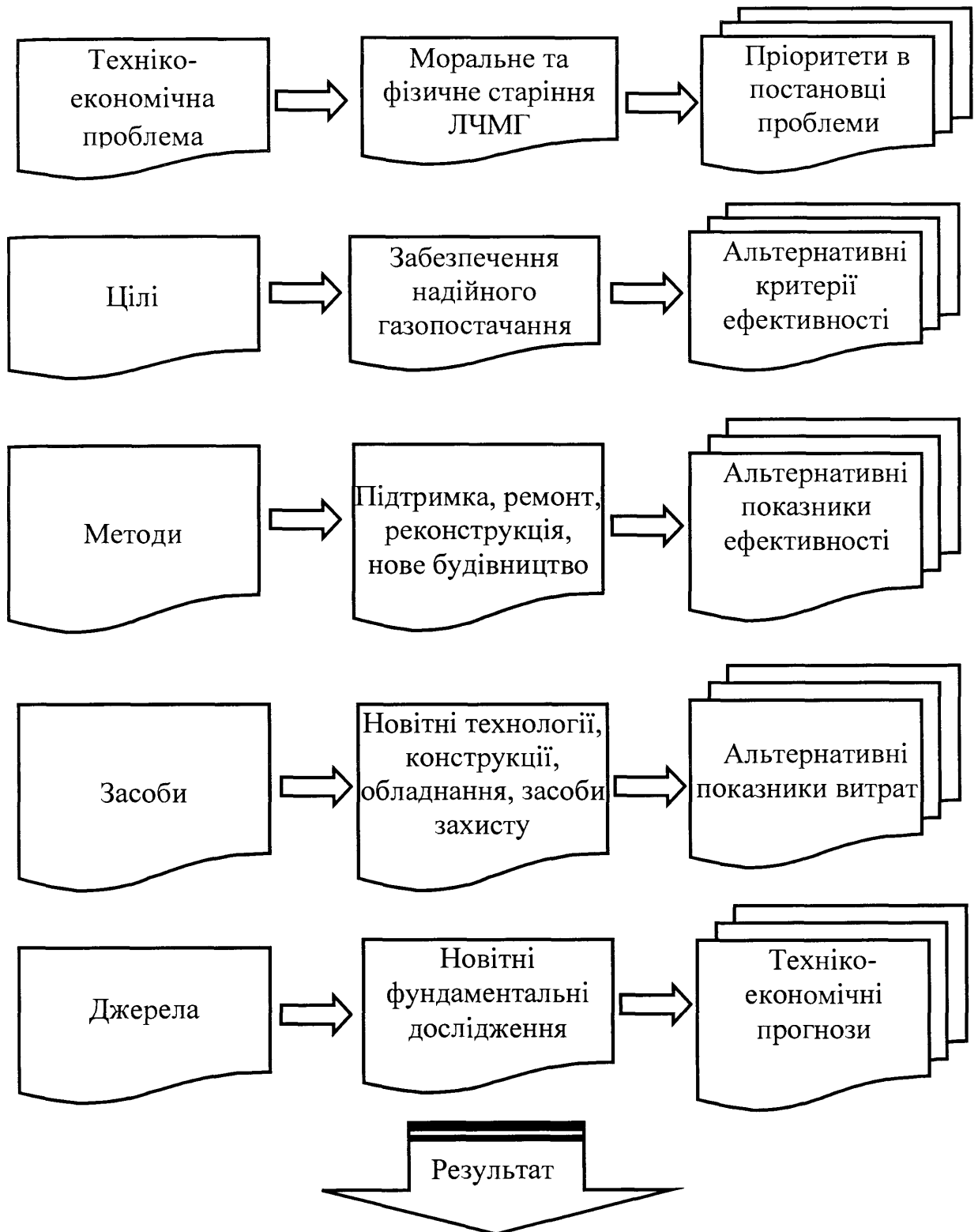


Рис. 3.2 Інтегральний алгоритм формування концепції відтворення ЛЧМГ

Примітка: подано автором на основі опрацювання джерела [20]

мінімум витрат, максимум пропускної здатності системи, максимум надійності газоспоживання тощо.

Відносна важливість критерію залежить від конкретних завдань. Критерій вибору оптимізації рішення повинен бути простий, вимірюваний, нормований, мати модуль дисперсії й дозволяти порівнювати критерії між собою.

Критерій оптимізації звичайно приймають досить просто - потрібно тільки знайти екстремум якої-небудь величини без накладення обмежуючих умов на інші величини, або складним, коли необхідно знайти екстремум головного критерію при яких-небудь умовах, заданих за рядом інших величин. Іноді для цього використовують загальну цільову функцію, у яку вводять систему впорядкування критеріїв або відповідні вагові коефіцієнти для окремих цільових функцій, причому останні можуть бути взяті змінними в часі. Вибір вагових коефіцієнтів повинен бути досить обґрунтований, тому що він визначає рішення задачі.

У деяких випадках втрату якості за одним критерієм (наприклад, надійності) не можна компенсувати збільшенням якості іншого.

При оптимізації систем газопостачання визначальними є економічні критерії: максимум доходу, мінімум витрат тощо.

При багатокритеріальній постановці необхідно вводити принципи компромісу між окремими критеріями й урахувати їхню несуперечність. У розроблених способах вибору компромісу використовуються методи справедливого компромісу, субоптимізації, середньозважені критерії, методи експертних оцінок. Визначення критерію вибору рішення є досить складною проблемою. При багатокритеріальній постановці завдання в більшості випадків доцільно використати функцію залежності показників «вартість - ефективність». У загальному виді критерій економічної ефективності (E) можна записати так:

$$E = C / S \rightarrow \max, \quad (3.17)$$

де C ($x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_m, z_1, z_2, \dots, z_k, t$) - повна величина цільової віддачі всієї сукупності функціональних підсистем даної газопровідної системи;

S — повні витрати ресурсів на проектування, виготовлення й експлуатацію всіх функціональних підсистем газопровідної системи;

x_1, x_2, \dots, x_n — організаційні фактори;

y_1, y_2, \dots, y_m — технічні фактори;

z_1, z_2, \dots, z_k — техніко-економічні фактори, що впливають на величину цільової віддачі;

t — час.

При вирішенні завдань аналізу й оптимізації необхідно оцінювати: безвідмовність системи, вирішуючи задачу структурної надійності постачання газом; довговічність функціональних підсистем за значеннями напрацювання або термінам служби; ремонтпридатність підсистем за ступенем уніфікації й стандартизації основних елементів, трудомісткості обслуговування тощо.

При цьому величини, що характеризують безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність будуть різні для різних груп газопровідних систем. Життєдіяльність магістральних газопроводів полягає в розробці перспективної комплексної програми розвитку експлуатаційної надійності і роботоздатності ЛЧМГ (рис.3.3).

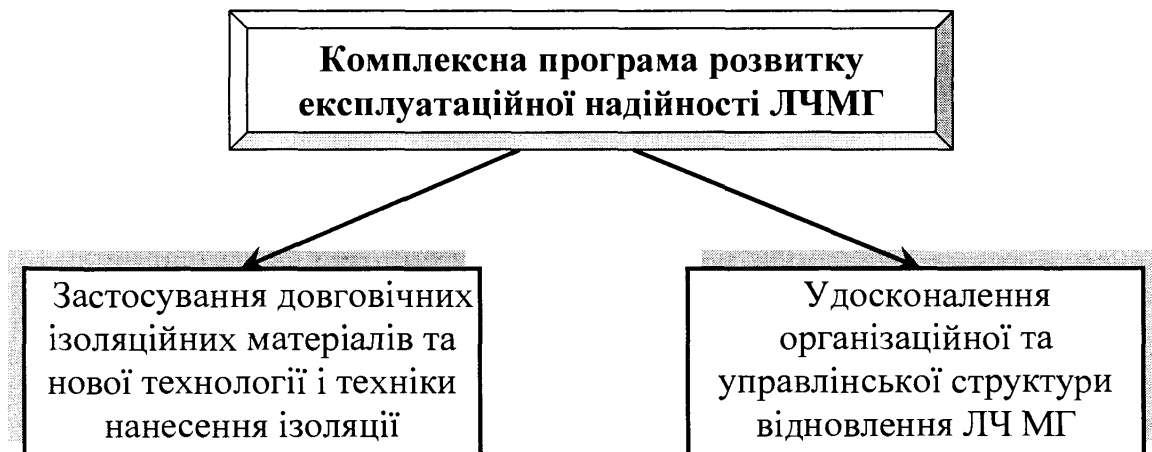


Рис. 3.3 Комплексна програма розвитку експлуатаційної надійності лінійної частини магістральних газопроводів

Примітка: подано автором на основі опрацювання джерела [20]

Реалізація даної програми дозволить збільшити гарантійний термін експлуатації відновлених газопроводів до 40 років і більше [20, ст.120].

Термін експлуатації для магістрального газопроводу без капітального ремонту і реконструкції, очевидно, завершиться тоді, коли його експлуатація стане неможливою з причини великої кількості відмов і аварій, пов'язаних з вичерпанням придатності потенційно небезпечних місць.

У вітчизняній газотранспортній системі формально встановлено, що нормативний термін експлуатації газопроводів становить 33 роки [181, ст.10]. Дана величина прийнята в умовах централізованої економіки для того, щоб зручніше розраховувалася частка амортизаційних відрахувань для газопроводів, яка встановлена в розмірі 3% від вартості газопроводу під час його будівництва. Проте формальний термін експлуатації не зв'язаний з характеристикою експлуатації газопроводу, типу його ізоляційного покриття та природно-кліматичними умовами пролягання, що безпосередньо впливає на швидкість протікання корозійних процесів. На сьогодні дана проблема, пов'язана з визначення терміну експлуатації газопроводів повинна вирішуватися виходячи з фізичних характеристик технічного стану газопроводів. Говорячи про зношеність газопроводів, необхідно говорити про його «історію» від проектування до теперішнього часу, яка повинна враховувати комплекс чинників, що впливали протягом терміну експлуатації.

Якщо розглядати дану ситуацію з точки зору російської газотранспортної системи, то для РАО "Газпрому" розроблені методичні рекомендації за термінами експлуатації газопроводів, в яких передбачається що:

- базовий період експлуатації становить 45 років;
- період експлуатації за технічним станом становить 45-60 років;
- завершальний період експлуатації – 60 років [182, ст. 23].

На практиці регулярно обстежують газопроводи, визначаючи обсяги і місця проведення планових ремонтів. Алгоритм визначення обсягів фінансування ремонту на основі статистичного аналізу результатів обстежень газопроводів методом ВТД може бути наступним:

- на основі результатів ВТД прогнозується кількість дефектних труб на заданий момент часу для кожного типу дефектів;
- витрати на усунення дефектів визначаються добутком нормативу витрат на ремонт однієї труби на прогнозовану кількість дефектних труб;
- витрати сумуються за типами дефектів і тим самим визначається обсяг ремонту.

Для прогнозу кількості дефектних труб використовуються дані внутрішньотрубних інспекцій. Якщо передбачити, що кількість дефектів впродовж часу лінійно зростає, то на основі методу найменших квадратів (методом обробки експериментальних даних), кількість дефектних труб можна визначити із наступного рівняння:

$$K_{\text{деф}} = \frac{\sum K_i}{\sum (t_i - \tau)} (t - \tau), \quad (3.18)$$

де t_i ($i=1, \dots, N$) – час проведення i -ї ВТД від початку експлуатації газопроводу;

K_i – кількість виявлених дефектів;

N – кількість проведених на даній ділянці газопроводу внутрішньотрубних інспекцій;

τ – час утворення перших дефектів ($\tau = 12$ – для корозійних та стрес-корозійних дефектів; $\tau = 0$ – для дефектів у вигляді потоншення стінки труби).

Аналіз наведеної формули засвідчує, що обсяг ремонту в амортизаційний, базовий і продовжений (за технічним станом) періоди експлуатації газопроводу прогноуються лінійно зростаючими в часі, а річні витрати – постійними. Однак, як показує розрахунок і металознавчі дослідження, не усунені згідно норм бракування дефекти, а також дефекти у зварювальних швах призведуть до масового прояву тріщин і, як наслідок, до відмов та аварій на газопроводах через 60-70 років після початку експлуатації. При цьому кількість дефектних труб з масовою появою втомних тріщин може бути описаною при терміні експлуатації більше 60 років рівнянням:

$$K_{\text{стат}} = K_{\text{деф}} \frac{0,1 \exp(0,2(t - 45))}{t - \tau}, \quad (3.19)$$

Таким чином, для ділянки газопроводу між суміжними КС термін експлуатації зростає до 60 років, з врахуванням ремонтів.

Для магістрального газопроводу обсяг ремонту визначається сумуванням обсягів ремонтів на ділянках, а витрати на ремонт ЛЧМГ розраховуються множенням кількості дефектів на норматив витрат на ремонт [107].

Необхідно відзначити, що кількість дефектів труб досить відрізняється не тільки від газопроводу до газопроводу, але і від ділянки до ділянки на одному і тому ж газопроводі. Так, на рис.3.4 наведені результати прогнозу кількості дефектних труб для ділянок газопроводу «Союз» [157].

Аналіз даних показує, що ділянки газопроводів значно відрізняються за темпами зростання кількості дефектних труб на 100 км.

Таким чином, рівень технічного стану та прогноз надійності експлуатації газопроводів, у великій мірі визначаються ремонтними роботами, які в свою чергу, базуються на аналізі даних діагностики. Важливою у перспективі буде задача їх оптимізації, що дозволить підвищити економічність технічного обслуговування, не знижуючи рівень надійності експлуатації.

Одним з підходів до визначення об'єктів та обсягів капітального ремонту є принцип ліквідації не тільки наслідків, але і чинників, які спричинили їх виникнення.

Аналіз дефектів, виявлених за допомогою внутрішньотрубної діагностики дозволяє виділити причини їх виникнення: неякісне виготовлення труб, брак будівельно-монтажних робіт, пошкодження захисних властивостей ізоляційного покриття тощо.

Перші дві причини відносяться до питань якості та контролю за процесом виготовлення труб, а також проведення будівельних робіт. Вирішення цих питань здійснюється за допомогою взаємодії із науковими організаціями, трубопрокатними заводами і підрядними організаціями з будівництва магістральних газопроводів.

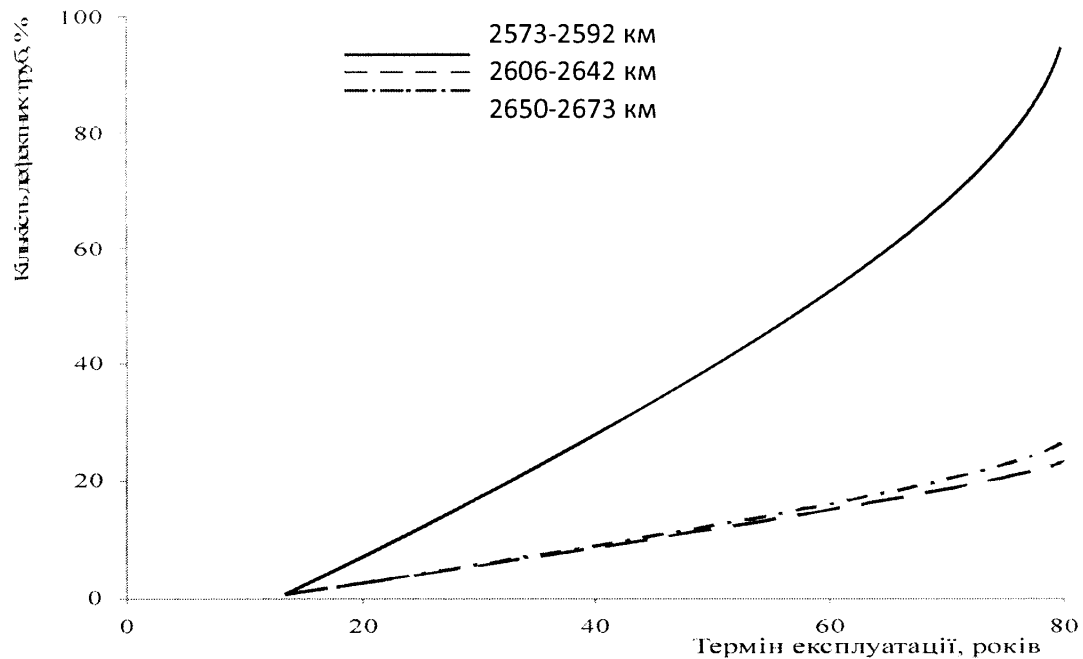


Рис. 3.4 Прогноз зміни кількості дефектів труби газопроводу «Союз» для різних умов пролягання

Примітка: розраховано автором на основі опрацювання джерела [157]

Таким чином, ділянки газопроводів, на яких необхідно замінити ізоляцію або частину труби визначаються не стільки на основі закінчення терміну служби покриття, скільки за наявності концентрації дефектів на газопроводі, в тому числі корозійного характеру як основного показника стану протикорозійного захисту. Оптимізація планів капітального ремонту має враховувати виділення двох ключових моментів.

- 1) Пріоритетність ліквідації дефектів при капітальному ремонті магістральних газопроводів.
- 2) Оптимізація на двох рівнях:
 - на першому рівні – оптимізація витрат на основі ймовірнісних моделей за усередненими даними внутрішньотрубної діагностики;
 - на другому рівні – на основі дискретних методів оптимізації за вартісними показниками витрат на ремонт стінки газопроводу і заміни ізоляції.

При постановці задачі оптимізації витрат на проведення капітального ремонту магістральних газопроводів на основі результатів ВТД необхідно враховувати можливість паралельного пролягання декількох ниток і проведення розрахунків як для одного газопроводу, так і для всього «коридору».

Процес планування повинен охоплювати всю газопровідну систему і враховувати класифікацію газопроводів в залежності від терміну його експлуатації.

Для коректного підходу розрахунки необхідно проводити у вартісних одиницях за теперішніми цінами, за цінами базового періоду з врахуванням коефіцієнтів перерахунку для вибраного періоду і в умовних одиницях.

Вибір оптимального методу ремонту за мінімумом витрат повинен проводитися на основі результатів вирішення завдання оптимізації витрат на проведення капітального ремонту. При цьому необхідно враховувати зміни експлуатаційних витрат: їх збільшення за статтею «електроенергія» при зниженні робочих тисків на ділянках проведення капітального ремонту і спорожнення ділянки газопроводу, а також за статтею «електроенергія» на період простою газопроводу під час ремонту дефектів за методом «вирізка» (заміна ділянки).

Таким чином, для вирішення завдання оптимізації варто використати наступний алгоритм [110]:

- вибір ділянки газопроводу з дефектами для капітального ремонту;
- визначення вартості ліквідації дефектів в залежності від типу, параметрів та місця розташування дефектів на основі узагальнених показників або даних з проекту на проведення капітального ремонту;
- вибір оптимального методу ремонту кожного дефекту на ділянці газопроводу;
- аналіз запланованої тарифної виручки та виділення максимальних обсягів засобів, направлених на проведення капітального ремонту;
- оптимізація за одним із вибраних критеріїв.

До проведення розрахунків необхідно:

- провести експертні оцінки для визначення типів дефектів, найбільш схильних до динаміки розвитку і їх порогових параметрів з виділенням потенційно небезпечних, а також ділянок газопроводів з підвищеним екологічним ризиком;
- визначити критерії оптимізації;
- задати кількість ремонтних колон із вказанням місця їх початкової дислокації і напрямлення руху;
- уточнити засоби, які виділяються на капітальний ремонт в плановому році.

Розглянемо процедуру оптимізації витрат на капітальний ремонт. Допустимо, що на деякій лінійній ділянці газопроводу в результаті ВТД виділені дефектні ділянки. Подальша процедура класифікації і ранжування цих ділянок дає деякий набір дефектних ділянок, які необхідно відремонтувати. Методологія проведення ремонту передбачає, що ремонтна колона, почавши роботи в одному місці буде пересуватися вздовж труби, ремонтуючи ділянки одну за другою. Знаючи розцінки на всі види робіт колони можна розраховувати витрати на роботу колони C як функції довжини відремонтованої труби. Проблема полягає в тому, що заздалегідь не зрозуміло, яку ділянку доцільніше відремонтувати протягом планового періоду при заданій сумі на ремонт. Оптимальним можна вважати план, в результаті якого довжина відремонтованої ділянки буде максимально можливою при мінімальних витратах на ремонт.

Критерій оптимальності може бути зміненим. Наприклад, можна прагнути до максимуму відремонтованих дефектів і т.п. Але логіка і алгоритм оптимізації залишаються незмінними.

Продемонструємо одні із найпростіших процедур оптимізації на наступному модельному прикладі. Нехай для проведення планового ремонту магістрального газопроводу загальною довжиною L виділена сума коштів, яка дорівнює C . Попередній аналіз дозволив виділити на ньому K дефектних ділянок, кожна з яких містить N_i ($i=1, \dots, K$) потенційно небезпечних дефектів. Довжина розкопки труби на кожній дефектній ділянці визначається щільністю розподілу

дефектів по довжині газопроводу і складає L_i для кожної ділянки. Вартість ремонту i -ї дефектної ділянки складає C_i . Необхідно враховувати, що дана вартість визначається довжиною ділянки, діаметром газопроводу, сезонно-кліматичними умовами, якістю ґрунту, методами ремонту стінки труби.

Мета оптимізації полягає в тому, щоб за фіксовану суму коштів ліквідувати максимальну кількість небезпечних і потенційно небезпечних дефектів. Тоді вибір дефектної ділянки для включення в план капітального ремонту здійснюється на основі щільності потенційно небезпечних дефектів всередині кожної дефектної ділянки (кількість дефектів на одиницю довжини дефектної ділянки)

$$n_i = N_i / L_i, \quad (3.20)$$

Природньо запропонувати, що в план капітального ремонту повинні входити ділянки із максимальною щільністю потенційно небезпечних дефектів. Номер такої ділянки розраховується за формулою:

$$j_{max} = j / n_j = \max(n_j), \quad (3.21)$$

Якщо врахувати, що на ремонт ділянки з номером j_{max} витратиться сума $C_{j_{max}}$, то для інших дефектних ділянок залишається сума $C - C_{j_{max}}$.

Як наслідок ділянка з номером j_{max} виключається із розгляду. Далше процедуру повторяють до моменту, поки виділена сума на ремонт не буде вичерпаною.

Таким чином, формується список дефектних ділянок, при включенні яких у план капітального ремонту буде усунена максимальна кількість дефектів.

При даному методичному підході для моделювання розподілу дефектів вздовж труби необхідно реалізувати алгоритм випадкового розбивання потенційно небезпечних і небезпечних (обов'язкових для ремонту) дефектів на ремонтних ділянках. Відстань між ремонтними ділянками треба задавати випадково, довжина кожної ділянки має змінюватись у відповідності з датчиком випадкових чисел від 1 до 100 м. Необхідно врахувати такі параметри як довжина газопроводу, обсяг фінансових ресурсів, виділених на ремонт, кількість ремонтних ділянок, загальна кількість потенційно небезпечних і небезпечних

дефектів, серед яких виділений відсоток небезпечних ділянок, а також вартість ремонту. Слід відзначити, що вартість ремонту встановлена на основі нормативних витрат на ремонт в залежності від діаметру трубопроводів [107].

На рис.3.5 подана блок-схема реалізації наведеного вище алгоритму оптимізації проведення капітального ремонту. Основними кроками даного алгоритму передбачається виконання наступних дій:

1. За результатами діагностики трубопроводів вносимо у програму кількість ділянок з дефектами;
2. Для кожної ділянки визначаємо кількість дефектів, глибина яких більша за 0,5 мм;
3. Якщо ділянка містить такі дефекти, то відносимо її до групи «1», тобто, до групи ділянок, що потребують першочергового ремонту. Якщо ж ділянка не містить дефектів, глибина яких перевищує 0,5 мм, то відносимо її до групи «2»;
4. Визначаємо вартість ремонтних робіт для кожної ділянки C_i за формулою

$$C_i = \text{Номатив} * \text{обсяг робіт};$$
5. Розраховуємо щільність дефектів на кожній ділянці групи «1» - S_{1i} , і для ділянок групи «2» – S_{2i} ;
6. Визначивши кількість, глибину та щільність дефектів для кожної ділянки трубопроводу, та відповідно, розділивши їх на дві групи, переходимо до виконання алгоритму А;
7. Для групи «1» визначаємо ділянки з найбільшою щільністю дефектів, тобто ті, що потребують термінового ремонту і присвоюємо порядок черговості виконання ремонтних робіт. Щоразу, визначаючи наступну ділянку з найбільшою щільністю дефектів, виключаємо попередню ділянку, для запобігання повторення;
8. Далі порівнюємо вартість ремонтних робіт для кожної з визначених ділянок C_i із загальною сумою коштів, виділеною на ремонт трубопроводу C . Якщо вартість менша від загальної суми, це означає наявність можливості виконати ремонт даної ділянки. Якщо ж вартість ремонтних робіт для

певної ділянки перевищує суму коштів, виділену на ремонт трубопроводу, то переходимо до наступної ділянки з найбільшою щільністю дефектів;

9. Встановивши порядок здійснення ремонтів ділянок трубопроводу з групи «1» перевіряємо, чи залишились кошти на проведення ремонту ділянок з групи «2»;
10. Якщо кошти залишились, визначаємо черговість здійснення ремонтів на ділянках трубопроводів з групи «2» за алгоритмом В, аналогічним описаному в п. 7-9;
11. В результаті виконання даної програми, ми отримаємо перелік ділянок з найбільшою щільністю дефектів та порядок черговості проведення ремонтів з метою ефективного використання матеріальних-технічних та фінансових ресурсів на здійснення ремонту, а також попередження аварій, встановивши порядок їх проведення починаючи із найбільш небезпечних ділянок.

Аналогічна процедура може бути реалізованою на основі інших, більш складних критеріїв оптимізації. Прикладом може послужити критерій, який визначає максимальну кількість дефектів при мінімально додаткових експлуатаційних витратах. Експлуатаційні витрати в розрахунку на одну ремонтну ділянку визначається наступним чином:

$$E = \sum_{j=1}^3 \alpha_j t_j N_j, \quad (3.22)$$

де α_j - коефіцієнт експлуатаційних витрат;

t_j – тривалість ремонту j -м методом;

N_j – кількість дефектів, які ремонтуються j -м методом.

Оптимізація капітального ремонту газопроводів, яка включає одночасно максимізацію питомої кількості дефектів і мінімізацію сумарних додаткових експлуатаційних витрат, – завдання векторної оптимізації [110]. Вона може бути

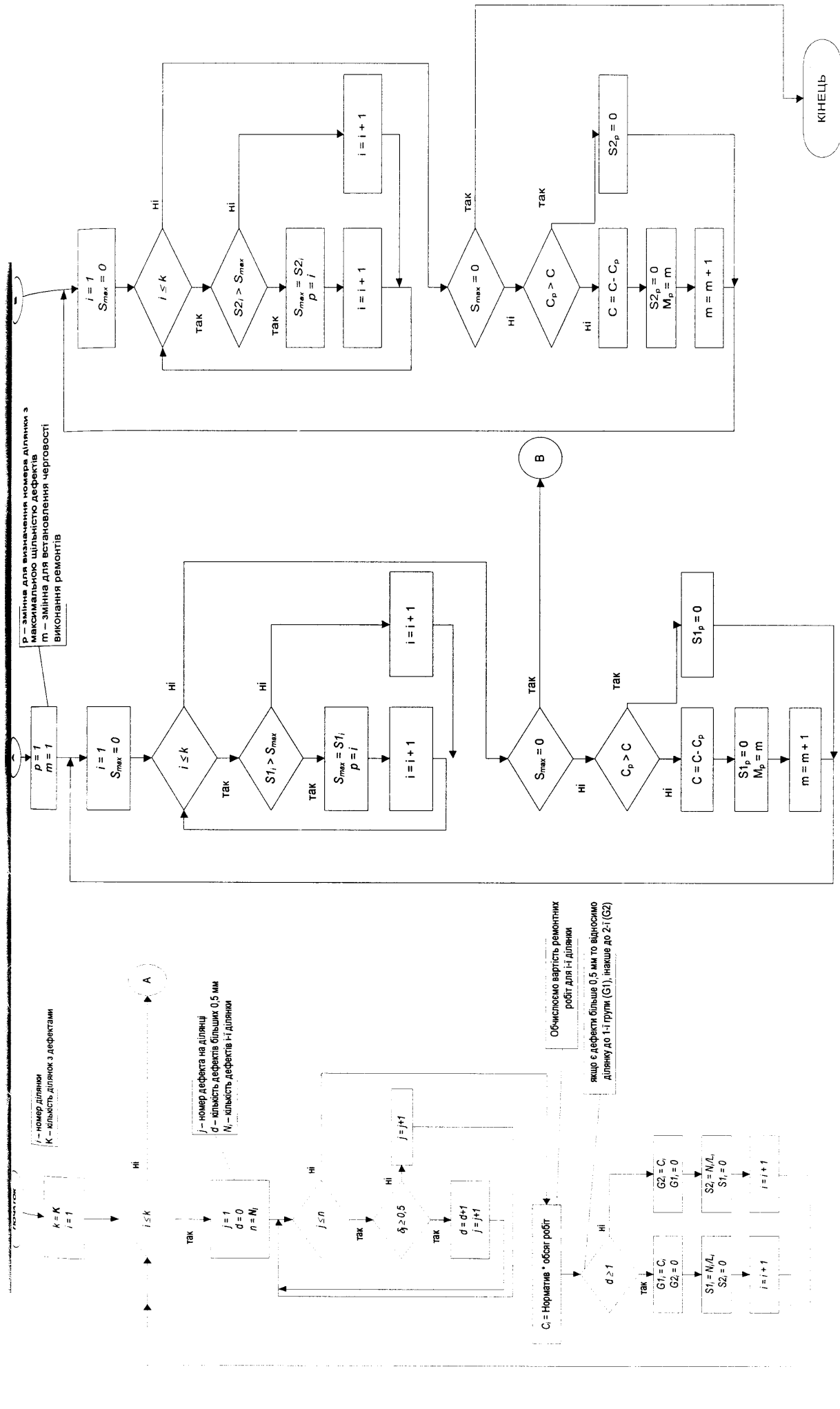


Рис. 3.5 Блок-схема алгоритму оптимізації проведення капітального ремонту
Примітка: власна розробка автора

вирішена з використанням розглянутої вище процедури, в якій замість пошуку

максимуму питомої кількості потенційно небезпечних дефектів $\max \sum_{i=1}^M \frac{N_i}{L_i}$,

визначається максимум величини $\max \sum_{i=1}^M \frac{N_i}{L_i E_i}$, де M – певна кількість, яка не перевищує кількість всіх можливих ремонтних ділянок газопроводу; E_i – додаткові експлуатаційні витрати i -ї ремонтної ділянки.

Загалом, процес ефективного відтворення ЛЧ МГ на газотранспортних підприємствах характеризується наступними показниками:

- підвищення надійності та довговічності ЛЧ МГ;
- зменшення величини витрат на паливо-енергетичні ресурси при транспортуванні природного газу;
- зростання можливостей збільшення обсягу транспортування природного газу;
- зростання продуктивності праці;
- зниження матеріаломісткості, фондомісткості, зарплатомісткості;
- зниження кількості відмов та аварій на магістральних газопроводах.

Покращення якісних та кількісних наведених показників досягається в результаті ефективного управління, основні функції якого щодо процесу відтворення для підприємств магістрального транспорту газу, подані у наступному розділі.

3.3 Удосконалення системи управління газотранспортним підприємством для підвищення ефективності відтворення ЛЧ МГ

Термін «управління» характеризує сферу людської діяльності, що виникла в результаті розподілу праці, за допомогою якої людина впливає на соціально-політичні, техніко-економічні та соціально культурні процеси для досягнення певної мети. Науково підтвердженим є той факт, що у будь-якому управлінні є дві

підсистеми: керуюча і керована. Наступним слідує рішення, команда, наказ, дія керуючої системи над керованою. Таким чином, управління – це процес цілеспрямованої дії керуючої системи на керовану для досягнення певних результатів.

Управління, як і будь-який інший вид діяльності, вимагає конкретної оцінки, визначення його ефективності. Основна частина фахівців схиляються до висновку стосовно впливу управлінського персоналу на ефективність діяльності підприємства. Визначення рівня ефективності управління діяльністю чи процесом зокрема, є проблемою, що пов'язана з істотними об'єктивними труднощами, характеризується значною кількістю методологічних підходів та викликає чи не найактивнішу дискусію серед дослідників та фахівців-практиків.

Головною метою діяльності будь-якої системи управління є досягнення підприємством встановлених цілей його основної діяльності найраціональнішим (економічним) способом. Відповідно до цього ефективність управління вимірюється ступенем досягнення підприємства показників, що характеризують головні цілі її діяльності.

Ефективність управління залежить від дій персоналу в процесі діяльності підприємства, реалізації розроблених планів і програм розвитку підприємства, досягненні певних цілей. Існує багато підходів до визначення поняття ефективності управління. Узагальнення різних підходів дало нам можливість запропонувати наступне визначення: ефективність управління - це результативність функціонування системи і на основі взаємодії керуючої і керованої систем, що забезпечує досягнення цілей підприємства, і визначається співвідношенням одержаного прибутку від реалізації різноманітних інвестицій в систему управління підприємством з розміром витрат, необхідних для їх впровадження.

Що стосується управління процесом відтворенням ЛЧМГ, то у якості керуючої системи розглядаються управлінські трудові ресурси, зайняті у цьому процесі, з їхніми здібностями та можливостями, а до керованої відноситься процес відтворення, а саме відновлення і підтримка ЛЧ МГ у працездатному

стані. Оскільки процес управління відтворенням ЛЧ МГ – це дія за допомогою інформаційних рішень, у керованій системі, а саме у відтворенні основних засобів то повинен бути механізм, який забезпечує перетворення рішень у реальні дії, так як управління – це не сама по собі інформація, а досягнення поставленої мети – відтворення ЛЧ МГ. Для цього керуюча система (трудові ресурси) повинна одержати зворотну інформацію, без якої управління не можливе. Тільки після зворотної інформації можна правильно обрати наступну дію. Основні елементи процесу управління відтворенням ЛЧМГ зображені на рис. 3.6.

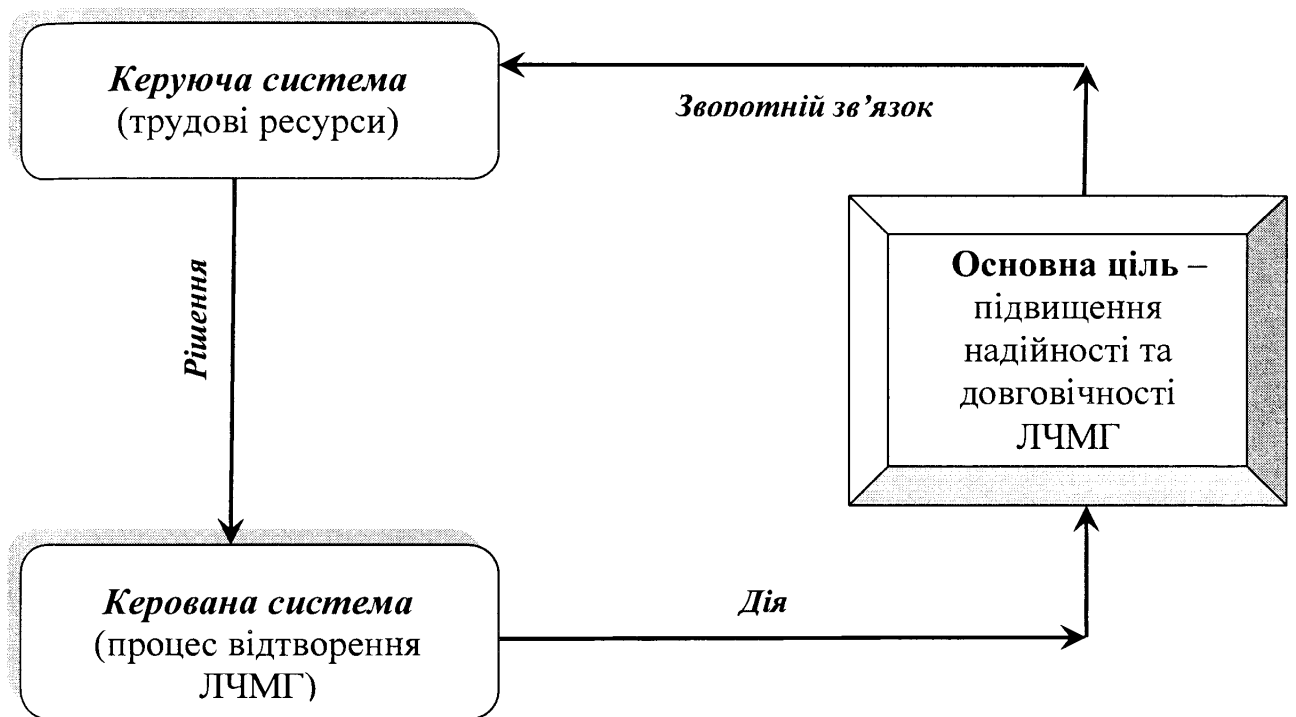


Рис. 3.6. Основні елементи управління процесом відтворення ЛЧМГ

Примітка: власна розробка автора

Сьогодні необхідно звернути велику увагу на ефективність управління саме технічним станом та надійністю ЛЧ МГ, тому що внаслідок недостатнього обсягу інвестицій погіршується технічний стан об'єктів газотранспортної системи, збільшуються питомі та непродуктивні витрати матеріальних та енергетичних ресурсів.

Комплексна блок-схема управління технічним станом та надійністю ЛЧ МГ зображена на рис. 3.7.

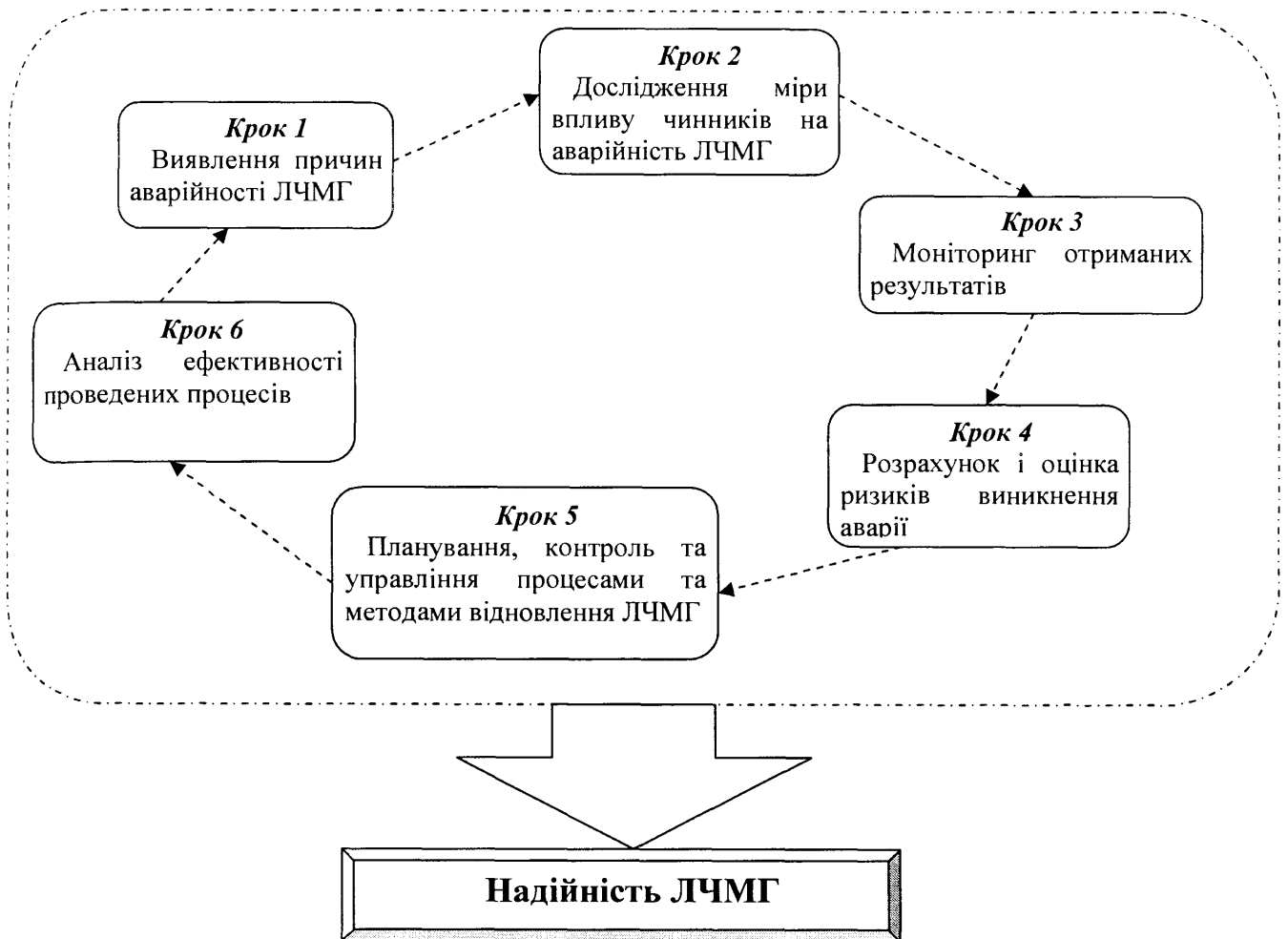


Рис. 3.7 Комплексна блок-схема управління технічним станом та надійністю ЛЧМГ

Примітка: власна розробка автора

Так як перші чотири кроки наведеної блок-схеми нами були досліджені і описані у попередніх розділах дисертаційної роботи, для дослідження залишилися саме етапи управління процесами відновлення та підтримання ЛЧ МГ в працездатному стані.

Процес відтворення ЛЧ МГ може розглядатися як послідовна зміна стадій введення газопроводів та його складових в експлуатацію, підтримки їх у працездатному стані і відновлення протягом терміну служби, а потім вибуття.

Управління процесом відтворення ЛЧ МГ на рівні підприємства ускладнене тим, що всі об'єкти лінійної частини у певний час можуть знаходитися на різних стадіях. Ефективність відтворення досягається за умови успішного вирішення завдань на кожній стадії для всієї сукупності засобів праці, що забезпечується функціонуванням відповідного механізму. Формування ефективного механізму відтворення ЛЧ МГ в існуючих умовах господарювання є одним із напрямків підвищення не тільки надійності і довговічності ЛЧ МГ, але і ефективності діяльності підприємства загалом.

Ми виходимо з гіпотези, що процес відтворення ЛЧМГ може здійснюватися тільки при професійних, активних, цілеспрямованих управлінських діях. Таким чином процес відтворення можна розглядати як сукупність форм, методів, економічних інструментів і засобів управління.

Якщо розглядати процес управління, як взаємодію двох систем – керованої і керуючої, то з одного боку через процес відтворення ЛЧМГ на газотранспортних підприємствах відбувається управління надійністю та довговічністю ЛЧМГ, а з іншого боку – господарський суб'єкт отримує інформацію у вигляді результатів, які диктують подальші дії керуючій системі. Чим точніше результат відповідає поставленій меті, тим вища якість управління.

Для ефективного функціонування процесу відтворення ЛЧМГ на підприємствах транспортування газу повинна бути створена цілісна система управління, яка б враховувала особливості функціонування газотранспортних підприємств, а саме:

- процес та обсяги транспортування газу в повній мірі залежать від стану та надійності газотранспортної системи;
- велика складність проведення ремонтних робіт через зупинки подачі газу при його транспортуванні;
- монопольне становище на ринку, що практично виключає конкуренцію між газотранспортними підприємствами та стримує їх розвиток;

- висока капіталоємність галузі, що вимагає залучення значних фінансових ресурсів для відтворення об'єктів газотранспортної системи.

На основі загальних положень теорії управління, в системі управління процесом відтворення ЛЧМГ на підприємствах транспортування газу можна виділити декілька відокремлених, і в той же час взаємопов'язаних елементів до яких відноситься апарат управління, механізм управління, процес управління та засоби управління.

Управління відтворенням ЛЧМГ на підприємстві слід розглядати як процес безперервних та взаємопов'язаних дій, спрямованих на відновлення та підтримку ЛЧМГ в працездатному стані. Такі дії, які є частковими процесами називаються функціями управління відтворювальними процесами на ЛЧМГ газотранспортних підприємств. Тому процес управління відтворенням може здійснюватися за допомогою основних функцій – планування, організації, мотивації, координації та контролю. Управлінський процес здійснюється безперервно, починаючись із постановки цілі (основної мети), завдання та закінчується її виконанням.

Згідно тлумачення відомого вченого-економіста Шегди А.В.: «Для того, щоб ефективно реалізувати певну функцію управління необхідно виконати весь комплекс функцій, які належать до відповідної сфери діяльності підприємства, використовуючи різноманітні методи управлінського впливу» [186, ст.134-136]. Тому подальшим етапом у роботі необхідно розглянути саме зміст функцій управління відтворення ЛЧМГ на підприємстві, що в свою чергу дозволить обгрунтовано та ефективно сформулювати механізм процесу управління відтворювальними процесами на мікрорівні.

Функція планування у процесі відтворення ЛЧМГ має за основну мету – підвищення надійності та довговічності газотранспортної системи, глибоке осмислення, обгрунтування і чітке формулювання напрямків дій, складання планів і графіків роботи на різні періоди для досягнення поставленої мети. Саме функція планування передбачає перспективи розвитку підприємства. У нашому

випадку функція планування передбачає складання планів для проведення діагностичних обстежень, поточних, капітальних та відновних робіт на ЛЧМГ, планів реконструкції та проявляється у впровадженні заходів для попередження відмов та аварій на газопроводах газотранспортних підприємств. До таких заходів відноситься:

- впровадження сучасної технології ремонтів газопроводів під тиском;
- впровадження нових методів зварювання без зупинки подачі газу в газопроводі;
- ремонт запірної арматури без випускання газу;
- застосування новітніх методів дефектоскопії тіла труби;
- застосування нових видів ізоляційного покриття із тривалішим терміном служби тощо.

Планування організаційно-економічних заходів з відновлення та підтримки ЛЧМГ в працездатному стані у вітчизняній газотранспортній системі здійснюється на трьох рівнях:

I рівень – лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ) та будівельно-монтажні управління (БМУ) – менеджери нижчого рівня;

II рівень – управління магістральних газопроводів (УМГ) та філії Дочірньої компанії «Укртрансгаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДК «Укртрансгаз») – менеджери середнього рівня;

III рівень – ДК «Укртрансгаз» – менеджери вищого рівня.

Так як, процес планування є головною функцією управління, від якого значною мірою залежать усі інші функції, тому важливим є правильне визначення основної мети та завдань підприємства та відповідної системи заходів, спрямованих на їх досягнення, тобто планів. В залежності від рівня управління формується відповідний рівень планів.

Так, ДК «Укртрансгаз» розробляє стратегічні плани, а саме формує в першу чергу план організаційно-технічних заходів з відновлення ЛЧ МГ (капітальні та поточні ремонти, реконструкція), діагностики та капітального будівництва об'єктів лінійної частини. У переліку заходів вказується найменування заходу та

короткий опис суті заходу з вказанням місця його проведення. Перелік заходів розробляється на основі діагностичних обстежень стану газопроводів та на основі визначених пріоритетних напрямків в газовій промисловості, що наведені в розділі 11 Енергетичної стратегії України на період до 2030 року. Зокрема тут відзначено, що: «зважаючи на терміни експлуатації газопроводів та їх технічний стан, для підтримання надійного та ефективного функціонування до 2015 року планується повністю завершити реконструкцію всіх компресорних станцій. До 2030 року буде завершено модернізацію та технічне переоснащення газотранспортної системи з використанням найсучасніших та найефективніших технологій. На період до 2030 року в реконструкцію газотранспортної системи необхідно вкласти понад 92,4 млрд. грн. Планується довести завантаженість ГТС до проектних показників та збільшення її транзитних потужностей на 30 - 35 млрд. м³ газу на рік за рахунок будівництва КС на газопроводі Торжок-Долина, другої нитки газопроводу Ананьїв-Ізмаїл та газопроводу в напрямку Ужгорода» [58].

З метою удосконалення управління компанією створюється Система управління якістю ДК "Укртрансгаз" на відповідність міжнародним стандартам серії ISO 9000. Головна мета цієї системи – розробка і постійне удосконалення методів та засобів управління ДК "Укртрансгаз", що орієнтуються на забезпечення відповідного рівня якості, як основи успіху та процвітання компанії. Впровадження Системи управління якістю, ефективність якої підтверджується сертифікатом відповідності, що видається міжнародно-визнаною організацією з сертифікації, дає впевненість замовникам в тому, що підприємство стабільно випускає високоякісну продукцію, і це гарантовано ретельно відпрацьованою організацією виробництва, високим рівнем кваліфікації персоналу[123].

Перелік заходів від ДК «Укртрансгаз» доводиться до всіх виробничих філій та є підставою для розробки «Програми капітальних ремонтів», «Плану реконструкції та технічного переозброєння лінійної частини газопроводів», «Плану поточних ремонтів, профілактичних робіт на лінійній частині

магістральних газопроводів» та «Плану капітального будівництва». Програма формується на підставі мети та завдань організацій вищого рівня та на основі пропозицій та консультацій з керівниками нижчих ланок управління, з урахуванням фінансових можливостей ДК «Укртрансгаз» та включає окрім найменування заходу та об'єкта проведення, вартість виконання даного виду робіт та терміни, згідно яких даний вид робіт буде виконаний при наявності необхідних ресурсів.

Тактичні плани передбачають дії, спрямовані на підтримку стратегічних планів. Тактичні плани розробляються менеджерами нижчої ланки, а потім подаються вищому керівництву. Розробкою тактичних планів займаються Управління магістральних газопроводів та інші філії ДК «Укртрансгаз». Вони формують програму організаційно-технічних заходів філії на основі пропозицій лінійно-виробничих управлінь та з урахуванням вимог і пропозицій, що подаються в переліку заходів від ДК «Укртрансгаз».

Оперативне планування передбачає дії, спрямовані на виконання оперативної мети та підтримки тактичних планів. Оперативні плани у формі пропозицій на запланований період розробляються лінійно-виробничими управліннями (менеджерами нижчої ланки) та подаються на розгляд менеджерам середнього рівня управління. Тактичне (оперативне) планування відбувається на підставі графіків планово-попереджувальних ремонтів, планів реконструкції лінійної частини, плану капітального будівництва тощо.

Організовувати – значить створювати певну структуру. Існує багато елементів, які необхідно структурувати, щоб підприємство могло виконувати свої плани і досягти таким чином, своєї мети. Одним із цих елементів, у нашому випадку є робота, конкретні завдання підприємства, такі як процеси відновлення лінійної частини. Оскільки на підприємстві роботу виконують люди, другим важливим аспектом функції організації є визначення, хто саме повинен виконувати кожне конкретне завдання із великої кількості тих, що існують в рамках підприємства, включаючи управління. Керівник підбирає людей для конкретної роботи, делегуючи окремим людям завдання і повноваження, або

право використовувати ресурси підприємства. Ці суб'єкти делегування приймають на себе відповідальність за успішне виконання своїх обов'язків. Організація – це процес формування структури системи, розподілення завдань, повноважень та відповідальності між членами організації для досягнення мети. Функція організації передбачає: формування служб та підрозділів пов'язаних з процесом відновлення газопроводів; встановлення функцій, прав, та обов'язків працівників даних служб та підрозділів; підбір та розташування кадрів; забезпечення взаємодії виробничих підрозділів та міжвиробничої взаємодії; організацію ресурсного та інформаційного забезпечення для реалізації заходів з відновлення ЛЧ МГ.

Функції координації та регулювання здійснюються органами управління в процесі виконання планів, пов'язаних з процесом відновлення ЛЧ МГ. Координація є важливою функцією процесу управління відтворенням ЛЧ МГ, яка передбачає узгодженість дій персоналу через встановлення між ними гармонійних зв'язків досягається на основі раціональності, чіткої взаємодії виконавців, оперативності й надійності. Координація забезпечує узгодженість у часі й просторі дій органів управління та посадових осіб, а також між системою в цілому і зовнішнім середовищем. Саме завдяки їй забезпечується динамізм системи відтворення, створюється гармонія взаємозв'язків виробничих підрозділів, здійснюється маневр матеріальними та трудовими ресурсами всередині підприємства у зв'язку із зміною техніко-економічних завдань.

Регулювання — це діяльність із підтримки в динамічній системі управління процесом відтворення заданих параметрів. Функція регулювання детермінується нормативністю: в полі її зору перебуває будь-яке відхилення від норми. Зміни в самому процесі транспортування газу фіксуються завдяки диспетчеризації, що є специфічною формою оперативного регулювання. Функція регулювання процесу відтворення ЛЧ МГ здійснюється на основі обліку та аналізу діяльності в даному напрямку.

Керівник завжди повинен пам'ятати, що навіть чітко розроблені плани і найдосконаліша структура організації позбавлені сенсу, якщо хтось не виконує

фактичну роботу згідно своїх обов'язків. І завдання функції мотивації полягає в тому, щоб члени служб та підрозділів виконували роботу у відповідності з делегованими їм обов'язками і узгоджуючись з планом. Функція мотивації передбачає розробку і використання стимулів для ефективного виконання відновних робіт на газопроводах. Ефективність процесу відновлення значною мірою залежить від того, як працівники ставляться до виконання своїх функцій, передбачених посадовими інструкціями та реалізації мети, задля якої здійснюється даний процес. На газотранспортних підприємствах реалізація мотиваційної функції здійснюється на основі Колективного договору згідно «Положення про заохочення працівників ДК «Укртрансгаз» за виконання особливо важливих виробничих завдань» [79, ст.58]. Одноразове заохочення працівників здійснюється за:

- виконання необхідних робіт для відвернення виробничих аварій або негайного усунення їх наслідків;
- ліквідацію аварійних ситуацій;
- для скорочення термінів введення в експлуатацію обладнання;
- ліквідацію наслідків стихійного лиха.

Розмір заохочення за виконання особливо важливого виробничого завдання не може перевищувати 50% від місячної тарифної ставки (посадового окладу) працівника.

Також мотиваційна функція здійснюється на основі «Положення про преміювання керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців філії ДК «Укртрансгаз» за виконання основних техніко-економічних показників виробничо-господарської діяльності»[79]. Згідно даного положення загальними умовами преміювання керівників є недопущення нещасних випадків, аварій та пожеж на виробництві. Ще одним мотиваційним інструментом на газотранспортних підприємствах є «Типове положення про преміювання робітників ДК «Укртрансгаз» за виконання щомісячних виробничих завдань». Показниками преміювання можуть бути: якісне виконання виробничих (нормованих) завдань; дотримання і скорочення термінів ремонтів технологічного

обладнання; скорочення витрат на експлуатацію обладнання; збільшення міжремонтного періоду обладнання і скорочення витрат на ремонт, тощо.

Функція контролю включає облік і аналіз інформації про фактичні результати процесу відновлення ЛЧ МГ усіх підрозділів підприємства, порівняння їх із плановими показниками, виявлення відхилень і аналіз їх причин. У процесі контролю виявляється, наскільки узгодженими є всі функції управління, оскільки виявляються недоліки, допущені при їх виконанні. Функція контролю безпосередньо пов'язана із функцією планування. Контроль сприяє визначенню ефективності протікання процесів відновлення, досягнення встановлених в процесі планування завдань. Порядок обліку виконання організаційно-технічних заходів, пов'язаних з процесами відновлення лінійної частини відбувається наступним чином: лінійно-виробничі управління магістральних газопроводів формують аналітично-звітні матеріали про виконання запланованих капітальних і поточних ремонтів на лінійній частині, реконструкції та капітального будівництва об'єктів у вигляді пояснювальних записок та надсилають в управління, а ті, в свою чергу звівши інформацію в одну пояснювальну записку, надсилають її в ДК «Укртрансгаз». Аналітичний матеріал включає відомості щодо кожного об'єкта на якому проводилися відновні роботи: місце проведення робіт (назва та ділянка газопроводу), назва підприємства, яким проводилися роботи, протяжність виконах робіт, кошти, витрачені на роботи, відсоток виконання, обсяг невиконаних робіт та причини невиконання. Перелічені показники в пояснювальних записках подаються в порівнянні фактичних результатів з плановими показниками із подальшим визначенням можливих причин відхилень.

Планування програм, пов'язаних із процесом відновлення активної частини основних засобів та реалізація усіх інших функцій управління процесами відтворення передбачає підвищення ефективності цих процесів. Проте, реалізація основних напрямків підвищення ефективності діяльності підприємств галузі в процесах відновлення та підтримання ЛЧ МГ в працездатному стані вимагає здійснення комплексу заходів, що найчастіше не можуть бути реалізовані за короткий час.

Таким чином, підготовка умов для завершення їх реалізації вимагає внесення відповідних коректив у всю систему управління процесами відновлення ЛЧ МГ.

Проблема оптимізації структури управління на сьогодні має велике значення, так як собівартість транспортування 1000 м³ природного газу є досить високою і не забезпечує достатньої конкурентоздатності газотранспортної мережі. В результаті чого виникають проекти газопостачання країн Європи в обхід України.

В системі робіт з управління газотранспортним підприємством важливу роль відіграє побудова органів управління. Структура апарату управління помітно впливає на зміст та обґрунтування рішень управління, на швидкість доведення їх до безпосередніх виконавців, чіткість, вірогідність та оперативність інформації, зміст роботи різних керівників та функціонерів. Для того, щоб забезпечити якісне виконання всіх завдань, необхідно дуже уважно підходити до визначення структури апарату управління як в межах підприємства, так і в його структурних підрозділах, тобто займатись проектуванням організаційних структур управління.

Апарат управління підприємства повинен бути побудований відповідно до розглянутих принципів та функцій управління. При цьому апарат управління класифікується за такими основними групами функцій: загальне керівництво, технічне керівництво, керівництво зовнішньоекономічними зв'язками та керівництво соціально-культурним обслуговуванням колективу.

Належна організація управління може бути забезпечена тільки при реалізації таких основних принципів: ефективності, обмеження кількості підлеглих у одного керівника, розподілу праці, необхідності визначення функцій, ступеневості управління, відповідальності керівних працівників, рівноваги, гнучкості, безперервності та зручності управління.

Питання забезпечення ефективності потребують створення відповідної кількості служб, що забезпечили б досягнення цілей, які стоять перед газотранспортним підприємством. При цьому більшість операцій, що виконуються такими службами, вимагають і певних витрат. Проблеми зниження

витрат досить складні і їх слід розглядати в двох аспектах - з точки зору прямих і посередніх витрат. Наприклад, використання додаткового інженера завжди пов'язане з додатковими прямими витратами, але за певних умов це може дати значну економію на собівартості (посередні витрати).

Інший аспект проблеми ефективності організації управління полягає в пристосуванні її до цілей, що стоять перед підприємством. З цієї точки зору по-різному вирішується питання витрат і ефективності на підприємствах, що проводять політику розширення і політику розвитку зовнішньоекономічних зв'язків.

Реструктуризація функцій управління процесами відтворення ЛЧ МГ для підрозділів ДК «Укртрансгаз» дозволить чітко виокремити функції, які притаманні конкретним виробничим одиницям для ефективного проведення процесів планування, організування та контролювання.

Планування проведення ремонтів, їх фінансування, організування даних процесів здійснюється такими підрозділами, як відділ капітального будівництва, відділ експлуатації магістральних газопроводів та ГРС, технічним відділом. Функції даних відділів перераховані в Додатку Ж. Як бачимо, існує значне дублювання функціональних обов'язків працівників відділів, що нівелює процес контролювання їх виконання, тобто не виконується принцип розподілу праці, який передбачає процес виокремлення різних видів трудової діяльності з управління підприємством, що дає змогу спеціалізувати працівників, скорочуючи тривалість управлінського циклу, підвищувати продуктивність праці в апараті управління та ін.

Виділяють три форми розподілу праці в апараті управління; технологічний, функціональний та кваліфікаційний. В основі розподілу праці в апараті управління лежить функціональний розподіл, що призводить до появи відокремлених груп працівників, які спеціалізуються на виконанні однорідних робіт, характерних для певної конкретної функції управління.

Характер та кількість служб на різних газотранспортних підприємствах різна, і аналіз функцій для них має різне значення. Закріплюючи за працівником певний обсяг функцій, керівник перекладає на нього в тих же межах повну

відповідальність, залишаючи за собою право контролю за діями підлеглих та певну відповідальність за виконання функцій, закріплених за ними.

Всі функції управління повинні забезпечуватись та виконуватись повністю і щоб при цьому не допускались перевантаження і дублювання в роботі відповідних працівників або брак, що передбачається принципом рівноваги в організації управління.

На рівні управлінь та зокрема, в управлінні УМГ «Прикарпаттрансгаз» не ведеться планування проведення поточних та профілактичних ремонтів. Їх організування здійснюється силами ЛЕС ЛВУМГ при виникненні потреби, що ускладнює процес відновлення через недосконалу організацію фінансування проведення робіт.

На основі консультацій з фахівцями, опрацюванні значної кількості фактичного матеріалу щодо питань організації поточних ремонтів, нами запропоновано реструктуризувати функції управління відтворенням ЛЧ МГ, виділивши окремий структурний підрозділ «Відділ поточних ремонтів» в підпорядкуванні заступника з капітального будівництва. Він забезпечуватиме оперативне регулювання ходу проведення поточних та профілактичних ремонтів, координацію роботи всіх підрозділів ЛВУМГ щодо даного питання. Реструктуризовану структуру Управління магістральних газопроводів на прикладі УМГ «Прикарпаттрансгаз» наведено на рис.3.8.

Основні виробничі функції, що виконуватиме даний відділ, наведено нижче. До складу відділу необхідно включити 4 особи – 2 інженери, які розроблятимуть проектно-кошторисну документацію на проведення робіт та 2 інженери-механіки, які безпосередньо здійснюватимуть планування, організування та контролювання процесу ведення поточного ремонту. Даних працівників необхідно виокремити та перевести із відділу експлуатації магістральних газопроводів та ГРС (2 чол.), із технічного відділу (1 чол.) та із відділу капітального будівництва (1 чол.).

Окрім того, в бухгалтерії необхідно ввести зміни у формування звітності щодо фінансування капітальних та поточних ремонтів, для чого доповнити

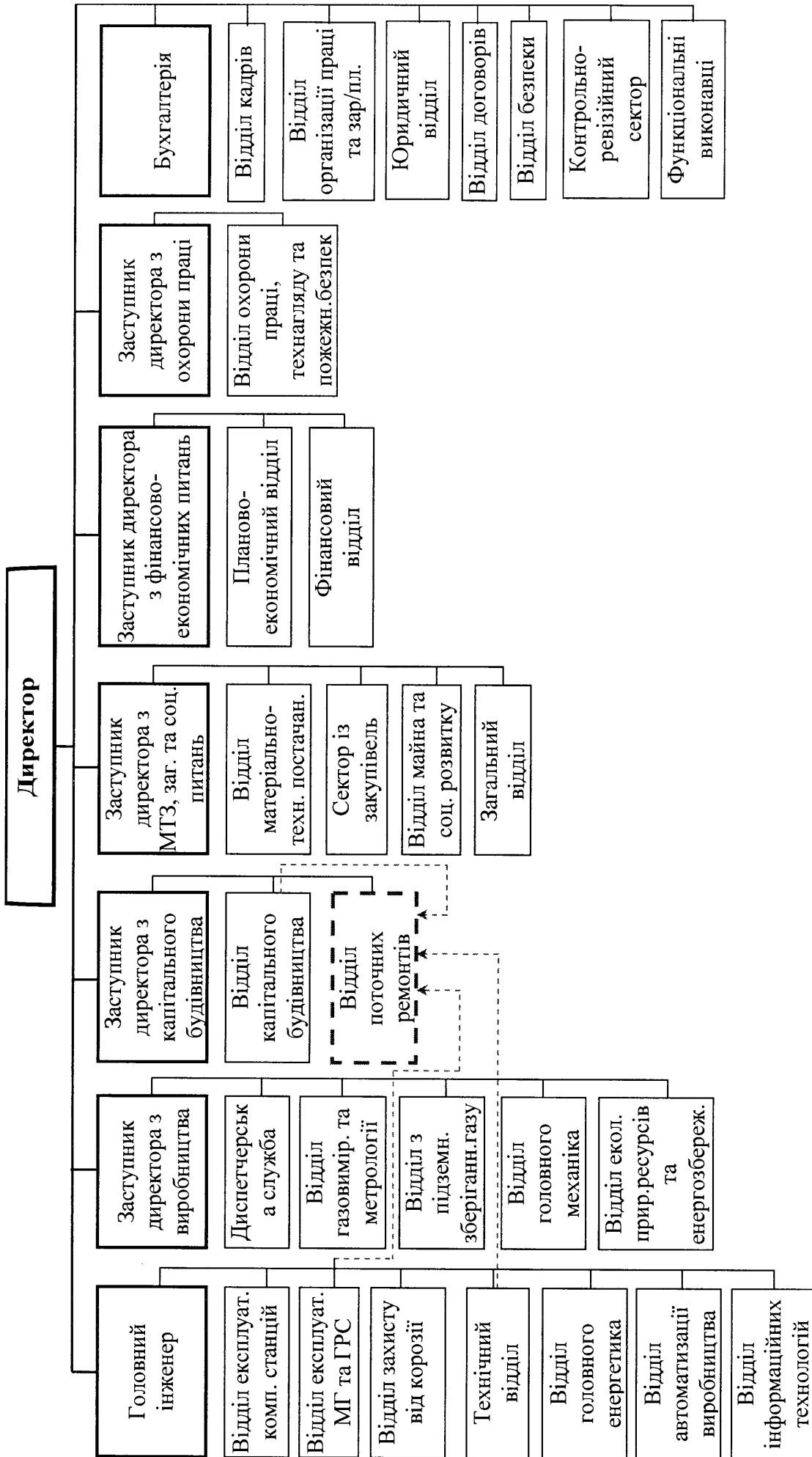


Рис. 3.8 Реструктуризована структура УМГ «Прикарпаттрансгаз»

Примітка: вдосконалено автором

посадові обов'язки одного бухгалтера веденням обліку витрат поточних і профілактичних ремонтів. Бухгалтерська діяльність щодо поточного ремонту повинна охоплювати контроль за правильним витрачанням матеріальних та грошових цінностей, раціональну організацію бухгалтерського обліку та звітності, організацію фінансової діяльності та всіх форм розрахунків.

Основними функціями відділу поточних ремонтів буде:

- розробка стратегічних, річних та поточних планів щодо виконання поточних ремонтів на об'єктах газотранспортної системи;
- організація та виконання робіт з поточних ремонтів шляхом їх забезпечення необхідними матеріально-технічними ресурсами;
- контроль за виконанням запланованих поточних ремонтів;
- планування необхідних коштів та контроль за їх використанням під час проведення поточних ремонтів;
- складання графіків виконання поточних ремонтів;
- аналіз причин, котрі спричинили невиконання робіт з проведення поточних ремонтів з метою їх подальшої ліквідації;
- здійснення контролю за технічним станом трас газопроводів, ГРС та технологічних об'єктів;
- організація фінансування і проведення поточних ремонтів;
- забезпечення ведення обліку та складання звітності з поточного ремонту об'єктів газотранспортної системи.

За допомогою даної оптимізованої моделі управління буде забезпечуватися збалансованість розвитку газотранспортної мережі та її соціальна і економічна ефективність. Основним критерієм доцільності даної структури буде мінімізація витрат ресурсів: трудових, фінансових, матеріальних. Оскільки проведення поточних ремонтів здійснюється за рахунок внутрішніх резервів підприємства, тому створення даного відділу дозволить здійснювати попередній, поточний та заключний види контролю щодо фінансування та виконання робіт.

Таким чином, удосконалення організації виробництва та управління газотранспортних підприємств передбачає аналіз і оцінку прогресивності форм

організації виробничих процесів та обслуговування виробництва, розробку заходів щодо поліпшення організації виробництва, забезпечення ритмічності, удосконалення виробничих структур та систем управління.

Висновки до 3 розділу

1. Розвиток експлуатаційної надійності ЛЧ МГ полягає у застосуванні довговічних ізоляційних матеріалів для захисту газопроводів від корозії та вдосконаленні організаційної та управлінської структури ремонтних служб. Так як, газотранспортна система України є однією з найбільш металомістких галузей промисловості, проблема протикорозійного захисту трубопроводів була і залишається актуальною надалі. Вирішення даної проблеми є досить складним, оскільки воно знаходиться на стику трьох наук – економіки, яка передбачає скорочення трудових, матеріальних та фінансових витрат ресурсів, викликаних корозією металів, частковим або повним виходом з ладу основних засобів; екології, головним завданням, якої є недопущення забруднення навколишнього середовища при аваріях; хімії, завданням, якої є збільшення тривалості процесу корозійного руйнування металу та розробка новітніх заходів протикорозійного захисту металу.

Термін експлуатації газопроводів залежить від захисного покриття труби. Чим більша товщина і вища якість ізоляцій, тим вищі захисні властивості та величина терміну їх служби. На якість ізоляції впливає якість матеріалів, з яких вона виготовляється, підготовка поверхні труб під ізоляцію, виконання ізоляційних робіт, здійснення заходів щодо захисту ізоляції від пошкоджень в процесі монтажно-укладальних робіт.

З метою збільшення терміну експлуатації газопроводів в роботі здійснено техніко-економічне обґрунтування застосування інноваційної мастики з покращеними ізоляційними та протикорозійними характеристиками для захисту газопроводів, яка дозволить збільшити термін експлуатації газопроводу та термін використання ізоляційного покриття в 1,3 рази.

2. Ще одним напрямком підвищення ефективності процесу відтворення ЛЧ МГ є оптимізація планування капітальних ремонтів магістральних газопроводів. Мета оптимізації полягає в тому, щоб за фіксовану суму коштів ліквідувати максимальну кількість небезпечних і потенційно небезпечних дефектів. Тоді вибір дефектної ділянки для включення в план капітального ремонту здійснюється на основі щільності потенційно небезпечних дефектів всередині кожної дефектної ділянки. Оптимізація капітального ремонту газопроводів включає одночасно максимізацію питомої кількості дефектів та мінімізацію сумарних додаткових експлуатаційних витрат.

3. Для ефективного функціонування процесу відтворення ЛЧМГ на підприємствах транспортування газу повинна бути створена цілісна система управління, яка б враховувала особливості функціонування газотранспортних підприємств, а саме:

- процес та обсяги транспортування газу повною мірою залежать від стану та надійності газотранспортної системи;
- велика складність проведення ремонтних робіт через зупинки подачі газу при його транспортуванні;
- монопольне становище на ринку, що практично виключає конкуренцію між газотранспортними підприємствами та стримує їх розвиток;
- висока капіталоємність галузі, що вимагає залучення значних фінансових ресурсів для відтворення об'єктів газотранспортної системи.

Вирішення проблеми, пов'язаної із удосконалення структури управління на сьогодні має велике значення, так як собівартість транспортування 1000 м³ природного газу є досить високою і не забезпечує достатньої конкурентоздатності газотранспортної мережі. Структура апарату управління помітно впливає на зміст та обґрунтування рішень управління, на швидкість доведення їх до безпосередніх виконавців, чіткість, вірогідність та оперативність інформації, зміст роботи різних керівників та функціонерів. У зв'язку з цим, нами розроблено нову схему управління підприємством, в якій виділено окремий структурний підрозділ

«Відділ поточних ремонтів» в підпорядкуванні заступника з капітального будівництва, який забезпечуватиме оперативне регулювання ходу проведення поточних та профілактичних ремонтів, координацію роботи всіх підрозділів ЛВУМГ щодо даного питання. За допомогою даної удосконаленої структури управління буде забезпечуватися збалансованість розвитку газотранспортної мережі та її соціальна і економічна ефективність.

Основні результати дослідження, викладені у другому розділі, опубліковані в [164, 165, 166, 169, 170, 171, 172].

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі здійснено теоретико-методологічне обґрунтування і нове розв'язання наукового завдання організаційно-економічного забезпечення процесу відтворення основних засобів, зокрема лінійної частини магістральних газопроводів та підвищення його ефективності на вітчизняних газотранспортних підприємствах. За результатами проведеного дослідження сформульовано висновки, пропозиції та рекомендації, які відображають вирішення основних завдань дисертаційної роботи відповідно до поставленої мети:

1. Процесу відтворення основних засобів у нинішніх умовах господарювання відводиться одне з головних місць в інноваційно-інвестиційній моделі розвитку економіки України. У дисертаційній роботі проведено огляд авторських визначень категорій «відтворення» та «відновлення» основних виробничих засобів. Враховуючи специфіку роботи газотранспортних підприємств, запропоновано наступне тлумачення: "відтворення лінійної частини магістральних газопроводів – це постійний процес, який включає в себе комплекс заходів з відновлення, підтримання та забезпечення надійного технічного рівня як самого газопроводу, так і його інфраструктури для безперервного газопостачання. Особливістю процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів є те, що таку складову як технічне переозброєння недоцільно розглядати, як одну з форм її відновлення, так як процес технічного переозброєння не має логічного зв'язку з фізичною суттю експлуатації лінійної частини. Дану категорію варто включати як елемент процесу реконструкції та модернізації.

2. Запропоновано та деталізовано власний підхід стосовно класифікації чинників, які впливають на процес відновлення лінійної частини магістральних газопроводів, в основу якого покладено метод "дерева цілей" із застосуванням методу декомпозиції, що дозволяє детально та глибше простежити дію даних чинників. В запропонованій класифікації здійснено поділ на чинники зовнішньої та внутрішньої дії. Виявлено, що з точки зору оптимізації процесів відтворення ЛЧ МГ, найбільш керованою є дія групи

чинників техніко-технологічного спрямування і вони найістотніше впливають на довговічність процесу експлуатації газопроводів.

3. Результати техніко-економічного аналізу стану лінійної частини магістральних газопроводів свідчать про те, що сучасний стан газотранспортної системи є задовільним, проте існують певні труднощі, що обумовлені великим терміном експлуатації газопроводів, зношуваністю ізоляційного покриття та використанням значної частини їх ресурсного потенціалу. Така ситуація вимагає проведення комплексного капітального ремонту системи загалом, і в свою чергу, потребує великих фінансових ресурсів. Невиконання даних завдань може призвести до підвищення аварійності газотранспортної системи. Підвищення ефективності, надійності та транзитних можливостей української ГТС можна досягнути за допомогою впровадження новітніх методів науки, техніки і економіки.

4. На основі експертних оцінок впливу чинників на надійність (аварійність) лінійної частини магістральних газопроводів для аналізованих газотранспортних підприємств розраховано комплексний показник надійності – коефіцієнт готовності лінійної частини. В результаті проведеного дослідження виявлено, що найбільшим впливом відзначаються наступні чинники: якість виконання робіт з будівництва газопроводів; якість ремонтного обслуговування; рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу; рівень корозійного руйнування газопроводу; рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів.

5. Розроблено методичний підхід до розрахунку фінансових втрат від виникнення аварійних ситуацій, в основу якого покладено чотиривимірну лінійну функцію. Дана система передбачає такі складові як: вартість заміни газопроводу, вартість втраченого газу, величину недоотриманого доходу від транспортування втраченого газу та вартість компенсації втрат від забруднення навколишнього середовища.

6. Програма розвитку експлуатаційної надійності ЛЧ МГ полягає у застосуванні довговічних ізоляційних матеріалів для захисту газопроводів від

корозії та вдосконаленні організаційної та управлінської структури підприємства загалом та процесу відтворення зокрема. Так як, газотранспортна система України є однією з найбільш металомістких галузей промисловості, проблема протикорозійного захисту трубопроводів була і залишається актуальною надалі. Термін експлуатації газопроводів залежить від захисного покриття труби. З метою збільшення терміну експлуатації захисного покриття рекомендується економічно обґрунтовано застосування нових рецептур композицій бітумно-полімерної ізоляції, які мають покращені ізоляційні та протикорозійні характеристики захисного покриття. При проведенні техніко-економічного обґрунтування доцільності застосування інноваційно-модифікованого протикорозійного покриття встановлено, що економічний ефект становитиме 3476 тис.грн./км.

7. Одним із напрямків підвищення організаційно-економічного забезпечення процесу відтворення ЛЧ МГ є оптимізація планування капітальних ремонтів магістральних газопроводів, мета якої полягає в тому, щоб за фіксовану суму коштів ліквідувати максимальну кількість небезпечних і потенційно небезпечних дефектів. Такий вибір дефектної ділянки для включення в план капітального ремонту здійснюється на основі щільності потенційно небезпечних дефектів всередині кожної дефектної ділянки. Для спрощення даного процесу в роботі запропоновано алгоритм оптимізації планування проведення капітального ремонту, який передбачає одночасно максимізацію питомої кількості дефектів та мінімізацію сумарних експлуатаційних витрат.

8. Практичне застосування пропозицій щодо формування системи управління процесом відтворення ЛЧ МГ на газотранспортних підприємствах дає можливість створити надійну, скоординовану систему управління, яка відповідає визначеним цілям і завданням, розмежувати функції керуючої підсистеми управління, конкретизувати процес управління із визначенням виконавців, узгодити управлінські заходи на різних етапах процесу управління, що дозволить у сукупності забезпечити високу ефективність прийняття управлінських рішень та вчасний контроль за їх виконанням.

Роки	Інвестування і вкладення капіталу	Ефективність функціонування і використання ОЗ	Відновлення і створення ОЗ	Облік і аудит у сфері відтворення ОЗ	Амортизація ОЗ	Співвідношення оборотного і основного капіталу
1	2	3	4	5	6	7
1995-2000	Аксьонов Р.А. Карандакова І.Г. Скорба А.О.	Курило С.М. Вашків О.П. Дацій О.І.	Танасюк І.М. Решетюк Г.М. Цибулько Т.Л. Свірідова Н.Д. Губарева І.О. Селюченко Н.Є.	Горошанська О.О. Десятнюк О.М.	Фукс А.Е. (док.) Виговська Н.Г.	Будняк Л.М.
2001	Музиченко А.С. (док.) Малипенко К.А.		Котковський В.С. Бондаренко О.А.	Гаценко О.П. Канцуров О.О. Бондар М.І.		
2002	Лялькова Н.Г. Крейдич І.М.	Горобинська М.В. Лагодієнко В.В.	Боброва О.Г.	Диба В.М.		
2003	Отливанська Г.А.	Карцева В.В. Шаповал В.А.	Шурда Л.Д.	Белоусов А.А.		
2004		Кириченко В.В. Труш Ю.Т. Оваденко В.О.	Павлюченкова О.Б.	Янчев А.В. Леонова Л.О. Зюкова М.М. Пасько О.В.	Євтушенко С.М.	Березовська Л.О.

Додаток А

Продовження додатку А

1	2	3	4	5	6	7
2005		Вишневська А.В. Гайдучок Т.С. Дейнега О.В.	Радченко М.Ю. Швец Н.В. Кулаковська Т.А. Сващенко Т.В.	Наумчук О.А.		
2006			Бакай Й.В. Заволока С.М. Щебликіна І.О. Утенкова К.О.	Карев В.П.	Бакай В.Й.	Старицький Т.М. Спасів Н.Я. Кленін О.В.
2007			Белікова Н.В.		Асмолова Г.Б.	Шинкарук Л.В. (докт.)
2008	Стахурська С.В.		Клебан О.Л.			

Перелік основних газопроводів	Діаметр, мм	Довжина магістральних газопроводів, км (в односторонньому обчисленні)						ВСЬОГО Укртрансгаз
		ХТГ	ДТГ	ЧТГ	КТГ	ЛТГ	ПТГ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Уренгой-Помари-Ужгород	1420			543,4	270,1		346,4	1159,9
"Союз" (Оренбург-Держкордон)	1420		122,4	1059,0			387,3	1568,7
"Прогрес" (Ямбург-Захід)	1420			543,6	221,6		354,1	1119,3
КЗУ-І+КЗУ-ІІ (Боярка-Тернопіль)	1020				873,3	227,3		1100,6
КЗУ-ІІ (на Рогатин)	1020/1220					172,6	16,8	189,4
Шебелинка-Диканька-Київ	1220	3,0			549,9			552,9
Єлець-Курськ-Диканька	1220				182,8			182,8
Єлець-Кременчук-Кривий Ріг	1420/1220	100,3		132,7	288,7			521,7
Єфремівка-Диканька-Київ	1020				477,8			477,8
Курськ-Київ	1220				433,0			433,0
Оренбург-Новопсков	1220		77,9					77,9
Уренгой-Новопсков	1420		43,3					43,3
Петровськ-Новопсков	1220		42,7					42,7
Новодар'ївка-Амвросієвка	720		95,7					95,7
Таганрог-Маріуполь Ін+Іін+ІІн	420/530/720		127,6					127,6
Новопсков-Шебелинка	1220		45,0	165,0				213,0
Диканька-Кременчук-Кривий Ріг	720			182,9	3,3			278,2
Шебелинка- Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл	1220/1020/820						270,2	796,7

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Шебелинка-Белгород-Курськ-Брянськ Ін+Ін	720/820	210,8						210,8
Острогозьк-Шебелинка Ін.	1020	132,6						132,6
Острогозьк-Шебелинка Пн.	1220	132,7						132,7
Долина Ужгород-Держжордон-Пн.	1420						266,6	266,6
Кременчук-Ананьїв	1420			351,6				351,6
Ананьїв-Чернівці-Богородчани	1020						333,0	333,0
Ананьїв-Тираспіль-Ізмаїл	1220						256,8	256,8
Роздільна-Ізмаїл	820						237,8	237,8
Більче Волиця-Долина	1420					38,0	29,6	67,6
Богородчани-Долина	1420						42,3	42,3
Комарно-Дроздовичі	530					78,3		78,3
Комарно-Держжордон	720					78,4		78,4
Івацевичі-Долина Пн.	1220					355,2	18,9	374,1
Івацевичі-Долина Пн.	1220					367,4	23,7	391,1
Торжок-Долина	1420					456,5	68,3	524,8
Всього по основних газопроводах		1200,9	554,6	2978,2	3300,5	1773,7	2651,8	12459,7
<i>Інші магістральні газопроводи</i>		2424,8	2729,7	200,8	1860,4	1368,3	1139,2	9723,2
Магістральні газопроводи, всього		3625,7	3284,3	3179,0	5160,9	3142,0	3791,0	22182,9
<i>Газопроводи-відгалуження і розподільчі газопроводи з тиском не більше 1,2 МПа</i>		3063,8	1815,5	1901,0	4071,2	2749,4	1265,5	14866,5
Всього газопроводів		6689,5	5099,8	5080,0	9232,1	5891,4	5056,5	37049,4

Додаток В

Анкета соціологічного дослідження чинників, які впливають на виникнення відмов та аварій на лінійній частині магістральних газопроводів на підприємствах транспортування газу

Шановний респонденте!

Просимо Вас в якості експерта взяти участь у дослідженні, яке спрямоване на вивчення міри впливу ряду чинників які впливають на аварійність лінійної частини магістральних газопроводів. Просимо Вас оцінити вплив кожного чинника балами від 1 до 5, в залежності від ступеня їх важливості (**5-найбільший вплив, 1- найменший вплив**).

Ваші відповіді допоможуть визначити долю кожного чинника в інтегральному коефіцієнті аварійності, зважаючи на Ваш досвід, компетентність та професіоналізм в даній проблематиці. Відповіді носять анонімний характер. Отримані результати будуть використані в науково-практичних цілях.

Дослідження проводиться кафедрою економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Місце роботи _____

Посада _____

За п'ятибальною шкалою оцініть вплив кожного з нище наведених чинників на аварійність лінійної частини магістральних газопроводів (5-найбільший вплив, 1- найменший вплив):

1. Якість виконання робіт з будівництва газопроводу
2. Якість ремонтного обслуговування
3. Придатність ізоляційного покриття газопроводу
4. Рівень корозійного руйнування газопроводу
5. Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу
6. Якість діагностування та очистки газопроводу
7. Рівень кваліфікації робітників-ремонтників
8. Рівень озброєності технічними засобами
9. Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів
10. Заводський та механічний брак труби
11. Інші причини

Дякуємо за співпрацю і відвертість!

Додаток Д

Результати анкетного опитування експертів-практиків

Долинського ЛВУМГ

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	4,77	95,38	0,11
2	Якість ремонтного обслуговування	4,46	89,23	0,10
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	4,38	87,69	0,10
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	4,38	87,69	0,10
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	3,31	66,15	0,07
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	4,08	81,54	0,09
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	4,31	86,15	0,10
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,85	76,92	0,09
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	4,23	84,62	0,09
10	Заводський та механічний брак труби	3,69	73,85	0,08
11	Інші причини (ЕХЗ)	3,15	63,08	0,07
Всього		44,62		1

Продовження додатку Д 1

Результати анкетного опитування експертів-практиків

Богородчанського ЛВУМГ

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	4,50	90,00	0,11
2	Якість ремонтного обслуговування	3,56	71,25	0,09
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	3,81	76,25	0,10
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	3,56	71,25	0,09
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	3,56	71,25	0,09
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	3,63	72,50	0,09
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	3,56	71,25	0,09
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,25	65,00	0,08
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	4,00	80,00	0,10
10	Заводський та механічний брак труби	3,81	76,25	0,10
11	Інші причини (ЕХЗ)	2,80	56,00	0,07
Всього		40,05		1

Продовження додатку Д 1

Результати анкетного опитування експертів-практиків

Будівельно-монтажного управління №4

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	4,27	85,45	0,10
2	Якість ремонтного обслуговування	4,09	81,82	0,10
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	4,00	80,00	0,10
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	3,73	74,55	0,09
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	2,91	58,18	0,07
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	3,64	72,73	0,09
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	4,18	83,64	0,10
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,45	69,09	0,08
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	4,36	87,27	0,10
10	Заводський та механічний брак труби	3,91	78,18	0,09
11	Інші причини (ЕХЗ)	3,45	69,09	0,08
Всього		42,00		1

Продовження додатку Д 1

Результати анкетного опитування експертів-практиків

Хустського ЛВУМГ

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	4,80	96,00	0,14
2	Якість ремонтного обслуговування	3,60	72,00	0,10
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	3,60	72,00	0,10
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	3,60	72,00	0,10
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	1,80	36,00	0,05
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	2,60	52,00	0,07
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	2,40	48,00	0,07
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,00	60,00	0,09
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	2,40	48,00	0,07
10	Заводський та механічний брак труби	4,80	96,00	0,14
11	Інші причини (ЕХЗ)	2,40	48,00	0,07
Всього		35,00		1

Продовження додатку Д 1

Результати анкетного опитування експертів-практиків

Одеське ЛВУМГ

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	4,67	93,33	0,12
2	Якість ремонтного обслуговування	3,33	66,67	0,09
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	4,67	93,33	0,12
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	4,50	90,00	0,12
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	2,67	53,33	0,07
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	2,83	56,67	0,07
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	3,17	63,33	0,08
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,00	60,00	0,08
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	3,00	60,00	0,08
10	Заводський та механічний брак труби	4,17	83,33	0,11
11	Інші причини (ЕХЗ)	2,00	40,00	0,05
Всього		38,00		1

Продовження додатку Д 1

Результати анкетного опитування експертів-практиків

Закарпатського ЛВУМГ

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	4,80	96,00	0,11
2	Якість ремонтного обслуговування	4,20	84,00	0,10
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	4,60	92,00	0,11
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	4,20	84,00	0,10
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	2,80	56,00	0,07
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	3,30	66,00	0,08
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	4,20	84,00	0,10
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,80	76,00	0,09
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	4,30	86,00	0,10
10	Заводський та механічний брак труби	3,60	72,00	0,08
11	Інші причини (ЕХЗ)	3,20	64,00	0,07
Всього		43,00		1

Продовження додатку Д 1

Результати анкетного опитування експертів-науковців

Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

№ п/п	Якісні характеристики міри впливу чинників відновлення на аварійність ЛЧМГ	Середній бал	Оцінка у %	Вага показника
1	Якість виконання робіт по будівництву газопроводу	3,83	76,67	0,10
2	Якість ремонтного обслуговування	3,67	73,33	0,09
3	Рівень придатності ізоляційного покриття газопроводу	4,08	81,67	0,10
4	Рівень корозійного руйнування газопроводу	4,00	80,00	0,10
5	Природно-географічне розташування та середовище пролягання газопроводу	3,25	65,00	0,08
6	Якість діагностування та очистки газопроводу	3,67	73,33	0,09
7	Рівень кваліфікації робітників-ремонтників	3,83	76,67	0,10
8	Рівень озброєності технічними засобами	3,42	68,33	0,09
9	Рівень досконалості прийняття управлінських рішень щодо відновлення магістральних газопроводів	4,00	80,00	0,10
10	Заводський та механічний брак труби	2,92	58,33	0,07
11	Інші причини (ЕХЗ)	3,00	60,00	0,08
Всього		39,67		1

Додаток Е

Таблиця Е1 - Вихідні дані для проведення кореляційно-регресійного аналізу ефективності діяльності ГТП під впливом факторів підтримки газопроводів в працездатному стані

Період	Обсяг транспортування природного газу, млн. куб.м.	Фактори					
		X1 - частка витрат коштів на виконання капітальних ремонтів ЛЧМГ, %	X2 - частка витрат коштів на реконструкцію ЛЧМГ, %	X3 - частка витрат коштів на ліквідацію аварій та відмов ЛЧМГ, %	X4 - обсяг заміни ізоляції газопроводу, км	X5 - частка витрат коштів на діагностику ЛЧМГ, %	X6 - частка витрат коштів на виконання поточних ремонтів ЛЧМГ, %.
2001	110808,3	66,20	12,3	1,120	11,012	14,8	6,98
2002	118079,8	65,90	0,47	1,310	12,156	15,1	7,67
2003	120639	37,20	50,89	0,530	14,738	8,08	1,1
2004	126511,4	10,10	85,29	0,090	19,129	8,78	2,56
2005	129386,7	32,90	31,97	0,000	23,105	7,48	6,26
2006	122819,2	33,10	46,72	0,190	24,635	10,64	4,83
2007	121615,3	73,70	9,33	0,050	24,635	6,93	10,88
2008	123880,3	50,70	37,59	0,000	31,071	6,22	4,06
2009	99889,5	51,20	37,93	0,040	46,312	6,52	3,57

Таблиця Е 2 - Результати кореляційного аналізу

	у	X1	X2	X3	X4	X5	x6
у	1						
X1	-0,745068	1					
X2	0,283812	-0,8925236	1				
X3	-0,266144	0,4508524	-0,53183	1			
X4	-0,64184	-0,0359588	0,171393	-0,69542	1		
X5	-0,615654	0,3001835	-0,43214	0,918761	-0,6956374	1	
X6	0,029621	0,7230242	-0,79234	0,211911	-0,1632748	0,27785	1

Продовження додатку Е

Таблиця Е 3 - Результати регресійного аналізу

ВЫВОД
ИТОГОВ

Регрессионная статистика	
Множественный R	0,922449
R-квадрат	0,850913
Нормированный R-квадрат	0,403651
Стандартная ошибка	6932,024
Наблюдения	9

дисперсионный анализ

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значимость F</i>
Регрессия	6	548522169	91420362	11,90249	0,3838948
Остаток	2	96105904	48052952		
Итого	8	644628074			

	<i>Коэффициенты</i>	<i>Стандартная ошибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значение</i>	<i>Нижние 95%</i>	<i>Верхние 95%</i>	<i>Нижние 95,0%</i>	<i>Верхние 95,0%</i>
У-пересечение	173846,7	34929,344	4,977095	0,038078	23557,723	324136	23557,72	324135,6
Переменная X 1	304,8406	427,96338	-0,71231	0,550162	-2146,2197	1536,54	-2146,22	1536,539
Переменная X 2	293,6544	344,59874	-0,85216	0,483886	-1776,3442	1189,04	-1776,344	1189,035
Переменная X 3	-20531,37	29479,44	-0,69646	0,558196	-147371,25	106309	-147371,2	106308,5
Переменная X 4	921,4504	485,63148	-1,89743	0,198207	-3010,9554	1168,05	-3010,955	1168,055
Переменная X 5	15,76724	3089,2667	-0,0051	0,996391	-13307,818	13276,3	-13307,82	13276,28
Переменная X 6	222,0097	2702,2127	-0,08216	0,942003	-11848,701	11404,7	-11848,7	11404,68

Продовження додатку Е

Таблиця Е 4 - Порівняння фактичних та розрахункових значень функції

Період	Уф	Ут
2001	110808,3	118228,4
2002	118079,8	116987,1
2003	120639	123217,4
2004	126511,4	126677,7
2005	129386,7	134411,0
2006	122819,2	124340,6
2007	121615,3	127219,8
2008	123880,3	119525,7
2009	99889,5	104294,8

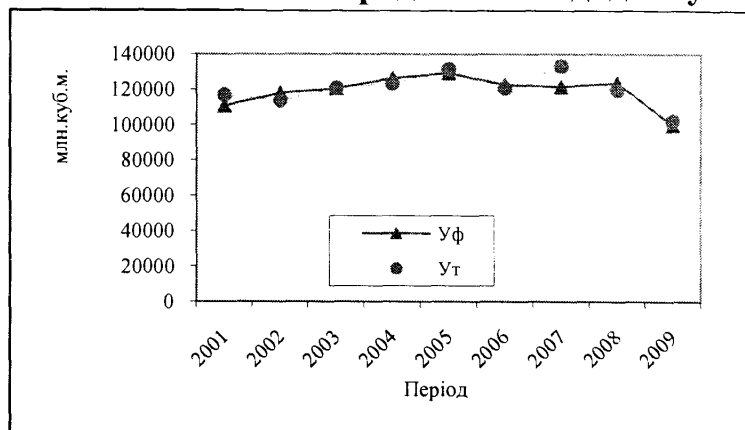


Рисунок Е 2 - Порівняння фактичних та розрахункових значень функції

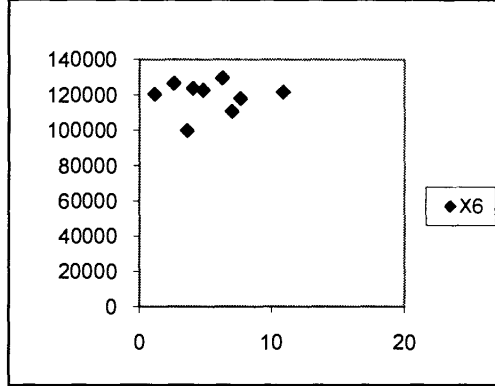
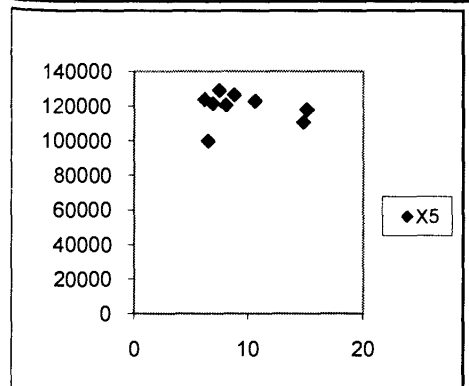
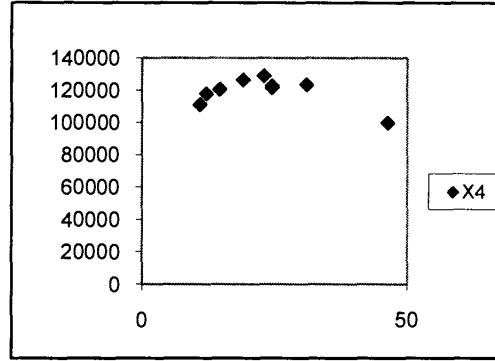
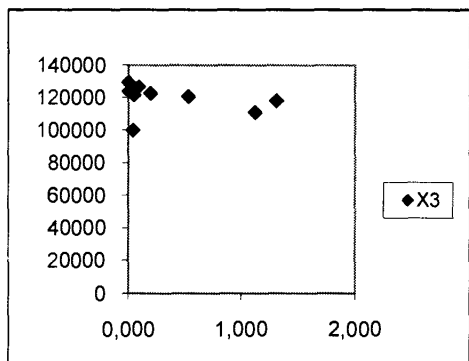
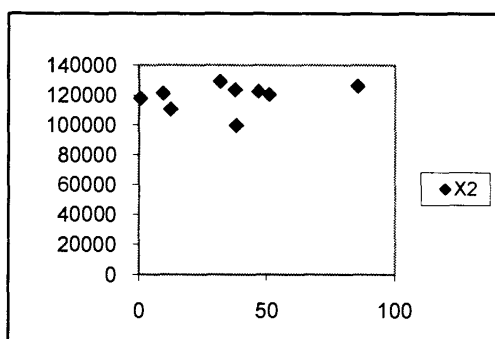
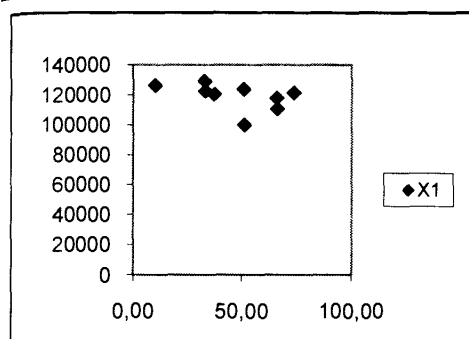


Рисунок Е - Графічна залежність між функцією та факторами

Продовження додатку Е

Таблиця Е 5 - Прогнозування зміни обсягу транспортування газу під впливом зміни факторів підтримки газопроводів в працездатному стані

2010 рік

Обсяг транспортування природного газу, млн. куб.м.	Фактор	Значення фактора	Прогнозований рівень фактора у 2010 р.	Відхилення /Хпр-Хф/	Зміна обсягу під впливом факторів	
					+/-	%
99889,5	X1	51,2	65,98	14,780	4505,54	4,51
	X4	46,312	47,58	1,268	1168,40	1,17
	X5	6,52	14,38	7,86	123,93	0,12

2011 рік

Обсяг транспортування природного газу, млн. куб.м.	Фактор	Значення фактора	Прогнозований рівень фактора у 2011 р.	Відхилення /Хпр-Хф/	Зміна обсягу під впливом факторів	
					+/-	%
99889,5	X1	51,2	66,52	15,320	4670,16	4,68
	X4	46,312	52,46	6,148	5665,08	5,67
	X5	6,52	16,30	9,78	154,20	0,15

Основні функції відділів Управління магістральних газопроводів

Відділ з експлуатації магістральних газопроводів та компресорних станцій	Відділ капітального будівництва	Технічний відділ
<p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> - здійснює контролю за технічним станом трас газопроводів, ГРС та технологічних об'єктів; - розробляє рекомендації по ліквідації аварійних ситуацій, усуненню недоліків та порушень діючих правил технічної експлуатації, правил техніки безпеки та інших нормативних документів; - складає графіки обстеження газопроводів; - здійснює контроль за режимами роботи магістральних газопроводів; - розробляє перспективні плани транспорту газу, реконструкції та техпереоброєння об'єктів ГРС - на основі даних про стан газопроводів, отриманих в результаті робіт по діагностиці та внутрітрубній дефектоскопії розробляє заходи та плани по капітальному ремонту корозійно-небезпечних ділянок 	<p>2</p> <ul style="list-style-type: none"> - забезпечення виконання робіт капітального будівництва та капітального ремонту об'єктів; - використання капітальних вкладень; - введення в дію об'єктів капітального будівництва; - розробка перспективних і річних планів капітального будівництва, планів вводу в експлуатацію основних фондів, об'єктів житлового, комунального і культурно-побутового призначення, складання заявок на будівельні матеріали і обладнання для об'єктів, які будуються; - організація будівництва згідно з проектом виконання робіт і вимогами нормативних актів з охорони праці; - проведення відомчої експертизи проектів на будівництво нових, реконструкцію, капітальний ремонт і технічне переоснащення діючих об'єктів; - діючих об'єктах; 	<p>3</p> <ul style="list-style-type: none"> - впровадження у виробництво нової техніки, новітніх технологій, передових вітчизняних і світових досягнень в галузі транспорту та підземного зберігання газу; - складання поточних і перспективних планів впровадження нової техніки, дослідницько- конструкторських та науково-дослідних робіт; - складання та здійснення контролю за виконанням план-заходів по підготовці об'єктів транспорту і підземного зберігання газу до роботи в осінньо-зимовий період;

<p>- здійснює контроль за станом охоронних зон газопроводів підприємства, веде облік порушень підприємства, веде облік порушень перевіряє та погоджує інструкції по випробуванню, продудуванню та очищенню внутрішньої порожнини газопроводів</p> <p>- приймає участь у впровадженні на об'єктах газотранспортної системи заходів нової техніки та передової технології</p>	<p>- контроль за наявністю актів-допусків на виконання ремонтно-будівельних робіт на проведення авторського нагляду за ходом виконання робіт під час будівництва, реконструкції і проведення ремонтних робіт;</p> <p>- організація фінансування і проведення взаєморозрахунків за виконані роботи по об'єктах капітального будівництва згідно з договорами підяду (підрядних контрактів) і планів капітального будівництва;</p> <p>- керування роботами з підвищення рівня технічної підготовки будівництва, його ефективності, скорочення матеріальних, фінансових і трудових витрат на будівництво та капітальний ремонт, скорочення обсягів незавершеного будівництва, скорочення термінів будівництва;</p> <p>- забезпечує ведення обліку та складання звітності з капітального будівництва;</p>	<p>організація роботи з раціоналізації та винахідництва у структурних підрозділах Управління і здійснення контролю за впровадженням та використанням раціоналізаторських пропозицій і винаходів;</p> <p>- організація та координування роботи виробничих служб і підрозділів по оформленню типового технічного паспорту філії;</p> <p>- виконання науково-дослідних та науково-конструкторських робіт (НДДКР) в установлені строки, за їх якістю та забезпечення впровадження у виробництво;</p> <p>- організація та координування роботи з ведення фонду нормативних документів та актуалізації нормативно-технічної документації в Управлінні, тощо.</p>
---	--	--

Список використаних джерел

1. Акбердин Р. З. Экономическая эффективность восстановления оборудования и резервы её повышения. – М.: Машиностроение, 1980. – 184 с.
2. Аксютин О. Е. Повышение надежности функционирования газотранспортной системы ОАО «Газпром» / О. Е. Аксютин // Трубопровідний транспорт. – 2010. – №2 (62). – С. 6-8.
3. Александров А. В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. – М.: Недра. – 1974. –432с.
4. Андрійшин М. П. Актуальні питання правового забезпечення транспортування природного газу / М. П. Андрійшин, В. М. Козченко // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2004. – №4 (28). – С.13-15.
5. Андрійчук В. Г. Економіка аграрних підприємств: Підручник. – 2-ге вид., доп. і перероблене. / В. Г. Андрійчук. – К.: КНЕУ, 2002.-624 с.
6. Анисимова М. А., Тихонов И. А. Экономика модернизации. М.: «Экономика», 1969. – 122 с.
7. Аскарлов Р. М. Развитие и научное обоснование методов ремонта магистральных нефтегазопроводов без остановки транспортовки продукта: автореф. дис. на соискание уч. степени докт. техн. наук : спец. 25.00.19– "Строительствоиэксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ" / Р. М. Аскарлов – Уфа, 2009.
8. Ахтямова Т. П. Эффективность обновления основных фондов в условиях интенсификации производства: Автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Т.П. Ахтямова . – Донецк, 1984. – 20 с.
9. Бакай В. Й. Амортизаційна політика та оновлення основних фондів на промислових підприємствах: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. наук : спец. 08.06.01 "Економіка, організація і управління підприємствами" / В. Й. Бакай. – Х., 2006. – 12с.
10. Банахевич Ю. В. Технічний стан і рівень експлуатації МГ і ГРС ДК "Укртрансгаз" / Матеріали науково-технічної наради "Підвищення надійності та ефективності роботи ЛЧМГ газотранспортної системи ДК"Укртрансгаз" м. Яремча, 2010р.

11. Бачевский Б. Е., Свиридова Н. Д., Чернобай А. В. Обновление основных средств предприятия в условиях рыночной экономики / Монография / Под ред.: Гончарова В. Н., Дорофиев В.В. – Донецк: ДонГАУ, 2001.–180 с.
12. Бачевський Б. Є., Решетняк О. О., Заблудська І. В. Відшкодування зносу основних виробничих фондів. Навчальний посібник. – К.: Центр учбової літератури, 2007.–175с.
13. Беккер М. В. Обеспечение надёжной работы газотранспортной системы ДК «Укртрансгаз» // Сборник докладов научно-практического семинара «Обеспечение эксплуатационной надёжности систем трубопроводного транспорта». – Киев. – 17–18 апреля 2007г.
14. Білик С. Ф. Оцінювання технічного стану газопроводу за даними діагностичних обстежень / С. Ф. Руднік, В. В. Розгонюк // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №1. – С.42-47.
15. Большая Советская Энциклопедия / [гл. ред. А. М. Прохоров]. – Изд.3-е. – М.: «Советская энциклопедия», 1974. – Т16. – 616 с.
16. Бондаренко О. А. Організаційно-економічний механізм відтворення основних засобів в АПК: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. екон. наук: спец. 08.07.02 "Економіка сільського господарства і АПК"/ О. А. Боднаренко – Дніпропетровськ, 2002. – 20с.
17. Бондаренко Т. М. Аналіз ефективності інвестиційних вкладень у промисловість України [Текст] / Т. М. Бондаренко // Актуальні проблеми економіки.–2008.–№9 (87).
18. Будаев В. Ю., Иванов Е. А. Воспроизводство основных фондов промышленности СССР. – М.: Высш.школа, 1962. – 122с.
19. Будзуляк Б.В. Концепция стратегического планирования инвестиционных проектов при реконструкции ГТС / Б.В. Будзуляк, А.М. Бойко, А.Д. Седых, Б.Л. Кучин // Газовая промышленность. – 2000. – №8. – С.43-47.
20. Будзуляк Б. В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 171с.: ил.

21. Бухгалтерські звітні дані Долинського, Богородчанського, Закарпатського, Хустського ЛВУМГ за 2002-2009 рр.
22. ВБН Г.1-320.20077720.03–2001 Капитальный ремонт изоляции магистральных нефтепроводов. Выпуск 1. Трубопроводы диаметром 720 мм. Национальная акционерная компания «Нефтегаз Украины». Киев. – 2001г.
23. Велиюлин И. И. Планирование ремонтных работ с учетом приоритета газопровода [Текст] / [И. И. Велиюлин, А. Д. Решетников, П. В. Крылов и др.] // Газовая промышленность. – 2006. – №10 – С.74-77.
24. Вербицкий І. Є. У зоні особливої уваги – захист ГТС від надзвичайних ситуацій / І. Є. Вербицкий // Трубопровідний транспорт. – 2009. – №3(57). – С.15-18.
25. Вечерік Р. Л. Краще менше, але краще / Р. Л. Вечерік // Трубопровідний транспорт . – 2010. – №3(63) – С.3-5.
26. Вольский Э. Л., Гарляускас А. И., Герчиков С. В. Надежность и оптимальное резервирование газовых промыслов и магистральных газопроводов. – М.: Недра. – 1980. – 290с.
27. Воротилов Б. В. Обновление основных фондов промышленности в условиях интенсификации производства: Автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.05 / Ленингр. гос. ун-т. – Л., 1974. – 20 с.
28. Гапоненко А. Л. Ускорение реконструкции и обновления производства. – М.: Мысль, 1988. – 172 с.
29. Герасимчук В. Г. Розвиток підприємства: діагностика, стратегія, ефективність / Герасимчук В.Г. – К.: Вища школа, 1995. – 167с.
30. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Изд. 4-е, доп. Учеб. пособие для вузов. М., «Высш. школа», 1972. – 368с.
31. Гнеденко Б. В., Соловьев А. Д. Математика и теория надежности. – М.: Знание. – 1982. – 64с.
32. Гончарук М. І. Корозія та розгерметизація газопроводів // Нафт. і газова пром-сть. – 2003.– № 2.– С. 56-57.
33. Гораль Л. Т., Данилюк М. О., Метошоп І. М., Степ'юк М. Д. Обґрунтування доцільності утримання об'єктів вітчизняної газотранспортної

системи в сучасних умовах // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №2(18). – С.144-149.

34. Грачова Р. Реконструкція, модернізація та ремонт основних засобів [Текст] / Р. Грачова // Дебет-Кредит.–2004.–№17-18.

35. Грудз В. Я. Моделі контрольно-відновлюваного обслуговування елементів лінійної частини магістральних газопроводів / В. Я. Грудз, В. М. Сусак // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №6. – С.49-51.

36. Губанов И. И. Ремонт как фактор продления ресурса магистральных газопроводов [Текст] / И. И. Губанов // Газовая промышленность. – 1999. – №7– С.51-53.

37. Давлятова Ф. Г. Совершенствование методов оценки эффективности воспроизводства основных фондов [Текст]: Автореф. дис. на здобуття наук.ступеня канд. экон. наук: спец. 08.00.21 / Уфимский нефтяной институт. – Уфа,1989.–24с.

38. Данилюк М. О., Лещій В. Р. Управління витратами на промислових підприємствах. Науково-практичний посібник: наукове видання. – Івано-Франківськ: ПП Супрун. – 2006. – 172с.

39. Дацій О. І. Економічна ефективність використання основних виробничих фондів у сільському господарстві та шляхи її підвищення: Автореф. дис. канд. экон. наук: 08.07.02 / Дніпропетр. держ. аграрний ун-т. – Дніпропетровськ, 2000. – 20 с.

40. ДБН Д.2.2-25-99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 25. Магістральні та промислові трубопроводи газонафтопродуктів. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України. Київ. –2000р.

41. Дейнега О. В. Економічне обґрунтування технологічних інновацій у системі відтворення основних засобів [Текст]: Автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. экон. наук: спец.: 08.02.02 / Державний університет "Львівська політехніка". – Львів, 1997.–24с.

42. Діяк І. В. Газова промисловість України на зламі століть / І. В. Діяк, З. П. Осінчук, І. М. Карп (відп.ред.). – Ів.-Франківськ: Лілея-НВ, 2000. – 231с.
43. Довідник працівника газотранспортного підприємства. / В. В. Розгонюк та ін. К.: Росток, 2001. – 1091с.
44. Долгов И. А. Надежная и безопасная эксплуатация магистральных трубопроводов / И. А. Долгов, И. В. Васьков, В. А. Горчаков // Газовая промышленность. – 2006. – №12. – С.22-27.
45. Дорожовець О. Коса, камінь і калькулятор. Трохи розрахунків на полях газових угод / Олег Дорожовець // Газ&Нафта. – 2009. – №1. – С.2-5.
46. Дороніна М. С. Управління економічними та соціальними процесами підприємства / М. С. Дороніна. – Х.: ХДЕУ, 2002. – 431с.
47. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення. Держстандарт України. Київ. – 1995. – 92с.
48. ДСТУ 2861-94 Аналіз надійності. Основні положення. Держстандарт України. Київ. – 1995. – 32с.
49. ДСТУ 2863-94 Програма забезпечення надійності. Загальні вимоги. Держстандарт України. Київ. – 1995. – 92с.
50. ДСТУ 4219:2003 Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики. Київ. – 2003р.
51. Економіка підприємства / М. Г. Грещак, В. М. Колот, А. П. Наливайко та ін. / За заг. ред. С. Ф. Покропивного. – К.: КНЕУ, 2001. – 528 с.
52. Економіка підприємства: Навч. посіб / за ред. Н. М. Бондар – К.: Видавництво А.С.К., 2004. – 400 с.: іл.
53. Економіка підприємства: Підручник / За заг. ред. С. Ф. Покропивного. – Вид. 2-е, перероб. та доп. – К.: КНЕУ, 2000. – 528с., іл.
54. Економічна енциклопедія у трьох томах / [Редкол.: С. В. Мочерний (відпов.ред) та ін.] – К.: Видавничий центр «Академія», 2001. – Т2. – 848 С.
55. Економічна енциклопедія: У трьох томах. Т.1. / Ред. кол.: С. В. Мочерний (відп.ред.) та ін. К.: Видавничий центр "Академія", 2000. – 864с.

56. Економічний аналіз: навчальний посібник для студентів вищих навчальних закладів спеціальності «Облік і аудит» / [Ф. Ф. Бутинець, С. І. Шкарабан, Є. В. Мних та ін.]; за ред. Ф. Ф. Бутинця. – Житомир: ПП «Рута», 2003. – 680с.
57. Економічний словник-довідник: За ред. Док. екон. наук, проф. С. В. Мочерного / Худож. оформ. В. М. Штогриня. – К.: Феміна, 1995. – 368 с.
58. Енергетична стратегія України на період до 2030 року [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN3853Z.html
59. Єрмоменко А. Як не зарізати курку, що несе золоті яйця / А. Єрмоменко // Дзеркало тижня. – 2008. – №8(687). – С.10.
60. Журавлев И. Г., Леонтьев И. А. Оптимизация надежности при расчете резервирования систем газодобычи. – М.: ВНИИЭгазпром, 1972. – 112с.
61. Заволока С. М. Формування стратегії оновлення основних фондів морських портів України // Розвиток методів управління та господарювання на транспорті. - О., 2004. - Вип.19. - С.72–79.
62. Зайка А. Сватовство гусаров /А. Зайка // Бизнес. – 2010. – №27. –С.20-21.
63. Закон України "Про нафту і газ" від 12.07.2001 № 2665-III // Відомості Верховної Ради України. – 2001. – №50.
64. Закон України "Про трубопровідний транспорт" [Електронний ресурс]: Закон України №192/96-ВР від 15.05.96р. – Режим доступу: www.necin.com.ua.
65. Захарін С. Інвестиційне забезпечення відтворення основних фондів [Текст] / С. Захарін // Економіка України.–2007.–№5. – с.31-33.
66. Захаров В. Г. Особенности воспроизводства ОПФ в условиях НТП. – М.: Экономика, 1987. – С.12.
67. Золотарев А. Н. Особенности инвестиционных процессов в машиностроительной промышленности [Текст] / Золотарев А. Н. // Економіка промисловості .–2002.–№2 , с.44-48.
68. Иванов Н. И. и др. Управление ремонтом и модернизацией оборудования. – К: Наукова думка, 1989. – 184 с.

69. Ілляшенко Т. О., Лівацька Т. М. Знос як джерело оновлення, формування та функціонування основного капіталу та шляхи його покращання [Текст] / Т. О. Ілляшенко, Т. М. Лівацька // Вісник СумДУ. Серія Економіка.–2007.– №1.
70. Історія економічних учень: Підручник: У 2 ч.– Ч.1 / За ред. В. Д. Базилевича. –2-ге вид., випр.– К.: Знання, 2005.–567с.
71. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. / [Березин В. Л, Ращепкин К. Е., Телегин Л. Г. и др.]; под ред. В. Л. Березина. – М.: – Издательство “Недра”. – 1978 г.– 362 с.
72. Киба Л. М. Управління виробничими запасами підприємств сфери видобування та транспортування природного газу: дис. канд. екон. наук: 08.00.04 / Івано-Франківський національний техн. ун-т нафти і газу.– Івано-Франківськ., 2008. –232 с.
73. Кириченко Ю. Учет результатов переоценок основных средств // Бухгалтерский учет и аудит. – 2001. - №4. – С.40-46.
74. Кларк Дж. Б. Распределение богатства : Пер. с англ. – М., Л.: ОГИЗ СОЦЭКГИЗ, 1934.
75. Кленін О. В. Вдосконалення механізму відтворення основного капіталу промислових підприємств: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. наук: спец. 08.06.01 "Економіка, організація і управління підприємствами" / Кленін О. В. – Маріуполь, 2006. – 20 с.
76. Клюк Б. О. Інвестиційна політика Європейського Союзу і Росії з розвитку ГТС і мережі ПСГ/ Б. О. Клюк, Р. Л. Вечерік, І. І. Шваченко // Трубопровідний транспорт. – 2009. – №5(59). – С.4-9.
77. Ковалев А. Ф., Северин А. М. , Рудченко А. Ю. и др. Интенсификация воспроизводства основных фондов. – К.: Техніка, 1987. – 191 с.
78. Ковалко М. П. Перспективи розвитку газотранспортної системи України / М. П. Ковалко // Енергоінформ. – 2005. – №30(317). – С.3-4.
79. Колективний договір на 2010-2012 роки ДК «Укртрансгаз» (Ухвалений конференцією працівників ДК «Укртрансгаз» 14 квітня 2010 року) м. Київ.

80. Костенко Д. А. Реконструкция газотранспортной системы Украины. // Газовая промышленность. – 2004. – №8. – С.35-36.
81. Кочергин В. И., Бикчентай Р. Н., Альшанов А. П. Выбор рациональных по надежности структурных схем КС. – Газовая промышленность. – 1971. – №8. – С.15-19.
82. Крыжановский Б. Н., Покропивный С. Ф. Экономические вопросы обновления и восстановления основных фондов. – К: О-во «Знание» УССР, 1974 – 54 с.
83. Кузнецова Р. П. Эффективность технического обновления основных производственных фондов: Автореф. дис. канд. экон. наук: 08.00.08 / Н.- и. экон. ин-т. – К., 1989. – 15 с.
84. Л. Федулова, М. Пашута. Розвиток національної інноваційної системи України [Текст] / Л. Федулова, М. Пашута // Економіка України.–2005.–№4. – С. 26.
85. Лесюк О. І. Організація виробництва: навчальний посібник / О.Л. Лесюк. – Івано-Франківськ: Місто НВ, 2002. – 500с.
86. Либурди Дж., Орберг А.Н., Сударев В.Б., Кушаев Н.Г. Ремонт и восстановление лопаток газовых турбинс использованием новейших технологий // Газовая промышленность. – 2007. – №9. – С.46-48.
87. Литвин А. В. Формирование организационно-экономической устойчивости газотранспортного предприятия / А. В. Литвин // Газовая промышленность. – 2006. – №8. – С.24-26.
88. Лінійна частина - Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://leg.co.ua/knigi/pravila/pravila-tehnichnoyi-ekspluataciyi-magistralnih-gazoprovodiv.html>
89. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: ИЦ "Елима", 2004. – 1104с.
90. Макаренко В. О. Моделювання раціональної стратегії оновлення основного капіталу підприємства з урахуванням ризику: Автореф. дис. канд.

- екон. наук: 08.03.02 / Київський національний економічний ун-т.–К.,1997. – 24с.
91. Малыгин А. А. Планирование воспроизводства основных фондов. – М.: Экономика, 1985. – 248 с.
92. Манухіна М. Ю. Удосконалення методів оцінки й обліку матеріальних і нематеріальних активів підприємства.: Автореф. дис. канд. екон. наук: 08.06.04 - Луганськ, 1997. – 25с.
93. Маркин А. П. Вопросы методики расчета и анализа экономической эффективности модернизации оборудования. – М.: Машиностроение, 1965. – 94 с.
94. Маркс К., Энгельс Ф. Твори. – 2-ге вид. – К.: Держ. Вид-во політ. літ. УРСР, 1963. – Т.23.
95. Маркс К., Энгельс Ф. Твори. – 2-ге вид. – К.: Держ. Вид-во політ. літ. УРСР, 1963. – Т.24.
96. Маркс К., Энгельс Ф. Твори. – 2-ге вид. – К.: Держ. Вид-во політ. літ. УРСР, 1963. – Т.25. – Ч. II.
97. Мартинишин Я. М. Економічна модель машини та сутність ремонтно-технічного обслуговування // Актуальні проблеми економіки. – 2004. – № 1 (31). – С. 176-181.
98. Марченко С. О., Шемет Л. Г. Роль інвестицій у відтворенні основних фондів (на прикладі миколаївської області) [Текст] / С. О. Марченко, Л. Г. Шемет // Актуальні проблеми економіки.–2008.–№2 (80).
99. Марчук Я. Магістральному транспорту газу в Україні – 60 років // Нефть и газ. – 2008. –№6. – С.6-8.
100. Маршалл А. Принципы экономической науки: В 3 т. – М.: Прогресс, 1993. –Т.1.
101. Меньшова В. П., Тобелко И. Л. Экономика химической промышленности. – М.: Высшая школа, 1982. – 303 с.
102. Методика розрахунку показників емісії забруднюючих речовин від основного та допоміжного обладнання газотранспортної мережі України

(Затверджено Міністерством охорони навколишнього середовища України від 02.02.2004р.)

103. Методика розрахунку розмірів відшкодування збитків, які заподіяні державі в результаті наднормативних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря (Затверджено Наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 10.12.2008р.№ 639).

104. Милль Дж. С. Основы политической экономии: В 3 т. – М.: Прогресс, 1980.

105. Наказ «Про затвердження відомчих будівельних норм Мінпаливенерго "Магістральні газопроводи. Лінійна частина. Капітальний ремонт» [Електронний ресурс]: Наказ Міністерства палива та енергетики України №485 від 25.09.2008 р. – Режим доступу: <http://zakon.nau.ua/doc/?uid=1151.148.0>

106. Наказ «Про затвердження Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів» [Електронний ресурс]: Наказ Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду №11 від 27.01.2010 р. – Режим доступу: <http://www.rokas.com.ua/content/view/4159/2/lang,ru/>

107. Норматив витрат матеріально-технічних ресурсів на захист магістральних газопроводів від корозії. Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України», ДК «Укртрансгаз». Київ-2006 рік. (затверджено директором з питань виробництва ДК «Укртрансгаз» Беккером М. В.)

108. Обслуговування і ремонт газопроводів / [Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Костів В. В.]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711с.

109. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. – М.: Мингазпром, 1985.

110. Оптимизация планирования капитального ремонта магистральных трубопроводов [Текст] / [Ю. В. Лисин, Р. Н. Бахтизин, Р. М. Богданов та др.] // Газовая промышленность. – 2007. – №1– С.51-54.

111. Організація експлуатації газопроводів - Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів [Електронний ресурс]:

<http://leg.co.ua/knigi/pravila/pravila-tehnichnoyi-ekspluataciyi-magistralnih-gazoprovodiv-12.html>

112. Орлов П., Орлов С. Про використання в Україні різних систем амортизації [Текст] / П. Орлов, С. Орлов // Економіка України.–2005.–№5.
113. Орлова В. К. Методичні підходи до обліку та амортизації буферного газу ПСГ / В. К. Орлова, М. О. Данилюк, Л. Т. Гораль // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С.118-121.
114. Орлова В. К. Роль позичкового капіталу у відтворенні власного: статистичний аналіз світового досвіду / В. К. Орлова, О. Б. Василик // Всеукраїнський науково-виробничий журнал «Інноваційна економіка». – №1(15). – Тернопіль, 2010. – С.183-187.
115. Осипенко А. Рекордний обсяг транзиту газу через Україну // Нафтова і газова промисловість. – 2008. –№3. –С.3.
116. Осінчук З. П. Газотранспортна мережа України у системі газопостачання Європи / З. П. Осінчук // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №2. – С.32-36.
117. Основи економічної теорії: Підручник: У 2 кн. Кн. 2: Підприємництво, маркетинг, менеджмент. Відтворення в національному та світовому господарстві / Ю. В. Ніколенко, М. М. Діденко, А. В. Шегда та ін.; За ред. Ю. В. Ніколенка. – Вид. 2-е, перероб. та доп. – К.: Либідь, 1998. – 272 с.,іл.
118. Павлов П. Потребительская стоимость и стоимость основных фондов // Вопросы экономики. – 1968. - №6. – С.38-50.
119. Пальчик В. С. Створення та вдосконалення системи керування промисловою безпекою об'єктів нафтогазового комплексу / В. С. Пальчик, С. В. Горобинський, В. Б. Коток, В. Р. Костянян // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С.57-60.
120. Панченко В. Н. Механізм відтворення та підвищення віддачі основного капіталу авіапідприємств. – К.: Фенікс, 2002. – 364 с.
121. Парнюк В. О. Про підвищення ролі амортизації як джерела інвестицій і регулятора попиту та пропозиції основних засобів [Текст] / В. О. Парнюк // Актуальні проблеми економіки.–2007.–№5(71).

122. Пасько О. В. Відтворення основних засобів аграрних підприємств (на прикладі Сумської області): дис. канд. екон. наук: 08.07.02. / Сумський національний аграрний університет. – Суми, 2004. – 305 арк.
123. Педько Б. І., Оверко О. Ф., Пономаренко І. О. ДК “Укртрансгаз “ Науково-технічне забезпечення газотранспортної системи ДК “Укртрансгаз” <http://www.ngbi.com.ua/am/ct31.html>
124. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби затверджене наказом МФУ від 27.04.2000 // Офіційний вісник України. – 2000. - №21. – С. 99-106.
125. Пономаренко І. Укртрансгаз: нова стратегія реконструкції / І. Пономаренко // Газ і нафта. Енергетичний бюлетень. – 2010.– №10. – С.16-17.
126. Постанова Кабінету Міністрів України №665 від 21 червня 2001 року “Про національну програму “Нафта і газ України до 2010 року””.
127. Похмурський В. Протикорозійний захист металофонду України [Текст] / Василь Похмурський // Вісник НАН України.– 2003.– №2, ст.12.
128. Пояснювальні записки з річними звітними даними УМГ «Прикарпаттрансгаз» за 2002-2009р.
129. Програма науково-технічного прогресу ДК “Укртрансгаз”. – 2003. – Кн. 1-3.
130. Прудон П. Ж. Что такое собственность? или Исследование о принципе и власти. Бедность как экономический принцип: Порнократия или Женщины в настоящее время. – М.: Республика, 1998.
131. Радченко М. Ю. Регіональний механізм відновлення основних фондів міського електротранспорту: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. екон. наук: спец. 08.10.01 “Розміщення продуктивних сил і регіональна економіка” / М.Ю. Радченко – Харків, 2006. – 20с.
132. Ревзин Б. С., Ларионов И. Д. Газотурбинные установки с нагнетателем для транспорта газа. – М.: Недра. – 1991.

133. Рикардо Д. Начала политической экономии // Петти В., Смит А., Рикардо Д., Кейнс Дж., Фридмен М. Классика экономической мысли: Соч. – М.: ЭКСМО-Пресс, 2000г.
134. Розгонюк В. В. Технічна експлуатація систем захисту від підземної корозії магістральних газопроводів / В. В. Розгонюк, Ю. П. Гужов, Ю. О. Кузьменко, В. А. Шишківський // К.: Росток, 2000. – С.276.
135. Розпорядження Кабінету Міністрів України № 145-р від 15 березня 2006 року "Енергетична стратегія України на період до 2030 року"
136. Руднік А. А. Досягнення науки і техніки – в розвиток газотранспортної системи України /А. А. Руднік, Б. І. Педько, В. В. Колодяжний, В.В. Дубровський, В.В. Вендров, В.П. Соловей // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №6. – С.47-50.
137. Руднік А. А. Транзитні можливості газотранспортної системи України // Нефть и газ. – 2002. – №5. – С. 12-14.
138. Свиридова Н. Д. Организационные формы и функции управления процессами обновления основных средств на предприятии в современных условиях управления // Организатор производства. – 2001. - №2. – С. 54-58.
139. Седых А. Д., Апостолов А. А., Кучин Б. Л. Информационно-статистическая модель финансового ущерба при авариях на МГ // Газовая промышленность. – 2000. – №1. – С. 35-36.
140. Сезонов А. Газовые конквистадоры /А. Сезонов // Бизнес. – 2006. – №34. – С.30-34.
141. Сей Ж. Б. Трактат о политической экономии, // 25 ключевых книг по экономике. – Изд-во "Урал – LTD, 1999г.
142. Сергеев С. С. Воспроизводство и эффективность основных фондов в сельском хозяйстве. – М.: Колос, 1982. – 304 с.
143. Середницький Я. Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопровідному транспорті. 2-а частина [Текст] / Середницький Я., Банахевич Ю., Драгілев А. – Львів: ТЗОВ "Сплайн", 2004.–276с.

144. Середницький Я. Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопроводному транспорті. 3-а частина [Текст] / Середницький Я., Банахевич Ю., Драгілев А. – Львів – Київ: ТзОВ "Сплайн", 2005. –288с.
145. Словник законодавчих термінів. – Режим доступу до дж. Інформ.:<http://zakon.nau.ua/doc/?uid=1078.16403.0>
146. Смит А. Исследования о природе и причинах богатства народов. М.: Соцэкгиз, 1962г.
147. Сміт А. Добробут націй. Дослідження про природу та причини добробуту націй: Пер. з англ. – К.: Port-Royal, 2001р.
148. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. –52с.
149. СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы/ Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1981. –80с.
150. Стадницький Ю. І. Аналітичне забезпечення оцінки доцільності заміни основних засобів на підприємстві / Ю. І. Стадницький, А. В. Симак // Менеджмент та підприємництво в Україні: етапи становлення і проблеми розвитку: Вісн. Національного університету «Львівська політехніка». – №576. – Львів, 2007. – С.279-284.
151. Стадницький Ю. І. Просторові аспекти конкуренції технологій: Монографія / Ю. І. Стадницький, О. Е. Товкан, А. В. Симак, Л. М. Коваль // Хмельницький: ХНУ, 2009. – 95с.
152. Стадницький Ю. І. Сучасна глобалізація як чинник змін у просторовій дифузії технологічних інновацій / Ю. І. Стадницький // Проблеми економіки та управління: Вісн. Національного університету «Львівська політехніка». – №628. – Львів, 2008. – С.319-325.
153. Строев Є. Проблемы экономической оценки и использования национального богатства страны // Экономист. – 2001. - №12. - С.12-20.
154. Сударкін С. П., Кітченко О. М., Усов М. А. Питання оцінки ефективності інновацій в галузі екергозбереження. – Режим доступу до дж. Інформ.:http://www.nbuv.gov.ua/e-journals/PSPE/2008-2/Kitchenko_208.htm

155. Танасюк І. М. Планування відтворення основних промислово-виробничих фондів на машинобудівних підприємствах: Дис. канд. екон. наук: 08.06.01/ Одеський держ. економічний ун-т. – О., 1998. –205с.
156. Телегин Л. Г., Плахов А. Ю. Совершенствование систем организации ремонтного обслуживания сосредоточенных объектов транспорта газа. – М.: ВНИИЭгазпром – 1987. – 27с.
157. Технічний звіт 22.08-1.1.1-ОТС «Про надання послуг з комплексного обстеження протикорозійного захисту та корозійного стану газопроводу «Союз» з газопроводами-відводами Хустського ЛВУМГ УМГ «Прикарпаттрансгаз» і збір даних для виконання проекту на капремонт системи електрохімзахисту їх від ґрунтової корозії»; обстеження технічного стану МГ «Союз» на ділянці км 2573,000-км 2673,560. – Том –1. – 2009. – С. 13-152.
158. Технічний паспорт ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України" станом на 01.01.2008р.
159. Толковый словарь русского языка: 80000 слов и фразеологических выражений / Сост. С. И. Ожогов, Н. Ю. Шведова. – 2-е изд. – М.: АЗЪ, 1994. – 928 с.
160. Транспортування природного газу // Нафтова і газова промисловість. – 2009. –№3. –С.40.
161. Федорович І. В. Відновлення лінійної частини магістральних газопроводів як запорука надійності та довговічності газотранспортної системи України / І. В. Федорович // Економіка і менеджмент: зб. матеріалів І міжнар. конф. Молодих вчених, 25-27 листопада 2010 р.: тези доп. – Львів, 2010р. – С.14-15.
162. Федорович І. В. Відновлення та підтримка лінійної частини магістральних газопроводів – пріоритетні напрямки підвищення надійності газотранспортної системи України / І. В. Федорович // Проблеми та перспективи розвитку нафтогазової галузі України: зб. матеріалів 4-ої наук.-практ. конф., 4-8 жовтня 2010 р.: тези доп. – АР Крим, м.Ялта, 2010 р. – С.13-15.

163. Федорович І. В. Декомпозиційний підхід до системи чинників, спрямованих на відновні процеси лінійної частини магістральних газопроводів / І. В. Федорович // Формування ринкових відносин в Україні: Збірник наукових праць. – 2010. – Вип.5(108). – с.118-123.
164. Федорович І. В. Дослідження ізоляційних та антикорозійних характеристик модифікованих бітумно-полімерних покриттів / [Є. І. Крижанівський, М. С. Полутренко, Ю. П. Гужов та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №1(26). – С.57-59.
165. Федорович І. В. Ефективність використання модифікованого ізоляційного покриття для збільшення терміну служби трубопроводів / І. В. Федорович // Формування ринкових відносин в Україні: Збірник наукових праць. – 2008. – Вип.10(89). – С.97-100.
166. Федорович І. В. Забезпечення мікробіологічної стійкості бітумно-полімерного ізоляційного покриття / [Є. І. Крижанівський, Я. Т. Федорович, М. С. Полутренко та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №3(32). – С.72-79.
167. Федорович І. В. Класифікаційна модель чинників відновлення лінійної частини магістральних газопроводів/ І. В. Федорович, Г.О. Зелінська // Науковий вісник. – 2009. – №3(21). – С.140-143.
168. Федорович І. В. Методичні аспекти визначення економічних втрат від виникнення аварій та відмов на лінійній частині магістральних газопроводів / І. В. Федорович, Л. Т. Гораль // Збірник наукових праць НУК. – Миколаїв : Видавництво НУК, 2010. – № 5 (434). – С.150-155.
169. Федорович І. В. Пат. 82775 Україна, МПК Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М. С., Гужов Ю. П., Федорович І. В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; заявл. 21.09.2006.; опубл. 25.03.2008, Бюл. №9.
170. Федорович І. В. Пат. 89709 Україна, МПК Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах, які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є. І.,

Федорович Я. Т., Полутренко М. С., Гужов Ю. П., Федорович І. В.; патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу; заявл. 27.05.2008.; опубл. 10.12.2009, Бюл. №4.

171. Федорович І. В. Підвищення ефективності антикорозійного захисту нафтогазопроводів / Є. І. Крижанівський, Я. Т. Федорович, М. С. Полутренко, І. В. Федорович // Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці «ІФНТУНГ-40»: програма міжнар.наук.-техн. конф., 16-20 квітня 2007 р.: стенд. доп. – Івано-Франківськ, 2007.– С.37.

172. Федорович І. В. Про ефективність протикорозійного захисту магістральних газопроводів / І. В. Федорович // Інвестиційні стратегії підприємств України на міжнародних товарних та фінансових ринках : зб. матеріалів Всеукр. наук.-практ. конф., 3-4 лютого 2006 р.: тези доп. – Дніпропетровськ, 2006. – Т.3. – С.14-16.

173. Федорович І. В. Процес відтворення основних виробничих засобів та його особливості для лінійної частини магістральних газопроводів / І. В. Федорович // Формування ринкових відносин в Україні: Збірник наукових праць. – 2011. –Вип.2(117). –С.186-189.

174. Федорович І. В. Результати дослідження впливу чинників на аварійність лінійної частини газопроводів / І. В. Федорович // Наукові праці Кіровоградського національного технічного університету. Економічні науки. – 2010. – Вип.18, Ч.1 – С. 326-331.

175. Федорович І. В. Теоретичне обґрунтування процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів / І. В. Федорович // Фінансово-економічне, обліково-аналітичне та організаційно-правове забезпечення відтворювальних процесів на шляху до економіки знань: зб. матеріалів міжнар. наук.-практ. інтернет конф., 25-26 листопада 2010 р.: тези доп. – Чернівці, 2010р. – С.324-326.

176. Федорович І. В. Техніко-економічна оцінка сучасного стану магістральних газопроводів / І. В. Федорович // Регіональна бізнес-економіка та управління. – 2010. – №1(25). – С.128-135.

177. Федорович І. В. Техніко-економічне оцінювання корозійного руйнування газопроводів / І. В. Федорович, М. О. Данилюк // Економіка: проблеми теорії та практики: Збірник наукових праць. – 2007. – Випуск 222: В5 т. – Т.5.– с.1155-1159.
178. Феофантов В. Система бальзаківського віку. Зморшки ГТС у дзеркалі Мінпаливенерго / В. Феофантов // Газ і нафта. Енергетичний бюллетень. – 2009.–№5.–С.18-21.
179. Фик І. М. До питання вибору базових стратегій технічного переозброєння газотранспортних підприємств із енергетичної точки зору / І. М. Фик, М. І. Фик // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С.41-44.
180. Фролов К. Ю. Сучасні тенденції розвитку технологій антикорозійної ізоляції трубопроводів / К. Ю. Фролов, Р. Я. Фроїмсон, Є. В. Петрусенко // Газ і нафта. Енергетичний бюлетень. – 2004. – №10. – С.28-31.
181. Харионовский В. В. Надежность и диагностика газопроводов: технико-экономические аспекты // Газовая промышленность. – 1997. – №3. –С.10-12.
182. Харионовский В. В. Проблемы газопроводов со сроком эксплуатации 30 лет и больше // Газовая промышленность. – 2006. – №10. – С. 23.
183. Хмелевський Є. Амортизаційна політика і оновлення промислово-виробничих основних фондів [Текст] / Є. Хмелевський // Економіка України. – 1999.–№3. – С.35.
184. Хотомлянський О., Колосок В. Амортизаційний фонд як джерело відтворення основних засобів [Текст] / О. Хотомлянський, В. Колосок // Економіка України.–2004.–№3. – С.27.
185. Швець Н. В. Організаційно-економічний механізм управління відтворенням основних засобів підприємства (на прикладі підприємств хімічної промисловості): Дис. канд. екон. наук: 08.06.01/ Східноукраїнський нац. ун-т. ім. В.Даля – Сєвєродонецьк, 2005. – 180с.
186. Шегда А. В. Менеджмент: навчальний посібник / А. В. Шегда. – К.: В-во «Знання», КОО, 2002. – 583с.

187. Шинкарук Л. В. Нагромадження основного капіталу та тенденції його відтворення в економіці України: Дис. докт. екон. наук: 08.00.01/ Інститут економіки та прогнозування НАН України. – К., 2007. – 435 с.
188. Шишківський В. А. Діагностування технічного стану засобів протикорозійного захисту та корозійного стану ГТС ДК "Укртрансгаз" / В. А. Шишківський, В. Б.Гаврильцев // Нафтова і газова промисловість . – 2000. – №4 – С.48-51.
189. Шудра В. Ф. Механизм восстановления парка промышленного оборудования. - К.: Знание, 1990. – 143 с.
190. Экономика предприятия: Учебник / Под ред. проф. Н. А. Сафронова. – М.: "Юристь", 1998. – 584 с.
191. Экономика транспорта и хранения нефти и газа: учебник для вузов / [Бренц А. Д., Колядов Л. В., Комарова Л. А., Власов В. Г., Карпов В. Г., Тищенко В. Е.]. – М.:Недра, 1989. –287 с.

УКРТРАНСГАЗ



UKRTRANS GAS

01021, м.Київ, Кловський узвіз, 9/1
тел.: (044) 254-3154
www.ukrtransgas.naftogaz.net

UA 2.003.04318-10 ISO 9001:2009
UA 2.003.02217-06 ISO 14001:2006

9/1, Klovskiy uzviz St., Kyiv, 01021, Ukraine
tel.: (38044) 254-3154
www.ukrtransgas.naftogaz.net

18.04.11 № 1349/30-012

на № _____

Російсько
вченої секретар
12.04.2011р.
В.Р. Прохор

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

Видана викладачу кафедри організації праці і виробництва Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Федорович Ірині Володимирівні про те, що результати її дисертаційної роботи, виконаної на тему: «Організаційно-економічне забезпечення процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів», представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук, використано при плануванні та організації процесу переізоляції магістральних газопроводів та при розробці заходів щодо підвищення їх надійності.

Зокрема, прийнято до уваги техніко-економічне обґрунтування доцільності застосування модифікованого бітумно-полімерного ізоляційного покриття для збільшення терміну експлуатації газопроводів.

Запропонований автором алгоритм оптимізації планування капітальних ремонтів дасть змогу забезпечити збільшення обсягів відремонтованої ділянки при мінімальних витратах на ремонт.

Результати експертного дослідження впливу чинників на аварійність лінійної частини магістральних газопроводів дозволять ефективно керувати процесом переізоляції з метою попередження аварій та відмов на газотранспортних підприємствах.

В перспективі від впровадження розробок ДК «Укртрансгаз» очікує суттєвого збільшення економії матеріально-технічних та фінансових ресурсів за рахунок вдосконалення процесу відтворення лінійної частини магістральних газопроводів, а також підвищення надійності газотранспортної системи.

Заступник директора
з перспективного розвитку та
науково-технічної діяльності



Б.О. Клюк

001 1007



27.01.2011 № 179/26.01

на № _____

Решенню
Великої секретар
12.04.2011р.
В.П. Рудко

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

Видана викладачу кафедри організації праці і виробництва Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Федорович Ірині Володимирівні про те, що результати її дисертаційної роботи, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук, використано при плануванні, організації та управлінні процесом відновлення лінійної частини магістральних газопроводів на УМГ «Прикарпаттрансгаз» ДК «Укртрансгаз».

Результати експертного дослідження впливу чинників на аварійність лінійної частини магістральних газопроводів дозволять ефективно керувати процесом відновлення з метою попередження аварій та відмов на газотранспортних підприємствах.

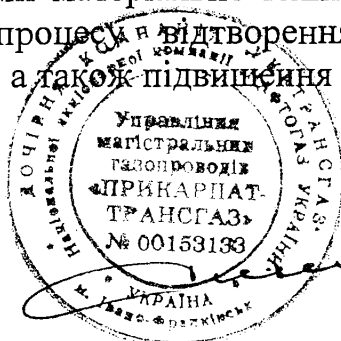
Запропонована методика визначення фінансових втрат газотранспортних підприємств від виникнення аварій на лінійній частині магістральних газопроводів знайшла практичне втілення в управлінській практиці філії.

Прийнято до уваги пропозиції щодо удосконалення організації ремонтних робіт та підвищення ефективності управління процесом відтворення лінійної частини магістральних газопроводів.

Запропонований автором алгоритм оптимізації планування капітальних ремонтів дасть змогу забезпечити максимально можливу довжину відремонтованої ділянки при мінімальних витратах на ремонт.

В перспективі УМГ «Прикарпаттрансгаз» очікує суттєвого збільшення отриманої економії матеріально-технічних та фінансових ресурсів за рахунок вдосконалення процесу відтворення на підприємствах транспортування природного газу, а також підвищення надійності газотранспортної системи.

Директор



В.П. Рудко

004262

Національна акціонерна компанія
"Нафтогаз України"

Дочірня компанія
"УКРТРАНСГАЗ"

Управління магістральних
газопроводів

"ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ"

ДОЛИНСЬКЕ

лінійне виробниче управління
магістральних газопроводів

77503, Україна, Івано-Франківська обл.,
м. Долина, а/с 17
тел./факс: (03477) 2-77-41, 2-77-42, 2-77-44



УКРТРАНСГАЗ

UA 2.003.899 ISO 9001-2001
UA 2.003.900 ISO 14001-97

National Joint-Stock Company
Naftogaz of Ukraine

Affiliated Company
UKRTRANS GAS

Main Pipeline

Division

ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ

ДОЛИНА

Main Gas Pipeline
Subdivision

P.O. Box 17, Dolyna, Ivano-Frankivsk region,
Ukraine, 77503
tel./fax: +38 (03477) 2-77-41, 2-77-42, 2-77-44

20.04.11 № 100/02-01

на № _____

Послужую
Великий секретар
12.04.2011р.
В.Р. Крайчак

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

Видана викладачу кафедри організації праці і виробництва Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Федорович Ірині Володимирівні про те, що результати її дисертаційної роботи, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук, використано при плануванні, організації та управлінні процесом відновлення лінійної частини магістральних газопроводів в Долинському ЛВУМГ УМГ «Прикарпаттрансгаз».

Результати експертного дослідження впливу чинників на надійність лінійної частини магістральних газопроводів дозволять ефективно керувати процесом відновлення з метою попередження аварій та відмов на газотранспортних підприємствах.

Зокрема, прийнято до уваги техніко-економічне обґрунтування доцільності застосування модифікованого ізоляційного покриття для збільшення терміну експлуатації газопроводів.

Запропонована методика визначення фінансових втрат газотранспортних підприємств від виникнення аварій на лінійній частині магістральних газопроводів знайшла практичне втілення в управлінській практиці підприємства.

Прийнято до уваги пропозиції щодо удосконалення організації ремонтних робіт та підвищення ефективності управління процесом відтворення лінійної частини магістральних газопроводів.

Запропонований автором алгоритм оптимізації планування капітальних ремонтів дасть змогу забезпечити максимально можливу довжину відремонтованої ділянки при мінімальних витратах на ремонт.

В перспективі Долинське ЛВУМГ очікує суттєвого збільшення отриманої економії матеріально-технічних та фінансових ресурсів за рахунок вдосконалення процесу відтворення на підприємствах транспортування природного газу, а також підвищення надійності газотранспортної системи.

Начальник

В.П. Іванишин

національна акціонерна компанія
"Нафтогаз України"
Дочірня компанія
"УКРТРАНСГАЗ"
Будівельно-монтажна фірма
"УКРГАЗПРОМБУД"



National Joint-Stock Company
Naftogaz of Ukraine
Affiliated Company
UKRTRANS GAS
Construction Division
"UKRGASPROMBUD"

БУДІВЕЛЬНО-МОНТАЖНЕ УПРАВЛІННЯ №4

УКРТРАНСГАЗ

CONSTRUCTION SUBDIVISION №4

76000, м. Івано-Франківськ
Івано-Франківська область,
вул. Галицька 57А
тел.: (0324)77-59-31, (88) 24-30
e-mail: pmk4@inbox.ru

UA 2 003.899 ISO 9001-2001
UA 2 003.900 ISO 14001-97

57A, Galycka st. Ivano Frankovsk region
Ivano Frankovsk, Ukraine, 76000
tel.: (0324)77-59-31, (88) 24-30
e-mail: pmk4@inbox.ru

В.Д. Цулик № 48
на № _____

Посвідчено
внешній секретар
12.04.2011р.

В.Д. Цулик

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

Видана викладачу кафедри організації праці і виробництва Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Федорович Ірині Володимирівні про те, що результати її дисертаційної роботи, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук, використано при організації та управлінні процесом відновлення лінійної частини магістральних газопроводів на БМУ-4 БМФ «Укргазпромбуд».

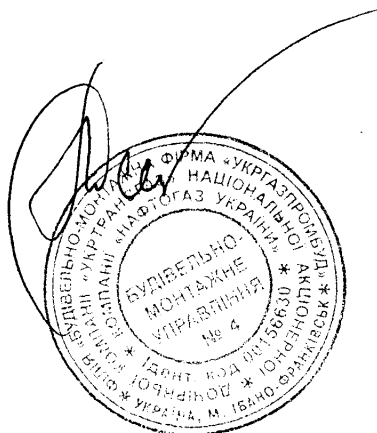
Прийнято до уваги пропозиції щодо удосконалення організації ремонтних робіт та підвищення ефективності управління процесом відтворення лінійної частини магістральних газопроводів.

Запропонований автором алгоритм оптимізації планування капітальних ремонтів дасть змогу забезпечити максимально можливу довжину відремонтованої ділянки при мінімальних витратах на ремонт.

В перспективі очікується суттєве збільшення отриманої економії матеріально-технічних та фінансових ресурсів за рахунок вдосконалення процесу відтворення для підприємств транспортування природного газу, а також підвищення надійності газотранспортної системи.

Начальник БМУ-4

БМФ «Укргазпромбуд»



В.М. Боднар

000009



УКРАЇНА

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

вул. Карпатська, 15 м. Івано-Франківськ, 76019; тел. (380) 03422 4-22-64, 4-24-53, факс (380) 03422 4-21-39; e-mail: public@iung.edu.ua, admin@iung.edu.ua. Код університету 02070855, р/р № 35229003000004 в ГУДК в Івано-Франківській обл., МФО 836014. Станція Івано-Франківськ. Львівської залізниці, код 388404

12.04.2011 № 29-11-07

На № _____ від _____

Пашурко
в.п.в. секретар

12.04.2011 р.

В. Р. Пашурко

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційного дослідження

Видана аспірантці кафедри економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Федорович Ірині Володимирівні про те, що основні результати її дисертаційної роботи, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук впроваджені у навчальний процес при укладенні робочих навчальних програм і підготовці лекційних курсів з таких дисциплін, як : «Економіка підприємства» для студентів спеціальності «Економіка підприємства», «Організація виробництва» для студентів спеціальності «Економіка підприємства», «Організація та планування виробничо-комерційної діяльності» для студентів спеціальності «Газонафтопроводи та газонафтосховища», а також при проведенні практичних занять із названих дисциплін та при підготовці дипломних робіт.

Заслуговує уваги практична спрямованість викладеного методичного інструментарію, що дозволяє студентам в умовах існуючого дефіциту знань з вдосконалення процесу відтворення основних засобів на підприємствах нафтогазової галузі, набули практичні навички використання оптимізаційних підходів у їхній виробничо-господарській діяльності.

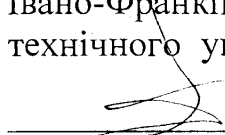
Проректор із науково-педагогічної роботи
д.ф.-м.н., професор



[Signature]
М.О. Галушак

Затверджую:

Проректор з наукової роботи
Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу

 проф. Карпаш О.М.

02.02 2011 р.

Довідка

про впровадження результатів
дисертаційного дослідження

Посвідчую

Вчений секретар

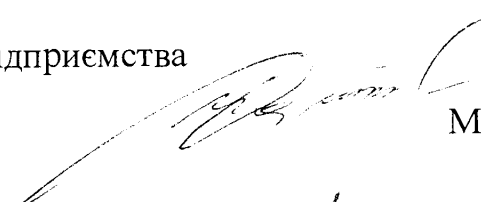
 В.Р. Прана

12.04.2011 р.

Видана викладачу кафедри організації праці і виробництва Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Федорович Ірині Володимирівні про те, що основні результати дисертаційної роботи, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата економічних наук за спеціальністю 08.00.04 – Економіка та управління підприємствами (нафтова і газова промисловість) знайшли своє відображення в держбюджетній кафедральній тематиці «Удосконалення економічного механізму функціонування підприємств та організацій паливно-енергетичного комплексу» (рішення науково-експертної ради університету від 10.09.2007р, протокол №3/42), «Визначення корозійної активності ґрунтів в зоні прокладання магістральних газопроводів «Пасічна-Долина» і «Пасічна-Тисмениця» (П нитки)» (номер державної реєстрації №0108U003021) та «Визначення корозійної активності ґрунтів в зоні прокладання газопроводу «Роздільна-Ізмаїл» та адаптація протикорозійного модифікованого покриття для його захисту» (номер державної реєстрації №0109U003994). Держбюджетна робота виконана в рамках координаційного плану Міністерства освіти і науки України.

Зав.кафедри економіки підприємства

д.е.н., професор

 М.О. Данилюк

Зав.кафедри

організації праці і виробництва

 Г.О. Зелінська