

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

На правах рукопису


ІВАНОВ ОЛЕКСАНДР ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 622.691.4.05

**РАЦІОНАЛЬНІ РІШЕННЯ ПРИ РЕМОНТНИХ РОБОТАХ
ТЕХНОЛОГІЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ГАЗОПРОВІДІВ
В БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОМУ ВИКОНАННІ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафто газосховища

*Всі примірники дисертації
ідеентичні за змістом
Внешній секретар спеціалізованої
вченої ради Д. 23.04.01
23.04.01 дисертація*



на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник:
Тимків Дмитро Федорович
професор, доктор технічних наук



Івано-Франківськ – 2013

d482

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ВСТУП | 5 |
| РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА І АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ | |
| ЗАСТОСУВАННЯ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО УСТАТКУВАННЯ В | |
| МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ І | |
| ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ | 11 |
| 1.1. Трансукраїнська система газопроводів та її основні характеристики | 11 |
| 1.2 Характеристика об'єктів обслуговування газотранспортної системи на базі УМГ «Прикарпаттрансгаз» | 17 |
| 1.3 Виробниче ремонтно-технічне підприємство «Укргазэнергосервіс» | 19 |
| 1.4 Особливості задач оптимального проектування блочно-комплектного устаткування | 23 |
| 1.5 Огляд і аналіз літературних джерел по даній тематиці | 31 |
| 1.6 Постановка задач досліджень | 40 |
| РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ І АНАЛІЗ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ | |
| ТЕХНОЛОГІЧНОГО УСТАТКУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ | |
| ГАЗОПРОВОДІВ | 42 |
| 2.1 Аналіз існуючих стратегій обслуговування технологічного устаткування магістральних газопроводів | 42 |
| 2.2 Вибір показників ефективності стратегій технічного обслуговування і ремонту блочно-комплектних об'єктів газотранспортних систем | 48 |
| 2.3 Оптимізація системи обслуговування компресорних станцій магістральних газопроводів і розробка стратегій технічного обслуговування з урахуванням особливостей блочно-комплектного устаткування | 54 |

| | |
|---|-----|
| 2.4 Розробка методології вибору раціональних стратегій технічного обслуговування і ремонту блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів..... | 63 |
| 2.5 Висновки по другому розділу | 68 |
| РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СТРАТЕГІЙ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТІВ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ..... | 69 |
| 3.1 Оцінка ефективності стратегій технічного обслуговування відокремленого блочно-комплектного об'єкту магістрального газопроводу | 69 |
| 3.2 Дослідження раціональних стратегій обслуговування для структурних схем відокремленого блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів..... | 79 |
| 3.3. Вибір стратегії технічного обслуговування складних блочно-комплектних об'єктів магістральних газопроводів | 91 |
| 3.4. Технічне обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів при обмеженій інформації | 99 |
| 3.5 Висновки по третьому розділу..... | 104 |
| РОЗДІЛ 4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ РЕМОНТУ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО УСТАТКУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ..... | 105 |
| 4.1 Організація ремонту основного технологічного устаткування магістральних газопроводів..... | 105 |
| 4.2 Аналіз розрахункових схем розбиття блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на вибір раціональних стратегій обслуговування | 112 |
| 4.3. Вибір місця ремонту вузлів і агрегатів блочно-комплектного устаткування при різних стратегіях обслуговування | 115 |

| | |
|---|-----|
| 4.4 Розробка методик розрахунків показників надійності систем і мінімізація середніх питомих затрат на ремонт та планування кількості технічних обслуговувань магістральних газопроводів..... | 123 |
| 4.4.1 Комплексна галузева методика «Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання» | 125 |
| 4.4.2 Комплексна галузева методика «Мінімізація середніх питомих витрат на ремонт та планування кількості технічних обслуговувань газотранспортних систем» | 126 |
| 4.5 Висновки по четвертому розділу..... | 140 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ..... | 141 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 143 |
| ДОДАТКИ | 155 |

ВСТУП

Актуальність теми. Основний обсяг експортних поставок природного газу з Росії й Середньої Азії здійснюється в країни Європи через територію України. Усвідомлюючи важливість забезпечення Європейського континенту енергоносіями, українська сторона приділяє значну увагу підтримці газотранспортної системи на високому технічному рівні.

Компресорна станція є одним із основних елементів газопровідної системи, тому надійність її роботи значною мірою впливає на надійність всього процесу транспортування газу. Прогнозування надійності роботи компресорної станції дає можливість зробити загальний прогноз забезпеченості газом споживачів і безаварійного функціонування газопроводу.

Для кожної технічної системи, яка надходить в експлуатацію, необхідно розробити стратегії технічного обслуговування і ремонту. Правильна організація обслуговування і ремонту є актуальною проблемою для всіх систем, що використовуються тривалий час. До таких систем відноситься і технологічне устаткування магістральних газопроводів. Рационально організоване обслуговування є одним із головних засобів для підвищення надійності технічних систем.

Короткотривалі прогнози надійності дозволяють судити про технічний стан і справність компресорної станції. На відміну від короткотривалих прогнозів, котрі залежать від працездатності окремих вузлів компресорної станції, можливий довготривалий прогноз надійності, який вирішує більш загальну задачу – прогнозування надійності процесу транспортування.

Оптимізація процесу технічного обслуговування агрегатів і споруджень газотранспортних систем припускає в остаточному підсумку скорочення витрат на транспорт газу та приводить до зниження його собівартості.

Збільшення наробітку між відмовами дозволяє збільшити періодичність технічного обслуговування, виключити ряд регламентованих операцій, тобто знизити трудомісткість, тривалість і вартість обслуговування.

Тому велику роль у підвищенні надійності технологічного устаткування газопроводів відводять вдосконаленню системи технічного обслуговування та ремонту, пошуку оптимальних стратегій обслуговування.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планам, темами. Робота носить науково-прикладний характер і входить у комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на підвищення ефективності й економічної експлуатації газотранспортних систем України і окреслених Національною програмою «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 рр.», і розвинута в рамках держбюджетної теми «Розробка стратегій раціонального обслуговування об'єктів газотранспортних комплексів в блочно-комплектному виконанні».

Мета і задачі дослідження. Розробка раціональних рішень при ремонтних роботах технологічного устаткування в блочно-комплектному виконанні та підвищення ефективності експлуатації об'єктів систем трубопровідного транспорту газу шляхом вибору раціональних стратегій технічного обслуговування.

Основними задачами, поставленими і вирішеними в даній роботі, є:

- аналіз особливостей застосування блочно-комплектного устаткування в газотранспортній системі ;
- дослідження стратегій і рішення задач оптимізації технічного обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів;
- аналітичні дослідження для оптимізації критеріїв техніко-економічної експлуатації блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на основі розробленої математичної моделі;

- експериментально-промислові дослідження ефективності методів ремонту блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на базі ВРТП «Укргазенергосервіс» ПАТ «Укртрансгаз».

Об'єкт дослідження – процеси відновлення устаткування магістральних газопроводів.

Предмет дослідження – формування ієрархічних стратегій технічного обслуговування сукупності блочно-комплектних об'єктів, а також ефективності їх ремонту.

Методи дослідження. При математичному моделюванні та розв'язанні поставлених задач використовувалися основи теорій: статистичного аналізу, теорії ймовірності, масового обслуговування, структурного методу в поєднанні з варіаційним, методу характеристик. Для отримання числових результатів досліджень широко застосовувалися новітні технології та сучасна комп'ютерна техніка.

Положення, що захищаються. Закономірності впливу стратегій технологічного обслуговування блочно-комплектного устаткування на величину питомих затрат на ремонт і планування оптимального обслуговування обладнання газотранспортних систем

Наукова новизна одержаних результатів. Наукова новизна роботи полягає в тому, що:

- вперше дано статистичну оцінку різних стратегій обслуговування при рішенні задач оптимізації технічного обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів;

- проведено аналіз стратегій обслуговування технологічного устаткування магістральних газопроводів, визначено основні показники ефективності обслуговування та ремонту, досліджено надійність роботи обладнання компресорних станцій із урахуванням технічного стану, конструктивних і експлуатаційних особливостей БКУ, проведено класифікацію та проаналізовані моделі ремонтної технологічності елементів устаткування;

- запропоновано новий підхід для визначення раціональної стратегії технічного обслуговування і ремонту магістральних газопроводів;
- на основі аналітичних досліджень визначено: раціональне розбиття блочно-комплектного устаткування на окремі елементи, вибір стратегій і режимів обслуговування, виділення передвідмовного (передаварійного) стану блоків, вузлів і деталей.

Практичне значення результатів дослідження. Розроблено методику стратегії обслуговування і ремонту, яка забезпечує повне відновлення працездатності систем газопостачання і дозволяє скоротити час регламентних робіт, мінімізувати затрати на планово-попереджувальні ремонти.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. В опублікованих роботах автором особисто:

- наведено опис форм організації ремонтів, методи та способи організації ремонтів, методи календарного планування, обслуговування за напрацюванням, обслуговування за реальним станом обслуговування [1, 2];
- виділено комплекс основних вимог до технологічності конструкції блочно-комплектного обладнання, показники технологічності, визначено трудомісткість, матеріаломісткість собівартість по кожному показнику технологічності, стратегії технічного обслуговування та ремонту ГПА, класифікацію параметрів, які характеризують його стани [3];
- оцінено надійність роботи устаткування компресорної станції в залежності від технічного обслуговування. [4];
- приведено розрахункові схеми пошкодження блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів і схеми вибору індивідуальних раціональних стратегій обслуговування, поділ показників ремонтпридатності для окремо розглянутих елементів, досліджено вплив середнього наробітку в справному стані та середнього наробітку в передвідмовному стані на показники ефективності обслуговування блочно-комплектного устаткування [5, 6].

- оцінено вплив розрахункових схем розбиття блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на вибір раціональних стратегій обслуговування; доцільність розбиття блочно-комплектного устаткування на елементи різного рівня ієрархії, вибору раціональної схеми розчленовування блочно-комплектного устаткування [7].

- проведено дослідження конструктивних і експлуатаційних особливостей БКУ магістральних газопроводів розроблено їх класифікацію та проаналізовано моделі ремонтної технологічності елементів устаткування.

- на основі аналітичних досліджень запропоновано методики, що дозволяють при різному рівні забезпеченості запасами вирішувати задачі раціональної розбивки БКУ на елементи обслуговування, вибору раціональної стратегії та режиму обслуговування, визначення оптимального місця відновлення; сформовано стратегії технічного обслуговування і ремонту БКУ магістральних газопроводів, що базуються на можливості виділення передвідмовного (передаварійного) стану блоків, вузлів і деталей устаткування.

- поставлено та вирішено задачу оптимізації рівнів, обслуговування та заміних елементів БКУ, а також місця їхнього відновлення після зняття з експлуатації [8, 9].

- розроблено комплекс алгоритмів і програм, що забезпечують можливість вибору оптимальної стратегії та режиму обслуговування для будь-якого виду БКУ магістральних газопроводів і різних структурних рівнів обслуговування об'єктів магістральних газопроводів, на основі яких створено дві комплексні галузеві методики.

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на:

- Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» (м. Івано-Франківськ, 2009).

- Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика-2011» (м. Івано-Франківськ, 2011).

- Міжнародній науково-практичній конференції «Современные направления теоретических и прикладных исследований 2012» (м. Одеса, 2012).

- Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу» (Івано-Франківськ, 2012).

- Міжнародній науково-практичній конференції «Техника и технология: новые перспективы развития». (м. Москва, 2013).

У повному обсязі результати досліджень доповідались і обговорювались на засіданні кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ і кафедри транспорту і зберігання нафти і газу, та науковому семінарі факультету нафтогазопроводів Івано-Франківського національного університету нафти і газу (м. Івано-Франківськ, 2013 р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано дев'ять друкованих праць, із них п'ять у фахових наукових виданнях.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, який налічує 110 найменувань. Основний зміст роботи викладено на 142 сторінках машинописного тексту та містить 37 рисунків, 15 таблиць та 8 додатків.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА І АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО УСТАТКУВАННЯ В МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ І ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Трансукраїнська система газопроводів та її основні характеристики.

Газотранспортна система України є однією з найпотужніших у світі за обсягом транспортування та збору газу. Ця система є буфером між газовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України, та споживачами нашої держави й промислово розвиненої Європи. Тобто, ГТС інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Її пропускна спроможність на вході складає 290 млрд. м³, на виході – 180 млрд. м³ газу на рік (до країн Європи – 142 млрд. м³).

Основна функція ГТС – надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів України та безперебійне постачання транзитного природного газу через нашу територію європейським споживачам.

У зв'язку з цим на систему покладені наступні функції:

- транспортування та збір газу з національних родовищ природного газу споживачам України;
- транзит газу через територію України до країн Центральної і Західної Європи, а також Молдови, Білорусі та південних областей Росії;
- зберігання природного газу в підземних газових сховищах (ПГС).

Система газопостачання України є однією із найрозгалуженіших у Європі: траси МГ проходять через усі області України та Республіку Крим, що створило сприятливі умови для їх газифікації, переведення на газове паливо теплових електростанцій, металургії, машинобудування, харчової промисловості,

дозволило створити могутню хімічну промисловість на основі газової сировини. Тому одним із найголовніших стратегічних завдань є підтримка на високому технічному рівні об'єктів системи та подальшого розширення ГТС України для забезпечення надійності постачання газу на європейській та внутрішній ринки.

Через ГТС у 2004 р. було транспортовано 202 млрд. м³ природного газу (рисунок 1.1); у тому числі 68 млрд. м³ – споживачам України і 120,4 млрд. м³ – до країн Західної Європи. Основними напрямками транзиту газу через Україну в 2004 році були Словаччина (82,6 млрд. м³), Угорщина (11,6 млрд. м³), Польща (4.6 млрд. м³) та Балканські країни (21,6 млрд. м³). У ПГС було закачано 16,1 млрд. м³ газу, відібрано – 17,1 млрд. м³ (рисунок 1.1).

Транзит російського газу через територію України до країн Європи становить близько 85% загального обсягу російського та середньоазіатського експорту газу, що складає більш, ніж чверть загального обсягу споживання газу в Європі.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що, в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної та Східної Європи, зумовлює збільшення потреб його постачання. За прогнозами очікують до 2025р. на 27%, відповідно споживання газу складе 550-575 млрд.м³ і 580-600 млрд. м³. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії та Середньої Азії.

Магістральні газопроводи – це головна складова частина паливно-енергетичного комплексу України. Основним оператором ГТС є ДК «Укртрансгаз» - дочірня компанія Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». До складу ДК «Укртрансгаз» входить 18 підприємств та організацій, у тому числі 6 управлінь магістральних газопроводів, будівельні та сервісні підрозділи, науково-дослідний інститут, об'єднане диспетчерське управління й інші.

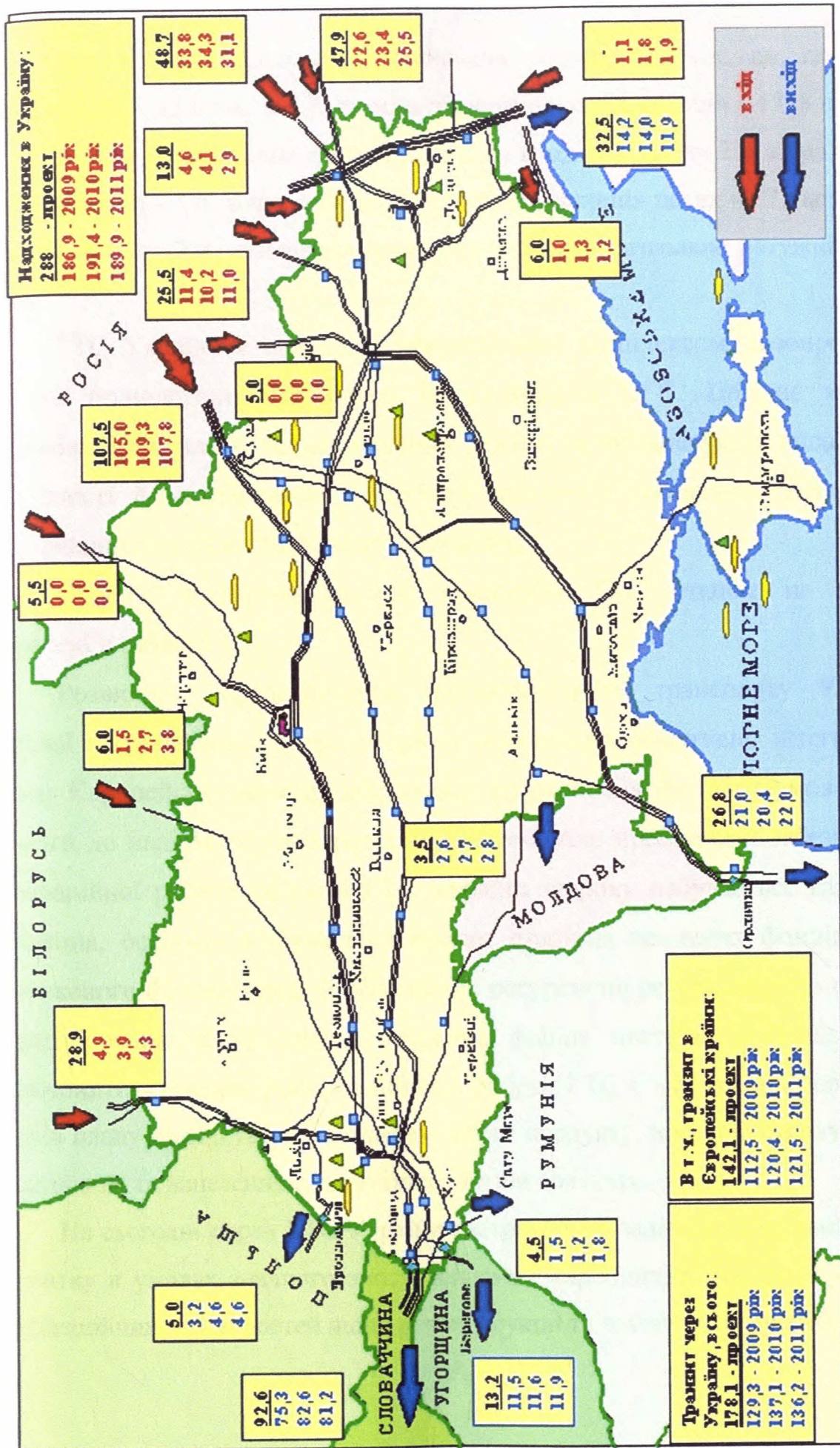


Рисунок 1.1 – Проектні та фактичні обсяги надходження газу в Україну та експорт за 2009-2011 роки (млрд.куб.м)

Довжина магістральних газопроводів складає 22,6 тис. км, газопроводів-відгалужень – 13,0 тис. км. Кількість газорозподільних станцій – 1358 штук.

Проектна пропускна здатність ГТС на вході в Україну 292 млрд. куб. м³ на рік, на виході – 170 млрд. куб. м³. У 111 компресорних цехах на 71 компресорній станції працює 708 газоперекачувальних агрегатів загальною потужністю 5388,4 МВт.

ГТС України є складним промисловим комплексом, газопроводи якої мають технологічні перемички та з'єднані з ПГС. Це дає можливість працювати в єдиному технологічному режимі та забезпечувати високий рівень надійності й маневреності в процесі цільового постачання газу, а також постачання газу в екстремальних ситуаціях.

Основні техніко-економічні показники ГТС станом на 01.01.2012 наведені в таблиці 1.1.

Розвинена інфраструктура трубопровідного транспорту України та газової промисловості зокрема дають можливість ефективно інтегруватися в єдину Європейську систему постачання енергоносіїв. За таких умов зростають вимоги до надійності газопровідних систем. Але проблема її забезпечення та безаварійної роботи об'єктів ГТС України щороку набуває все важливішого значення, оскільки відбувається процес старіння основних фондів. За умов обмеженого фінансування й обмеження ресурсів на реконструкцію та технічне переозброєння обсяг старих основних фондів постійно зростає, що може спричинити зниження рівня надійності роботи ГТС і, як наслідок, призвести до зривів плану подачі газу споживачам, втрат продукту, простою експлуатаційного обладнання та нанесення екологічних збитків довкіллю.

На сьогодні перед ГТС України гостро стоїть задача забезпечення стійкого розвитку в умовах значного зносу основних виробничих фондів й обмежених інвестиційних можливостей щодо реконструкції та технічного переозброєння.

Таблиця 1.1 – Основні техніко-економічні показники ГТС України станом на 01.01.2012

| Найменування | Київ- трансгаз | Харків- трансгаз | Черкаси- трансгаз | Донбас- трансгаз | Львів- трансгаз | Прикарпат- трансгаз | Укр- трансгаз |
|------------------------|-------------------|---------------------|----------------------|---------------------|--------------------|------------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Кількість КС | 15 | 9 | 17 | 6 | 11 | 13 | 71 |
| Кількість КЦ | 23 | 13 | 23 | 7 | 20 | 23 | 109 |
| в т. ч. з ГТУ | 17 | 7 | 21 | 5 | 11 | 17 | 78 |
| в т. ч. з ГМК | 4 | - | - | 1 | 4 | 3 | 12 |
| в т. ч. з ЕГПА | 2 | 6 | 2 | 1 | 5 | 3 | 19 |
| Кількість ГПА | 146 | 83 | 133 | 60 | 146 | 127 | 695 |
| в т. ч. ГТУ | 94 | 32 | 123 | 41 | 63 | 88 | 441 |
| в т. ч. ГМК | 30 | - | - | 6 | 35 | 25 | 96 |
| в т. ч. ЕГПА | 22 | 51 | 10 | 13 | 48 | 14 | 158 |
| Потужність ГПА, кВт | 1027644 | 407100 | 1668500 | 376820 | 829180 | 1100660 | 5323104 |
| в т. ч. ГТУ | 909100 | 203100 | 1506000 | 312460 | 581700 | 944500 | 4370060 |
| в т. ч. ГМК | 30544 | - | - | 12360 | 52980 | 37160 | 133044 |
| в т. ч. ЕГПА | 88000 | 204000 | 162500 | 52000 | 194500 | 119000 | 820000 |

Продовження таблиці 1.1.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Протяжність ГТС, км | 9193,3 | 6595,3 | 5054,4 | 5136,1 | 5495,5 | 4971,4 | 36446 |
| в т. ч. МГ | 5155,7 | 3613,1 | 3089,2 | 3423,9 | 3166,3 | 3786,0 | 22234,2 |
| в т. ч. газопроводів- відводів | 4037,6 | 2982,2 | 1965,2 | 1712,2 | 2329,2 | 1185,4 | 12411,8 |
| Кількість ЛВУМГ/ВУПЗГ | 8/2 | 9/2 | 6/- | 5/1 | 7/3 | 5/1 | 40/9 |
| Кількість ПСГ | 3 | 2 | - | 2 | 4 | 1 | 12 |
| Загальна активна ємність ПСГ, млрд. м ³ | 3,01 | 1,70 | - | 0,83 | 24,20 | 2,30 | 32,04 |
| Максимальний добовий відбір з ПСГ, млн. м ³ | 24,9 | 16,7 | - | 7,4 | 155,0 | 46,0 | 250,0 |
| Кількість КЦ на ПСГ | 4 | 2 | - | 2 | 10 | 2 | 20 |
| Кількість ГПА в КЦ на ПСГ | 30 | 8 | - | 9 | 69 | 10 | 126 |
| Кількість ГПА на ПСГ, кВт | 30544 | 52100 | - | 20220 | 412680 | 20600 | 536144 |

Газотранспортна система України складна, має ряд особливостей, які впливають на підходи до створення систем управління режимами роботи.

По-перше, основне технічне обладнання МГ – газоперекачуючі агрегати – характеризуються значною різноманітністю та довгими термінами експлуатації.

По-друге, газотранспортна система України здійснює транзит у Західну Європу та розподіл споживачам на території держави дуже дорогого імпортного газу. В зв'язку з цим, на перший план виходять наступні проблеми:

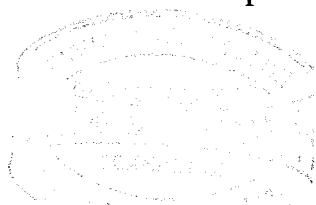
- вимірювання та комерційний облік витрат газу, який приходить на територію держави і виходить за її межі, а також споживається по Україні;
- прогнозування можливих аварійних ситуацій як на лінійній частині, так і на компресорних станціях з метою їх запобігання;
- зменшення втрат газу при аваріях.

Газотранспортна система України специфічна, оскільки працює не лише як газотранспортна, але й як газозбірна-газорозподільна система. До неї нахходить газ майже зі сотні газових і газоконденсатних родовищ України, подається газ у газові мережі населених пунктів.

1.2 Характеристика об'єктів обслуговування газотранспортної системи на базі УМГ «Прикарпаттрансгаз»

На сьогодні в УМГ «Прикарпаттрансгаз» встановлені й експлуатуються 127 ГПА від 1 до 25 МВт одиначної потужності. Сумарна частка парку ГПА «Прикарпаттрансгаз» у складі ДК «Укртрансгаз» складає 18%, а загальна потужність – 20,4% (таблиця 1.2), а структура парку станом на 01.01.012 зображено в таблиці 1 додатку А.

Парк ГПА з газотурбінним приводом містить 113 агрегатів (рисунок 1.3), які можна об'єднати у 5 груп: ГТК-10-4, ГТК-10-2, ГПА-Ц6.3, ГПА-Ц-16, ГТК-10І, ГТК-25і. Також можна виокремити ті з них, які є блочному виконанні (рисунок 1.2)



1482

Таблиця 1.2 – Порівняльна характеристика Укратрансгаз до УМГ
«Прикарпаттрансгаз»

| Параметр | Укратрансгаз | Прикарпаттрансгаз | Од.вим. | Відсоток ПТГ до УТГ |
|--|--------------|-------------------|---------|---------------------|
| Довжина магістральних газопроводів разом з газопроводами відводами | 37,79 | 5,10 | тис.км | 13,5% |
| Кількість газорозподільних станцій | 1455 | 196 | шт | 13,5% |
| Кількість компресорних станцій | 90 | 18 | шт | 20,0% |
| Кількість компресорних цехів | 112 | 23 | шт | 20,5% |
| Кількість газоперекачувальних агрегатів | 705 | 127 | шт | 18,0% |
| Загальна потужність компресорних станцій | 5499,52 | 1121,9 | МВт | 20,4% |
| Кількість підземних сховищ газу | 12 | 1 | шт | 8,3% |
| Чисельність працюючих | 18876 | 3356 | чол. | 17,8% |
| Кількість ЛВУМГ | 36 | 5 | шт | 13,9% |

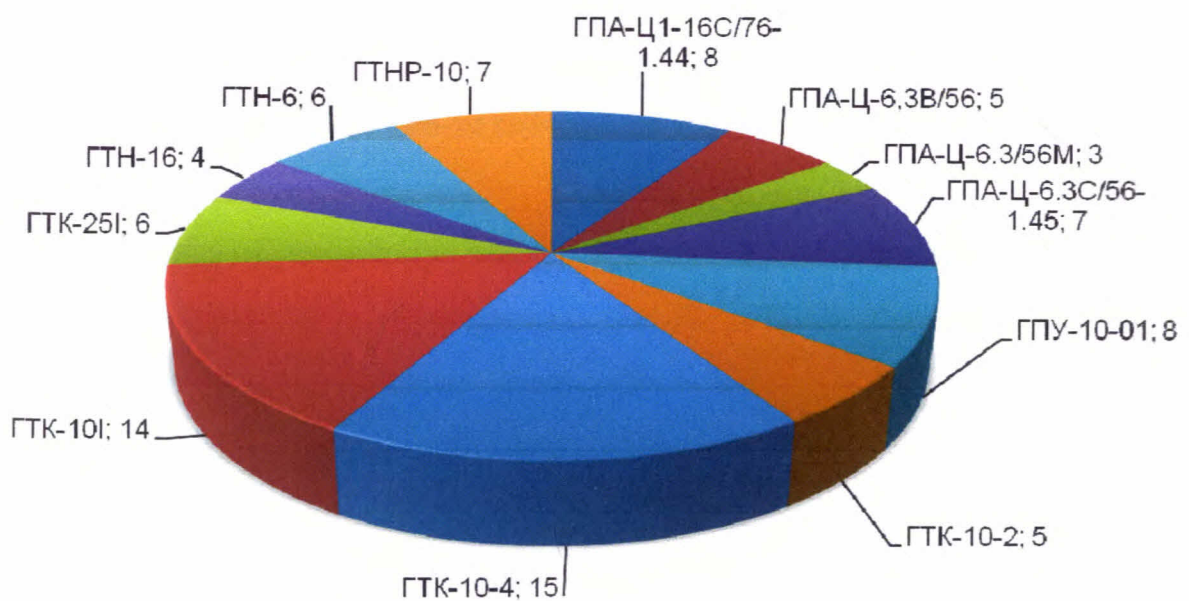


Рисунок 1.2 – Парк ГПА з газотурбінним приводом «Прикарпаттрансгаз»

Потрібно відзначити, що більше як 35% агрегатів відпрацювали більше 100 тис. год. Це, в першу чергу, відноситься до стаціонарних агрегатів вітчизняного виробництва. На сьогоднішній день 50% парку цих агрегатів перевищили напрацювання в 100 тис. год, а враховуючи існуюче навантаження, ця цифра зросте до 75%. Агрегати імпортного виробництва також підходять до межі напрацювання встановленого ресурсу. Тому в такій ситуації є вкрай актуальним питання щодо заміни вузлів і деталей, які відпрацювали свій ресурс, на нові.

До складу газотранспортної системи підприємства УМГ «Прикарпаттрансгаз» входять п'ять лінійних виробничих управлінь магістральних газопроводів (ЛВУМГ), одне лінійне виробниче управління підземного зберігання газу (ЛВУПЗГ). Вони включають 18 компресорних станцій (23 цеха) і 196 газорозподільних станцій (ГРС), розміщені в чотирьох областях України (Іванов-Франківська, Закарпатська, Одеська та Чернівецька). Протяжність магістральних газопроводів разом із газопроводами відводами складає 5100 км. Транспортування газу відбувається по семи газопроводах і вони ж здійснюють забезпечення населення зазначених областей, а також країн Західної та центральної Європи.

1.3 Виробниче ремонтно-технічне підприємство «Укргазенергосервіс»

Для організації технічного обслуговування та ремонту газоперекачувальних агрегатів і обладнання компресорних станцій у ПАТ «Укртрансгаз» створено спеціальне підприємство «Укргазенергосервіс».

Основні напрямки діяльності підприємства (Таблиця 2 додатку Б):

- Сервісне технічне обслуговування обладнання компресорних станцій (КС) та автомобільних газонаповнювальних станцій (АГНКС).
- Виконання спеціальних робіт.
- Реконструкція ГПА, АГНКС.

Сервісне технічне обслуговування обладнання КС та АГНКС включає:

– поточний, середній, капітальний, капітальний поглиблений та аварійний ремонт:

– газотурбінних установок типу ГТК-10і, ГТК-10А1, ГТК-25і, ГТК-10, ГПА-Ц-6,3, ГПА-Ц-6,3А, ГПА-Ц-6,3С, ГТН-6, ГПУ-10, ГТ-750-6, ГПА-Ц-16, ГПА-25С, ГПУ-16, ГПА-16С, ГТН-16, ГПА-Ц-8А, ГТ-6-750, ГТК-10С;

– електропривідних ГПА типу СТД-4000, СТД-12500, ЕГПА-25РЧ, АФЗ-4500;

– газомотокомпресорів типу 10 ГКНА, МК-8М, 10 ГКМ;

– поточний, середній, капітальний та аварійний ремонт компресорних установок (КУ) АГНКС типу: 4HR3KN, 2HB2K, 2ГМ-4, 4ГМ-2,5, 2BVTN;

– ремонт, налагодження, перевірку засобів автоматизації;

– ремонт, налагодження систем енергопостачання, електромеханічного обладнання, засобів релейного захисту;

– віброобстеження та технічну діагностику обладнання;

– екологотеплотехнічні випробування;

– регламентне технічне обслуговування ГПА під час експлуатації в обсязі усіх видів ТО.

Спеціальні роботи включають:

– реставрацію, ремонт, виготовлення нових деталей і вузлів в умовах ремонтних баз;

– динамічне балансування роторів ГПА у власних підшипниках;

– ремонт і налагодження загальнодистанційних систем автоматики, газовикористовуючого обладнання;

– екологотеплотехнічні випробування та ремонтно-налагоджувальні роботи на газовикористовуючих установках;

– неруйнівний контроль, товщинометрія технологічних трубопроводів обв'язки КС, СПЗГ, ГРС, АГНКС;

– неруйнівний контроль вузлів та деталей ГПА та КУ АГНКС.

В організації системи технічного обслуговування та ремонту обладнання, починаючи зі складання заявок на запчастини, формування перспективних планів роботи на рік, місяць і закінчуючи звітами про проведені ремонти та використані запасні частини, станом на сьогодні приймають участь усі служби та відділи по напрямках лінійних ЛВУМГ, ЛВУПЗГ, ВРТП та апарата управління. (рисунок 1.3).

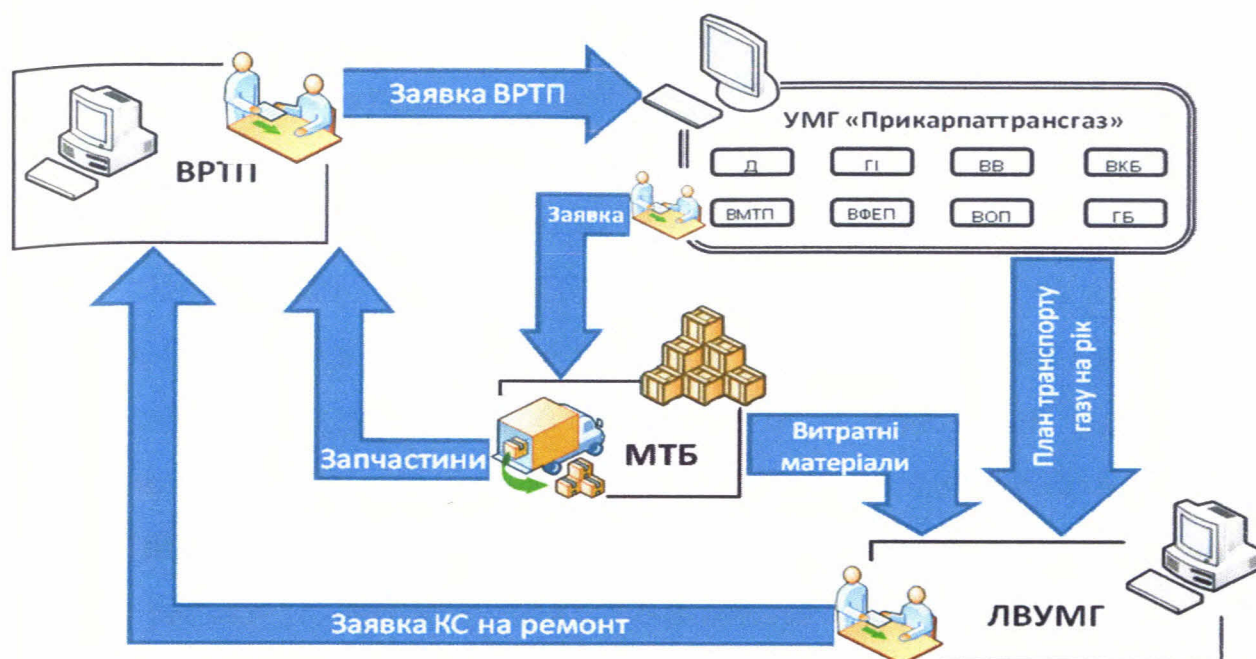
Якщо розглядати особливості організації технічного обслуговування та ремонту (ТОР) різних типів ГПА, то можна виділити п'ять основних груп: ГТК-10-4, ГТК-10-2, ГПА-Ц6.3, ГПА-Ц-16, ГТК-10і, ГТК-25і.

При організації технічного обслуговування та ремонту ГТК-10-4 важливо враховувати, що 64% агрегатів відпрацювали свій призначений ресурс, а при збереженні існуючих режимів роботи газотранспортної системи до 2015 року ця цифра може зрости до 80%. У зв'язку з цим, об'єм робіт при капітальних ремонтах зростає (рисунок 1.4).

Щодо агрегатів ГТН-16, то вони зарекомендували себе як ГПА з незадовільним рівнем надійності. Характер пошкоджень і руйнувань вузлів і деталей свідчить про недостатню міцність елементів їх конструкцій. Конструктивні дефекти агрегату призводять до скорочення міжремонтного періоду та збільшення кількості аварійних зупинок.

Ще одна група стаціонарних агрегатів – ГПА імпортного виробництва. ГТК-10І та ГТК-25І є досить надійними установками, хоча потребують спеціальних пристосувань, оснащення та навиків при виконанні ремонту.

Якщо провести порівняльний аналіз показників надійності й економічності ремонтів розглянутих груп ГПА, очевидна наглядна залежність: агрегати з конвертованими двигунами займають лідируючі позиції в плані як надійності, так і вартості ремонтів (рисунок 1.4). Невисокі показники ГТК-10-4 зумовлені, в першу чергу, інтенсивністю експлуатації цього типу ГПА та виробкою ресурсів вузлів і деталей.



Д – директор, ГІ – головний інженер, ВВ – відділ виробництва, ВКБ – відділ капітального будівництва, ВМТЗ – відділ матеріально-технічного постачання, ВФЕП – відділ фінансово-економічних питань, ВОП – відділ охорони праці, ГБ – головний бухгалтер, МТБ – матеріально-технічна база.

Рисунок 1.3 – Схема технічного обслуговування та ремонту УМГ «Прикарпаттрансгаз»

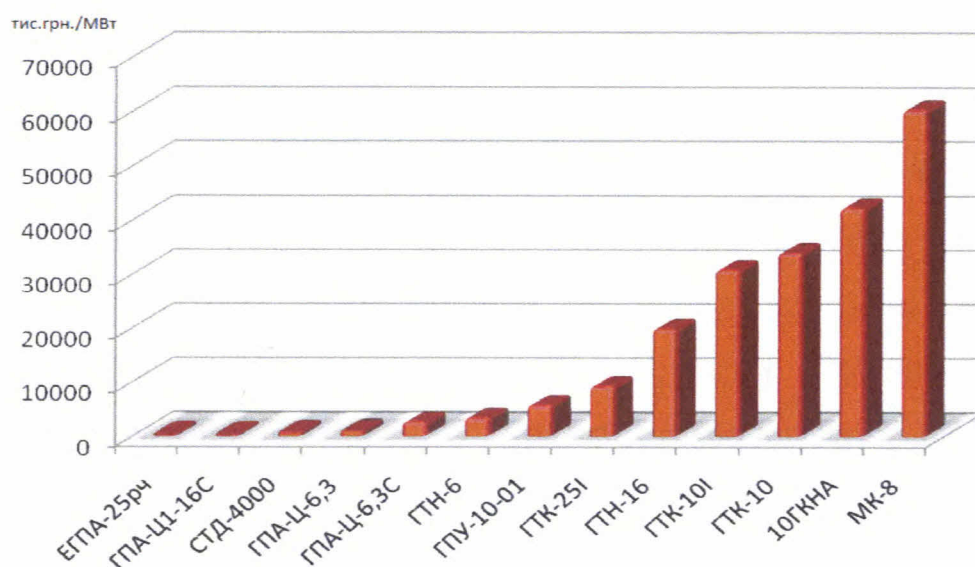


Рисунок 1.4 – Питомі витрати на ремонт ГПА, тис.грн/МВт

1.4 Особливості задач оптимального проектування блочно-комплектного устаткування

Якщо частину найбільш важких і трудомістких ремонтних робіт (капітального характеру) перенести з об'єкту на спеціалізовані виробництва – ремонтні заводи, тоді можна буде здійснити агрегатно-вузловий спосіб ремонту. При цьому весь ремонт на об'єкті може бути здійснений шляхом заміни дефектних вузлів або цілих агрегатів, відремонтованих поза об'єктом. Очевидно, що при цьому зменшується об'єм ремонтних робіт на об'єкті та підвищується якість ремонту, оскільки він проводиться в умовах стаціонарного, спеціалізованого й, можливо, поточного виробництва (рисунок 1.5). При такій формі організації ремонтної служби виникає додатковий ефект від механізації робіт, концентрації виробничих потужностей (ремонтні заводи) та зменшення числа запасних частин, а також від збільшення міжремонтного періоду в результаті якісного ремонту [10, 11].

Проектування нового блочно-комплектного устаткування (БКУ) є складним багатоступінчастим процесом, що складається з трьох основних етапів:

- формування цілей (розробка технічного завдання);
- інформаційного моделювання (розробка технічної пропозиції, ескізного та технічного проєктів, а також робочої конструкторської документації);
- виготовлення й експериментального дослідження, натурних зразків (коректування конструкторської документації для умов серійного виробництва).

При здійсненні нової розробки, коли, в першу чергу, необхідно одержати ефект від створення й упровадження БКУ, критерій технологічності відіграє роль функції обмеження. Якщо мова йде про модернізацію БКУ, що випускається, для покращення економічних показників (або збереження їх на попередньому рівні), цільова функція формується на основі критерію технологічності.

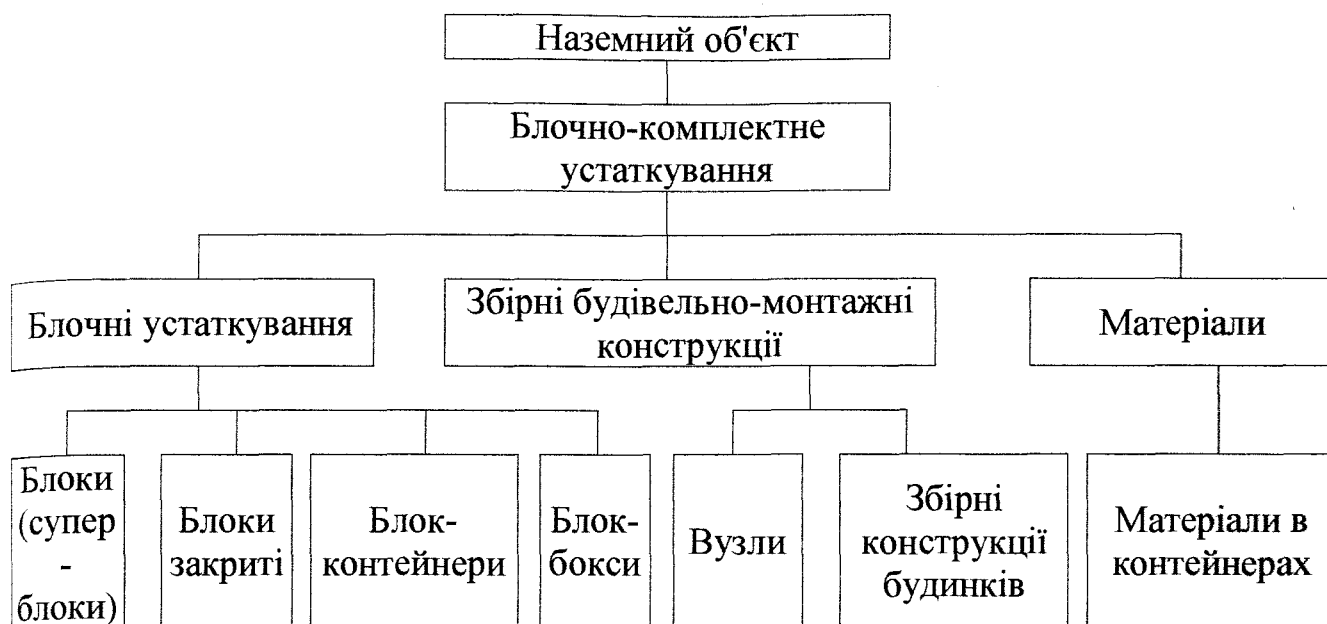


Рисунок 1.5 – Структура наземного об'єкта в блочному виконанні

При формуванні цільової функції розробки не завжди можна обмежитися одним критерієм, оскільки забезпечення технологічності БКУ – завдання різнопланове. Воно ускладнюється тим, що необхідно проаналізувати не тільки безліч конструктивно-технологічних варіантів для вибору оптимального з них за умовами виготовлення й експлуатації, але й усе різноманіття вимог, пропонованих до його транспортування та монтажу (таблиця 1.3).

Розглянемо основні особливості завдань забезпечення технологічності, що впливають із їх оптимізаційного характеру. Однією з основних особливостей є те, що під поняттям «технологічність конструкції БКУ» варто мати на увазі комплекс «конструкція — технологія», а також урахувати раціональні технологічні процеси спорудження. Зміна характеристик комплексу можлива за рахунок більш раціональних конструктивних рішень або технологічних методів, ефективність яких залежить від технологічної уніфікації. У цьому випадку типовий технологічний процес розглядається як спосіб адаптації системи (конструкції) до умов будівництва.

Кожен технологічний процес має певні техніко-економічні показники. Оптимальні показники має той варіант конструкції, який можна виготовити (транспортувати, монтувати) за найбільш раціональною технологією. Отже, представляючи технологічність конструкції у вигляді комплексу «конструкція - технологія», доцільно виконувати проектування, враховуючи задану технологію й змінюючи конструкцію відповідно до цієї умови.

Друга особливість завдань забезпечення технологічності конструкції – підхід до формування системи обмежень. Оскільки технологічність конструкції є складовою частиною якості БКУ, всі інші показники якості, мети, що не враховуються при формуванні функції, повинні бути включені в систему обмежень. Рішення необхідно приймати з урахуванням можливості агрегування блокових пристроїв у БКУ.

Під агрегуванням розуміють метод проектування технологічних установок, комплексів і об'єктів з уніфікованих блок-модулів багаторазового застосування, що заснований на структурно-змінному синтезі та передбачає зміну кількості й характеристик стосовно нової продуктивності та технології.

Важливий вид технологічності, яким повинна володіти конструкція блочного устаткування, – це експлуатаційна технологічність. Тут основними властивостями можуть бути доступність контролю (контролепридатність) за поведінкою блочного устаткування, що експлуатується, та пристосованість устаткування і його частин до проведення ремонтних операцій (ремонтпридатність).

Ці дві властивості тісно пов'язані з працездатністю самого устаткування (напрацювання на відмову чи до n -ої відмови, технічним ресурсом).

Очевидно, якщо блочне устаткування чи його частина володіють високими характеристиками надійності, необхідність у виконанні операцій з обслуговування зменшується. При цьому необхідно врахувати визначальну особливість якості блочних устаткувань з точки зору експлуатаційної

технологічності. Такі якості конструкції як безпечність і зручність обслуговування важко піддаються диференційованій кількісній оцінці.

Таблиця 1.3 – Комплекс вимог до технологічності конструкції БКУ

| Тип | Вимоги до технологічності конструкції |
|----------------|--|
| Виробничі | Зниження матеріаломісткості |
| | Підвищення технологічної адаптації конструкції по видам |
| | Раціональне розчленування блочно-комплектного устаткування, яке забезпечує конструктивно-технологічну спадковість складових частин і незалежність їх монтажу, випробовування та контролю |
| | Підвищення групової уніфікації блочно-комплектного устаткування та складових частин |
| | Підвищення застосовності сортаменту матеріалів і комплектуючих деталей |
| Транспортні | Забезпечення збереженості конструкції при транспортуванні, завантаженні та розвантаженні |
| | Забезпечення транспортабельності за масою і габаритами |
| Монтажні | Забезпечення зручності стиковки, приведення блочно-комплектного устаткування до площини кріплення до фундаменту та підключення до комунікацій |
| | Підвищення блочності |
| | Забезпечення взаємозамінності панелей, елементів кріплення та герметизації швів |
| | Виключення «мокрих» процесів і доопрацювання деталей на будмайданчику |
| Експлуатаційні | Забезпечення раціональних способів технічного обслуговування (наявність оглядових люків) |
| | Забезпечення властивості інвертарності |
| | Забезпечення можливості агрегатно-вузлового ремонту, взаємозамінності та легкозніманості |

Для вибору умов зручності обслуговування та ремонту потрібно шукати в техніко-економічних співставленнях. До числа основних показників технологічності відносяться показники трудомісткості, металоємності та собівартості, застосовувані для всіх видів промислової продукції. Розрізняють наступні показники трудомісткості, металоємності й собівартості: сумарну

(загальну), структурну, питому, порівняльну й відносну трудомісткість (металоємність, собівартість) (таблиця 1.4). Поряд із основними показниками технологічності для характеристики конструкції БКУ використовуються показники уніфікації. Показники уніфікації характеризують насиченість продукції стандартними, уніфікованими й оригінальними складовими частинами, а також рівень уніфікації з іншими подібними виробами.

Таблиця 1.4 – Визначення основних показників технологічності БКУ

| Види показника технологічності | Формули для визначення показника | | |
|--------------------------------|--|--|---|
| | Трудомісткість | Матеріаломісткість | Собівартість |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Сумарна | $T = t_1 + \dots + t_k = \sum_{i=1}^k t_i$ | $M = m_1 + \dots + m_n = \sum_{i=1}^n m_i$ | Сумарна (загальна) собівартість продукції визначається в залежності від умов оцінки її технологічності у вигляді заводської, цехової, повної, неповної, проектної, планової, звітної. |
| Питома | $t_{\text{пит}} = \frac{T}{B}$ | $m_{\text{пит}} = \frac{M}{B}$ | $S_{\text{пит}} = \frac{S}{B}$ |
| Порівняльна | $t_n = \frac{T}{T_6}$ | $m_n = \frac{M}{M_6}$ | $S_n = \frac{S}{S_6}$ |
| Відносна | $t_{\text{відн}} = \frac{t_i}{T}$ | $m_{\text{відн}} = \frac{m_i}{M}$ | $S_{\text{відн}} = \frac{S_i}{S}$ |

Продовження таблиці 1.4

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|------------|---|---|---|
| Структурна | Структурна трудомісткість є складовим елементом сумарної (загальної) трудомісткості і визначається шляхом сумування трудомісткості по робочим місцям, апаратам чи агрегатам, які входять у склад однорідних (в технологічному аспекті) окремих цехів, ділянок чи видів робіт. | Структурна матеріаломісткість характеризує затрати окремих видів (сортів, марок) матеріалів і є елементом сумарної (загальної) матеріаломісткості | Структурна собівартість характеризує затрати за окремими видами робіт, виконуваних в окремих цехах, ділянках, лініях, що беруть участь у технологічному процесі виготовлення даної продукції. |

Застосування блочного та блочно-комплектного устаткування зумовлює зниження витрати трудових і матеріальних ресурсів, зменшення тривалості будівництва наземних об'єктів і витрат при їхній експлуатації

При проектуванні блочно-комплектного об'єкта повинні виконуватися наступні вимоги:

- надійна та безпечна експлуатація блокового устаткування;
- перенесення максимального обсягу будівельно-монтажних робіт на промислові, складально-комплектувальні підприємства й бази будівельної індустрії;
- поділ робіт нульового циклу з наземним і надземним розташуванням комунікацій.

Для реалізації зазначених вище вимог є вдосконалення в області керування, організації, технології й техніки, а також досягнення малого об'єму споруджень наземного об'єкта шляхом:

- максимального використання стандартних і типових рішень та конструкцій блоків і БКУ високого ступеня заводської готовності, а також типових технологічних схем збору, обробки й транспортування нафти та газу, уніфікованих схем компонування генеральних планів;
- сполучення й обліку техніко-економічного обґрунтування в одному функціональному елементі однорідних функцій, реалізованих у різних блоках;
- зменшення номенклатури робочих агентів, які беруть участь у процесах, уніфікації їхніх параметрів;
- зменшення кількості (обсягу) робочих агентів, які беруть участь у процесах, на основі обліку різночасності їх використання, заміни резерву тимчасовим (пересувним), зведення розмірів резерву (оптимізація);
- інтенсифікації робочих процесів за рахунок підвищення тиску, температури, швидкостей робочих агентів для створення малогабаритного устаткування й агрегатів, приладів, блокових систем;
- скорочення чисельності обслуговуючого експлуатаційного персоналу, а також супутніх споруджень на об'єктах за рахунок підвищення надійності устаткування, автоматизації процесів, телемеханізації керування та застосування вахтового й без вахтового способів обслуговування;
- скорочення чисельності ремонтного експлуатаційного персоналу, а також супутніх споруджень на об'єктах, шляхом застосування агрегатно-вузлового ремонту, при якому основні вузли й агрегати устаткування ремонтуються на централізованих спеціалізованих ремонтних базах (ЦСРБ), розміщених в економічно обґрунтованому радіусі обслуговування.

- зменшення обсягу інформації, що надходить на головний щит об'єкта, за рахунок використання переважно саморегульованого технологічного встаткування й агрегатів;
- зменшення загальної маси матеріалів, що витрачаються на створення наземного об'єкта, за рахунок сполучення однорідних функцій основи в різних конструкціях (наприклад, сполучення опорної конструкції блокового пристрою з фундаментом, із платформою транспортного засобу й ін.);
- зменшення об'ємної маси конструкційних матеріалів за рахунок застосування переважно легких металевих сплавів, полімерів й інших ефективних матеріалів;
- скорочення обсягів робіт нульового циклу на об'єктах за рахунок винесення технологічних трубопроводів, електричних кабелів на естакади або в комунікаційні коридори, застосування пальових і плитних фундаментів, що мінімізують витрати праці та "мокрі" процеси;
- зменшення займаних площ максимальним блокуванням на генплані, двоповерхового компонування блокових пристроїв як основного, так і допоміжного призначення, винесення з площадки блокових пристроїв, що мають мінімум зв'язків із основними виробничими спорудженнями або не мають їх зовсім;
- використання багатофункціональних агрегатних конструкцій, що сполучають кілька видів процесів у єдиному корпусі або сполучаються на одній основі;
- постачання газоперекачуючих агрегатів заводами-виготовлювачами на монтажні площадки з таким ступенем готовності, що забезпечує пуск в експлуатацію без розбирання та ревізії;

При проектуванні блокових і блочно-комплектних пристроїв необхідно забезпечити:

- виконання вимог експлуатації (включаючи питання протипожежного захисту та безпеки праці);
- виконання вимог технічної естетики й архітектури;
- максимальну уніфікацію технічних рішень на всіх рівнях (від окремих блокових пристроїв до генерального плану);
- максимальне підвищення компактності окремих блокових пристроїв і об'єкта в цілому (на основі застосування високого ступеня заводської готовності технологічного встаткування основного й допоміжного призначення та зчленування блок-боксів у єдиний блок-будинок).

1.5 Огляд і аналіз літературних джерел по даній тематиці

На сьогодні постачання високопродуктивного, малосерійного, дорогого блочно-комплектного устаткування на магістральні газопроводи невпинно збільшується. Одночасно все більше підсилюється дефіцит трудових ресурсів, а отже, загострюється необхідність усілякого скорочення трудомісткості ремонтно-обслуговуючих робіт. Особливо гостро стоїть ця проблема в індустріальних районах Сходу, де, переважно, і буде застосовуватися блочно-комплектне устаткування. Оцінка ефективності застосування блочно-комплектного устаткування в галузі базується на результатах основних досліджень Ю.П. Баталіна, Б.Л. Березіна, С.Я. Куріца, Ю.К. Пермікіна, Л.Г. Телегіна, Б.Д. Шапіро й інших авторів [10-16].

Ці роботи, присвячені питанням організації та технології будівництва й експлуатації газопроводів, удосконалюванню структури керування виробництвом блокових виробів, є необхідною базою для дослідження й аналізу експлуатаційних особливостей блочно-комплектного устаткування (БКУ).

У теорії надійності при дослідженні операцій розглянуті стратегії заміни і стратегії обслуговування технічних систем. Це роботи Є.Ю., Барзиловича, В.А. Каштанова, А.Л. Райкіна, Р. Барлоу, Ф. Прошана, Д. Коксу, Б. Сміта й інші.

У ряді робіт таких авторів як А.Ф. Комягін, Д.А. Іонін, П.І. Бахметьєв розглянуті питання організації й оптимізації технічного обслуговування та ремонту в газовій промисловості, й, зокрема, розроблені стратегії обслуговування газоперекачуючих агрегатів. Ці роботи є істотним внеском у наукову розробку проблем технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р) основного технологічного устаткування компресорних станцій магістральних газопроводів.

Однак аналіз показує, що застосовувані стратегії технічного обслуговування та ремонту устаткування магістральних газопроводів недостатньо ефективні. В результаті є велика кількість випадкових відмовлень, що відбуваються між черговими ТО та ремонтами. Це призводить до наднормативних простоїв устаткування, великих витрат трудових і матеріальних ресурсів, недоподачі газу споживачу. Сформована практика технічного обслуговування та ремонту устаткування магістральних газопроводів недостатньо відображає їхню потребу в профілактичному впливі та не дозволяє використовувати повною мірою потенційний технічний ресурс устаткування та його складових частин при мінімальних простоях.

Що ж стосується блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів, то на сьогоднішній день узагалі не існують науково-обґрунтовані методичні розробки з питання раціональної організації технічного обслуговування і ремонту такого устаткування з обліком конструктивних і експлуатаційних особливостей. Ця обставина змушує застосовувати або існуючі стратегії обслуговування та методи ремонту, або виходити з обмеженого досвіду експлуатації БКУ.

Перед працівниками газової промисловості поставлена задача з найбільш раціонального й ефективного використанню устаткування. А це, в свою чергу, ставить перед технічною службою газотранспортних і ремонтних підприємств задачу підтримки блочно-комплектного устаткування в технічно справному стані та запобігання відмовлень устаткування на газотранспортних магістралях.

Одним зі шляхів підвищення ефективності роботи системи обслуговування і ремонту блочно-комплектного устаткування є впровадження методів наукового планування, організації та керування в газотранспортних і ремонтних підприємствах

На Україні повсюдно діє планово-попереджувальне технічне обслуговування і ремонт устаткування магістральних газопроводів, під яким розуміється стратегія виконання технічного обслуговування за планом, у залежності від наробітку устаткування відповідно до календарного часу.

Широке впровадження устаткування з блоковою конструкцією сприяє зменшенню середнього часу відновлення: при такій конструкції більшість операцій по усуненню відмовлень можна звести до заміни блоків і інших складальних одиниць.

Слід зазначити, що існуюча планово-попереджувальна стратегія розглядає процеси, що відбуваються в системі як детерміновані (постійні), що не мають імовірних характеристик.

Дослідження останніх років спрямовані, в основному, на покращення існуючої стратегії ТО і Р устаткування магістральних газопроводів, у них не розглядаються інші можливі стратегії.

У зв'язку з впровадженням принципово нового блочно-комплектного устаткування виникає необхідність розгляду інших можливих стратегій обслуговування і ремонту газотранспортного устаткування, що враховували би випадковість явищ, які відбуваються, специфіку блочно-комплектного устаткування, умови експлуатації, регіональні аспекти і при яких досягалося більш ефективне ТО і Р. Це дозволило б використовувати блочно-комплектне устаткування більш раціонально за його прямим призначенням із найменшими витратами на експлуатацію. Таким чином, на новому організаційно-технологічному етапі розвитку науково-технічного прогресу в спорудженні й експлуатації наземних об'єктів магістральних газопроводів необхідність розробки та вибору раціональних стратегій обслуговування є актуальною проблемою.

У газовій промисловості при будівництві об'єктів видобутку, підготовці, транспорту та переробки вуглеводневої сировини широко використовується один із індустріальних методів - комплектно-блоковий.

Новий метод отримав широке застосування в енергобудівництві, у створенні об'єктів газотранспортної й інших галузей блочного та великоблочного методів, коли технологічне й інше устаткування поставляється на будівельний майданчик повністю зібраним на заводі.

Перенесення робіт із будівельного майданчика на завод, комплектне постачання конструкцій і устаткування зі складально-комплектувальних підприємств дозволили скоротити тривалість будівництва в 2-4 рази, зменшити трудомісткість робіт на площадці в 3-6 разів [16-19].

Дуже показове скорочення термінів спорудження об'єктів газотранспортних систем [20] при переході від традиційного (ТІ) до блочно-комплектного (БКІ) виконанню (таблиці 1.5).

Таблиця 1.5 - Терміни спорудження об'єктів газотранспортних систем (у місяцях)

| Об'єкт Метод | ГСП | КС | ГРС |
|-----------------|-----|----|------|
| ТІ | 18 | 26 | 6 |
| БКІ | 8,4 | 6 | 0,34 |

Аналіз фактичних даних і статистики, приведеної в ряді досліджень [10, 19, 20], показує, що значно знизилася вартість будівельно-монтажних робіт (таблиця 1.6).

Таблиця 1.6 – Порівняльні дані по вартості будівельно-монтажних робіт
(тис. грн.)

| Об'єкт | Технологічне обладнання | | Технологічні трубопроводи | | КВП і А | | Електрообладнання | |
|--------|-------------------------|------|---------------------------|------|---------|------|-------------------|------|
| | ТІ | БКІ | ТІ | БКІ | ТІ | БКІ | ТІ | БКІ |
| ГСП | 48 | 34 | 41 | 35 | 7,4 | 4,6 | 9,3 | 6,1 |
| КС | 210 | 140 | 55 | 48 | 40 | 39 | 35 | 31 |
| ГРС | 2,05 | 0,59 | 0,26 | 0,10 | 3,28 | 1,23 | 1,70 | 0,49 |

Головною відмінністю нового методу є його вплив не тільки на сферу будівництва об'єкта та передуючу їй сферу промислового виробництва устаткування й матеріалів для такого об'єкта, але і на сферу експлуатації побудованого об'єкта й, у ряді випадків, навіть на сферу споживання продукції, що виробляється побудованим і експлуатованим об'єктом. У результаті цього, як показує аналіз [12, 23, 24], економічна ефективність впровадження нового методу істотно перевищує всі попередні згадані методи індустріалізації будівництва (таблиця 1.7).

Попередній період розвитку комплектно-блокового методу характеризується створенням і введенням в експлуатацію ряду нових блочно-комплектних об'єктів і пристроїв (БКП): КС із приводом від газових турбін авіаційного та суднового типів і мережевим компонуванням допоміжних споруджень; блокового технологічного устаткування високої одиничної продуктивності та багатofункціонального призначення (агрегатних конструкцій), суперблоків, великооб'ємних блоків і ін.

Вирішуються задачі розробки модулів і переходу від окремих модулів до комплексних комплектно-блокових споруджень. Компресорні станції в модульному виконанні будуть складатися з 140-180 блоків масою від 300 до 400т кожен [25-27]. Використання газових турбін авіаційного типу як привід нагнітачів

дає можливість здійснювати блокове виконання не лише допоміжних приміщень, але й компресорного цеху.

Таблиця 1.7 – Економічний ефект від упровадження комплектно-блокового методу по об'єктах газової промисловості, млн. грн.

| Об'єкти | Економічний ефект на 1 млн. БКП | У тому числі | |
|--------------------------------|------------------------------------|------------------------|-------------------------|
| | | у сфері будівництва | у сфері експлуатації |
| УКПГ | 1,12 | 0,79 | 0,33 |
| КС | 0,84 | 0,34 | 0,50 |
| Об'єкти газозбірних пунктів | 0,61 | 0,12 | 0,49 |
| Інші об'єкти | 0,45 | 0,23 | 0,22 |

Однією з основних задач на сучасному етапі є створення модернізованого технологічного устаткування, що відповідає наступним принципним вимогам [28- 30]:

- висока одинична продуктивність газоперекачуючих агрегатів і технологічних установок підготовки газу;
- висока експлуатаційна надійність;
- агрегування в єдиному корпусі декількох процесів;
- мініатюризація габаритних розмірів устаткування на основі інтенсифікації технологічного процесу та розробки малогабаритного устаткування;
- підвищений ступінь автономності роботи устаткування;
- комплектування машинобудівними підприємствами технологічної частини об'єкта повністю, виконання ними ремонтних робіт агрегатно-вузловим методом із урахуванням централізації ремонтно-експлуатаційних служб.

Усі конструкцій блочно-комплектного устаткування, використовуваного при створенні нафтогазових об'єктів комплектно-блоковим методом, можна

класифікувати за призначенням, тактикою використання та видом об'єкта установки. Кожна з цих категорій, у залежності від об'єкта установки, поділяється на групи

При формуванні оптимальної ієрархічної структури необхідно розглядати дві протилежні тенденції розвитку газотранспортного устаткування - закономірне збільшення номенклатури й ускладнення конструкцій устаткування та установок і прагнення максимально спростити техніку, скоротити її номенклатуру, використовуючи для цієї мети сучасні методи конструювання й агрегування, уніфікацію та стандартизацію зразків устаткування й установок і їхніх елементів [14, 31-33].

При створенні об'єктів магістральних газопроводів у комплектно-блоковому виконанні методом агрегування основною одиницею є уніфіковане БКП – модуль міжоб'єктного застосування, що збирається з уніфікованих вузлів і агрегатів. Набір ряду вузлів БКП – модулів – дає можливість створити на їх основі різні типорозмірні ряди БКП й об'єкти в комплектно-блоковому виконанні та відкриває широкі можливості для зміни основних параметрів БКП й об'єктів відповідно до вимог, що змінюються в часі, до технології збору, підготовки та транспортування газу.

Обсяг агрегування газотранспортного блочно-комплектного устаткування поки що значно нижчий, ніж радіоелектронного й іншого устаткування [34, 35]. Таке становище зумовлене як істотною відмінністю у функціональному призначенні виробів даних видів техніки, так і пов'язаних із цим їх конструктивним виконанням і габаритними розмірами.

Технологічність БКУ варто розглядати як визначену сукупність властивостей, виявлених в усіх сферах виробництва, транспортування, монтажу й експлуатації, що характеризують економічну доцільність БКУ [36, 37]. Оцінка цих властивостей необхідна для оптимізації витрат праці, засобів, матеріалів і часу при проектуванні, підготовці виробництва, виготовленні, транспортуванні, монтажі й експлуатації. Єдиний критерій технологічності конструкції БКУ - її

економічна доцільність при заданій якості та прийнятих умовах виробництва, транспортування, монтажу, експлуатації та ремонту. Необхідно розглядати весь комплекс вимог до конструкції БКУ в цілому.

Експлуатаційна технологічність кількісно оцінюється системою показників, що підрозділяють на оперативні й економічні [37- 40]. До першої групи показників відносяться середній час відновлення, ймовірність відновлення БКУ в заданий час, коефіцієнт готовності, коефіцієнт технічного використання й ін. До числа економічних показників відносяться: середні витрати коштів на технічне обслуговування та ремонти, середні витрати праці на технічне обслуговування та ремонти, питомі витрати засобів на технічне обслуговування та ремонт.

Нормальне функціонування БКУ вимагає підтримки на строго заданому рівні визначеної номенклатури технічних характеристик вихідних параметрів, рівня надійності.

Якісне та своєчасне проведення регламентних робіт є необхідною умовою безвідмовної експлуатації БКУ, незалежно від його виду та призначення. При цьому уніфікація та технологічність конструкції впливають на обсяги та періодичність проведення регламентних робіт.

Витрати на виготовлення та додатковий вміст БКУ є визначальними в порівнянні з іншими видами експлуатаційних витрат. Тому їх, у першу чергу, необхідно враховувати при виборі раціонального варіанта БКУ. При цьому виходимо з умови, що добуток випущеної кількості БКУ N_{mp} на час застосування кожної одиниці за призначенням τ_e є величиною постійною ($N_{mp} \tau_e = const$).

Зміна сумарного часу на проведення ремонтних і регламентних робіт у розрахунку на одну одиницю БКУ приводить до відповідного відхилення у значеннях τ_e і в загальній їхній кількості N_{mp} . Необхідна кількість БКУ N_{mp2} при зміні термінів активної експлуатації з τ_{E1} до τ_{E2} визначаємо за формулою, отриманої з умови $N_{mp} \tau_e = const$:

$$N_{mp2} = N_{mp1} \tau_{E1} / \tau_{E2}, \quad (1.1)$$

де N_{mp1} - необхідна кількість БКУ для забезпечення працездатності системи.

Скорочення необхідної кількості БКУ при збільшенні часу застосування кожного з них за призначенням.

$$N_{mp2} = [N_{mp1} (\tau_{T1} - \tau_{E2})] / \tau_{E2}. \quad (1.2)$$

Скорочення витрат, пов'язане зі зменшенням загальної кількості одиниць БКУ, що обслуговуються,

$$\Delta C_E = \Delta N_{mp} C_E / N_{mp2}, \quad (1.3)$$

де C_E - загальні витрати на експлуатацію.

Використання формули (1.3) дозволяє орієнтовно оцінити зміну витрат на експлуатацію при відхиленнях часу проведення ремонтних і регламентних робіт. Приведений підхід можна використовувати при порівнянні різних варіантів конструктивного виконання БКУ з метою вибору найбільш раціонального.

З точки зору експлуатації, технічного обслуговування та ремонту можна виділити наступні вимоги до проектування та створення блочно-комплектних об'єктів:

- скорочення чисельності обслуговуючого експлуатаційного персоналу, а також супутніх споруджень на об'єктах на основі підвищення надійності устаткування, автоматизації процесів, телемеханізації керування та застосування вахтового і безвахтового способів обслуговування;

- скорочення чисельності ремонтного експлуатаційного персоналу, а також супутніх споруджень на об'єктах шляхом застосування агрегатно-вузлового ремонту, при якому основні вузли й агрегати устаткування ремонтуються на централізованих спеціалізованих ремонтних базах (ЦСРБ), що розміщуються в економічно обґрунтованому радіусі обслуговування.

1.6 Постановка задач досліджень

Для більшості технологічних елементів системи газопостачання – допоміжного обладнання на компресорній станції, блоків редукування та регулювання газу на газорозподільних пунктах, арматури, приладів і пристроїв автоматики використовують стратегію обслуговування, засновану на календарному плануванні. Що ж стосується систем технічного обслуговування газоперекачувальних агрегатів, то найбільш широко використовують стратегію, засновану на проведенні регламентованих профілактичних робіт по мірі досягнення заданого наробітку. При експлуатації обладнання систем газопостачання, хоча і відомий (регламентований) наробіток, при якому проводяться попереджувальні відбудовні роботи, заздалегідь невідомий календарний момент часу, коли наробіток досягне заданого значення.

Для того, щоб заощадити матеріальні й енергетичні ресурси, оптимізувати процес технічного обслуговування необхідно забезпечити раціональну експлуатацію основного технологічного обладнання. Для цього необхідно вдосконалити ремонтні організації, які здійснюють технічне обслуговування. Напрямами такого вдосконалення є: подальша спеціалізація ремонтних робіт за окремими видами, вивільнення підприємств основного виробництва від організацій капітальних і середніх ремонтів, виготовлення запасних частин, нестандартного обладнання, а також зміна стратегій проведення технічного обслуговування і ремонтних робіт.

Для раціональної експлуатації основного технологічного обладнання, спеціалізації ремонтних робіт, яке призводить до збільшення міжремонтного наробітку, необхідно вирішити наступні задачі:

1. Провести аналіз особливостей застосування блочно-комплектного устаткування в газотранспортній системі ;

2. Розробити стратегії для рішення задач оптимізації технічного обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів;

3. Провести аналітичні дослідження для вибору оптимальних критеріїв техніко-економічної експлуатації блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на основі розробленої математичної моделі;

4. Провести експериментально-промислові дослідження ефективності методів ремонту блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на базі ВРТП «Укргазенергосервіс» ПАТ «Укртрансгаз».

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ І АНАЛІЗ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО УСТАТКУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

2.1 Аналіз існуючих стратегій обслуговування технологічного устаткування магістральних газопроводів

Одним із найважливіших показників функціонуючої газотранспортної системи є надійність її функціонування. Під надійністю, згідно [26, 27, 41-51], будемо розуміти властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, ремонтів, зберігання та транспортування. Надійність є комплексною властивістю, що характеризується наступними одиничними показниками: безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність і збереженість.

Для забезпечення надійності роботи ГТС використовують методи підвищення показників надійності елементів технологічного устаткування ГТС за рахунок планування та проведення профілактичних ремонтів, введення в експлуатацію більш надійного й ефективного технологічного устаткування шляхом його своєчасної реконструкції, модернізації та заміни.

Для розроблення методів оцінювання технічного стану ГПА широко використовуються параметричні методи, що ґрунтуються на зміні окремих параметрів, а також на встановленні залежностей між відхиленнями параметрів і несправностями, пошкодженнями відповідних елементів конструкції. Їх використовують для контролю стану проточної частини осьових, відцентрових машин, виявлення негерметичностей ущільнень тощо.

Як діагностичні параметри використовують:

— тиск і температуру газу;

- температуру підшипників;
- тиску масла;
- рівень вібрації.

Ще один шлях підвищення надійності – покращення фізико-механічних властивостей матеріалів елементів машин і їх конструкції. Ці можливості можуть реалізовуватися на етапі проектування та розробки машини чи її складової частини. Застосування зносостійких матеріалів, створення умов для зменшення енергії, що витрачається на тертя і знос складових частин, використання поліпшених ущільнень, що фільтрують елементи і різко знижують швидкість зношування, збільшують середній ресурс складових частин. Відповідно, скорочується число відмов, а далі і число ремонтів машин, загальна трудомісткість, тривалість і вартість ремонтних робіт.

Збільшення наробітку між відмовленнями дозволяє знизити частоту технічного обслуговування, виключити ряд регламентованих операцій, тобто знизити також трудомісткість, тривалість і вартість ремонтних робіт.

Іншим шляхом керування технічним станом і надійністю машин є зміна динаміки структурних параметрів елементів. Призначаючи оптимальні відхилення структурних параметрів, технічного стану, змінюючи міжконтрольний наробіток, підвищуючи ступінь відновлення вихідних характеристик при технічному обслуговуванні та ремонті, завчасно змінюючи складові частини, що мають великі швидкості зношування, збільшують наробіток між відмовленнями, зменшують середню швидкість зміни параметрів стану машини. Ці заходи виконують уже на етапі проектування.

Система технічного обслуговування і ремонту, що представляє собою сукупність засобів, документації та виконавців, необхідних для підтримки та відновлення надійності й ефективності роботи машин, регламентована певними правилами, положеннями, рішеннями. Серед численних рішень існують методи, які мають назву стратегіями. Стратегія технічного обслуговування і ремонту буває: за потребою після відмовлення; регламентована в залежності від наробітку

(терміну служби); за станом (за результатами технічного діагностування, контролю).

Для більшості технологічних елементів системи газопостачання – допоміжного устаткування на компресорній станції, блоків редукування та регулювання газу на газорозподільних пунктах, арматури, приладів і пристроїв автоматики – використовують стратегію обслуговування, засновану на календарному плануванні. Аварійні відмовлення, що відбуваються у міжпрофілактичних періодах, як правило, не є причиною для систематичного перепланування періоду планово-попереджувальних заходів.

Аварійні ремонти основного устаткування систем газопостачання, відповідно до основних задач трубопровідного транспорту газу, при якісній організації обслуговування зводяться до термінових операції ремонту чи заміни елемента, блоку, вузла, що відмовив. Оскільки основне устаткування систем газопостачання відноситься до складних технічних систем і разом із відповідним допоміжним устаткуванням та системою автоматики складається з великого числа окремих елементів і вузлів, то його характеристики надійності можна розглянути в ряді випадків як суперпозицію значного числа характеристик випадкових потоків несправностей складових частин. Тому допускають, що аварійні ремонти та заміни елементів устаткування системи газопостачання, що відмовили, хоча й відновлюють його працездатність, але не відбиваються на характеристиках надійності об'єкта, що обслуговується, в цілому.

Розглянута стратегія обслуговування та ремонту полягає в тому, що повне відновлення працездатності устаткування системи газопостачання, що обслуговується, встановлюється в заздалегідь призначених календарних моментах часу, незалежно від числа аварійних відмов за цей період [37]. Як тільки виникає відмовлення устаткування, тоді виконують аварійні ремонти, спрямовані на відновлення працездатності шляхом заміни чи ремонту елемента, блоку чи вузла, що відмовив. Дану стратегію позначимо як стратегію 1, яка зображена на рисунку 2.1.

Існує інша стратегія обслуговування, заснована на методах календарного планування, яку позначимо як стратегію 2. Модель стратегії 2 відрізняється від попередньої тим, що в ній робиться допущення про повне відновлення характеристик надійності в результаті проведення планових і аварійних ремонтів та перепланування планових ремонтів після кожного виникнення аварійного відмовлення.

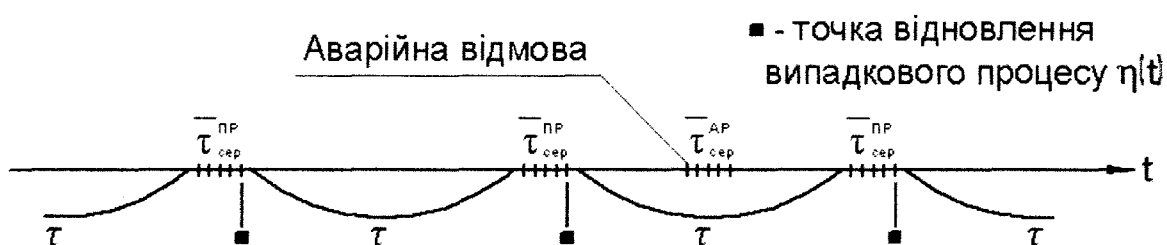


Рисунок 2.1 – Стратегія обслуговування, заснована на методах планування попереджувальних ремонтів при досягненні заданого наробітку

Перше з допущень обмежує застосування стратегії 1 до устаткування систем газопостачання, а друге – припускає наявність утруднень у плануванні ремонтів у системі технічного обслуговування систем газопостачання.

Стратегія 2 зображена на рисунку 2.2.

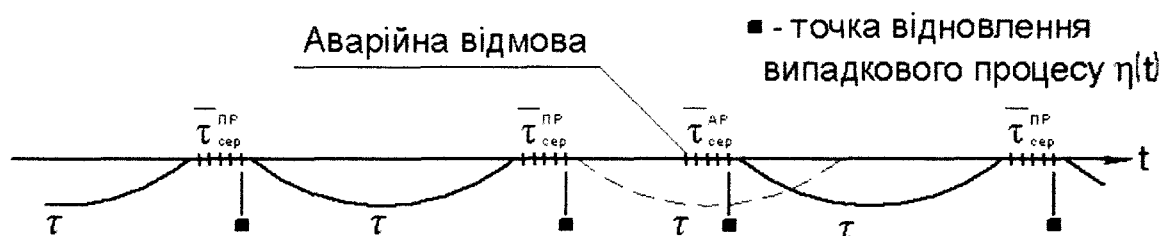


Рисунок 2.2 – Стратегія обслуговування та ремонту устаткування, заснована на методі календарного планування з переплануванням після кожного аварійного відмовлення

До сьогодні найбільш широкую реалізацію отримали стратегії технічного обслуговування, засновані на проведенні регламентованих профілактичних робіт при досягненні заданого наробітку конкретного устаткування систем газопостачання. В основному, це стосується системи технічного обслуговування ГПА на компресорних станціях.

З метою проведення дослідження та порівняльного аналізу зазначених стратегій обслуговування розглянемо формалізацію досить загальної стратегії обслуговування, котра заснована на методах планування відновлюваних робіт при досягненні заданого наробітку і яку можна застосовувати до основного устаткування систем газопостачання. Цю стратегію позначимо як стратегію 3, зображену на рисунку 2.3.

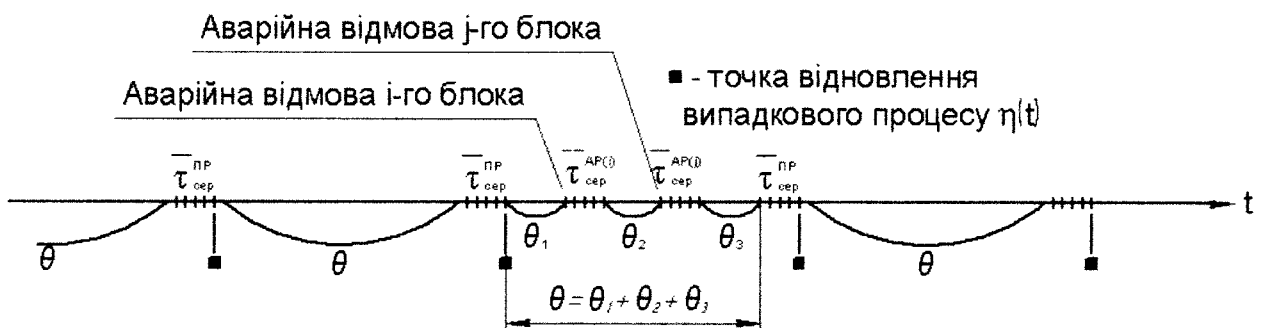


Рисунок 2.3 – Стратегія обслуговування і ремонту устаткування заснована на методах планування попереджувальних ремонтів по досягненню заданого наробітку

Припустимо, що устаткування системи газопостачання, яке обслуговується, цілком відновлюється при досягненні заданого наробітку, незалежно від числа відмов за цей період; по мірі виникнення відмов проводяться аварійні ремонти експлуатованого устаткування, спрямовані на відновлення працездатності шляхом заміни (включення резерву) чи ремонту агрегату, блоку чи вузла, що відмовив.

При експлуатації устаткування систем газопостачання, хоча і відомий (регламентований) наробіток, при якому проводяться попереджувальні

відновлювані роботи, заздалегідь невідомий календарний момент часу, коли наробіток досягне заданого значення. В цьому випадку попереджувальні ремонти устаткування системи газопостачання є позаплановими, незважаючи на традиції в практиці відносити їх до планових.

Відомо, що вихід із ладу конструктивних елементів устаткування систем газопостачання – випадкова подія і, значною мірою, визначається конкретними експлуатаційними умовами. Розглянемо стратегію обслуговування та ремонту устаткування систем газопостачання, при якому існує більш високий рівень інформації про об'єкт обслуговування, ніж при стратегіях 1 - 3. Дану стратегію позначимо як стратегія 4. Повне відновлення систем газопостачання досягається при визначеному технічному стані, ідентифікованому шляхом періодичного контролю, а аварійні ремонти відбуваються після виникнення відмов.

Об'єкт, який обслуговується, розглядається як складна система з можливостями функціонування на багатьох рівнях ефективності. Для об'єктів систем газопостачання це може виражатися ступенем відповідності визначальних технологічних параметрів, вимогами нормативно-технічної документації, ймовірністю відмови та пов'язаними з ними витратами.

Ідентифікація технічного стану устаткування систем газопостачання пов'язана зі значними труднощами через його складність з одного боку, і різноманіття та різнохарактерність його експлуатаційних показників, що характеризують, – з іншого. Але для деяких основних технологічних об'єктів системи газопостачання, що є складними резервованими підсистемами, технічний стан може бути визначено через кількість технологічних елементів, які відмовили. Такий підхід правомірний, оскільки нормальне функціонування основних резервованих об'єктів визначається, як правило, кількістю та місцем працездатних агрегатів і блоків у загальному технологічному режимі. Ця обставина буде все більш визначальною по мірі введення комплексної автоматизації газотранспортних систем.

Бувають випадки, коли проведення планових попереджувальних ремонтів недоцільне, оскільки вони можуть погіршити показники якості функціонування системи. Тоді стратегія 1 вироджується у пасивну стратегію обслуговування (позначимо її як стратегію 5), що полягає в проведенні тільки аварійних ремонтів устаткування, що відмовило, на об'єктах системи газопостачання по мірі виникнення відмов.

2.2 Вибір показників ефективності стратегій технічного обслуговування і ремонту блочно-комплектних об'єктів газотранспортних систем

Велика роль у підвищенні надійності газоперекачуючого агрегату (ГПА) відводиться вдосконаленню системи технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р), пошуку оптимального методу обслуговування. Виходячи з принципів, покладених в основу формування стратегій обслуговування, існуючі стратегії можна розділити на чотири основні класи: обслуговування і ремонт ГПА при відмові; обслуговування і ремонт ГПА згідно календарного періоду; обслуговування і ремонт ГПА по напрацюванню; обслуговування і ремонт ГПА в залежності від технічного стану [52-60].

Існують чотири можливі стратегії технічного обслуговування і ремонту ГПА, які відносяться до перших трьох класів. Опис стратегій технічного обслуговування і ремонту приводиться в таблиці 2.1, побудованій на фактичних даних, взятих на підприємствах УМГ «Прикарпаттрансгаз» (Додаток Б).

При описанні стратегій технічного обслуговування і ремонту в якості керуючих змінних виступають: періодичність виконання попереджувальних ремонтів, об'єм (глибина) попереджувальних і аварійних ремонтів, тривалість перебування в резерві, періодичність контролю.

Фіксованими параметрами при цьому є вартість попереджувального ремонту, вартість аварійного ремонту, їх тривалість. В якості керуючих змінних виступає тривалість безвідмовної роботи, експлуатаційні умови.

Стратегії ТО і Р будуються з урахуванням характеристик надійності та ремонтпридатності агрегату, характер індикації відмов, кліматичних умов, прийнятої структури обслуговування компресорної станції (децентралізована чи централізована), а також типу приводу ГПА [52, 62, 63].

Таблиця 2.1. – Стратегії обслуговування ГПА

| Номер стратегії | Параметр, який характеризує стан ГПА | Види відновлюваних робіт, що проводяться | Стратегія проведення ремонту ГПА |
|-----------------|--------------------------------------|---|--|
| 1 | По відмові | Аварійно-попереджувальний ремонт | При відмові ГПА проводиться ремонт вузла, що відмовив, і попереджувальний ремонт решти частини агрегату, тобто проходить суміщення аварійного ремонту з попереджувальним |
| 2 | По календарному часу | Попереджувальний чи аварійно-попереджувальний ремонт | Періодично проводиться попереджувальний ремонт ГПА. При відмові між моментами часу проведення попереджувального ремонту проводиться попереджувально-аварійний ремонт із перенесенням часу проведення наступного попереджувального ремонту агрегату. |
| 3 | | Попереджувальний чи аварійно-попереджувальний ремонт | Періодично проводиться попереджувальний ремонт ГПА. При відмові між моментами проведення попереджувального ремонту ГПА простоює до моменту початку наступного попереджувального ремонту. |
| 4 | По напрацюванню | Попереджувальний ремонт і аварійний ремонт елемента вузла, що відмовив (у випадку необхідності) | Періодично проводиться попереджувальний ремонт ГПА. При відмові між моментами часу проведення попереджувального ремонту проводиться аварійний ремонт елемента або вузла, що відмовив, без перенесення моменту проведення наступного попереджувального ремонту. |

Зіставлення стратегій обслуговування виконується на основі порівняння визначених критеріїв, які залежать від функцій розподілу часу проведення

відновлювальних робіт, розподіл часу прояви відмови. В якості критеріїв оптимізації використовуються коефіцієнт готовності, питома вартість технічного обслуговування і ремонту, питома ефективність [64-66].

При розгляді різних стратегій обслуговування і ремонту прийнято до уваги наступні припущення:

- ГПА може відмовляти лише тільки при роботі, причому відмова виявляється миттєво;
- використання агрегату є ефективним до того часу, поки не відмовить один із його елементів, вузлів;
- при проведенні відновлювальних робіт елемент чи вузол, що відмовив, замінюється новим або здійснюється його ремонт; при цьому функція розподілу тривалості його безвідмовної роботи стає такою ж, як у нового;
- заміна елементів чи вузлів, що відмовили, здійснюється після відмови чи до відмови, відповідно плану проведення відновлювальних робіт.

У таблиці 2.2 у відповідності з вибраним номером стратегії необхідно використовувати вирази для розрахунку критеріїв оптимізації.

Для визначення оптимального періоду технічного обслуговування і ремонту агрегату необхідно розв'язати рівняння, наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. – Значення техніко-економічних показників

| № п/п | Формули для розрахунку стратегій |
|----------|--|
| 1 | $K_r = \frac{T_{cp} + T_{рез}}{T_{cp} + T_{a.нр} + T_{рез}}$ $C^* = \frac{C_{екс} \cdot T_{cp} + C_{рез} \cdot T_{рез} + C_{a.нр} \cdot T_{a.нр}}{T_{cp}}$ $S = \frac{C_a \cdot T_{cp} - (C_{екс} \cdot T_{cp} + C_{рез} \cdot T_{рез} + C_{a.нр} \cdot T_{a.нр})}{T_{cp} + T_{рез} + T_{a.нр}}$ |

Продовження таблиці 2.2

| № п/п | Формули для розрахунку стратегій |
|----------|---|
| 2 | $K_T(\tau) = \frac{\int_0^{\tau} p(x) dx + T_{pez}}{\int_0^{\tau} p(x) dx + T_{pez} + T_{np} + (T_{a,np} - T_{np}) \cdot F(\tau)}$ $C^*(\tau) = \frac{C_{екс} \cdot \int_0^{\tau} p(x) dx + C_{pez} \cdot T_{pez} + C_{np} \cdot T_{np} + (C_{a,np} \cdot T_{a,np} - C_{np} \cdot T_{np}) \cdot F(\tau)}{\int_0^{\tau} p(x) dx}$ $S(\tau) = \frac{(C_0 - C_{екс}) \cdot \int_0^{\tau} p(x) dx - [C_{pez} T_{pez} + C_{np} \cdot T_{np} + (C_{a,np} \cdot T_{a,np} - C_{np} \cdot T_{np}) \cdot F(\tau)]}{\int_0^{\tau} p(x) dx + T_{pez} + T_{np} + (T_{a,np} - T_{np}) \cdot F(\tau)}$ |
| 3 | $K_T(\tau) = \frac{\int_0^{\tau} p(x) dx + T_{pez}}{\tau + T_{np} + (T_{a,np} - T_{np}) \cdot F(\tau)}$ $C^*(\tau) = \frac{C_n \cdot \tau - (C_{екс} - C_{екс}) \cdot \int_0^{\tau} p(x) dx + C_{pez} \cdot T_{pez} + C_{np} \cdot T_{np} + (C_{a,np} \cdot T_{a,np} - C_{np} \cdot T_{np}) \cdot F(\tau)}{\int_0^{\tau} p(x) dx}$ $S(\tau) = \frac{(C_0 + C_n - C_{екс}) \cdot \int_0^{\tau} p(x) dx - [C_n \cdot \tau + C_{pez} T_{pez} + C_{np} \cdot T_{np} + (C_{a,np} \cdot T_{a,np} - C_{np} \cdot T_{np}) \cdot F(\tau)]}{\tau + T_{pez} + T_{np} + (T_{a,np} - T_{np}) \cdot F(\tau)}$ |
| 4 | $K_T(\tau) = \frac{\tau + T_{pez}}{\tau + T_{pez} + T_{np} + T_a \cdot H(\tau)}$ $C^*(\tau) = \frac{C_{екс} \cdot \tau + C_{pez} \cdot T_{pez} + C_{np} \cdot T_{np} + C_a T_a \cdot H(\tau)}{\tau}$ $S(\tau) = \frac{(C_0 - C_{екс}) \cdot \tau - [C_{pez} \cdot T_{pez} + C_{np} \cdot T_{np} + C_a T_a \cdot H(\tau)]}{\tau + T_{pez} + T_{np} + T_a \cdot H(\tau)}$ |

Розв'язок цих рівнянь можна здійснити шляхом безпосереднього диференціювання. Порівняння стратегій обслуговування здійснюється на основі порівняння техніко-економічних показників при оптимальному значенні періоду попереджувальних ремонтів.

У таблиці 2.2 використані наступні позначення:

C_a - вартість однієї години аварійного ремонту;

C_{np} - вартість однієї години попереджувального ремонту;

$C_{a,np}$ - вартість однієї години аварійно-попереджувального ремонту;

$C_{екс}$ - вартість однієї години перебування агрегату в робочому стані;

$C_{рез}$ - вартість однієї години перебування агрегату в стані резерву;

C_n - збитки в заробітній платі за одиницю часу простою агрегату;

C_0 - питомий дохід, який отримується від експлуатації ГПА за час роботи τ ;

τ - період оптимізації;

T_a - середня тривалість аварійного ремонту;

T_{np} - середня тривалість попереджувального ремонту;

$T_{a,np}$ - середня тривалість аварійно-попереджувального ремонту;

$T_{рез}$ - середня тривалість перебування ГПА в стані резерву;

T_{cp} - середній час безвідмовної роботи;

$H(\tau)$ - функція відновлення.

Для встановлення термінів технічного обслуговування при розрахунках показників працездатності газотранспортної системи взято статистику ремонтних підрозділів ВРТП «Укргазенергосервіс». За основу взяті фактичні дані про роботу УМГ «Прикарпаттрансгаз» (Додаток Б, таблиці Б.1-Б.7).

Проведені дослідження стратегій технічного обслуговування і ремонту стосовно газоперекачувальних агрегатів типів ГПА-Ц6,3С. ГПА-Ц16С показали, що найбільш ефективною є експлуатація по стратегії 4.

При обслуговуванні ГПА по четвертій стратегії оптимальне значення періоду проведення попереджувального ремонту, яке максимізує коефіцієнт готовності, визначається з виразу [2, 67]:

$$\frac{T_{np}}{T_a} = H'(\tau) \cdot (\tau - T_{рез}) - H(\tau). \quad (2.1)$$

Мінімальне значення питомої вартості технічного обслуговування і ремонту досягається при періоді, величина якого знаходиться з наступного виразу:

$$\frac{C_{np} \cdot T_{np}}{C_a \cdot T_a} = H'(\tau) \cdot \tau - H(\tau) - \frac{C_{рез} \cdot T_{рез}}{C_a \cdot T_a}. \quad (2.2)$$

Оптимальне значення періоду обслуговування, яке максимізує питому ефективність, визначається з виразу:

$$\begin{aligned} & \frac{(C_0 + C_{np} - C_{екс}) \cdot T_{np}}{(C_0 - C_{екс}) \cdot T_a} = \\ & = H'(\tau) \cdot \left\{ \tau - \frac{(C_{рез} - C_a) \cdot T_{рез} + T_{np} \cdot (C_{np} - C_a) - C_a \cdot [\tau - H(\tau)]}{C_0 - C_{екс}} \right\} - \\ & - H(\tau) - \frac{(C_0 + C_{рез} - C_{екс}) \cdot T_{рез}}{(C_0 - C_{екс}) \cdot T_a} \end{aligned} \quad (2.3)$$

Вирази (2.1-2.3) дозволяють визначити оптимальне значення періоду технічного обслуговування і ремонту при експлуатації його по четвертій стратегії, виходячи з умов досягнення максимальної надійності роботи в міжпрофілактичний період при мінімальних значеннях матеріальних і трудових затрат на виконання відновлювальних робіт.

У тому випадку, коли функція розподілу часу безвідмовної роботи має складний вид, вирішення проводиться шляхом безпосередньої побудови

досліджуваного критерію як функції τ і визначається оптимальний період, який відповідає абсолютному максимуму $K_r(\tau)$, $S(\tau)$ й абсолютному мінімуму $C^*(\tau)$.

2.3 Оптимізація системи обслуговування компресорних станцій магістральних газопроводів і розробка стратегій технічного обслуговування з урахуванням особливостей блочно-комплектного устаткування.

Для вибору оптимальної стратегії технічного обслуговування і ремонту необхідно виконувати їх порівняння. Порівняння стратегій обслуговування виконується на основі порівняння визначених критеріїв, які залежать від функцій розподілу часу: безвідмовної роботи, проведення відновлювальних робіт, прояви відмови (Додаток В, таблиці В.1-В.4). За цими критеріями оцінюють якість вибраної стратегії обслуговування та якість функціонування ГПА.

Всі основні стратегії можна розділити на три категорії:

- по граничному стану, при якому відновлення системи проводиться тільки після її відмови;
- по напрацюванню, коли обслуговування агрегату проводиться при досягненні ним визначеного напрацювання;
- по даним діагностичного устаткування.

Існує велика кількість використовуваних стратегій, які відрізняються незначним чином. Наприклад, при відмові газоперекачувального агрегату, коли весь резерв уже вичерпаний, виникає питання: чи продовжувати ремонт агрегатів, які відновлюються, в даний момент, чи припиняти його і перейти до ремонту того, котрий щойно відмовив; при ремонті аварійних агрегатів відновлення може бути повне чи часткове. Для опису кожної стратегії необхідний вираз функцій надійності КС, тобто залежність імовірності безвідмовної роботи КС від часу величини питомих затрат, необхідних для обслуговування КС по заданій стратегії. Для кожної з трьох вищезгаданих стратегій розрахунок функції надійності проводиться по одній і тій же схемі, оскільки залежить від моментів виводу

агрегату з робочих позицій у ремонт і тривалості ремонту, але не залежить від причини виводу в ремонт і виду ремонту. Тому з точки зору розрахунку функції надійності всі стратегії першої сукупності будуть однакові.

Більш широке застосування на об'єктах газотранспортних систем принципово нового блочно-комплектного устаткування вимагає розробки відповідних стратегій обслуговування і ремонту, що враховують усі особливості БКУ, розглянуті в першому розділі. Виходячи з конструктивних і експлуатаційних особливостей БКУ магістральних газопроводів, доцільно виділити наступні методи проведення профілактичного обслуговування та ремонтно-відновлювальних робіт:

- 1) заміна та наступне відновлення елементів;
- 2) заміна невідновлюваних елементів;
- 3) ремонт при наявності резервування;
- 4) заміна ремонту профілактичним обслуговуванням.

Транспортна, монтажна, експлуатаційна і, відповідно, ремонтна технологічність впроваджуваного в газовій промисловості блочно-комплектного устаткування і пристроїв основного технологічного та допоміжного призначення створює необхідні передумови для обслуговування і ремонту методом заміни та наступного відновлення блоків, модулів, вузлів. При цьому час непрацездатного стану БКУ значно скорочується, оскільки пошук несправного блоку (модуля, вузла) набагато простіший, ніж пошук несправної деталі, а час ремонту БКУ зводиться до часу заміни елемента. Однак доцільність застосування такого методу залежить від співвідношення засобів, одержуваних у результаті підвищення готовності, та запасних частин, які втрачаються при збільшенні вартості, за рахунок великого числа дорогих запасних блоків.

Ремонт методом заміни невідновлюваних елементів дає менші витрати часу на пошук і заміну елемента, що відмовив; можливість використання менш кваліфікованого обслуговуючого (ремонтного) персоналу; зменшення випадкових поломок під час ремонту. Заміна недорогих елементів за певних умов економічно

вигідніша їхнього відновлення. Тому в перспективі для окремих видів БКУ магістральних газопроводів, експлуатованих у регіонах зі складними природно-кліматичними умовами та недостатньо розвинутою виробничою інфраструктурою, можливе більш значне використання ремонту методом заміни не відновлюваних елементів.

Основні принципи та підходи до розробки стратегій обслуговування блочно-комплектного устаткування викладені в [16, 22, 40, 68-73]. Насамперед виходимо з того, що ці нові стратегії повинні поєднати в собі як елементи обслуговування, так і елементи заміни, враховувати конструктивні й експлуатаційні особливості блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів.

Окрім того, необхідно враховувати ту обставину, що, якщо об'єкт, який обслуговується, справний, то він завжди працездатний, однак працездатний об'єкт може бути несправним (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Схема переходів БКУ та його елементів зі справного в несправний стан

У такий спосіб можемо сформулювати першу стратегію.

Стратегія А. У початковий момент експлуатації блочно-комплектного устаткування плануються:

- терміни й обсяги технічного обслуговування (види ТО),
- терміни заміни елементів по наробітку.

Середній і капітальний ремонт не планується та не проводиться. При аваріях замінюються елементи, що відмовили; для них терміни чергових заміन переплановуються. Терміни й обсяги технічних обслуговувань (види ТО) не переплановуються (рисунок 2.5).

Ця стратегія найбільш близька до застосовуваних на об'єктах магістральних газопроводів у даний час, але істотно від них відрізняється:

- 1) поряд із профілактичним обслуговуванням передбачені заміни (хоча це і не стратегія заміни), тобто використовуються конструктивні особливості БКУ;
- 2) здійснення заміни дозволяє відмовитися від середніх і капітальних ремонтів;
- 3) здійснення заміни в умовах застосування уніфікованих блоків, вузлів і агрегатів дозволяє модернізувати устаткування;
- 4) стратегія регламентована, але не жорстко, тому що після усунення аварій переплановуються терміни чергових заміни для елементів, що відмовили.

Складність і підвищена трудомісткість експлуатації об'єктів магістральних газопроводів в екстремальних кліматичних умовах (наприклад, в гірських районах), розвиток вахтового та безвахтового методів обслуговування вимагають пошуку принципово нових стратегій обслуговування устаткування. Особливого значення набуває при цьому проведення перевірок устаткування з метою попередження відмовлень і аварій.

Друга стратегія, розроблена для блочно-комплектного устаткування, – стратегія обслуговування з перевітками.

Стратегія В. У початковий момент експлуатації блочно-комплектного устаткування плануються:

- терміни проведення й обсяги технічних обслуговувань (види ТО),
- терміни заміни елементів по наробітку,

- терміни проведення додаткових перевірок, за результатами яких також проводяться заміни елементів.

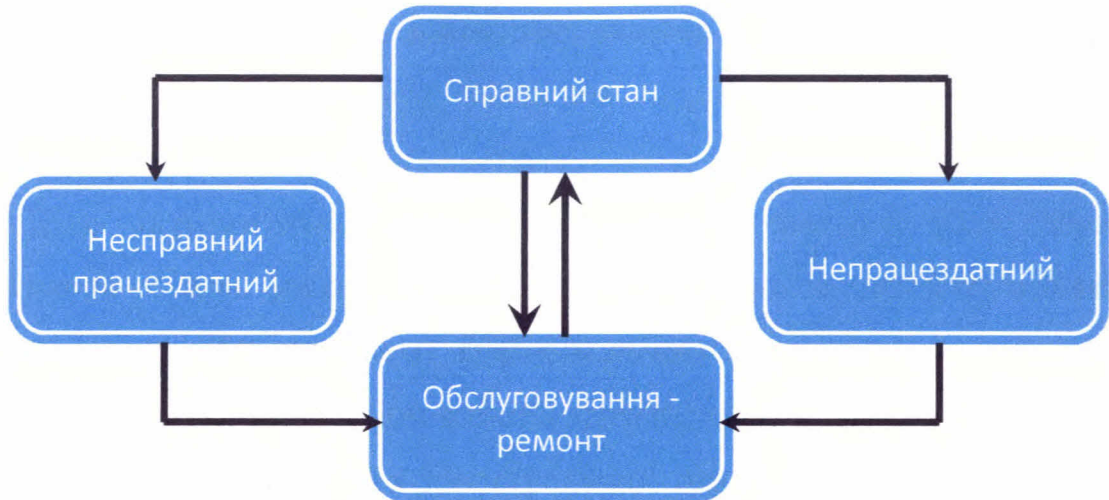


Рисунок 2.5 – Обслуговування БКУ за стратегією А

При аварії замінюються елементи, що відмовили. Для будь-яких замінених елементів терміни чергових заміन переплановуються. Терміни додаткових перевірок не корегуються (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Обслуговування БКУ за стратегією Б

Стратегія В може трактуватися як стратегія А з додатковими перевірками та додатковими замінами. При стратегії В зростають витрати на технічне обслуговування, але досягається підвищення надійності в порівнянні зі стратегією А. Підвищення надійності означає зниження аварійності, а отже, й зниження експлуатаційних витрат.

Найбільш перспективною групою стратегій є стратегії обслуговування устаткування за станом. Застосування устаткування блокової конструкції сприяє переходу до стратегій технічного обслуговування і ремонту за станом [35]. Обслуговування і ремонт за станом вимагає широкого розвитку діагностування як ГПА, так і іншого устаткування магістральних газопроводів [74]. У сучасних умовах і на даному рівні розвитку методів та засобів діагностики доцільно застосовувати найпростіші види стратегій за станом. Подібна стратегія формується наступним чином.

Стратегія С. У початковий момент часу плануються:

- терміни й обсяги технічних обслуговувань (види ТО),
- додаткові періодичні перевірки.

Під час перевірок оцінюється технічний стан БКУ та його елементів за основними параметрами і системи коефіцієнтів стану (експертні оцінки), що коректують значення наробітку до планової заміни. За результатами оцінки приймається рішення про заміну елементів.

При аварії замінюються елементи, що відмовили. Терміни й обсяги технічних обслуговувань і періодичність перевірок не переплановуються (рисунок 2.7).

Стратегія С найбільше підходить до прогресивної групи стратегій "за станом". У даний час у газотранспортній системі може бути поставлена задача переходу на технічне обслуговування і ремонт устаткування за станом. Однак, фактичний перехід підприємств і організацій, що експлуатують і ремонтують устаткування магістральних газопроводів, обмежений ефективними засобами та

методами діагностики [13]. Пропонована стратегія С дозволяє вже сьогодні враховувати фактичний стан устаткування при призначенні робіт із обслуговування та ремонту.

Для вибору раціональної стратегії мінімізуються середні питомі витрати на обслуговування при фіксованому коефіцієнті готовності. Кожна стратегія прораховується для різних рівнів БКУ. Блоки та вузли ГПА (чи ГРС) розглядаються як відособлені об'єкти. В цілому, блочно-комплектний ГПА розглядається як відособлена система послідовно з'єднаних (по надійності) елементів (блоків) із незалежними відмовами. Відмова одного елемента (блоку або вузла) призводить до відмови системи ГПА в цілому.



Рисунок 2.7 – Обслуговування БКУ за стратегією С

Попередні дослідження [3, 7, 66, 74-78] дають змогу розподіляти блочно-комплектне устаткування та його складові частини по групах стратегій:

а) до передвідмовного стану - для об'єктів, відмова яких залежить від наробітку та може вплинути на безперебійність функціонування, що володіють

достатнім рівнем контролепридатності, для діагностування технічного стану яких маються достовірні, економічно доцільні методи та засоби;

б) до безпечної відмови (тобто, з контролем рівня надійності) - для об'єктів, що відповідають наступним вимогам: відмова об'єктів не впливає на безперебійність транспорту газу; основними видами відмов є випадкові, що не залежать від наробітку; наявність методів і засобів виявлення відмов цих об'єктів у процесі чи експлуатації при технічному обслуговуванні; експлуатаційна технологічність цих об'єктів забезпечує відновлення працездатності системи після їхнього відмови протягом часу, передбаченого на технічне обслуговування;

в) до вироблення ресурсу - для об'єктів, у яких відмова впливає на безперебійність функціонування і може призвести до зриву плану або небезпечної ситуації; інтенсивність відмов зростає з наробітком; відсутні достовірні, економічно доцільні методи та засоби їхнього діагностування; рівень експлуатаційної технологічності такий, що він не дозволяє робити заміну та відновлення працездатності системи після появи відмови протягом часу, що відводиться на технічне обслуговування БКУ.

Дослідження, проведені в даній роботі, показують доцільність і високу економічну ефективність розподілу устаткування, блоків і вузлів по розробленим для блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів новим стратегіям (стратегії А, В і С).

Пропоновані стратегії (А, В і С) можуть бути застосовані й до устаткування магістральних газопроводів у традиційному виконанні. Для цього достатньо планувати не заміни, а проведення ремонтно-відновлювальних робіт. У такий спосіб для неблочного (традиційного) устаткування одержуємо три стратегії.

Стратегія D. У початковий момент експлуатації устаткування плануються:

- терміни й обсяги технічного обслуговування (види ТО),
- терміни й обсяги ремонту устаткування по наробітку.

При аваріях проводиться найближчий вид ремонту, терміни чергових ремонтів переплановуються. Терміни й обсяги технічних обслуговувань (види ТО) не корегуються.

Це видозмінена стратегія А. На сьогодні вона застосовується як для традиційного, так і для блокового устаткування.

Стратегія Е. У початковий момент експлуатації устаткування плануються:

- терміни проведення й обсяги технічних обслуговувань (види ТО),
- терміни й обсяги ремонту устаткування по наробітку,
- терміни проведення додаткових перевірок, за результатами яких також проводяться ремонтні роботи.

Аварія усувається проведенням ремонтно-відновлювальних робіт. При цьому терміни й обсяги чергових (планових) ремонтів переплановуються. Терміни проведення додаткових перевірок не корегуються.

Стратегія Е (видозмінена для традиційного устаткування стратегія В) є новою.

Стратегія Ф. У початковий момент часу плануються:

- терміни й обсяги технічних обслуговувань (виду ТО),
- додаткові періодичні перевірки.

За підсумками перевірки проводяться ремонтно-відновлювальні роботи. Аварія усувається проведенням ремонтно-відновлювальних робіт. Терміни й обсяги технічного обслуговування та періодичність проведення перевірок не корегуються.

Стратегія Ф (видозмінена для традиційного устаткування стратегії С) також є новою.

Розроблені в даній роботі стратегії з перевітками дозволяють максимально враховувати стан устаткування. Для підвищення ефективності контрольних перевірок блоки, вузли та деталі БКУ доцільно розбити на три групи:

- 1) перевірка стану яких не вимагає зупинки БКУ;
- 2) перевірка стану яких вимагає тільки зупинки БКУ;

3) перевірка стану яких вимагає зупинки та розкриття БКУ (блокового ГПА та ін.).

2.4 Розробка методології вибору раціональних стратегій технічного обслуговування і ремонту блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів

Умови експлуатації блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів висувають високі вимоги до його надійності. Необхідну надійність неможливо забезпечити, не додаючи до БКУ запасні елементи. Як показує практика експлуатації БКУ, обмеженість запасів комплектуючих елементів настільки істотно позначається на його функціонуванні, що показники надійності, розраховані без обліку системи забезпечення запасними елементами, не відображають реальної надійності БКУ.

Створення БКУ зумовило укрупнення неподільних елементів, які складають таке устаткування. Наслідком цього стало різке збільшення вартості елементів, що підлягають заміні при ремонті БКУ, істотне розходження їхньої надійності. Ці особливості БКУ зумовили необхідність у значних за обсягом, масою та вартістю комплектів запасних елементів.

Спроби зменшити витрати на запасні елементи призвели до створення складних систем забезпечення запасними елементами, котрі включають взаємозалежні одиночні, групові комплекти запасних елементів і ремонтні бази зі своїми запасами комплектуючих елементів.

Можлива недостача запасних елементів збільшує середній час заміни елемента, що відмовив, справним запасним (середній час обслуговування та ремонту БКУ). Тому варто враховувати обмеженість запасу при виборі стратегії та рівня обслуговування, а також місця ремонту.

Для БКУ магістральних газопроводів можна виділити три основних рівні складності елементів: деталь – найдрібніший конструктивний елемент, ремонту,

як правило, не підлягає; вузол – складається з деталей і ремонтується за рахунок заміни деталей, що відмовили; блок – складається з вузлів, ремонтується за рахунок заміни вузлів і деталей.

На сьогодні існує наступна система забезпечення експлуатаційних газотранспортних організацій і ремонтних підприємств запасними елементами для проведення технічного обслуговування та ремонту як традиційного, так і блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів. У структурі основної ремонтної організації – ВРТП «Укргазенергосервіс» – існує відділ виробничо-технічного забезпечення та комплектації, що здійснює централізоване забезпечення середнього та капітального ремонту основного технологічного устаткування магістральних газопроводів. Одночасно самі експлуатаційники мають визначений запас деяких деталей і вузлів, а також ремкомплектів на групу газоперекачуючих агрегатів. Обсяг і номенклатура ремкомплектів визначається заводом-постачальником. У результаті існує достатній чи надлишковий запас багатьох деталей і деяких вузлів. У той же час практично відсутній запас блоків, украй обмежений запас цілого ряду вузлів і навіть деяких деталей.

Таким чином, на даний час у забезпеченні блочно-комплектних об'єктів магістральних газопроводів запасними елементами склалася система, при якій виділяють два рівні забезпеченості запасними елементами:

1. Необмежений запас – для деталей, деяких вузлів і окремих видів блоків;
2. Фактична відсутність запасу – для більшості видів блоків, окремих видів вузлів і деяких дефіцитних деталей.

Відповідно, за виділенням рівнів забезпеченості запасними елементами маємо дві моделі технічного обслуговування і ремонту БКУ:

1. Проводиться заміна елемента (планова чи аварійна) на новий із обмінного фонду. БКУ повертається в експлуатацію. Знятий з експлуатації елемент ремонтується або списується.
2. Елемент, що відмовив або обслуговується в плановому порядку, демонтується та направляється в ремонт (або списується). Ремонт проводиться на

місці експлуатації або на спеціалізованому ремонтному підприємстві. Протягом усього періоду ремонту елемента БКУ простоє.

Тому для різного ступеня забезпеченості запасними елементами маємо різний перелік задач.

Розглянемо три типи взаємозалежних задач: перша - раціональне розчленовування БКУ на окремі відособлені об'єкти (елементи) обслуговування та ремонту; друга - вибір для кожного виділеного елемента раціональної стратегії та режиму обслуговування і ремонту; третя - визначення доцільності відновлення елемента на місці чи на ремонтній базі або списання. Комплексне рішення перерахованих задач на досягнення глобального оптимуму за обраними критеріями визначає раціональну стратегію ТО і Р БКУ. Однак для конкретних специфічних умов експлуатації становить практичний інтерес і вирішення часткових задач, що забезпечують досягнення локальних оптимумів.

Це може бути рішення задачі одного з типів при фіксованих рішеннях інших задач (одномірний випадок), або спільне рішення двох задач різних типів (рисунок 2.8). Тривимірний випадок відповідає спільному рішенням трьох типів задач (рисунок 2.9).

Різний рівень забезпеченості запасами зумовлює специфіку рішення перерахованих задач. Це виражається в тому, що при необмеженому запасі рішення задачі вибору місця ремонту елемента, знятого з експлуатації, здійснюється незалежно від рішення інших задач. Критерієм вибору місця ремонту повинен бути мінімум сумарних витрат на відновлення знятого елемента.

Таким чином, при необмеженому запасі розглядаються наступні задачі:

1. Одномірні:

- вибір раціональних схем розчленовування БКУ;
- вибір раціональних стратегій обслуговування;
- вибір ефективного методу відновлення знятого з експлуатації елемента

БКУ (місця ремонту).

2. Двовимірні:

- вибір раціональної стратегії та схеми розчленовування.



Рисунок 2.8 – Різні схеми вирішення двовимірних задач

За відсутності запасу варто рішення три одномірні, три двовимірні й одну тривимірну задачі:

1. Одномірні:

- вибір раціональних схем розчленовування БКУ;
- вибір раціональних стратегій обслуговування;
- вибір місця відновлення знятого з експлуатації елемента БКУ.

2. Двовимірні:

- вибір раціональної стратегії та раціональної схеми розчленовування БКУ;
- вибір раціональної стратегії обслуговування й оптимального місця ремонту;
- вибір раціональної схеми розчленовування (тобто рівня обслуговування) й оптимального місця ремонту.



Рисунок 2.9 – Схема вирішення тривимірної задачі

3. Тривимірна:

- вибір раціональної стратегії, рівня та місця ремонту.

Формування множин доцільних схем розчленовування БКУ на елементи (об'єкти) обслуговування здійснюється на основі класифікації БКУ та його складових (блоків, вузлів, деталей) за контролепридатністю та ремонтпридатністю. З множини можливих доцільних схем розбиття БКУ на об'єкти обслуговування вибирається в кожному конкретному випадку найбільш раціональна.

Наступним етапом є вибір раціональної стратегії (А, В або С) і режиму обслуговування (тобто, періодичності перевірок і наробітку до планової заміни) за відповідними критеріями оцінки.

При відсутності запасу блоків, вузлів і деталей БКУ послідовність вибору раціонального рішення наступна:

- визначається множина доцільних схем розбивки БКУ на об'єкти обслуговування;

- для кожної схеми розбивки вибирається раціональна стратегія та режим обслуговування;
- для кожної пари "схема - стратегія" вибирається оптимальне місце ремонту знятого з експлуатації елемента;
- із отриманих доцільних варіантів рішень "схема - стратегія - місце" вибирається раціональне по мінімуму витрат при обмеженні на коефіцієнт готовності.

2.5 Висновки по другому розділу

На підставі аналізу розглянутих видів обслуговування обладнання газотранспортної системи отримано три основні стратегії обслуговування:

1. При обслуговуванні основного устаткування, відповідно до стратегії 2, передбачається більш повне відновлення характеристик надійності устаткування системи газопостачання, що обслуговується. Але практична неприйнятність застосування стратегії обслуговування 2 до основного устаткування робить її неправомірною для використання з метою оптимізації режимів обслуговування та призначення термінів ремонту на об'єктах системи газопостачання.

2. Для високонадійного устаткування системи газопостачання та при нетривалих аваріях у випадках відмовлення, стратегії обслуговування 1 і 3 є найбільш ефективними з метою підвищення показників обслуговування та ремонту.

3. Розбиття задач на одновимірні, двовимірні, тривимірні і рішення їх дозволяє раціонально вибирати стратегії обслуговування газотранспортної системи при мінімальній собівартості затрат на ремонтні і профілактичні роботи, підвищити коефіцієнт готовності та збільшити міжремонтну працездатність.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА СТРАТЕГІЙ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТІВ ОБ'ЄКТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

3.1 Оцінка ефективності стратегій технічного обслуговування відокремленого блочно-комплектного об'єкту магістрального газопроводу

У стратегіях А, В і С обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів, передбачається, що в системі (об'єкті), яка обслуговується, розмежовуються три стани: функціонування в справному стані, функціонування в несправному (передвідмовному) стані, відмова (непрацездатний стан). Таким чином, маємо наступну розрахункову схему розвитку пошкодження в БКУ або в будь-якій із його складових частин (рисунк 3.1) вибрано наступні функції:



Рисунок 3.1 – Розрахункова схема пошкодження в БКУ

Найбільш загальною є стратегія В, тому будемо розглядати її формування та дамо оцінку ефективності для відокремленого блочно-комплектного об'єкта магістрального газопроводу.

У якості визначаючих параметрів приймемо наступні:

1) розподілення часу роботи в справному стані. Для його опису використовується функція розподілення часу роботи в справному стані

$$F(t) = P\{\xi \leq t\},$$

де ξ – випадкова тривалість роботи в справному стані;

густина ймовірності

$$f(t) = \frac{dF}{dt}.$$

2) розподілення часу роботи в передвідмовному стані:

$f(t)$ - функція розподілення часу роботи в несправному, тобто в передвідмовному стані

$$\Phi(t) = P\{\eta \leq t\},$$

де η - перехід із одного стану в інший.

При цьому приймаємо допущення про незалежність тривалості станів, тобто

$$P\{\xi \leq x; \eta \leq y\} = F(x)\Phi(y).$$

Для опису стратегії перевірок введемо:

- всього проводиться n перевірок, в момент часу T_p перевірка не проводиться;
- перевірки проводяться з періодичністю θ ;
- змінами стану об'єкту під час роботи перевірки нехтуємо;
- проведення перевірок не впливає на надійність об'єкту обслуговування;
- кожна перевірка забезпечує абсолютну достовірність визначення пошкодження (передвідмовного стану).

Таким чином, кількість перевірок:

$$n = \left\lceil \frac{T_p}{\theta} \right\rceil - 1. \quad (3.1)$$

Виходячи зі схеми розвитку пошкодження для відокремленого блочно-комплектного об'єкту магістрального газопроводу, отримано наступне значення середніх сумарних затрат на обслуговування за період регенерації:

$$\begin{aligned} \bar{Z}_p(\theta, T_p) = & \sum_{\kappa=0}^{n-1} \int_{\kappa}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ \kappa C_{np} + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [C_{np} + C_{npред}] + \int_0^{(\kappa+1)\theta - t} d\Phi(y) [C_{ав}] \right\} + \\ & + \int_{\frac{T_p}{n\theta}}^{T_p} dF(t) \left\{ n C_{np} + \bar{\Phi}(T_p - t) C_{нл.пред} + \Phi(T_p - t) C_{ав} \right\} + \bar{F}(T_p) [C_{нл} + n C_{np}] \end{aligned} \quad (3.2)$$

де $\bar{\Phi} = (1 - \Phi)$ – функція ненадійності; Φ – функція надійності по $\bar{F}(t)$ і $F(t)$; $C_{ав}$ – час аварійного ремонту (заміни); C_{np} – час на перевірку; $C_{npред}$ – час на ремонт (заміну) за результатами перевірки; $C_{нл}$ – час на ремонт (заміну) в справному стані; $C_{нл.пред}$ – час на попереджувальний ремонт (заміну) в передвідмовому стані; T_p – назначений ресурс (планове напрацювання); t – час на обслуговування (або проведення операцій); C – вартість обслуговування (або проведення операцій); θ – періодичність перевірок, n – кількість перевірок.

У загальному випадку час роботи до відмови є випадковою величиною, тому необхідно прийняти рішення про вибір розподілення ймовірностей [80, 81].

Процес старіння, котрий має місце при експлуатації як традиційного, так і блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів, виразимо в термінах функції інтенсивності відмов. У випадку, коли процеси старіння відсутні, має місце постійність інтенсивності відмов, що відповідає випадку експоненціального розподілення. До числа параметричних сімейств розподілень часу безвідмовної роботи, у котрих інтенсивність відмов монотонно змінюється (зростає або падає) в часі, входить розподілення Вейбулла, гама-розподілення, усічене нормальне розподілення [20, 32, 82, 83].

Розподілення Вейбулла є двопараметричним розподіленням екстремальної величини і задається в вигляді:

$$F_{\alpha}(t) = 1 - e^{-(\lambda t)^{\alpha}} \quad \text{для } t \geq 0, \text{ де } \lambda, \alpha > 0.$$

Частковими випадками розподілення Вейбулла є експоненціальне та релесівське розподілення.

Розподілення Вейбулла використовується для описання втомлюваних явищ, зносів, поломок [84-88].

При моделюванні та розрахунках стратегій і режиму обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів використано розподілення Вейбулла.

Таким чином, для розподілення часу роботи в справному стані маємо:

$$F(t) = 1 - \exp(-a_F t^{b_F}); \quad (3.3)$$

$$\bar{F}(t) = \exp(-a_F t^{b_F}), \quad (3.4)$$

а для розподілення часу роботи в передвідмовному (несправному, але в робочому) стані маємо:

$$\Phi(t) = 1 - \exp(-a_{\phi} t^{b_{\phi}}); \quad (3.5)$$

$$\bar{\Phi}(t) = \exp(-a_{\phi} t^{b_{\phi}}), \quad (3.6)$$

де a_F і a_{ϕ} – параметр масштабу; b_F і b_{ϕ} – параметр форми.

Для середнього напрацювання до заміни або зняття з експлуатації отримуємо:

$$t'_p(\theta, T_p) = \sum_{\kappa=0}^{n-1} \int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ t + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [(\kappa+1)\theta - t] + \int_0^{(\kappa+1)\theta - t} d\Phi(y) y \right\} + \\ + \int_{n\theta}^{T_p - t} dF(t) \left\{ t + \bar{\Phi}(T_p - t)(T_p - t) + \int_{n\theta}^{T_p - t} d\Phi(y) y \right\} + \bar{F}(T_p) T_p \quad (3.7)$$

Середній час на обслуговування визначаємо з наступного отриманого виразу:

$$t_p(\theta, T_p) = \sum_{\kappa=0}^{n-1} \int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ \kappa \tau_{np} + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [\tau_{np} + \tau_{пред}] + \int_0^{(\kappa+1)\theta - t} d\Phi(y) \tau_{ab} \right\} + \\ + \int_{n\theta}^{T_p - t} dF(t) \left\{ n \tau_{np} + \bar{\Phi}(T_p - t) \tau_{на.пред} + \Phi(T_p - t) \tau_{ab} \right\} + \bar{F}(T_p) [\tau_{на} + n \tau_{np}], \quad (3.8)$$

де $\tau_{ав}$ – час аварійного ремонту (заміни); τ_{np} – час на перевірку; $\tau_{пред}$ – час на ремонт (заміну) за результатами перевірки; $\tau_{на}$ – час на ремонт (заміну) в справному стані; $\tau_{на.пред}$ – час на попереджувальний ремонт (заміну) в передвідмовному стані.

Питомими показниками ефективності обслуговування та ремонту є:

$$\bar{z}_p = \frac{z_p}{t'_p} \text{ – питомі затрати на одиницю напрацювання;}$$

$$\bar{z}'_p = \frac{z_p}{t'_p + t_p} \text{ – питомі затрати на одиницю календарного часу;}$$

$$K_r = \frac{t'_p}{t'_p + t_p} \text{ – середня доля часу в працездатному стані (коефіцієнт}$$

готовності).

За явності повної інформації про тривалість роботи об'єкту в справному та передвідмовному стані, коли відомі функції розподілення $F(t)$ і $\Phi(t)$, знаходимо

оптимальне число перевірок і їх періодичність, котрі забезпечують мінімальні затрати при умові забезпечення високого коефіцієнту готовності.

Таким чином, при обслуговуванні блочно-комплектного устаткування магістрального газопроводу по стратегії B маємо:

$$\begin{aligned} \bar{Z}_p = & \frac{\sum_{\kappa=0}^{n-1} \int_{\kappa}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ \kappa C_{np} + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [C_{np} + C_{npед}] + \int_0^{(\kappa+1)\theta-t} d\Phi(y) [C_{ав}] \right\} +}{\sum_{\kappa=0}^{n-1} \int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ t + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [(\kappa+1)\theta - t] + \int_0^{(\kappa+1)\theta-t} d\Phi(y) y \right\} +} \\ & + \frac{\int_0^{T_p} dF(t) \left\{ n C_{np} + \bar{\Phi}(T_p - t) C_{nl, npед} + \Phi(T_p - t) C_{ав} \right\} + \bar{F}(T_p) [C_{nl} + n C_{np}]}{n\theta} \\ & + \frac{\int_0^{T_p-t} dF(t) \left\{ t + \bar{\Phi}(T_p - t) (T_p - t) + \int_0^{T_p-t} d\Phi(y) y \right\} + \bar{F}(T_p) T_p}{n\theta} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Для коефіцієнту готовності отримано наступний вираз

$$\begin{aligned} K_r = [1 + & \frac{\sum_{\kappa=0}^{n-1} \int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ \kappa \tau_{np} + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [\tau_{np} + \tau_{npед}] + \int_0^{(\kappa+1)\theta-t} d\Phi(y) \tau_{ав} \right\} +}{\int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta} dF(t) \left\{ t + \bar{\Phi}[(\kappa+1)\theta - t] [(\kappa+1)\theta - t] + \int_0^{(\kappa+1)\theta-t} d\Phi(y) y \right\} +} \\ & + \frac{\int_0^{T_p-t} dF(t) \left\{ n \tau_{np} + \bar{\Phi}(T_p - t) \tau_{nl, npед} + \Phi(T_p - t) \tau_{ав} \right\} + \bar{F}(T_p) [\tau_{nl} + n \tau_{np}]}{n\theta} \\ & + \frac{\int_0^{T_p-t} dF(t) \left\{ t + \bar{\Phi}(T_p - t) (T_p - t) + \int_0^{T_p-t} d\Phi(y) y \right\} + \bar{F}(T_p) T_p}{n\theta}]^{-1} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Аналізуючи дані вирази, одержимо, що при $n = 0$; тобто при $\theta \rightarrow \infty$, отримуємо вираз для стратегії A , а при $T_p \rightarrow \infty$ – вираз для стратегії C .

Задачу вибору оптимального режиму обслуговування БКУ магістральних газопроводів необхідно розв'язувати як оптимізаційну задачу, що дозволяє мінімізувати питомі затрати на обслуговування БКУ при обмеженнях, накладених на коефіцієнт готовності обладнання. Таким чином, при наявності повної інформації про параметри функцій розподілення $F(t)$ і $\Phi(t)$ задача вибору оптимального режиму обслуговування БКУ запишеться у вигляді [13, 74, 89, 90]:

$$\left. \begin{aligned} \min_{\theta, T_p} \bar{z}_p(\theta, T_p) \\ \text{при } K_\Gamma(\theta, T_p) \geq K_{\Gamma \min}^0 \end{aligned} \right\}, \quad (3.11)$$

де $K_{\Gamma \min}^0$ – задане мінімальне значення коефіцієнту готовності.

При розподіленні Вейбулла отримати в явному вигляді аналітичні вирази для затрат, часу напрацювання та часу обслуговування досить важко. Однак для експоненційного розподілу існують аналітичні вирази (формули 3.12 -3.39) [1, 40, 68].

Для стратегії С ($\theta \langle \infty; T \rightarrow \infty$), тобто з періодичними перевірками без запланованих попереджувальних заміни, при $a_F \neq a_\phi$, $\bar{F}(t) = \exp(-a_F t)$ і $\bar{\Phi}(t) = \exp(-a_\phi t)$:

$$z_p = C_{ae} + \frac{a_F(C_{ae} - C_{np} - C_{пред})}{a_\phi - a_F} e^{-a_\phi \theta} - \quad ; \quad (3.12)$$

$$[C_{ae} - C_{np} + \frac{a_F(C_{ae} - C_{np} - C_{пред})}{a_\phi - a_F}] e^{-a_F \theta}$$

$$t_p = \tau_{ae} + \frac{a_F(\tau_{ae} - \tau_{np} - \tau_{пред})}{a_\phi - a_F} e^{-a_\phi \theta} - \quad ; \quad (3.13)$$

$$[\tau_{ae} - \tau_{np} + \frac{a_F(\tau_{ae} - \tau_{np} - \tau_{пред})}{a_\phi - a_F}] e^{-a_F \theta}$$

$$t'_p = \left[\frac{1}{a_F} + \frac{1}{a_\phi} + \frac{a_F}{a_\phi} \cdot \frac{1}{a_\phi - a_F} \right] \cdot (e^{-a_F \theta} - e^{-a_\phi \theta}). \quad (3.14)$$

Для випадку $a_F = a_\phi = a$ отримані наступні аналітичні вирази:

$$Z_p = C_{ав} + (C_{ав} - C_{np})e^{-a\theta} - (C_{ав} - C_{np} - C_{пред})a\theta e^{-a\theta}; \quad (3.15)$$

$$t_p = \tau_{ав} + (\tau_{ав} - \tau_{np})e^{-a\theta} - (\tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред})a\theta e^{-a\theta}. \quad (3.16)$$

Вирази (3.12 – 3.16) отримані для часткового випадку, коли

$$F(t) = 1 - \exp(-a_F t) \text{ і } \Phi(t) = 1 - \exp(-a_\phi t),$$

при цьому $a = \frac{1}{t_{cp}}$, де t_{cp} – середній час.

Для випадку, коли координати θ^* екстремумів питомих затрат \bar{Z}_p і коефіцієнту готовності K_Γ знаходяться як розв'язок трансцендентних рівняння, отримали:

- для питомих затрат на одиницю напрацювання \bar{Z}_p

$$\frac{C_{ав} - C_{пред}}{C_{ав} - C_{np} - C_{пред}} = a\theta_3^* + e^{-a\theta_3^*}; \quad (3.17)$$

- для коефіцієнта готовності K_Γ

$$\frac{\tau_{ав} - \tau_{пред}}{\tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред}} = a\theta_\Gamma^* + e^{-a\theta_\Gamma^*}, \quad (3.18)$$

де θ_3^* і θ_Γ^* – періодичність перевірок, при котрій досягаються екстремальні значення питомих затрат і коефіцієнту готовності відповідно.

Наближену оцінку значення θ^* для $\max K_\Gamma$ необхідно визначати згідно виразів

$$\theta_{\Gamma}^* = \begin{cases} \frac{1}{a} \cdot \frac{1,5\tau_{np}}{\tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред}} & \text{при } 0,5 \tau_{np} < \tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред} \\ \frac{1}{a} \cdot \frac{\tau_{ав} - \tau_{пред}}{\tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред}} & \text{при } \frac{\tau_{ав} - \tau_{пред}}{3} > \tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред} \end{cases} \quad (3.19)$$

Аналогічно оцінювалось значення θ^* для $\min \bar{Z}_p$:

$$\theta_3^* = \begin{cases} \frac{1}{a} \cdot \frac{1,5C_{np}}{C_{ав} - C_{np} - C_{пред}} & \text{при } 0,5 C_{np} < C_{ав} - C_{np} - C_{пред} \\ \frac{1}{a} \cdot \frac{C_{ав} - C_{пред}}{C_{ав} - C_{np} - C_{пред}} & \text{при } \frac{C_{ав} - C_{пред}}{3} > C_{ав} - C_{np} - C_{пред} \end{cases} \quad (3.20)$$

Якщо $\tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред} \leq 0$, перевірки недоцільні (аналогічно і при $C_{ав} - C_{np} - C_{пред} \geq 0$).

Значення коефіцієнту готовності та середніх питомих затрат у точці екстремуму, тобто при $\theta = \theta^*$, знаходимо з виразів:

$$K_{\Gamma}(\theta^*) = \frac{2}{a^2(\tau_{ав} - \tau_{np} - \tau_{пред})\theta^* + a\tau_{пред} + 2}; \quad (3.21)$$

$$\bar{Z}_p(\theta^*) = \frac{a^2(C_{ав} - C_{np} - C_{пред})\theta^* + aC_{np}}{2}. \quad (3.22)$$

Для стратегії планових попереджувальних замін по напрацюванню без перевірок, тобто для стратегії А ($\theta \rightarrow \infty; T < \infty$), також отримані аналітичні вирази. При експоненціальному розподіленні (частковий випадок розподілу Вейбулла) маємо [44, 62, 78, 84]:

якщо $a_F \neq a_{\phi}$, то:

$$\begin{aligned}
3_p &= C_{as} + \frac{a_F}{a_\phi - a_F} (C_{as} - C_{nl.пред}) e^{-a_\phi T} - \\
&\quad - \left[C_{as} - C_{nl} + \frac{a_F (C_{as} - C_{nl.пред})}{a_\phi - a_F} \right] e^{-a_F T} ;
\end{aligned} \tag{3.23}$$

$$\begin{aligned}
t_p &= \tau_{as} + \frac{a_F}{a_\phi - a_F} (\tau_{as} - \tau_{nl.пред}) e^{-a_\phi T} - \\
&\quad - \left[\tau_{as} - \tau_{nl} + \frac{a_F (\tau_{as} - \tau_{nl.пред})}{a_\phi - a_F} \right] e^{-a_F T} ;
\end{aligned} \tag{3.24}$$

$$t'_p = \left[\frac{1}{a_F} + \frac{1}{a_\phi} + \frac{a_F}{a_\phi} \cdot \frac{1}{a_\phi - a_F} \right] \cdot (e^{-a_\phi T} - e^{-a_F T}). \tag{3.25}$$

При умові $a_F = a_\phi = a$:

$$3_p = C_{as} - (C_{as} - C_{nl}) e^{-aT} - (C_{as} - C_{nl.пред}) a T e^{-aT}; \tag{3.26}$$

$$t_p = \tau_{as} - (\tau_{as} - \tau_{nl}) e^{-aT} - (\tau_{as} - \tau_{nl.пред}) a T e^{-aT}; \tag{3.27}$$

$$t'_p = \frac{2}{a} \cdot (1 - e^{-aT}). \tag{3.28}$$

Для знаходження екстремумів T^* маємо:

$$3_p \rightarrow \frac{C_{as} - C_{nl.пред} + C_{nl}}{C_{as} - C_{nl.пред}} = a T_3^* + e^{-a T_3^*}; \tag{3.29}$$

$$K_\Gamma \rightarrow \frac{\tau_{as} - \tau_{nl.пред} + \tau_{nl}}{\tau_{as} - \tau_{nl.пред}} = a T_\Gamma^* + e^{-a T_\Gamma^*}. \tag{3.30}$$

Наближена оцінка значення T^* для $\max K_\Gamma$ проводилась:

$$T_{\Gamma}^* = \begin{cases} \frac{1}{a} \cdot \frac{1,5\tau_{np}}{\tau_{ав} - \tau_{пл.перед}} \quad \text{при } 0,5 \tau_{пл} < \tau_{ав} - \tau_{пл.перед} \\ \frac{1}{a} \cdot \frac{\tau_{ав} - \tau_{пл.перед} + \tau_{пл}}{\tau_{ав} - \tau_{пл.перед}} \quad \text{при } \frac{\tau_{ав} - \tau_{пл.перед} + \tau_{пл}}{3} > \tau_{ав} - \tau_{пл.перед} \end{cases} \quad (3.31)$$

Аналогічно для $\min \bar{Z}_p$:

$$T_3^* = \begin{cases} \frac{1}{a} \cdot \frac{1,5C_{пл}}{C_{ав} - C_{пл.перед}} \quad \text{при } 0,5 C_{пл} < C_{ав} - C_{пл.перед} \\ \frac{1}{a} \cdot \frac{C_{ав} - C_{пл.перед} + C_{пл}}{C_{ав} - C_{пл.перед}} \quad \text{при } \frac{C_{ав} - C_{пл.перед} + C_{пл}}{3} > C_{ав} - C_{пл.перед} \end{cases} \quad (3.32)$$

Визначасмо значення коефіцієнту готовності і питомих затрат у точці екстремуму, тобто при $T=T^*$:

$$K_{\Gamma}(T^*) = \frac{2}{a^2(\tau_{ав} - \tau_{пл.перед})T^* + a(\tau_{пл.перед} - \tau_{пл}) + 2}; \quad (3.33)$$

$$\bar{Z}_p(T^*) = \frac{a^2(C_{ав} - C_{пл.перед})T^* + a(C_{пл.перед} - C_{пл})}{2}. \quad (3.34)$$

3.2 Дослідження раціональних стратегій обслуговування для структурних схем відокремленого блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів

В якості відокремленого блочно-комплектного устаткування розглянемо блочний газоперекачуючий агрегат, який є основним видом технологічного устаткування як традиційних, так і блочно-комплектних компресорних станцій.

Усі роботи по технічному обслуговуванню та ремонту повинні виконуватися в повній відповідності з діючими інструкціями по технічному обслуговуванню та ремонту конкретного устаткування. Зокрема, для ГПА, яка на

сьогодні використовується в методиці, розрахунки термінів виведення в плановий ремонт проводяться за щорічними статистичними даними по відмовленнях ГПА, при цьому враховується надійність тільки механічної частини ГПА. Ремонтні роботи на допоміжних системах пристосовуються до ремонту деталей і вузлів агрегату [2, 35, 74, 91, 92]. Після того, як для кожної деталі ГПА визначені оптимальні терміни дефектації, рекомендується поєднання ремонтних робіт для деталей, що мають близькі один до одного значення періодів. У такий спосіб використовується не весь ресурс елементів ГПА, тобто утвориться так званий залишковий ресурс.

Блочно-комплектний ГПА складається, як правило, з блоків, вузлів і деталей. У деяких ГПА авіаційний привід має модульну конструкцію. Резервування на жодному з перерахованих структурних рівнів блочно-комплектних ГПА немає.

Виходячи зі сказаного, об'єктами технічного обслуговування і ремонту може бути як БКУ в цілому, так і його складові частини на різних рівнях структурної ієрархії конструкції БКУ, які зображені на структурній схемі (рисунок 3.2).

При обслуговуванні за стратегіями А, В і С замінними елементами для об'єкта в цілому є блоки, вузли та деталі; для блоків - блоки, вузли та деталі; для вузлів - вузли та деталі. В такий спосіб об'єктами обслуговування є ГПА, блоки та вузли. З практичної точки зору замінювати тільки блоки або тільки деталі недоцільно. Виходячи з цього, маємо різні розрахункові схеми (рисунок 3.2). Однак, слід зазначити, що при створенні необхідного обмінного фонду обслуговування і ремонт БКУ магістральних газопроводів шляхом заміни тільки блоків є досить ефективним і економічно доцільним.

При виборі індивідуальних раціональних стратегій обслуговування структурних рівнів відокремленого блочно-комплектного устаткування магістрального газопроводу необхідно, насамперед, виходити з технологічних міркувань (уніфікації, ремонтній технологічності, доцільного розчленовування).

Потім із конкуруючих варіантів вибрати за результатами проведених розрахунків найбільш раціональний, тобто конкретну стратегію, що забезпечує при даних значеннях безвідмовності та ремонтопридатності екстремуми показників ефективності режиму обслуговування.

Одномірні задачі вибору раціональної схеми розбивки БКУ на об'єкти обслуговування та вибору раціональної стратегії обслуговування зводяться до рішення задачі виду (3.11) при фіксованих, відповідно, стратегії обслуговування, місці ремонту та схемі розчленовування і місці ремонту.

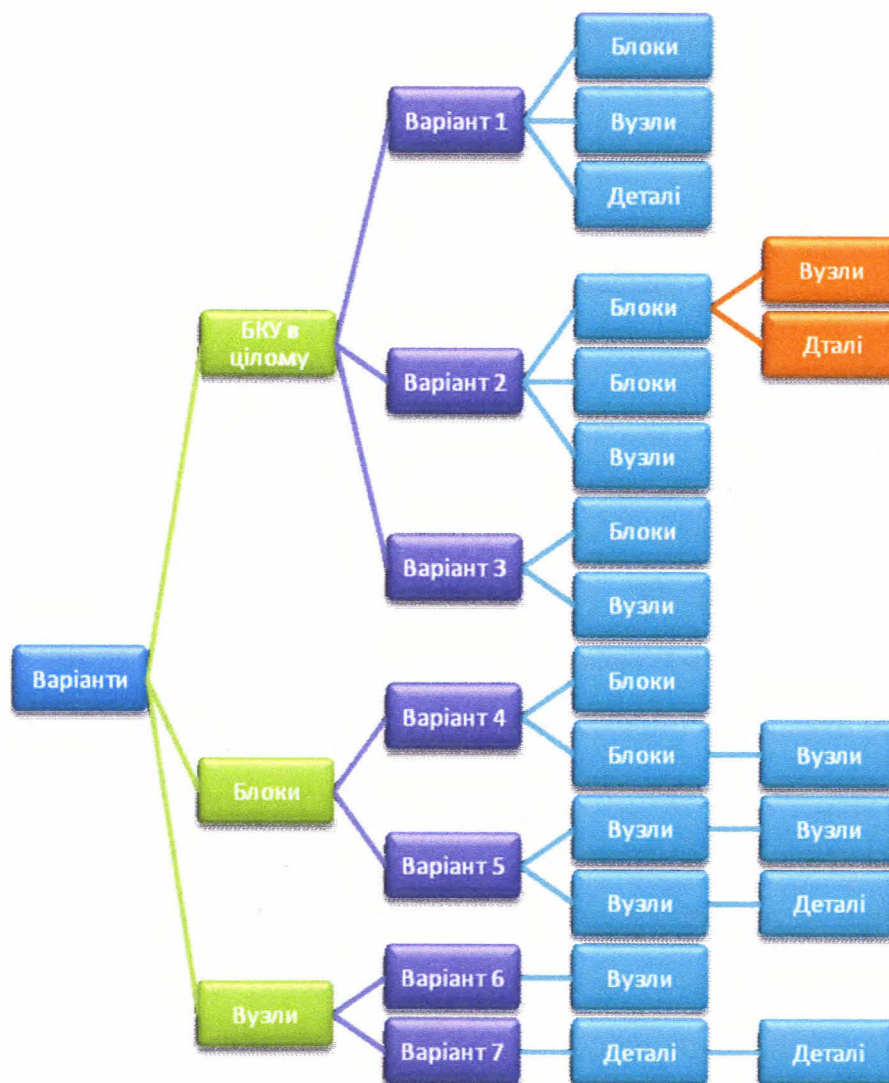


Рисунок 3.2 – Структура вибору розрахункових схем раціональних стратегій обслуговування

При кожній конкретній схемі розбиття БКУ на об'єкти обслуговування та для кожного окремо розглянутого блоку чи вузла деталі існуюватиме досить чітке співвідношення показників ремонтпридатності (рисунок 3.3). Відповідно до побудованої моделі технічного обслуговування і ремонту БКУ магістральних газопроводів досліджено вплив середнього наробітку в справному стані та середньому наробітку в передвідмовному стані на показники ефективності обслуговування БКУ. Результати розрахунків представлені на рисунках 3.4 і 3.5.

При стратегіях із ремонтом (тобто, обслуговується традиційне устаткування) вартість і час планових і планово-попереджувальних ремонтів можуть бути близькі за абсолютним значенням мінімальним аварійним:

$$\begin{aligned} \max \tau_{nl} &\leq \max \tau_{nl,перд} \leq \min \tau_{ab}, \\ \max c_{nl} &\leq \max c_{nl,перд} \leq \min c_{ab}. \end{aligned} \quad (3.35)$$

Для перевірок традиційного устаткування маємо:

$$\begin{aligned} \tau_{np} &< \tau_{nl}; \\ c_{np} &< c_{nl}. \end{aligned} \quad (3.36)$$

При стратегіях із замінами (тобто обслуговується блочно-комплектне устаткування) картина різко міняється. Час заміни (планової, планово-попереджувальної та навіть попереджувальної) може виявитися меншим від часу, необхідного на перевірку цього ж елемента. Невисокою є вартість операції заміни, і в окремих випадках вона може бути меншою витрат на перевірку. Однак необхідно мати на увазі, що ні абсолютний час на заміну, ні вартість операції по заміні елемента не характеризують процес технічного обслуговування і ремонту. При технічному обслуговуванні та ремонті за стратегіями А, В і С у пропонованих математичних моделях, визначаючи значення показників ремонтпридатності, варто враховувати витрати та час, пов'язані з демонтажно-монтажними роботами, очікуванням і доставкою запасного елемента, доставкою (за необхідністю) спеціалізованої ремонтної бригади [13, 25, 28, 89]. Необхідно

також включати у витрати вартість елемента, отриманого з обмінного фонду (з обліком, або без обліку зданого в ремонт).

При фіксованій стратегії обслуговування (стратегія В) і фіксованому місці ремонту (ремонт на базі) визначаємо оптимальні рівні обслуговування БКУ, тобто, вибираємо раціональну схему розбивки БКУ на об'єкти обслуговування. В таблиці 3.1 наведено результат розрахунків для трьох альтернативних схем розчленовування блочно-комплектного ГПА на об'єкти обслуговування. Аналіз розрахунків показує, що з трьох розглянутих альтернативних схем розбиття (на блоки, на вузли, на деталі) схема розчленовування на вузли, в загальному для досліджуваних об'єктів, є раціональною. Однак у ряді випадків, за певних умов (таблиці 3.2, для ГПА № 1 КС-1 при $T_p = 20000$ год., $\theta = 870$ год.), може бути виконана схема розбиття на блоки. Виконані розрахунки та дослідження показали, що найбільш раціональними для блочно-комплектних ГПА є схеми типу 1, 4 і 5 (рисунок 3.3).

Для структурних рівнів відокремленого блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів вибираємо індивідуальні раціональні стратегії обслуговування, вирішуючи задачу виду (3.11) для кожного конкретного об'єкта.

Аналіз і розрахунки, проведені по блочно-комплектним ГПА (ГТК-25і та ГТН-16), показали наступне: якщо час, потрібний на усунення аварії (аварійну заміну), не перевищує часу на проведення планових робіт, то максимальний коефіцієнт готовності для високонадійних об'єктів обслуговування досягається при стратегії А. При переході на стратегію В коефіцієнт готовності знижується, тобто перші перевірки нічого, крім витрат часу і коштів, не дають. Однак при наступних перевірках коефіцієнт готовності починає рости, досягає свого максимального значення при визначеній періодичності перевірок, і знову падає, тобто подальше збільшення кількості перевірок стає нерентабельним (рисунок 3.7). При цьому середні питомі витрати змінюються немонотонно. При невеликій кількості перевірок (велика періодичність) вони зростають, потім зменшуються, досягають оптимального значення та знову ростуть (рисунок 3.6).

Стратегія А
 $(\theta \rightarrow \infty; T < \infty)$

Стратегія В
 $(\theta < \infty; T < \infty)$

Стратегія С
 $(\theta < \infty; T \rightarrow \infty)$

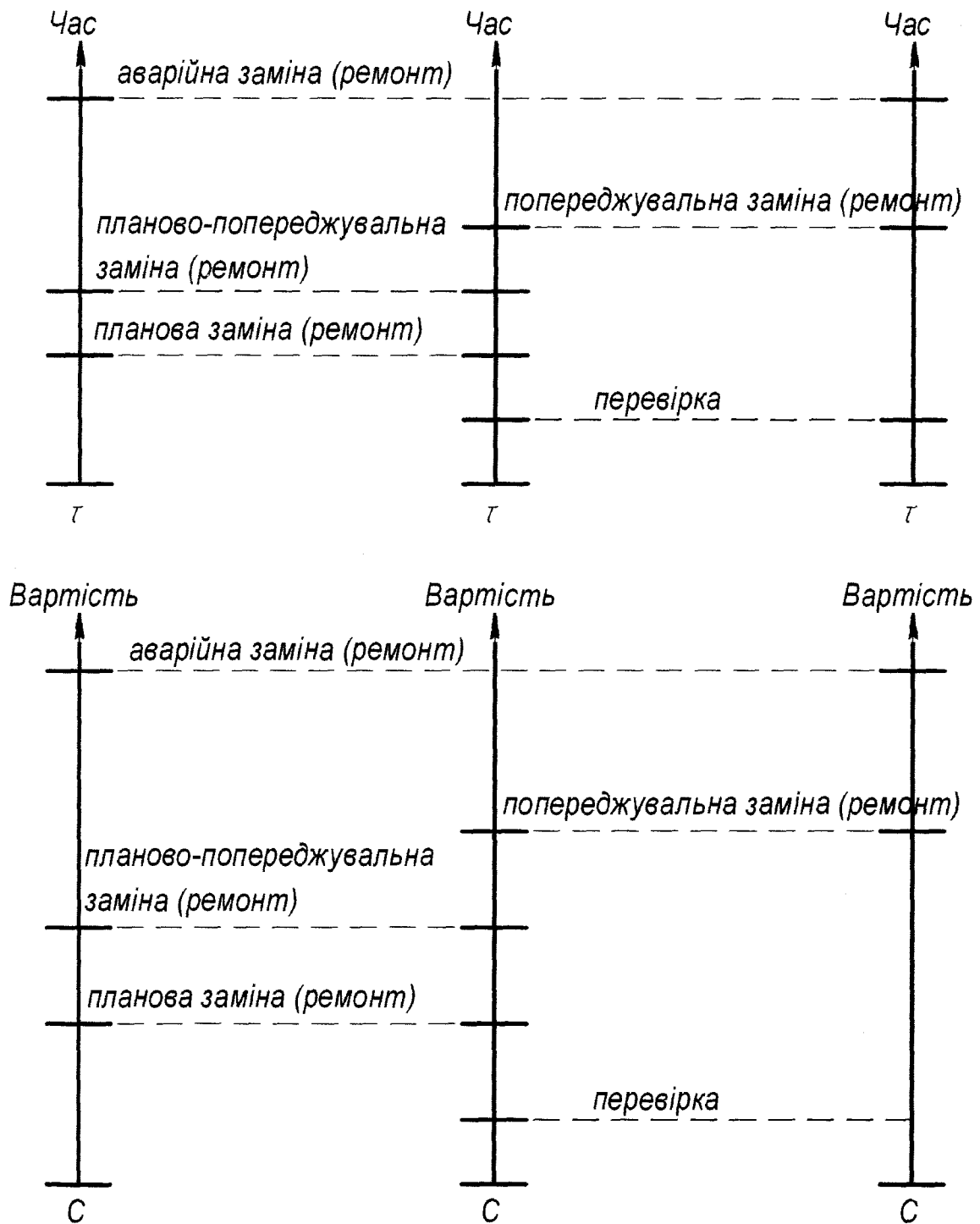


Рисунок 3.3 – Поділ показників ремонтпридатності для окремо розглянутих елементів

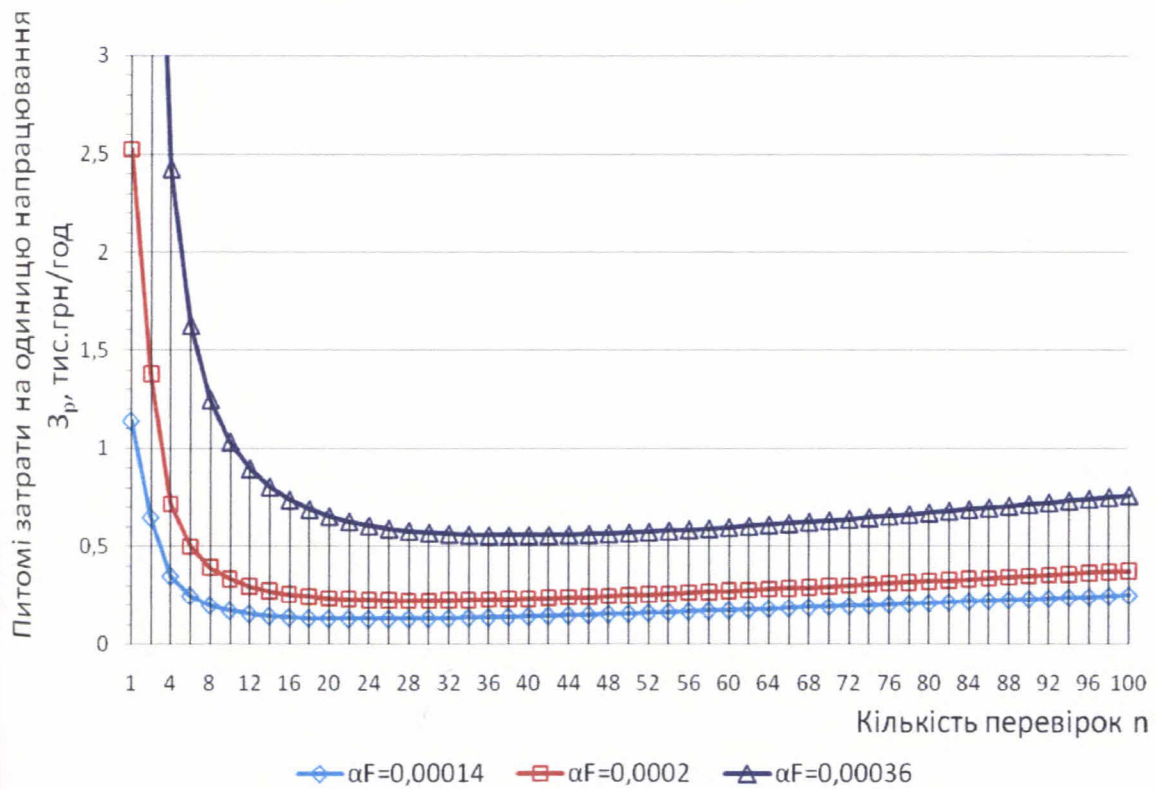
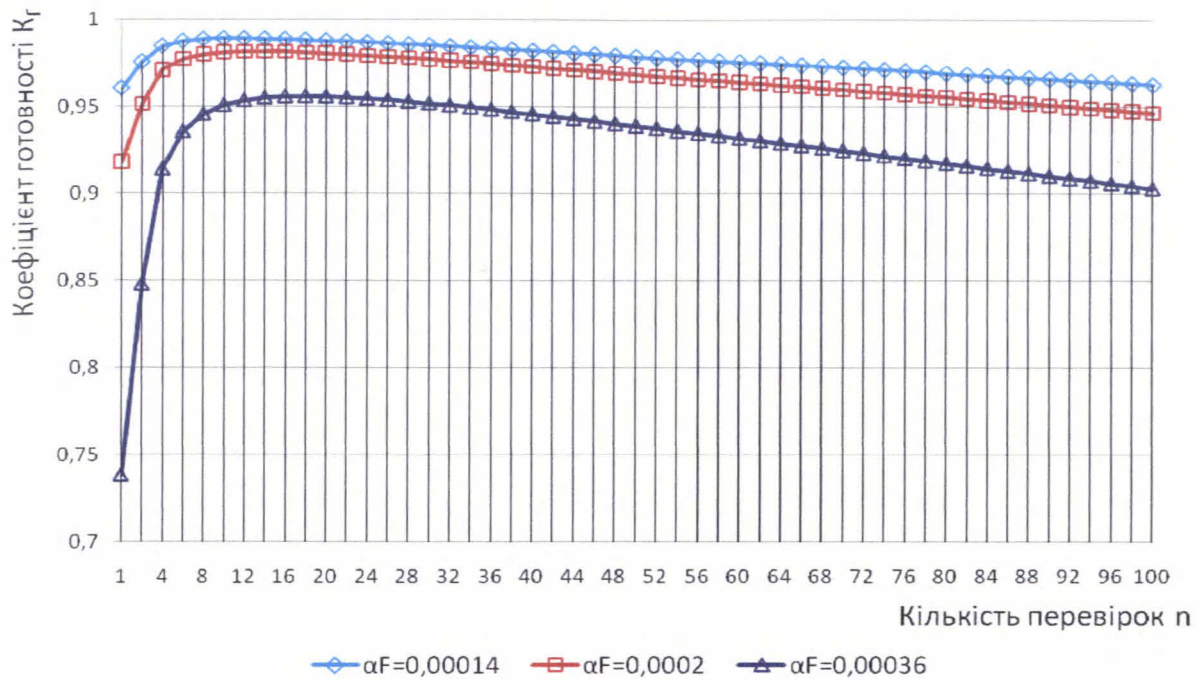


Рисунок 3.4 – Зміна показників обслуговування БКУ при різних значення середнього напруцювання в справному стані (параметр α_F)

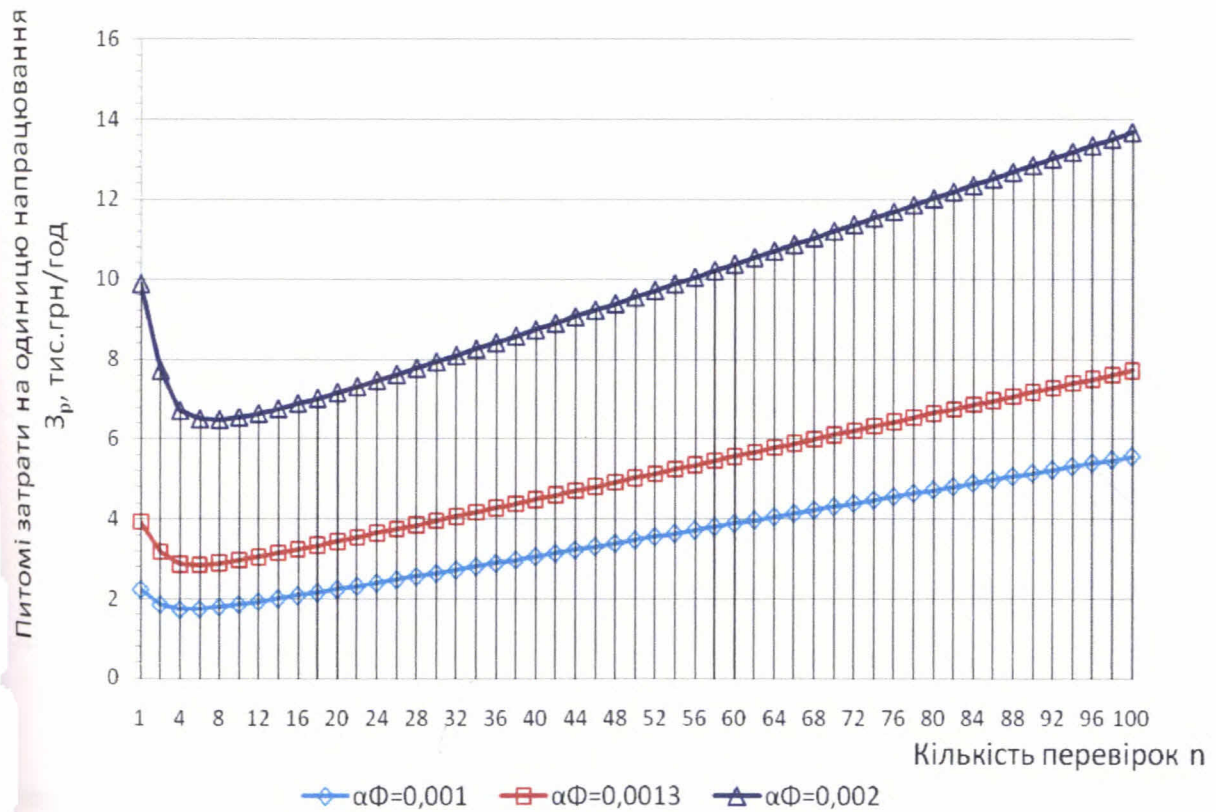
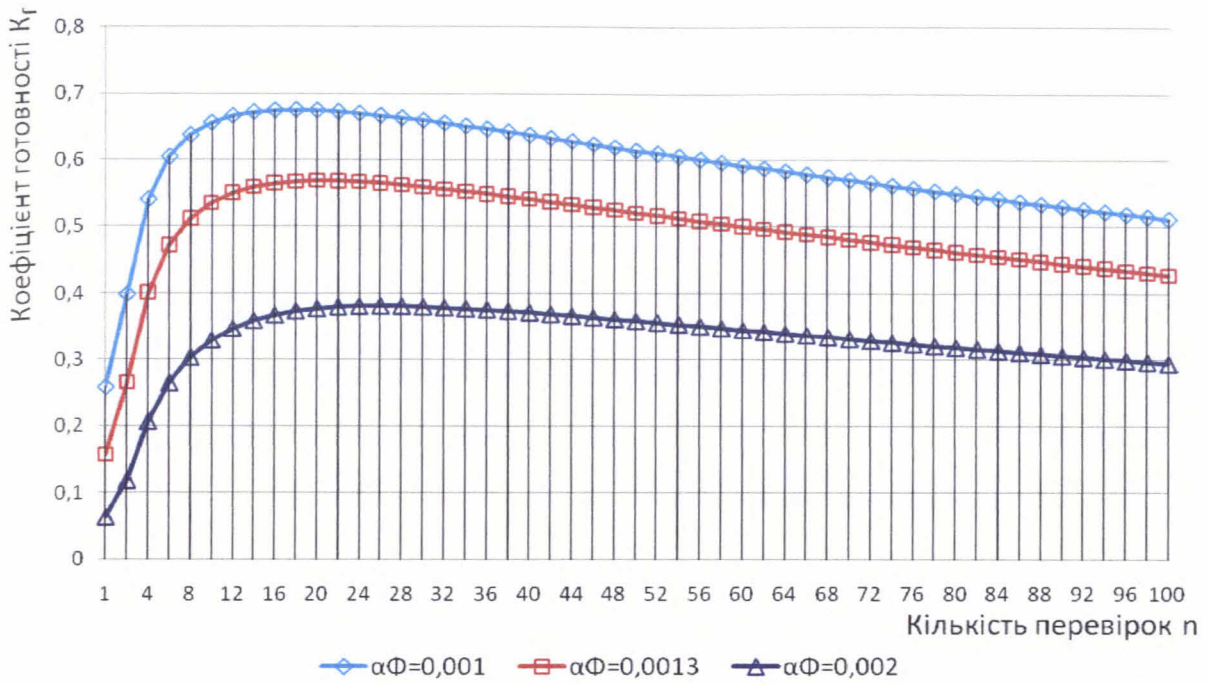


Рисунок 3.5 – Зміна показників обслуговування БКУ при різних значення середнього напрацювання в передвідмовному стані (параметр α_ϕ)

У даний час як машинобудівні заводи, що випускають блокові ГПА, так і спеціалізовані підприємства по виготовленню блочно-комплектних пристроїв враховують, що ресурс вузлів і деталей, які мають обмежений термін служби, повинен бути погоджений із установленим міжремонтним періодом, тобто, бути рівним чи кратний йому.

Таблиця 3.1 – Вибір раціональної схеми розчленування БКУ на об'єкти обслуговування (при $K_{r\min}^0 = 0,98$)

| Об'єкт установк и ГПА | Стационар ний № ГПА | Режим обслуговування | | Питомі витрати при різних схемах розчленування $\min \bar{Z}_p$, грн./год | | |
|-----------------------|---------------------|----------------------|---------|--|----------|-----------|
| | | θ , год | Тр, год | На блоки | На вузли | На деталі |
| КС-1 | ГПА-6.3С | 800 | 8000 | 53.79 | 42.2 | 55.7 |
| | | 800 | 12000 | 44.55 | 33.68 | 55.57 |
| | | 842 | 16000 | 40.23 | 37.12 | 54.68 |
| | | 870 | 20000 | 37.4 | 39.67 | 55.78 |
| | ГПА Ц-16С | 800 | 8000 | 54.75 | 42.36 | 57.46 |
| | | 800 | 12000 | 44.76 | 40.73 | 56.48 |
| | | 842 | 16000 | 41.48 | 37.78 | 55.77 |
| | | 870 | 20000 | 38.42 | 40.47 | 57.81 |
| КС-2 | ГПУ-10-01 | 800 | 8000 | 60.14 | 44.56 | 59.84 |
| | | 800 | 12000 | 57.12 | 42.17 | 58.82 |
| | | 842 | 16000 | 54.43 | 39.44 | 57.92 |
| | | 870 | 20000 | 50.66 | 40.79 | 57.86 |
| | ГТН-16 | 800 | 8000 | 58.83 | 43.21 | 60.51 |
| | | 800 | 12000 | 57.46 | 41.48 | 57.84 |
| | | 842 | 16000 | 53.72 | 39.44 | 57.12 |
| | | 870 | 20000 | 49.78 | 40.47 | 57.80 |

Проведені дослідження показали, що періодичність обслуговування і ремонту блочно-комплектних ГПА та їхніх елементів істотно залежить не лише від індивідуальних характеристик, що характеризують надійність (зокрема, показників безвідмовності), але і від призначеного ресурсу (терміну допланового ремонту чи ремонту заміни) (рисунок 3.8, 3.9). Одержуємо кілька вершин

оптимальному. При цьому домагаємося питомих витрат на технічне обслуговування істотно менших, ніж при стратегії А, тобто при обслуговуванні без перевірок.

У такий спосіб для кожного елемента з трьох стратегій (А, В і С) вибираємо найбільш раціональну. Якщо під час перевірки на працюючому устаткуванні не можна переконатися в повній справності чи блоків вузлів, то необхідно вивести БКУ на профілактику та зняти вузол для контролю на спеціальних стендах і приладах. Діагностика проводиться відповідно до методів, розроблених у [31, 86, 93], і нормативних документів.

Розрахунки показали, що кращими для елементів БКУ магістральних газопроводів є стратегії В і С, при яких можливе забезпечення високого коефіцієнта готовності при істотному зниженні питомих витрат у порівнянні зі стратегією А (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Вибір раціонального рівня та стратегії обслуговування БКУ магістральних газопроводів при ремонті на місці при заміні елементів (на прикладі блочно-комплектних ГПА)

| Тип ГПА | Стратегія | $K_{Г\min}^0$ | Режим обслуговування | | Питомі витрати при різних схемах розчленування | | |
|----------|-----------|---------------|----------------------|---------|--|-------|--------|
| | | | θ , год | Тр, год | $\min \bar{Z}_p$, грн/год | | |
| | | | | | Блоки | Вузли | Деталі |
| ГТК-251 | А | 0.945 | - | 4000 | 100.68 | 74.46 | 72.78 |
| | В | 0.945 | 516 | 16000 | 90.8 | 67.32 | 93.1 |
| | С | 0.945 | 738 | - | 68.78 | 40.8 | 67.8 |
| ГТН-16 | А | 0.67 | | 6000 | 68.32 | 39.1 | 48.84 |
| | В | 0.67 | 387 | 12000 | 38.4 | 32.97 | 63.68 |
| | С | 0.67 | 452 | - | 36.04 | 62.56 | 69.3 |
| ГПА-6,3Ц | А | 0.43 | - | 7780 | 62.7 | 46.86 | 50.83 |
| | В | 0.63 | 876 | 10500 | 38.95 | 35.9 | 53.13 |
| | С | 0.63 | 989 | - | 34.68 | 41 | 55.45 |
| ГПА-16Ц | А | 0.53 | 450 | 6000 | 71.2 | 37.56 | 42.4 |
| | В | 0.53 | 420 | 12000 | 42.12 | 35.16 | 53.18 |
| | С | 0.53 | - | - | 37.25 | 49.13 | 58.55 |

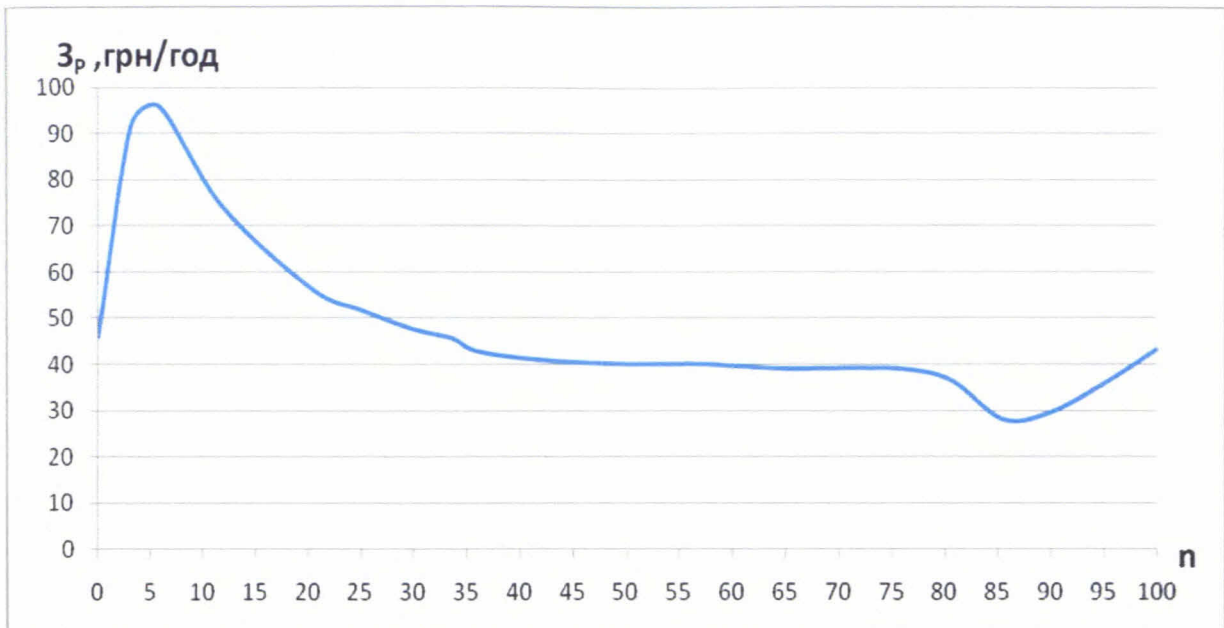


Рисунок 3.6 – Вплив кількості виконаних перевірок технічного стану на питомі затрати на обслуговування і ремонт турбіни блочно-комплектного устаткування ГПА «ГПА – Ц – 6.3» при $T_p=24000$ год.

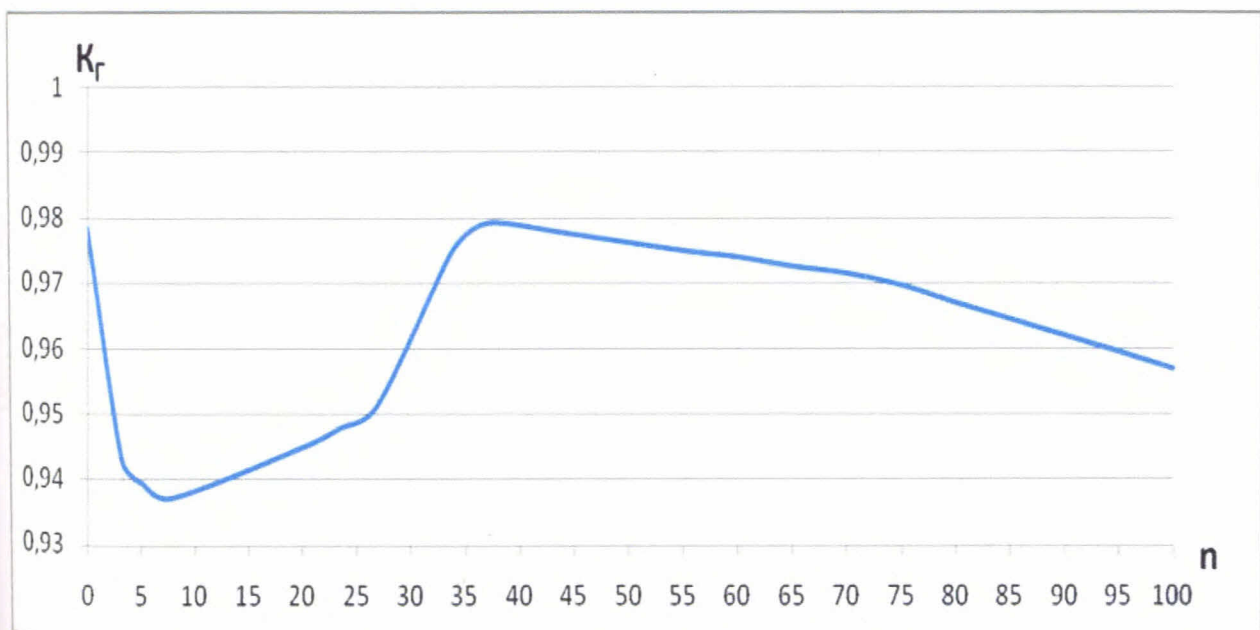


Рисунок 3.7 – Вплив кількості виконаних перевірок технічного стану на коефіцієнт готовності турбіни блочно-комплектного устаткування ГПА «ГПА – Ц – 6.3» при $T_p=24000$ год.

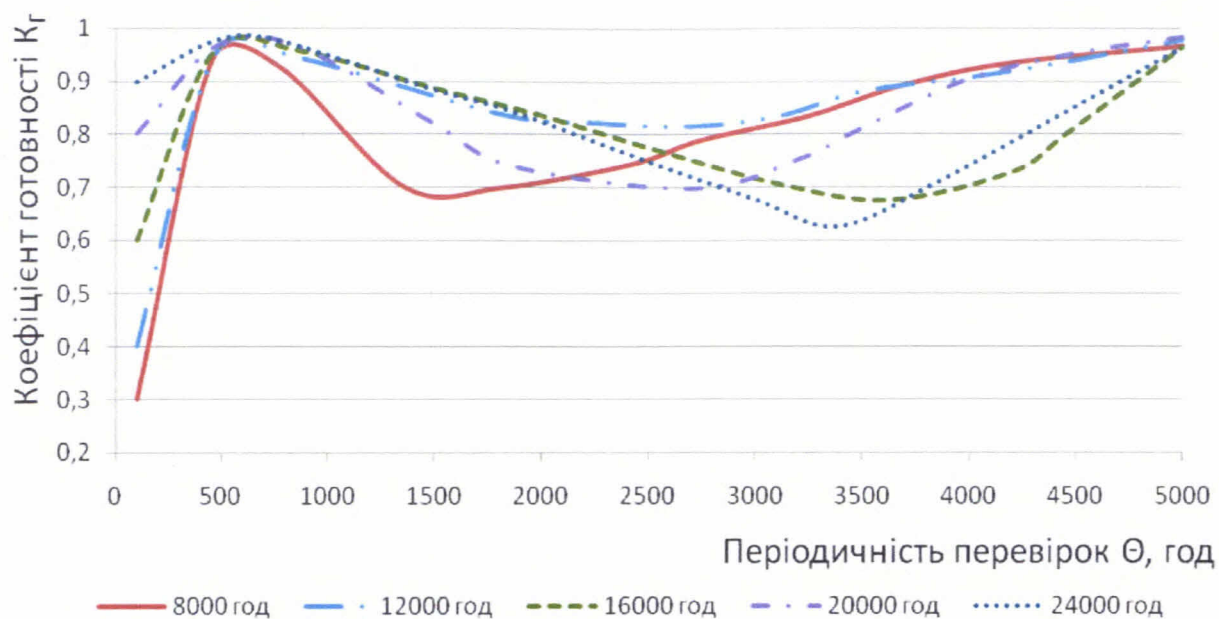


Рисунок 3.8 – Залежність коефіцієнта готовності від періодичності перевірок технічного стану θ при різних значеннях назначеного ресурсу T_p

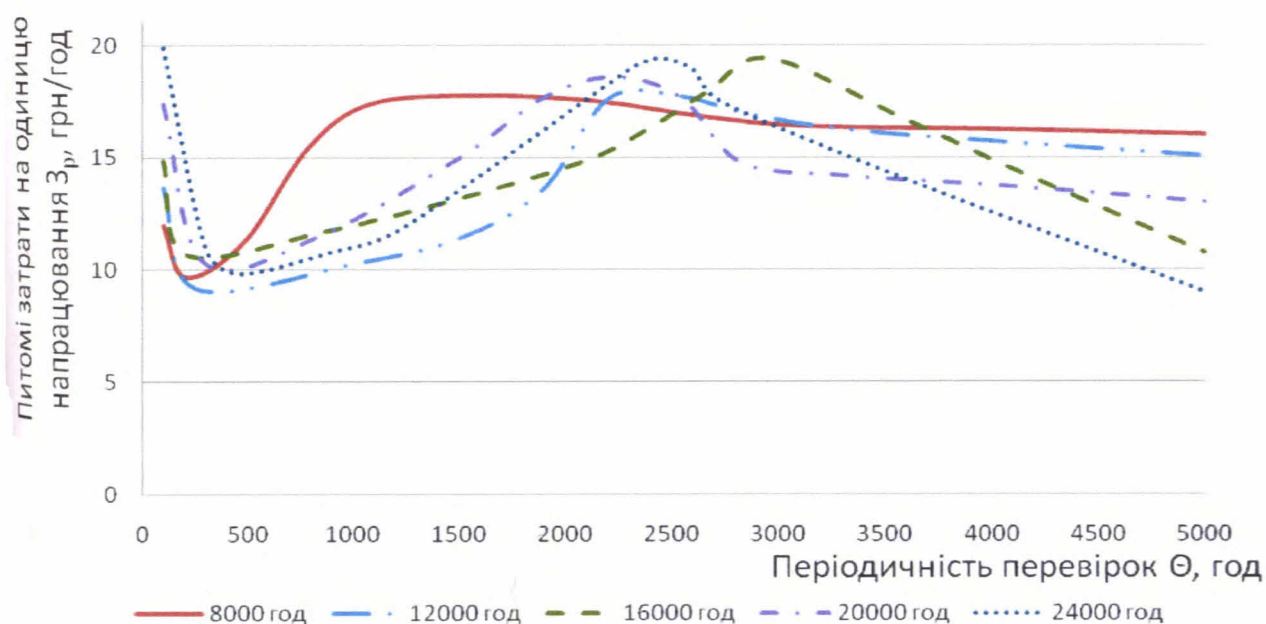


Рисунок 3.9 – Залежність середніх питомих витрат на обслуговування від періодичності перевірок технічного стану θ при різних значеннях назначеного ресурсу T_p

3.3. Вибір стратегії технічного обслуговування складних блочно-комплектних об'єктів магістральних газопроводів

Блочно-комплектне устаткування магістральних газопроводів є, як правило, складною відновлюваною системою, що складається з *n* неоднакових послідовно з'єднаних відновлюваних елементів. Типовим прикладом такої системи є блоковий ГПА «ГТК-16»

Відповідно до [2, 94, 95] регламент технічного обслуговування і ремонту ГПА призначається по наробітку агрегату з початку експлуатації після чи монтажу після останнього капітального ремонту. Відлік ведеться від базових цифр (кратних відповідно 700, 2000, 6000 і т.д.), незалежно від того, з яким допуском виконувалися попередні ТО і ремонти ГПА. Терміни проведення ТО і ремонту допоміжного устаткування ГПА, системи регулювання, автоматики, КВП і інших систем, що забезпечують роботу ГПА, котрі викликають необхідність зупинки агрегату, повинні збігатися з прийнятими для ГПА термінами ТО і ремонту. При заміні окремих складових одиниць і пристроїв (дострокової чи після виробленого ресурсу) на агрегаті виконується найближчий вид ТО або ремонт, згідно його наробітку (кількості пусків). При виконанні кожного виду ТО і ремонту усуваються дефекти, котрі визначають працездатність агрегату, виявлені в процесі попередніх робіт і технічних оглядів ГПА.

Таким чином, незважаючи на те, що згідно [96- 98] визначаються оптимальні терміни проведення дефектації основних вузлів і деталей, терміни й об'єми планових ремонтних робіт (середнього і капітального ремонту) строго регламентовані (таблиця 3.3). При цьому раціональні міжремонтні періоди для ГПА встановлюються з обліком оптимальних термінів дефектації та відновлення конкретних деталей. Фактично терміни проведення технічного обслуговування і ремонту призначаються для ГПА у цілому [2, 23].

Розглянемо доцільність застосування стратегій А, В і С для блочно-комплектного ГПА як неподільного об'єкта обслуговування.

Результати розрахунків (рисунок 3.10, таблиця 3.2) свідчать про те, що найбільш раціональною та перспективною є стратегія С. Стратегія В за кількісними показниками дещо гірша стратегії С. Однак при цій стратегії вдається істотно знизити питомі витрати на технічне обслуговування і ремонт. Перевагою стратегії В є також те, що її доцільно прийняти та впровадити як перехідний етап до стратегії обслуговування і ремонту за станом.

Розглянемо БКУ як систему послідовно з'єднаних елементів без резервування. В цьому випадку формули для визначення часу допланової заміни (середнього наробітку за період регенерації), середньої сумарної тривалості обслуговування і ремонту та середніх витрат на обслуговування і ремонт за період регенерації залишаються тими ж. При цьому середні витрати на обслуговування БКУ в цілому складаються з витрат на обслуговування складових елементів (блоків):

$$Z_{БКО} = \sum_{i=1}^n Z_i, \quad (3.37)$$

де Z_i - середні витрати на обслуговування і ремонт i -го елемента за період регенерації БКУ.

Для послідовної системи з n різних відновлюваних елементів із інтенсивностями відмовлень λ_i і відновлення μ_i маємо:

$$T = \frac{1}{L}; \quad (3.38)$$

$$\tau = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n \gamma_i; \quad (3.39)$$

$$P(t_0) = e^{-Lt_0}; \quad (3.40)$$

$$K = \left(1 + \sum_{i=1}^n \gamma_i\right)^{-1}, \quad (3.41)$$

де T - середній наробіток між відмовленнями; τ - середній час відновлення об'єкта; $P(t_0)$ - імовірність безвідмовної роботи об'єкта а інтервалі часу від 0 до t_0 ; K - коефіцієнт готовності об'єкта.

У формулах (3.38-3.41) позначено:

$$\gamma_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i}; \quad (3.42)$$

$$L = \sum_{i=1}^n \lambda_i. \quad (3.43)$$

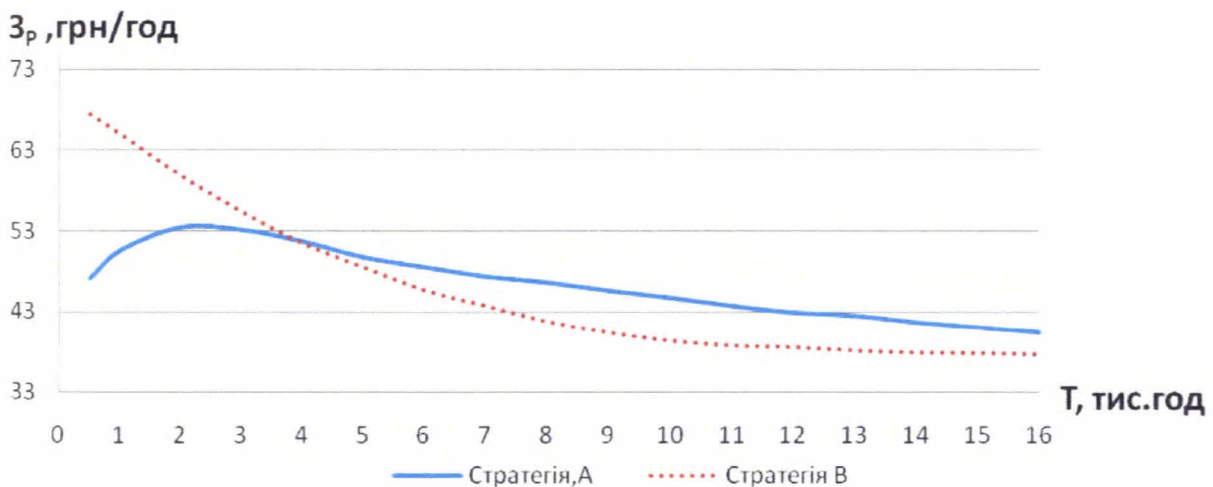


Рисунок 3.10 – Вибір раціональної стратегії обслуговування блочно-комплектного ГПА типу ГТН-16

У випадку, коли робота елементів системи не залежить від стану інших елементів системи (передбачається, що відновлення необмежене), маємо:

$$\tau = \frac{1}{L} \left(\prod_{i=1}^n (1 + \gamma_i) - 1 \right); \quad (3.44)$$

$$P(t_0) = e^{-\lambda t_0}; \quad (3.44)$$

$$K = \prod_{i=1}^n (1 + \gamma_i)^{-1}. \quad (3.46)$$

Однак формули (3.38-3.46) застосовуються для складних моделей, для яких випадкова тривалість перебування в тому чи іншому стані, зумовленому станом її елементів, має експонентний розподіл. При цьому допускається, що тривалість перебування в кожному стані не залежить від передісторії функціонування цієї системи.

Розглянемо БКУ, що складається з n послідовно з'єднаних елементів.

Коефіцієнт готовності такої системи запишемо у виді:

$$K_{\Gamma} = \frac{T}{T + t_{\text{рем}}}, \quad (3.47)$$

де T - сумарний наробіток системи за період регенерації; $t_{\text{рем}}$ - сумарна тривалість ремонту системи за період регенерації.

Сумарну тривалість ремонту БКУ, що складається з n елементів, знаходимо з виразу:

$$t_p = T \sum_{i=1}^n \frac{t_{\text{рем } i}}{t_{\text{роб } i}}, \quad (3.48)$$

де $t_{\text{рем } i}$ - середня тривалість обслуговування (ремонту) i -го елемента; $t_{\text{роб } i}$ - середній час роботи i -го елемента.

Тоді для коефіцієнта готовності БКУ як системи маємо:

$$\begin{aligned} K_{\Gamma} &= \left[1 + \frac{t_{\text{рем}}}{T} \right]^{-1} = \left[1 + \sum_{i=1}^n \frac{t_{\text{рем } i}}{t_{\text{роб } i}} \right]^{-1} = \\ &= \left[1 + \sum_{i=1}^n \frac{\bar{K}_{\Gamma i}}{K_{\Gamma i}} \right]^{-1} = \left[1 + \sum_{i=1}^n K_{\Gamma i}^{-1} \right]^{-1}. \end{aligned} \quad (3.49)$$

Таблиця 3.3 – Періодичність технічного обслуговування і ремонту блочних ГПА при існуючій стратегії

| Назва КС | Тип ГПА | Блоки | Режим обслуговування, год | | | | | | | | | | КР (ресурс) | |
|----------|--|----------|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------------|-------|
| | | | ТО-1 | ТО-2 | ТО-3 | ТО-3 | ТО-6 | ТО-8 | ПР | СР | | | | |
| Ужгород | ГПА-Ц6,3 «Зоря Машпроект» м. Миколаїв | Двигун | | 2000 | | 4000 | | | 8000 | | | | | 20000 |
| | | Нагнітач | | 2000 | | | | | | 6000 | | 12000 | | 24000 |
| Долина | ГПА-Ц16С «Зоря Машпроект» м. Миколаїв | Двигун | | | 3000 | | 6000 | | | | | | | 25000 |
| | | Нагнітач | | | 3000 | | 6000 | | | | 12000 | | 25000 | |
| Орлівка | ГПА-Ц6,3 ДП «АВІАКОН» м. Конотоп | Двигун | 1000 | | | | | | | | | | | |
| | | Нагнітач | | 2000 | | | | | | | 6000 | | 12000 | 24000 |
| Голятин | ГПУ-10-01 ВАТ «КОНСТАР» м. Кривий Ріг | Двигун | 1500 | | 3000 | 3000 | 6000 | | | | | | | |
| | | Нагнітач | 1500 | | 3000 | 3000 | 6000 | | | | 15000 | | 30000 | |

Якщо коефіцієнти готовності елементів, із яких складається блочно-комплектна система, близькі за значеннями або рівні, тобто за умови $K_{Gi} = K_G$ ($i=1,n$), то одержуємо наступний вираз для визначення коефіцієнта готовності системи:

$$K_{GC} = \left[1 - n + \sum_{i=1}^n K_{Gi}^{-1} \right]^{-1} = \left[1 - n + K_G^{-1} \cdot n \right]^{-1} = \quad (3.50)$$

$$= \left[1 + n \left(\frac{1}{K_G} - 1 \right) \right]^{-1} = \left[1 + n \frac{\bar{K}_G}{K_G} \right]^{-1} = \frac{1}{1 + n \frac{\bar{K}_G}{K_G}}.$$

Залежність коефіцієнта готовності системи K_{GC} від числа елементів n (3.50) представлена на рисунку 3.11. При високій ступені готовності елементів, із яких складається система ($K_G > 0,9$) справедлива наступна апроксимація виразу (3.50):

$$K_{GC} = 1 - n \frac{\bar{K}_G}{K_G} \quad (\text{при } n \ll \frac{K_G}{\bar{K}_G}); \quad (3.51)$$

$$K_{GC} = e^{-an} = e^{-0.693 \frac{\bar{K}_G}{K_G} \cdot n} \quad (\text{при } n \approx \frac{K_G}{\bar{K}_G}). \quad (3.52)$$

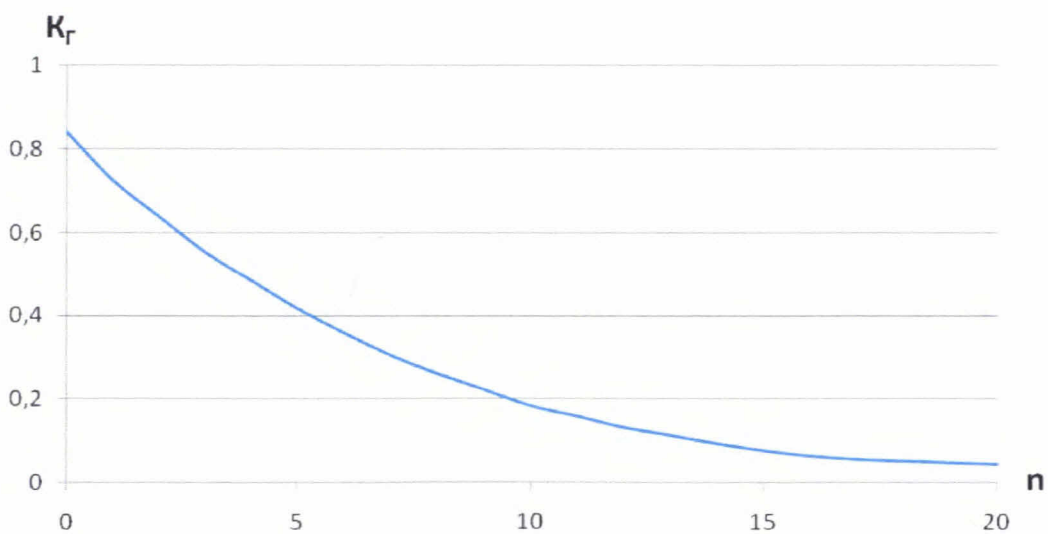


Рисунок 3.11 – Залежність коефіцієнта готовності системи K_{GC} від числа елементів n

При виборі раціональної стратегії обслуговування і ремонту таких блочно-комплектних об'єктів як БК ГРС чи БК УКПГ, аналогічних по своїй надійній структурі та внутрішнім і зовнішнім зв'язкам блочно-комплектному устаткуванню, в такій системі варто використовувати моделі та методику обслуговування, викладені вище.

При розгляді більш складних об'єктів, наприклад блочно-комплектної компресорної станції в цілому, необхідний інший підхід. БК КС є складною системою з резервуванням частини БКУ (блокових ГПА) і без резерву іншого устаткування (у т.ч. і допоміжного). На БК КС можливі як залежні, так і незалежні відмовлення, тому для визначення стратегії обслуговування БК КС необхідно зробити допущення, що час обслуговування і ремонту може бути перенесено тільки вперед, убік збільшення, тобто плановий (призначений) ресурс не може бути зменшений. Збігом проведення планового та непланового (чи планового) ремонтів і обслуговування необхідно нехтувати. Тоді для коефіцієнта готовності БК КС у цілому одержуємо вираз [39, 89]:

$$K_{ГКС} = \prod_{i=1}^n K_{Г\ БКО} \cdot \quad (3.53)$$

Основним технологічним устаткуванням, котре забезпечує план перекачування газу, є ГПА. Тоді маємо:

$$K_{ГКС} = \prod_{i=1}^n K_{Г\ ГПА} \cdot \quad (3.54)$$

Однак такий показник надійності для БККС неприйнятний, оскільки за наявності резервних ГПА він не характеризує ефективність об'єкта в цілому. Тому необхідно ввести показник, який характеризує готовність парку ГПА, що визначається як відношення кількості працездатні машин до загальної кількості машин. У такий спосіб враховуються й резервні агрегати. За умови:

$$K_{ГГ БКО} = K_{ГГ ГПА} \quad (3.55)$$

Одержуємо

$$U = \frac{\bar{K}_{ГГ ГПА} \cdot N_{ГПА}}{K_{ГГ ГПА} \cdot N_{ГПА} + \bar{K}_{ГГ ГПА} N_{ГПА}}, \quad (3.56)$$

де U - безрозмірна величина, що характеризує готовність парку ГПА;
 $K_{ГГ ГПА}$ - коефіцієнт готовності одного ГПА; $\bar{K}_{ГГ ГПА}$ - доповнення коефіцієнта
 готовності до одиниці (тобто, коефіцієнт неготовності).

Такий підхід дає можливість оцінити як готовність парку ГПА для однієї
 КС, так і готовність парку ГПА щодо керування магістральними газопроводами
 всього виробничого об'єднання. Середні питомі витрати на обслуговування БККС
 знаходимо як суму питомих витрат на обслуговування кожного БКУ:

$$\bar{Z}_{Р КС} = \sum_{i=1}^n \bar{Z}_{Рi} \quad (3.57)$$

Вибираючи раціональну стратегію обслуговування БККС в цілому,
 мінімізуємо середні питомі витрати на обслуговування при фіксованій величині
 коефіцієнта готовності парку ГПА.

Аналіз результатів розрахунків (таблиця 3.4) показує, що періодичність
 перевірок, екстремальні значення $\bar{Z}_{Р}$ для БКУ як системи відрізняються від
 значень для БКУ як неподільного об'єкта обслуговування, а також від значень при
 існуючій стратегії.

У таблиці 3.4 у чисельнику вказано обмеження на коефіцієнт готовності
 блочно-комплектного ГПА як неподільного об'єкта, в знаменнику – як системи.

Таблиця 3.4– Порівняльні дані ефективності обслуговування та ремонту блочно-комплектних ГПА як неподільного об'єкта й як системи

| Тип ГПА | Стратегія | $K_{r \min}^0$ | $\min \bar{Z}_p$ | Режим обслуговування та ремонту | |
|---------|-----------|---------------------|------------------|---------------------------------|---------|
| | | | | θ , год | Тр, год |
| ГТН 16 | A | $\frac{0,98}{0,97}$ | 55.76 | | 12000 |
| | B | $\frac{0,98}{0,97}$ | 44.25 | 880 | 20000 |
| | C | $\frac{0,98}{0,97}$ | 41.82 | 980 | |
| ГПА-Ц63 | A | $\frac{0,78}{0,66}$ | 53.04 | | 6000 |
| | B | $\frac{0,78}{0,66}$ | 42.6 | 372 | 16000 |
| | C | $\frac{0,78}{0,66}$ | 40.12 | 454 | |

3.4. Технічне обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів при обмеженій інформації

Ухвалення рішення в умовах неповної інформації - типове явище, з яким зіштовхуються експлуатаційники та ремонтники при технічному обслуговуванні й ремонті як традиційного, так і блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів.

Стратегія технічного обслуговування будується з урахуванням об'єктивних характеристик надійності устаткування (безвідмовності та ремонтпридатності); специфічних особливостей системи; умов експлуатації (віддаленість від ремонтних баз, наявність запасних частин, кліматичні умови і т.д.).

Однак для блочно-комплектного устаткування, що надходить на об'єкти магістральних газопроводів, не завжди відомі всі необхідні характеристики. Насамперед це стосується функції розподілу часу безвідмовної роботи, функції розподілу часу відновлення та функції розподілу часу самостійного прояву відмовлень нових типів блокових ГПА, а також блочно-комплектних автоматизованих ГРС і різних БКУ, які знаходяться в експлуатації протягом нетривалого часу.

При відсутності статистики, необхідної для аналізу будь-якої характеристики, вважається, що жодних обмежень на цю функцію розподілу немає, за винятком того, що вона належить до класу функцій розподілу позитивних випадкових величин [33,57,58,34]. Для рішення задачі з вказаними умовами використовується принцип максимуму або мінімуму [40, 75, 99].

Розглянемо випадок часткової відсутності інформації про тривалість роботи об'єкта в перед аварійному стані, тобто функції розподілу $\Phi(t)$. Такий випадок має місце, коли момент появи ушкодження в блоках, вузлах або деталях БКУ не фіксується, а час розвитку дефекту (тривалість функціонування в передвідмовному стані) не може бути оцінений експертними методами; така оцінка утруднена (зокрема, для нових типів блочно-комплектних пристроїв). У подібній ситуації доцільно використовувати принципи мінімуму (максимуму). Виходячи з принципу мінімуму (максимуму) маємо:

- для середніх питомих витрат на одиницю наробітку

$$\bar{Z}_{PH}^m = \max_{\Phi} \bar{Z}_{PH}. \quad (3.58)$$

- для середніх питомих витрат на одиницю календарного часу

$$\bar{Z}_{PK}^m = \max_{\Phi} \bar{Z}_{PK}. \quad (3.59)$$

- для коефіцієнта готовності

$$K_{\Gamma}^m = \max_{\Phi} K_{\Gamma}. \quad (3.60)$$

Показники середніх витрат на обслуговування і ремонт за період регенерації \bar{z}_p , середнього наробітку за період регенерації t'_p і середнього сумарного часу обслуговування та ремонту t_p є лінійними функціоналами відносно функції розподілу $\Phi(t)$. Таким чином, питомі показники \bar{z}_{PH} , \bar{z}_{PK} і K_Γ є дробово-лінійними функціоналами щодо функції розподілу $\Phi(t)$. Їх екстремуми (мін чи мах) досягаються на вироджених функціях розподілу з одиничним стрибком у точці $0 \leq x < \infty$. Отже, алгоритм пошуку оптимальних значень є наступним:

$$\bar{z}_{PH}^m = \max_{0 \leq x \leq \frac{T}{n}} \bar{z}_{PH}; \quad (3.61)$$

$$\bar{z}_{PK}^m = \max_{0 \leq x \leq \frac{T}{n}} \bar{z}_{PK}; \quad (3.62)$$

$$K_\Gamma^m = \max_{0 \leq x \leq \frac{T}{n}} K_\Gamma; \quad (3.63)$$

$$\text{де } \bar{z}_{PH} = \frac{z_p}{t'_p}, \bar{z}_{PK} = \frac{z_p}{t'_p + t_p}, K_\Gamma = \frac{t'_p}{t'_p + t_p}.$$

При цьому середні затрати знаходимо з виразу:

$$\begin{aligned} \bar{z}_p = & \sum_{\kappa=0}^{\left[\frac{T}{\theta}\right]-1} \left[\int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta-x} dF(t)(\kappa C_{np} + C_{av}) + \int_{(\kappa+1)\theta-x}^{(\kappa+1)\theta} dF(t)[(\kappa+1)C_{np} + C_{пред}] + \right. \\ & \left. + \int_{\left[\frac{T}{\theta}\right]\theta}^{T-x} dF(t)\left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{av}\right) + \int_{T-x}^T dF(t)\left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{нл.пред}\right) + \right. \\ & \left. + \bar{F}(T)\left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{нл.}\right) \right] = \sum_{r=0}^{\left[\frac{T}{\theta}\right]-1} [(\kappa C_{np} + C_{av})\{F[(\kappa+1)\theta-x] - F(\kappa\theta)\}] + \end{aligned} \quad (3.65)$$

$$\begin{aligned}
& + [(\kappa + 1)C_{np} + C_{перед}] \cdot \{F[(\kappa + 1)\theta] - F[(\kappa + 1)\theta - x]\} + \\
& + \left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{ав}\right) \cdot \{F[T - x] - F\left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot \theta\right)\} + \\
& + \left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{нл.перед}\right) \cdot \{F[T] - F(T - x)\} + \\
& + \left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{нл.}\right) \cdot \bar{F}(T) = \sum_{r=0}^{\left[\frac{T}{\theta}\right]-1} [(\kappa + 1)C_{np} + C_{перед}] F[(\kappa + 1)\theta] + \\
& + \left(C_{ав} - C_{перед} - C_{np}\right) F[(\kappa + 1)\theta - x] - (\kappa C_{np} + C_{ав}) F(\kappa\theta) - \\
& - \left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{ав}\right) \cdot F\left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot \theta\right) + \left(C_{ав} - C_{нл.перед}\right) F(T - x) + \\
& + \left(\left[\frac{T}{\theta}\right] \cdot C_{np} + C_{нл.}\right) + \left(C_{нл.перед} - C_{нл.}\right) F(T)
\end{aligned} \tag{3.64}$$

Значення середнього наробітку за період регенерації отримуємо з:

$$\begin{aligned}
t_p = \sum_{\kappa=0}^{\left[\frac{T}{\theta}\right]-1} & \left[\int_{\kappa\theta}^{(\kappa+1)\theta-x} dF(t)(t+x) + \int_{(\kappa+1)\theta-x}^{(\kappa+1)\theta} dF(t)(\kappa+1)\theta + \right. \\
& \left. + \int_{\left[\frac{T}{\theta}\right]\theta}^{T-x} dF(t)(t+x) + \int_{T-x}^T dF(t)T + \bar{F}(T)T \right]
\end{aligned} \tag{3.65}$$

Для визначення середньої сумарної тривалості обслуговування та ремонту за період регенерації отримано наступний вираз:

$$\begin{aligned}
t_p(\theta, T_p) = \sum_{\kappa=0}^{\left[\frac{T}{\theta}\right]-1} & [(\kappa + 1)\tau_{np} + \tau_{перед}] F[(\kappa + 1)\theta] + \\
& + [\tau_{ав} - \tau_{перед} - \tau_{np}] F[(\kappa + 1)\theta - x] - \\
& - (\kappa\tau_{np} + \tau_{ав}) F(\kappa\theta) - \left(\left[\frac{T}{\theta}\right]\tau_{np} + \tau_{ав}\right) F\left(\left[\frac{T}{\theta}\right]\theta\right) + \\
& + (\tau_{ав} - \tau_{нл.перед}) F(T - x) + \left(\left[\frac{T}{\theta}\right]\tau_{np} + \tau_{нл.}\right) + \\
& + (\tau_{нл.перед} - \tau_{план}) F(T)
\end{aligned} \tag{3.66}$$

Таким чином, для вибору раціонального режиму обслуговування при неповній інформації, що характеризується відсутністю даних про параметри функції розподілу, необхідно розв'язати задачу виду:

$$\left. \begin{aligned} & \min_{\theta, T_p} \left\{ \max_{\Phi} \bar{Z}_p(\theta, T_p, \Phi(t)) \right\} \\ & \text{при } K_{\Gamma \min} \geq K_{\Gamma \min}^0 \end{aligned} \right\}. \quad (3.67)$$

Розглянемо випадок експонентного розподілу функції роботи БКУ в справному стані при невідомих параметрах функції розподілу часу роботи в несправному (передвідмовному) стані, тобто, коли:

$$F(t) = 1 - \exp(-a_F t). \quad (3.68)$$

Тоді можна показати, що для стратегії С:

$$\begin{aligned} \max_{\Phi} \bar{Z}_p(\theta) &= \max_{0 \leq x \leq \theta} \frac{C_{ас} - C_{пред} e^{-a_F \theta} - (C_{ас} - C_{np} - C_{пред}) e^{-a_F(\theta-x)}}{x + \frac{1}{a_F} (1 - e^{-a_F(\theta-x)})} = \\ &= \max \left\{ a_F C_{ас} + a_F C_{np} \frac{e^{-a_F \theta}}{1 - e^{-a_F \theta}}; \frac{C_{np} + C_{пред} (1 - e^{-a_F \theta})}{\theta} \right\}, \end{aligned} \quad (3.69)$$

тому що $\frac{df_1(\theta)}{d\theta} < 0$ і $\frac{df_2(\theta)}{d\theta} < 0$, відповідно до принципу мінімакса (θ^* вибирається з умови $\bar{Z}_p^*(\theta^*) = \min_{\theta} \max_{\Phi} \bar{Z}_p(\theta)$) планове обслуговування не доцільне, тобто $\theta^* \rightarrow \infty$.

При цьому $\bar{Z}_p(\theta^*) = a_F C_{ас}$.

Даний висновок справедливий і до стратегії С ($\theta < \infty, T \rightarrow \infty$) і для стратегії А ($\theta \rightarrow \infty, T < \infty$).

3.5 Висновки по третьому розділу

1. Отримані вирази для екстремумів показників дозволяють визначити режим обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів у невизначеній ситуації. Обраний запропонованим методом режим обслуговування забезпечує гарантовані значення питомих показників ефективності стратегій технічного обслуговування і ремонту БКУ.

2. Отримана математична модель і аналітичні розв'язки дозволяють визначати раціональний режим обслуговування при обмеженій інформації про зміни надійності вузлів і агрегатів БКУ магістральних газопроводів у процесі функціонування.

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ РЕМОНТУ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО УСТАТКУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

4.1 Організація ремонту основного технологічного устаткування магістральних газопроводів

У газовій промисловості склалася система ремонтного обслуговування газоперекачувальних агрегатів, що включає в себе мережу спеціалізованих виробничо-технічних підприємств, ремонтних баз і заводів. Повсюдно впроваджуються прогресивні методи ремонту устаткування, нові види інструментів, пристосувань і оснащення. Постійне розширення номенклатури устаткування, яке підлягає ремонтним роботам, а також ускладнення конструкції газоперекачувальних агрегатів висуває підвищені вимоги до рівня кваліфікації експлуатаційного (обслуговуючого) та ремонтного персоналу в цілому з усіх питань і проблем технічного обслуговування та ремонту основного технологічного устаткування магістральних газопроводів.

Застосовувана система планово-попереджувального ремонту є сукупністю організаційно-технічних заходів щодо планування, організації та проведення робіт із технічного обслуговування та ремонту устаткування, що забезпечують його безпечну, безвідмовну й ефективну роботу при мінімальних експлуатаційних і ремонтних витратах. Планування ремонтів здійснюється на підставі рекомендацій заводів або фірм-виготовлювачів устаткування та з урахуванням показників надійності роботи агрегатів. Система планово-попереджувального ремонту ГПА передбачає різні види технічного обслуговування та ремонту устаткування [18, 82, 94, 95, 100-106]. Усі види технічного обслуговування здійснюються безпосередньо на компресорних станціях персоналом експлуатаційних і ремонтних організацій. Деякі види ремонту, відповідно до

сформованої практики, здійснюються лише в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства.

Основний обсяг ремонтних робіт, включаючи зборку, розбирання та заміну дефектних вузлів в агрегатах, здійснюється на місці установки.

Керівництво з організації планово-попереджувального ремонту (ППР) усього комплексу устаткування компресорної станції здійснюється начальником газокомпресорної служби (ГКС), а відповідальність за виконання системи ППР покладається на начальника компресорної станції. Відповідальність за якість, обсяги та терміни проведення середніх і капітальних ремонтів, які здійснюються спеціалізованими ремонтними організаціями, покладається на керівника робіт. Для проведення ППР на компресорній станції експлуатаційною організацією складається план-графік ремонтів, що узгоджується з ремонтною організацією та затверджується газотранспортним об'єднанням. Здачу агрегату в ремонт і прийом із ремонту з оцінкою якості здійснює комісія під керівництвом начальника ГКС. Для виводу агрегату в ремонт представниками експлуатаційної організації повинні бути складені та передані ремонтній організації: відомість дефектів агрегату, перелік планованих модернізацій і заявка на необхідні запасні частини та матеріали. Попередня заявка на необхідні запасні частини та матеріали має бути представлена ремонтною організацією за місяць до здачі агрегату в ремонт[36].

Головною організацією ПАТ «Укртрансгаз» по ремонту газоперекачувальних агрегатів, а також по монтажу імпортного та вітчизняного газоперекачувального устаткування є виробниче об'єднання по ремонту та монтажу газоперекачувальних агрегатів ВРТП «Укргазенергосервіс».

ВРТП «Укргазенергосервіс» займається також ремонтом іншого устаткування компресорних станцій та ремонтом устаткування газорозподільних станцій. У структуру об'єднання входять виробничо-технічні підприємства та ремонтні організації, розташовані в різних регіонах країни. Робота кожного

структурного підрозділу виробничого об'єднання організована відповідно до Статутів і Положень.

Основною формою організації праці в філії є бригадна організація, в якій охоплено 1052 чол., що складає 87,8% від загальної облікової чисельності робітників, у т.ч.:

- по ремонту енергомеханічного обладнання - 386 чол.
- по будівництву - 10 чоловік, об'єднаних у 2 бригади;
- в іншій діяльності - 343 чоловіки, об'єднаних у 24 бригадах.

Із 80 бригад - 26 спеціалізованих і 14 комплексних. У ремонті ГПА функціонують 54 бригади: 26 спеціалізованих, 14 комплексних.

Ремонтним бригадам плануються наступні госпрозрахункові показники: план-графік ремонтів устаткування (бригадам на КС); план робіт із установленної номенклатури; чисельність робітників у бригаді; обсяг робіт у грошовому вираженні; наробіток на одного працівника; фонд заробітної плати.

Робота з розвитку та підвищення ефективності бригадної форми організації стимулювання праці на підприємствах філії здійснюється відповідно до намічених заходів, спрямованих на впровадження передових технологічних процесів, що підвищують продуктивність праці та якість ремонту ГПА; розширення агрегатно-вузлового методу ремонту ГПА в умовах ремонтних баз.

Щорічно складається 3 план-графіки проведення ремонтів основного енергомеханічного устаткування ПАТ «Укртрансгаз», план-графік ТО, план діагностики, виконуваний силами ВРТП «Укргазенергосервіс».

Усього на об'єктах ПАТ «Укртрансгаз» встановлено 705 газоперекачувальних агрегатів, усі знаходяться на ремонтному обслуговуванні ВРТП «Укргазенергосервіс».

Ремонтна організація перед прийомом агрегату в ремонт здійснює наступні заходи: підготовка необхідної документації; постачання необхідними запасними частинами та матеріалами; забезпечення наявності кваліфікованої та підготовленої ремонтної бригади, оснащеної всіма необхідними для проведення

ремонту інструментами та пристосуваннями; підготовка робочих місць для ремонтного персоналу; розробка організаційно-технічних заходів для зниження трудомісткості та вартості ремонту, підвищення його якості, скорочення простою устаткування в ремонті.

У період із 2009 до 2012 рр. ВРТП «Укргазенергосервіс» виконано 359 ремонтів ГПА згідно з план-графіками ППР і скоригованими план-графіками ППР: 2009 р. - 111 ремонтів, ГПА 2010 р. – 104, ремонтів ГПА 2011р. – 100 ремонтів ГПА, 2012р. - 45 ремонтів ГПА.

Ремонтною організацією складається й узгоджується з експлуатаційною організацією перелік устаткування, що підлягає відправленню на спеціалізовані ремонтні підприємства, організовується консервація цього устаткування та його упакування у відповідності з наявними типовими інструкціями. При відправленні дефектних вузлів і деталей на спеціалізовані ремонтні підприємства до них додаються супровідні формуляри з зазначенням найменування, функціонального призначення, фірмового номера по каталогу запасних частин, дефекту та часу наробітку.

Централізованому ремонту підлягають наступні вузли: ротори турбокомпресори та ТНД агрегатів ГТК-10І і ГТК-25І; ГТК-10, ГТН-6, ГТН-16 й інші; ресурсі деталі зони горіння та тракту гарячих газів; ротор силовий турбіни всіх типів ГПА; ротори нагнітачів, вкладиші опорних підшипників; упорні кільця підшипників нагнітачів типів RF-288-30 і PCL-804-2/36/.

Ремонт насосів ущільнюючого масла й інших агрегатів системи стику технологічного газу здійснюється в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства; на компресорних станціях проводиться заміна агрегату на новий або заздалегідь відремонтований. Зняття газогенератора також здійснюється з метою ремонту на спеціалізованого ремонтному підприємстві.

Ремонт силової турбіни (наприклад, MS-5002) в умовах компресорної станції складається з наступних основних технологічних операцій: ревзія опорних і упорних підшипників, лопаткового апарата та, за необхідності, заміна

соплових лопаток; дефектоскопія основних деталей ротора; огляд деталей вихлопного тракту: вихідного дифузора та вихлопного патрубка; ревізія деталей проміжного валу; зборка турбін; центрування валів турбіни та нагнітача.

Ремонт ротора турбіни, в процесі якого здійснюються такі операції як перенасадка дисків, заміна робочих лопаток, механічна обробка опорних шийок, динамічне балансування, проводиться в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства. Повне розбирання силової турбіни з виїмкою ротора здійснюється тільки після зняття газогенератора.

Ремонт нагнітачів в умовах компресорної станції, в основному, зводиться до розбирання, очищення внутрішніх порожнин, заміни дефектних деталей, зборки та центрування. Основним вузлом нагнітача, що піддається відновленому ремонту, є ротор, заміна робочих коліс, відновлення геометрії вхідних кромek лопаток методом наплавлення; опресування підшипників і балансування можуть здійснюватися лише в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства.

Пуск агрегату після ремонту виконується експлуатаційним персоналом компресорної станції з дозволу диспетчерської служби газотранспортного об'єднання. Для визначення технічного стану ГПА проводяться приймально-здавальні післяремонтні випробування. Після завершення випробувань агрегат повинен проработати без зупинок під навантаженням 72 години на режимах, обумовлених умовами роботи компресорної станції.

Технічне обслуговування та ремонт устаткування магістральних газопроводів проводиться відповідно до нормативної документації; разом із технічною документацією заводів і фірм-виготовлювачів устаткування основними керівними та нормативними документами є відповідні ГОСТ, СОУ, СТП, НПАОП інструкції з технічного обслуговування, норми часу на технічне обслуговування, норми часу та розцінки на середній і капітальний ремонт і т.д. Усі ці нормативні документи досить жорстко регламентують як періодичність ремонтно-профілактичного обслуговування устаткування магістральних газопроводів і структурний рівень обслуговування, так і місце відбудовного ремонту агрегатів,

вузлів і деталей. При цьому вирішується тільки задача визначення періодичності ремонту.

Поточне технічне обслуговування (ТО, ТО-1) і дрібний ремонт устаткування магістральних газопроводів, а також деяких вузлів і деталей проводиться експлуатаційним персоналом.

Робота по розвитку та підвищенню ефективності бригадної форми організації та стимулювання праці на підприємствах об'єднання здійснюється відповідно до намічених заходів, спрямованих на: впровадження передових технологічних процесів, що підвищують продуктивність праці й якість ремонту ГПА; розширення агрегатно-вузлового методу ремонту ГПА в умовах ремонтних баз. Централізованому ремонту підлягають: ротори турбокомпресора та ТНД агрегатів ГТК-10І й ГТК-25І; ресурсні деталі зони горіння та тракту гарячих газів агрегатів; газогенератор "РОТОТОН"; ротор силовий турбіни MS-5002, ротори нагнітачів усіх типів; вкладиші опорних підшипників; упорні кільця підшипників нагнітачів типів RF-288-30 і PCL-804-2/36/

Для експлуатаційного та ремонтно-профілактичного обслуговування компресорних станцій (КС), лінійної частини магістральних: газопроводів, газорозподільних станцій (ГРС), установок електрохімзахисту (ЕХЗ), засобів контрольної-вимірювальних приладів і автоматики (КВП і А), устаткування та комунікації енерговодопостачання, ліній і споруджень телемеханіки та зв'язків створюються комплексні та спеціалізовані бригади й ланки.

В такий спосіб технічне обслуговування та ремонт устаткування (в тому числі і блочно-комплектного) магістральних газопроводів виконують:

- бригади в складі експлуатаційного підрозділу;
- централізовані ремонтні організації-підрозділи ВРТП "Укргазенергосервіс" і деякі інші організації (наприклад, УМГ «Прикарпаттрансгаз»);
- спеціалізовані ремонтні підрозділи ряду об'єднань у різних регіонах країни.

При централізованій формі є можливість сконцентрувати ремонтні служби в одних руках, що дозволяє раціонально й оперативно використовувати ремонтний персонал, підвищити продуктивність праці ремонтників, а також забезпечити високе завантаження устаткування ремонтних цехів. Централізація та спеціалізація ремонтних робіт створюють умови для впровадження передової технології й зменшення чисельності ремонтного персоналу підприємств, при цьому скорочуються простой устаткування в ремонті. При централізації та спеціалізації ремонту компресорного й іншого блочно-комплектного устаткування є можливість застосовувати індустриальні методи (агрегатно-вузловий метод ремонту, подібний до потокового), що сприяють подальшій механізації ремонтних робіт. Для цього необхідно розробляти прогресивну технологію проведення ремонту, у якій дається опис матеріалів, інструментів, пристосувань, оснащення, механізмів, робочої сили, трудомісткості й ін. Це дозволить виготовляти всі вузли та деталі, виконувати будівельні та допоміжні роботи до зупинки устаткування на ремонт.

Ремонт, в основному, повинен полягати в розбиранні, знятті зношених вузлів, установці замість них заздалегідь підготовлених нових чи відремонтованих вузлів і зборці агрегатів. Такий принцип створить передумови не тільки для переходу на новий рівень організації ремонтних робіт, але й для впровадження нових високопродуктивних засобів механізації.

При цьому ремонт блочно-комплектного та традиційного устаткування проводиться як на місці експлуатації, так із відправленням елементів на спеціалізовані підприємства для відновлення, виходячи тільки з технологічних факторів, організаційно-технічних можливостей і сформованої практики. Економічні критерії доцільності ремонту на місці або на базі не враховуються.

Тому подальше вдосконалення ремонтного виробництва в газотранспортній системі можливе при вирішенні комплексу питань:

- створення міжгалузевих спеціалізованих заводів (за територіальним принципом) для ремонту устаткування загальнопромислового застосування, що є спільними для декількох напрямків (газової, нафтової й ін.);

- організації галузевих ремонтних підприємств для ремонту специфічного для даної галузі блочно-комплектного устаткування;

- централізації виготовлення запасних частин;

- створення централізованого обмінного фонду блоків, вузлів і деталей.

Поряд із вибором загальних і індивідуальних стратегій обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів найважливішими задачами є:

- визначення оптимального рівня замінних елементів (блок, модуль, вузол);

- оптимальне рішення щодо відмовлених елементів, які замінюються (ремонт на місці або на базі).

Тобто, необхідно вирішувати двовимірні та тривимірні задачі, які реально виникають перед газотранспортними та ремонтними організаціями.

4.2 Аналіз розрахункових схем розбиття блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на вибір раціональних стратегій обслуговування

Одним із провідних напрямків технічного прогресу в газотранспортній системі є подальший розвиток агрегатно-вузлового ремонту як основного напрямку в удосконалюванні ремонтно-технічного обслуговування, підвищенні якості ремонтів і скороченні термінів простою устаткування в ремонті [16, 99, 106-110]. В умовах широкого впровадження в газовій промисловості блочно-комплектного устаткування підвищеної ремонтпридатності, використання уніфікованих вузлів і блоків економічна доцільність агрегатно-вузлового ремонту зростає.

Агрегатно-вузловий метод ремонту блочно-комплектного устаткування (БКУ) полягає в заміні несправних елементів (блоків, агрегатів, вузлів) справними, раніше відремонтованими чи новими з обмінного фонду. Блок (вузол) замінюється в тому випадку, коли для усунення несправності безпосередньо на ГПА потрібно більше часу, ніж на його заміну, і коли ремонт не може бути зроблений у міжзмінний час. Знятий з ГПА несправний блок ремонтують, після чого він надходить в обмінний фонд.

Основними перевагами агрегатного методу є скорочення часу простою ГПА або іншого БКУ в ремонті, що визначається лише часом, необхідним для заміни одного чи декількох несправних елементів. Агрегатний метод скорочує майже вдвічі час перебування ГПА в ремонті та підвищує коефіцієнт готовності.

Для виконання ремонту агрегатним методом необхідно мати фонд оборотних елементів, який не знижується. Обсяг обмінного фонду елементів визначається діючим положенням [37, 78], а також може бути прийнятий таким, як описано та рекомендовано в роботах [20, 35, 77, 84].

Підвищена ремонтпридатність блочно-комплектного устаткування, у тому числі й блокових ГПА, сприяє подальшому розвитку агрегатно-вузлового методу ремонту, забезпечує можливість оптимізації рівня ремонту (заміни) БКУ або його елементів.

Блокові ГПА, а також інше блочно-комплектне устаткування магістральних газопроводів створюють необхідні передумови для:

- 1) застосування перспективних стратегій обслуговування з перевітками (стратегія В і стратегія С);
- 2) оптимізації рівня обслуговування та ремонту (заміни) елементів блочно-комплектного устаткування при фіксованому місці ремонту, тобто вибору раціональної схеми розбивки БКУ на об'єкти обслуговування і ремонту.

Встановлення оптимального рівня замінних елементів і раціональної стратегії обслуговування представляє комплексну проблему, що вимагає визначення та кількісного вираження всіх істотних витрат. При рішенні задачі

вибору оптимального рівня замінних елементів необхідно зробити деякі допущення. Габарити деяких блоків або труднощі їх демонтажу та вилучення зумовили те, що вони не розглядалися як можливі замінні елементи. Такі блоки (сюди відносяться також модулі) були виключені з аналізу, але в них у якості замінних елементів були виділені агрегати (вузли). Блоки або їхні еквіваленти були вибрані як вищий рівень замінних елементів, оскільки ціна елемента більш високого рівня (тобто суперблоку, пристрою) або об'єкта в цілому робить практично непридатним їхнє використання як замінних елементів. У ряді випадків недоцільно відносити блоки до замінних елементів із конструктивних розумінь (наприклад, при наявності нероз'ємних з'єднань із іншими блоками або вузлами). Тоді в якості замінних елементів, визначених відповідними вимогами до середнього часу відновлення, варто приймати вузли (агрегати, модулі) або деталі.

Таким чином, замінним елементом може бути блок, вузол або деталь. У деяких випадках вибір відсутній, тому що вимоги до готовності зумовлюють використання одного з трьох видів замінних елементів. Коли вибір можна зробити незалежно від коефіцієнта готовності, тоді витрати на обслуговування та ремонт стають вирішальним критерієм.

Вибір схеми розбивки БКУ на об'єкти обслуговування з використанням раціональної стратегії є однією з актуальних задач, що часто виникають у практиці ремонту БКУ магістральних газопроводів.

Задача вибору рівня (схеми) та стратегії обслуговування являє собою одну з двовимірних задач, сформульованих раніше. Розглянемо її рішення. Введемо безліч альтернативних варіантів:

$$S^2 = U \times R, \quad (4.1)$$

де U - множина схем розчленовування БКУ, R - множина стратегій.

Кожен конкретний варіант є прямим перетинанням на площині однієї зі стратегій з однією зі схем розбивки БКУ на об'єкти обслуговування.

Для кожного варіанта:

$$S_{ij}^2 = \{u_i, r_j\}, \quad \text{де } u_i \in U, r_j \in R \quad (4.2)$$

вирішуємо задачу виду (3.11) або (3.68) і визначаємо відповідні цьому варіанту мінімальні питомі витрати. Потім методом перебору вибираємо варіант, якому відповідає

$$\bar{Z}_P^0 = \min_{U,R} \{ \bar{Z}_{Pij} \}. \quad (4.3)$$

Таким способом знаходимо рішення поставленої двовимірної задачі. В таблиці 4.1 приведений фрагмент розрахунків по конкретним блочно-комплектним ГПА.

Різні типи БКУ відрізняються як характеристиками по надійності, так і вартісними показниками. В залежності від показників безвідмовності та ремонтпридатності при визначеній раціональній стратегії оптимальним обслуговуючим (або замінним) рівнем може бути як блок, так і вузол або деталь (таблиця 4.1). При такій методиці виникає можливість вибору з конкуруючих рішень "схема-стратегія".

Розрахунки та проведений аналіз показують, що практично в усіх випадках варто віддати перевагу розбивці БКУ на вузли, а в ряді випадків - на блоки і вузли, обслуговуючи при цьому по стратегії В або С.

4.3. Вибір місця ремонту вузлів і агрегатів блочно-комплектного устаткування при різних стратегіях обслуговування

Результативність ремонтних робіт залежить від організаційно-технологічних принципів їх виготовлення. Саме ці принципи, відбиваючи єдність організаційних форм виробництва, технологічних процесів і оснащення, у кінцевому рахунку визначають зміст усіх етапів і елементів ремонтного циклу. Зміна одного з зазначених компонентів викликає зміни інших. Так, при ремонті ГПА, устаткування склад і послідовність операцій, і навіть спеціальності

ремонтників, а отже, і організація робіт, різні при виконанні операцій на місці, без виймання деталей із блоків і вузлів чи при здійсненні їх в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства (бази, цеху, заводу) після демонтажу і розбирання вузлів.

Оптимізація вимагає оцінки всіх можливих варіантів, а для цього необхідна загальна класифікація організаційно-технологічних принципів ремонту. Така класифікація, охоплюючи усі відомі принципи і показуючи нові можливі підходи, буде сприяти вибору найкращого для даних умов варіанта виконання ремонтних робіт. Різноманіття об'єктів і умов ремонту, прийнятих систем його проведення, зміни в принципах здійснення ремонтів утруднює встановлення організаційно-технологічних ознак класифікації ремонтів і саму її структуру. Ймовірно тому до теперішнього часу відсутні узагальнюючі класифікаційні схеми ремонтних робіт, хоча широко використовується безліч їхніх варіантів.

Блочно-комплектне устаткування є зручною базою для побудови класифікаційних схем ремонту. В ремонті блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів сконцентровано практично все різноманіття об'єктів, умов і систем ремонту взагалі. Тут характерна роз'єднаність або концентрація об'єктів ремонту; сезонні фактори, діючи для одних груп БКУ, не позначаються на експлуатації інших; сам об'єкт ремонту - блоковий ГПА або інше БКУ - є складною системою (а БККС і БКГРС - крупними та складними інженерними спорудженнями), де зосереджені як складні, так і найпростіші технічні засоби. Ремонтні роботи можуть носити підтримуючий характер або змінювати призначення БКУ (модернізація, переустаткування).

При виборі критеріїв класифікації організаційно-технологічних принципів ремонтів необхідно, в першу чергу, відзначити, що ці критерії, разом із задоволенням звичайних для подібних задач вимог, повинні бути єдиними для різних технічних об'єктів усіх рівнів складності. Формування ієрархічних ступенів складності само по собі є непростю задачею і може істотно відрізнятись в залежності від видів блочно-комплектного устаткування й об'єктів магістральних

газопроводів. Для подальших досліджень будемо виходити з принципів раціонального членування БКУ й ієрархічних (структурних) рівнів.

В якості критерію класифікації ремонтних робіт вибираємо фактор, який властивий саме ремонтному виробництву та не проявляється або слабо відображається на процесах виготовлення й монтажу. Таким фактором є обставини або умови здійснення робіт, тобто виконання робіт на місці використання або поза ним, у спеціальних ремонтних умовах. Пропонована класифікація організаційно-технологічних принципів ремонтів блочно-комплектних об'єктів і устаткування магістральних газопроводів (таблиця 4.1), побудована за ознакою виконання виробничих робіт, має досить цілісний, конструктивний вид.

Два рівні забезпеченості запасними елементами відображають наявність чи відсутність обмінного фонду для технічного обслуговування та ремонту БКУ магістральних газопроводів.

При наявності обмінного фонду ремонт БКУ проводиться методом заміни елементів із подальшим їхнім відновленням у майстерні на місці експлуатації або на спеціалізованому ремонтному підприємстві (рисунок 4.1). При цьому різними будуть тільки вартісні показники. Час відновлення самих елементів не впливає на час ремонту БКУ, а отже і на коефіцієнт готовності.

В умовах відсутності обмінного фонду зняті з експлуатації елементи БКУ можна ремонтувати як на місці експлуатації, так і поза ним, тобто на ремонтній базі чи заводі. Потім відновлені елементи монтуються на БКУ, що повертається в експлуатацію. В цьому випадку і час, і вартість ремонту на місці та на базі будуть різними.

У загальному випадку вартість ремонтного обслуговування знаходимо з виразу:

Таблиця 4.1 – Організаційно-технологічні принципи ремонтних робіт

| Рівень складності об'єкта ремонту | Принцип забезпечення надійності | | Безремонтний |
|---|---|---------------------------|--|
| | Ремонтний | | |
| | По місцю використання | Поза місцем використання | |
| Система, тобто об'єкт чи устаткування | Технічне обслуговування | Не проводиться | Не застосовується |
| Блок, тобто пристрій, механізм чи агрегат | Технічне обслуговування і ремонт «на місці» | Заводський ремонт | Зазвичай не застосовується |
| Вузол (модуль), тобто сукупність деталей | Ремонт «на місці» | Ремонт на базі або в цеху | Придбання нових вузлів |
| Деталь, тобто найпростіший елемент | Обробка «на місці» | Відновлення деталей | Придбання або виготовлення змінно-запасних часин |
| Обмінний фонд | | | |

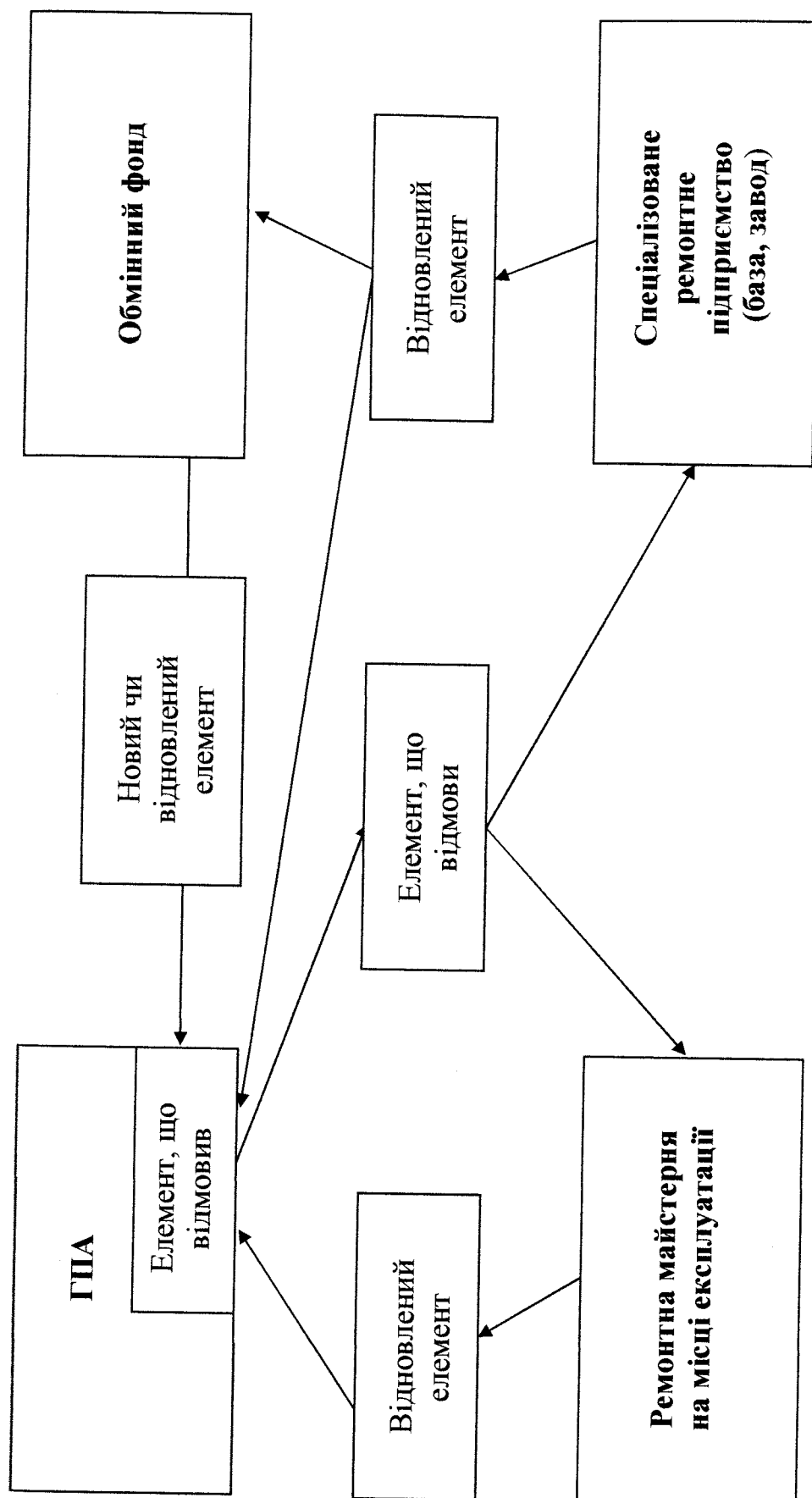


Рисунок 4.1— Схема двох альтернативних варіантів місця проведення ремонтно-відновлювальних робіт

$$C_{рем} = C_{осм} + C_{дм} + C_{ср} + C_{м} + C_{обк}, \quad (4.4)$$

де $C_{осм}$ – вартість огляду, установлення наявності та характеру несправності, відшукування несправного елемента, $C_{дм}$ – вартість демонтажу елемента; $C_{ср}$ – вартість транспортування та відновлення елемента; $C_{м}$ – вартість монтажу елемента на місці експлуатації; $C_{обк}$ – вартість перевірки БКУ після ремонту, обкатування та пуску.

При необмеженому запасі в (4.4) випадає доданок $C_{ср}$, тому що елемент, який відмовив, замінюється новим. При цьому мається на увазі, що вартість нового елемента проходить по статті витрат "Запаси".

Відповідно для часу ремонту маємо:

$$\tau_{рем} = \tau_{осм} + \tau_{дм} + \tau_{ср} + \tau_{м} + \tau_{обк}. \quad (4.5)$$

Індекси в (4.5) аналогічні (4.4).

Додаткові витрати, пов'язані з транспортуванням блоків або інших елементів на спеціалізоване ремонтне підприємство, визначаємо по формулі:

$$C_T = 2Nm_{ср}\rho l, \quad (4.6)$$

де C_T – транспортні витрати, грн.; N – річна програма ремонту даного виду устаткування, шт.; $m_{ср}$ – середня маса одиниці блоку (чи іншого елемента устаткування); ρ – вартість 1 тонно-кілометра, грн.; N – річна програма ремонту даного виду устаткування, шт.; $m_{ср}$ – середня маса одиниці блоку (чи іншого елемента устаткування); ρ – вартість 1 тонно-кілометра, грн.; l – середня відстань від місця експлуатації устаткування до спеціалізованого ремонтного підприємства, км.

Із загального числа елементів БКУ магістральних газопроводів 43-56% можна ремонтувати на місці, з цього устаткування біля 15-20% економічно

доцільно ремонтувати на місці установки виїзними бригадами спеціалізованих ремонтних підприємств. При цьому додаткові витрати, пов'язані з відрядженнями, розраховуємо за емпіричною формулою [16, 67]

$$C_K = \frac{\Pi\beta}{8}(C_{\text{суш}} + C_{\text{кв}}) + 2NC_{\text{тар}}n_{\text{бр}}, \quad (4.7)$$

де C_K - витрати на відрядження, грн.; Π - річна трудомісткість ремонту, люд.-год.; β - середня частка слюсарних: робіт у загальній трудомісткості ремонту; $C_{\text{суш}}$ - добові, грн.; $C_{\text{кв}}$ - квартирні, грн. за добу; N - річна програма ремонту, шт.; $C_{\text{тар}}$ - тариф проїзду; $n_{\text{бр}}$ - середній склад виїзної бригади; 8 - число годин роботи в день (при п'ятиденному робочому тижню).

Двовимірну задачу вибору стратегії обслуговування і місця ремонту БКУ магістральних газопроводів при відсутності запасних елементів вирішуємо в такий спосіб. За аналогією з формулою (4.1) вводимо множину станів БКУ

$$S^2_1 = R \otimes P, \quad (4.8)$$

де P - безліч місць ремонту.

Для кожного стану БКУ

$$S^2_{ij} = \{r_i, p_j\}, \quad \text{де } r_i \in R, p_j \in P \quad (4.9)$$

вирішуємо задачу виду (3.11) чи (3.68) і визначаємо відповідні цьому стану мінімальні питомі витрати \bar{Z}_{pij} . Рішення даної двовимірної задачі визначає варіант, якому відповідає $\bar{Z}_P^0 = \min_{R,P} \{\bar{Z}_{pij}\}$.

Розраховані два варіанти місця ремонтно-відбудовчих робіт при трьох стратегіях обслуговування (таблиця 4.2). Розрахунки й аналіз показали, що в багатьох випадках раціональним є обслуговування по стратегії С (а в деяких - по стратегії В) із ремонтом в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства. У цьому випадку максимально використовується ресурс елементів БКУ і необхідно

здійснювати проведення ремонтно-відновлювальних робіт в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства з відповідним устаткуванням і висококваліфікованим персоналом. Час планової (примусової) заміни елемента призначається з розрахунку запобігання відмовлення, тобто, як правило, елемент не допрацьовує свій ресурс. Тому великих руйнувань чи ушкоджень не відбувається. Отже, можливе проведення ремонтно-відновлювальних робіт на місці експлуатації.

Таблиця 4.2 – Визначення стратегії обслуговування та вибору місця ремонту

| Тип ГПА | Стратегія | $K_{\Gamma \min}^0$ | Режим обслуговування | | Питомі затрати \bar{Z}_p , грн/год | |
|------------|-----------|---------------------|----------------------|---------|---|---------|
| | | | θ , год | Тр, год | На місці | На базі |
| ГТК-25І | А | 0,945 | - | 4000 | 14,7 | 46,9 |
| | В | 0,955 | 920 | 24000 | 28,0 | 22,4 |
| | С | 0,955 | 931 | 738 | 34,3 | 12,6 |
| ГТН-16 | А | 0,63 | - | 4000 | 14,0 | 23,8 |
| | В | 0,65 | 869 | 20000 | 18,9 | 12,6 |
| | С | 0,65 | 833 | - | - | 8,4 |
| ГПА-Ц6,3 | А | 0,74 | - | 4000 | 14,0 | 23,8 |
| | В | 0,68 | 735 | 20000 | 18,9 | 12,6 |
| | С | 0,68 | 710 | - | - | 8,4 |

При цьому всі блоки блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів є транспортабельними. Через відсутність у достатній кількості необхідних транспортних засобів і з деяких інших причин ремонт приблизно 40-45% блоків і вузлів доцільно проводити на спеціалізованих ремонтних підприємствах (базах). Відновлення деяких дорогих деталей економічно доцільно проводити в умовах спеціалізованого підприємства.

При переході на сервісне обслуговування устаткування можливе й інше розподілення ремонтно-відновлювальних робіт із залученням заводів-виготовлювачів, спеціалізованих пересувних ремонтних бригад.

Аналогічно рішення двовимірної задачі вибору рівня та місця ремонту при прийнятій стратегії обслуговування БКУ магістральних газопроводів.

При рішенні тривимірної задачі, тобто задачі визначення раціональної схеми розбивки БКУ в комплексі з вибором раціональної стратегії обслуговування БКУ і місця ремонту знятих з експлуатації (демонттованих) елементів, розглядаємо багато варіантів:

$$S^3 = U \otimes R \otimes P. \quad (4.10)$$

Розрахунки проводяться за тією ж схемою, що і для двовимірних задач.

4.4 Розробка методик розрахунків показників надійності систем і мінімізація середніх питомих затрат на ремонт та планування кількості технічних обслуговувань магістральних газопроводів.

На компресорних станціях застосовуються різні типи газових турбін, агрегатів із електричним приводом, газомоторних компресорів, газоперекачувальних агрегатів (ГПА) з авіаційним приводом. При великому числі агрегатів необхідно стежити за показниками надійності роботи як окремих ГПА основних елементів компресорних станцій, так і різних схем їх з'єднання – структурних утворень, що часто складають багато цехові компресорні станції.

Як відомо, всі без виключення типи агрегатів надзвичайно складні та мають багатоланкову технологічну структуру. Тому кожен агрегат можна було б представити як багатоелементний об'єкт. Проте, ГПА з позицій компресорних станцій, магістральних газопроводів і тим більше всієї системи газопостачання країни можна віднести до елемента, що не ділиться на окремі частини, оскільки такий поділ не внесе жодної додаткової інформації про надійність.

Періодичність проведення технічного обслуговування та ремонтів визначається рівнем напрацювання й експлуатаційними показниками, кількістю «гарячих» пусків і аварійних зупинок, часом простою між двома послідовними видами обслуговування або ремонту, що визначається напрацюванням агрегату.

Терміни проведення обслуговування або ремонту допоміжного обладнання та систем повинні співпадати з термінами, прийнятими для технічного обслуговування та ремонту основного обладнання ГПА. Планування ремонтів допоміжного й основного обладнання КС утруднюється через те, що терміни проведення ремонтів газоперекачувальних агрегатів не співпадають із нормативними та рекомендованими заводами-виробниками.

Використовуючи інструкції по експлуатації заводу-виробника та ремонтні формуляри ГПА типу ГТК-10І та ГТК-25І, зібрано базу даних, проведено аналіз роботи ГПА за напрацюванням і побудовані фактичні та нормативні ремонтні цикли ГПА. В структурі ремонтного циклу кожного ГПА спостерігаються відхилення між нормативним і фактичним періодом проведення середніх і капітальних ремонтів.

Основними критеріями, що характеризують необхідність виведення обладнання в ремонт за технічним станом, є частота й інтенсивність відмов. Складність технологічних схем ГПА та приводів, зокрема, породжує відмови, які самі по собі викликають зупинку машин, а значить істотно впливають на ефективність роботи компресорних станцій.

Тому при розробці методик необхідно враховувати стан усього устаткування газотранспортної системи для одержання ймовірнісних результатів розрахунків, які повинні забезпечити підвищення надійності газотранспортних систем і пошук раціональних стратегій обслуговування при ремонтах із використанням блочно-комплектного устаткування, а також оптимізації мінімуму середніх питомих затрат на обслуговування та ремонт і планування кількості технічних обслуговувань магістральних газопроводів.

4.4.1 Комплексна галузева методика «Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання»

Дана методика призначена для розрахунків параметрів експлуатаційної надійності об'єктів магістральних газопроводів і оптимізації їх обслуговування.

За даною методикою виконується:

1. Розрахунок показників надійності газоперекачувальних агрегатів (ГПА), компресорних станцій (КС).
2. Визначення закону розподілу безвідмовної роботи ГПА для обґрунтування необхідності проведення ремонтів за їх технічним станом.
3. Розрахунок коефіцієнта повної готовності КС для різних технологічних з'єднань ГПА та для КС, оснащених ГПА різної одиничної потужності з метою визначення раціональних режимів газопостачання.
4. Розрахунок коефіцієнта продуктивності багатоцехових КС із урахуванням режимних і керуючих параметрів.

Вказані розрахунки виконуються для оперативного прогнозування експлуатаційної надійності КС і ГПА: визначення динаміки зміни показників надійності об'єктів газопроводів у процесі експлуатації; розрахунку й оптимізації параметрів процесу обслуговування об'єктів системи газопостачання; оперативного коректування параметрів роботи газотранспортної системи з метою підвищення експлуатаційної надійності.

За розробленою методикою проведені розрахунки показників надійності КС магістральних газопроводів «Союз» та «Уренгой-Помари-Ужгород», які приведені у додатку Г.

4.4.2 Комплексна галузева методика «Мінімізація середніх питомих витрат на ремонт та планування кількості технічних обслуговувань газотранспортних систем»

На основі створеної математичної моделі розроблено методику для визначення коефіцієнта готовності устаткування компресорних станцій, оптимізації середніх питомих затрат на обслуговування та ремонт і планування кількості технічних обслуговувань компресорних станцій, розташованих по ходу магістрального газопроводу. Це дасть змогу раціонально планувати профілактичні роботи при аварійних і передаварійних режимах.

В результаті довготривалого виробничого експерименту вдалось зібрати й проаналізувати необхідну інформацію про стан газотранспортної системи та розробити програмне забезпечення, яке дає можливість реалізувати створену математичну модель. Із цією метою розроблено структурну схему пакету оптимізації (рисунок 4.2).

Модуль МКГ призначений для побудови поля значень коефіцієнта готовності k_r і питомих затрат z від перевірок θ при обслуговуванні блочно-комплектного устаткування по стратегіям А, В, С. Розрахунок здійснюється для заданих значень вартості та часу обслуговування на основі інформації при функціонуванні БКУ в справному та передвідмовному стані. Результатом розрахунку є сукупність значень періодичності перевірок, коефіцієнту готовності, питомих затрат на обслуговування, середній наробіток до заміни, середній час на обслуговування та середні сумарні затрати на обслуговування за період регенерації.

Модуль МОР призначений для вибору оптимального режиму обслуговування БКУ при заданих значеннях вартості й часу обслуговування та фіксованому періоді регенерації.

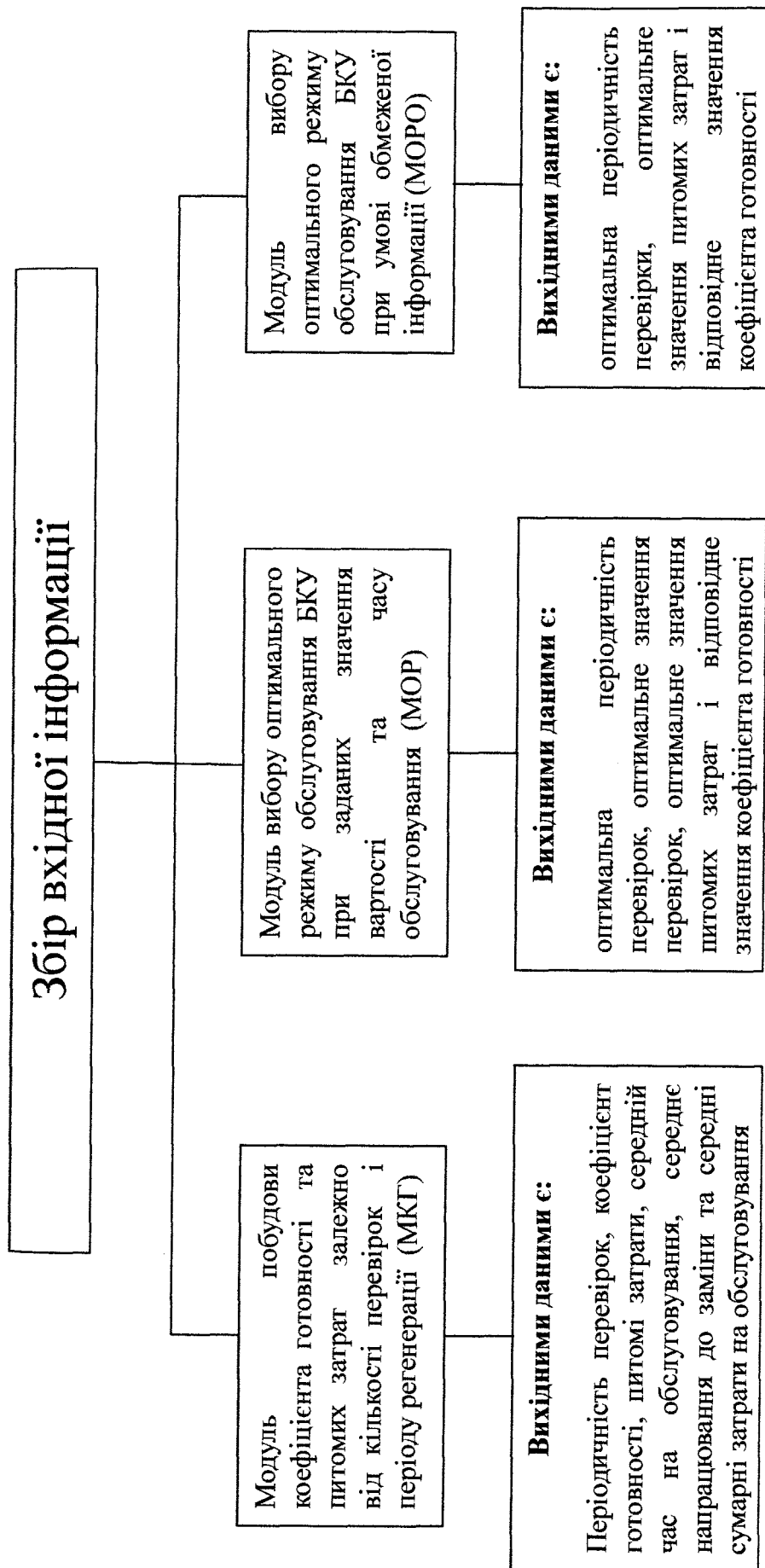


Рисунок 4.2 – Структурна схема пакету оптимізації

На основі інформації про тривалість функціонування БКУ в справному та передвідмовному стані розраховується режим обслуговування, котрий характеризується мінімумом питомих затрат на обслуговування при обмеженнях на коефіцієнт готовності. Результатом розрахунку є оптимальна періодичність перевірок, яка забезпечує мінімум питомих затрат.

Модуль МОРО призначений для вибору оптимального режиму обслуговування БКУ в умовах обмеженої інформації про його надійність. Оптимальний режим обслуговування розраховується при відсутності інформації про функції розподілу часу роботи БКУ в передвідмовному стані з використанням принципу мінімакса або максиміну.

За даними модулями розроблені алгоритми та програми, які дозволяють оптимізувати вибір режиму обслуговування БКУ. Програми та результати розрахунку відображені в [20].

Для практичної реалізації розроблених алгоритмів і програм та їх впровадження взяті фактичні дані про різні види ремонтних робіт підприємства ВРТП «Укргаз енергосервіс» за 6 останніх років роботи (Додатки В, Д, Е).

Затверджені методики та акт впровадження наведені у додатках Ж і К.

Програма ВКО призначена для розрахунку поля значень коефіцієнта готовності та питомих витрат обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів у залежності від періодичності перевірок і періоду регенерації, вибору оптимального режиму обслуговування.

Програма спроектована та розроблена в середовищі Borland Delphi 7. Її можна використовувати в комп'ютерах з операційною системою Windows NT 4 і новіших версіях Microsoft Windows.

Структура програми наступна.

Для взаємодії з користувачем створено (рисунок 4.3) одне вікно (Form1), до якого додано чотири компоненти: меню (MainMenu1), поле (Memo1), діалог збереження файлу (SaveDialog1). Меню містить розділ Дані з командами Очистити, Зберегти, Вихід, розділ Розрахунки з командами Коефіцієнт готовності

та питомі витрати, Оптимальний режим обслуговування, Оптимальний режим обслуговування в умовах обмеженої інформації та розділ Довідка з командами Допомога і Про програму.

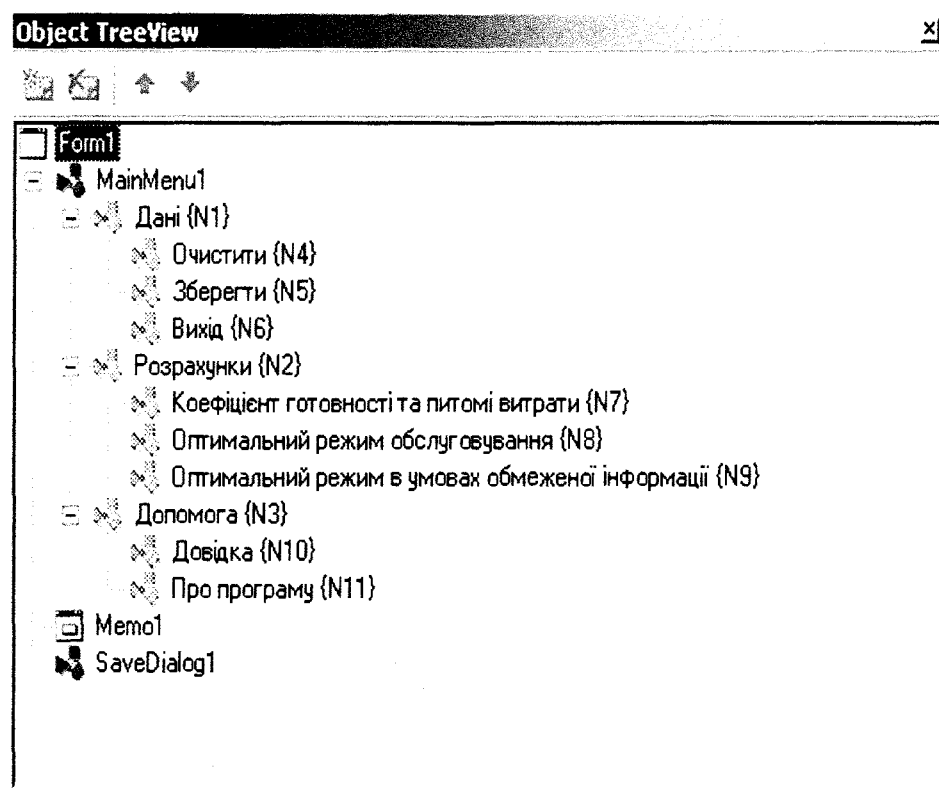


Рисунок 4.3 – Дерево об'єктів Form1

До основного вікна (рисунок 4.4), розробленого як об'єкт Form1, приєднано 3 модальних вікна (рисунок 4.5-4.7), що використовуються для діалогу вводу даних для розрахунків.



Рисунок 4.4 – Основне вікно програми

Вхідні дані для розрахунку коефіцієнта готовності та питомих витрат

Параметри функції розподілу часу роботи в справному стані: $aF = 0,00036$ $bF = 1,05$

Параметри функції розподілу часу в передвідмовному стані: $a\Phi = 0,001$ $b\Phi = 1,1$

Час аварійного ремонту $T_{aи ab} = 500$ Час перевірки $T_{aи пр} = 20$

Час попереджувального обслуговування $T_{aи пред} = 838$

Час планової перевірки $T_{aи план} = 794$ Вартість аварійного ремонту $C_{ab} = 15000$

Вартість перевірки $C_{пр} = 120$ Вартість попереджувального обслуговування $C_{пред} = 70$

Вартість планового обслуговування $C_{пл} = 794$

Період регенерації: Мінімальний = 1000 Максимальний = 8000 Крок = 1000

Кількість перевірок $n_{max} = 10$

Розрахувати Скасувати

Рисунок 4.5 – Вікно вводу вхідних даних розрахунку коефіцієнта готовності та питомих витрат

Вхідні дані для вибору оптимального режиму обслуговування

Параметри функції розподілу часу роботи в справному стані: $aF = 0.00036$ $bF = 1.05$

Параметри функції розподілу часу в передвідмовному стані: $a\Phi = 0.001$ $b\Phi = 1.1$

Час аварійного ремонту $T_{a\text{в}}$ = 500 Час перевірки $T_{a\text{п}}$ = 20

Час попереджувального обслуговування $T_{a\text{п}}^{\text{пред}}$ = 70

Час планової перевірки $T_{a\text{п}}^{\text{пл}}$ = 60 Вартість аварійного ремонту $C_{a\text{в}}$ = 15000

Вартість перевірки $C_{\text{п}}$ = 120 Вартість попереджувального обслуговування $C_{\text{пред}}$ = 838

Вартість планового обслуговування $C_{\text{пл}}$ = 794 Кількість перевірок n_{max} = 10

Період регенерації $T = 8000$ Мінімально допустиме значення коефіцієнта готовності K_{rmin} = 0.8

Розрахувати Скасувати

Рисунок 4.6 – Вікно вводу вхідних даних розрахунку оптимального режиму обслуговування

Вхідні дані для вибору оптимального режиму обслуговування в умовах обмеженої інформації

Параметри функції розподілу часу роботи в справному стані: $aF = 0.00036$ $bF = 1.05$

Час аварійного ремонту $T_{a\text{в}}$ = 500 Час перевірки $T_{a\text{п}}$ = 120

Час попереджувального обслуговування $T_{a\text{п}}^{\text{пред}}$ = 70

Час планової перевірки $T_{a\text{п}}^{\text{пл}}$ = 60 Вартість аварійного ремонту $C_{a\text{в}}$ = 15000

Вартість перевірки $C_{\text{п}}$ = 120 Вартість попереджувального обслуговування $C_{\text{пред}}$ = 838

Вартість планового обслуговування $C_{\text{пл}}$ = 794 Кількість перевірок n_{max} = 10

Період регенерації $T = 1000$ Мінімально допустиме значення коефіцієнта готовності K_{rmin} = 0.8

Розрахувати Скасувати

Рисунок 4.7 – Вікно вводу вхідних даних розрахунку оптимального режиму обслуговування в умовах обмеженої інформації

Окрім візуальних об'єктів, до програми входять 8 процедур N4Click, N5Click, N6Click, N7Click, N8Click, N9Click, N10Click, N11Click для виконання команд меню.

Вхідні дані задаються в процесі виконання програми після виконання однієї з команд меню Розрахунки. У діалоговому вікні потрібно задати необхідні дані та натиснути кнопку Розрахувати. Дійсні числа повинні містити кому як розділювач цілої та дробової частини.

Вхідні дані програми розрахунку оптимального режиму обслуговування такі ж, як і в програми розрахунку коефіцієнта готовності та питомих витрат, окрім T_{\min} , T_{\max} , DT , замість яких задається фіксоване значення періоду регенерації T і ще один параметр K_{\min} - мінімально допустиме значення коефіцієнта готовності. Вхідні дані програми розрахунку оптимального режиму обслуговування блочно-комплектного устаткування в умовах обмеженої інформації такі ж, як і в програми розрахунку оптимального режиму обслуговування, але без параметрів функцій розподілу часу роботи в передвідмовному стані a_{ϕ} , b_{ϕ} .

Результати виводяться у робоче поле (рисунок 4.8). Вміст робочого поля можна модифікувати та зберегти на диску за допомогою команди Зберегти з меню Дані.

Програма розрахунку коефіцієнта готовності та питомих витрат обчислює поле значень коефіцієнта готовності та питомих витрат і записує у робоче поле вікна період регенерації, періодичність перевірок, коефіцієнт готовності, питомі затрати на обслуговування, середній час на обслуговування за період регенерації, середня напрацювання до заміни, середні сумарні затрати на обслуговування.

Дві інші програми записують у робоче поле оптимальну періодичність перевірок, оптимальне значення питомих витрат на обслуговування та відповідне значення коефіцієнта готовності.



Рисунок 4.8 – Вікно програми з результатами розрахунку

Програма розрахунку коефіцієнта готовності та питомих витрат TForm2.Button1Click виконується після натискання кнопки розрахувати вікна вводу вхідних даних (рисунок 4.7). Обчислення організовані у вигляді циклу (рисунок 4.9) для необхідних значень періоду регенерації. Для змінної INTС використана залежність:

$$INTC(\theta, T_p) = \sum_{k=0}^{n-1} \left(\int_{k\theta}^{(k+1)\theta} d\langle F(t) \{ kC_{np} + \bar{\phi}[(k+1)\theta - t][C_{np} + C_{nped}] + \int_0^{(k+1)\theta - t} d\phi(y)[C_{ab}] \} \right) + \int_{n\theta}^{T_p} dF(t) \{ nC_{np} + \bar{\phi}(T_p - t)C_{nped} + \phi(T_p - t)C_{ab} \} + \bar{F}(T_p)[C_{nl} + nC_{np}] \quad (4.11)$$

де

$$F(t) = 1 - e^{-a_F t^{b_F}}; \quad (4.12)$$

$$\bar{F}(t) = e^{-a_F t^{b_F}}; \quad (4.13)$$

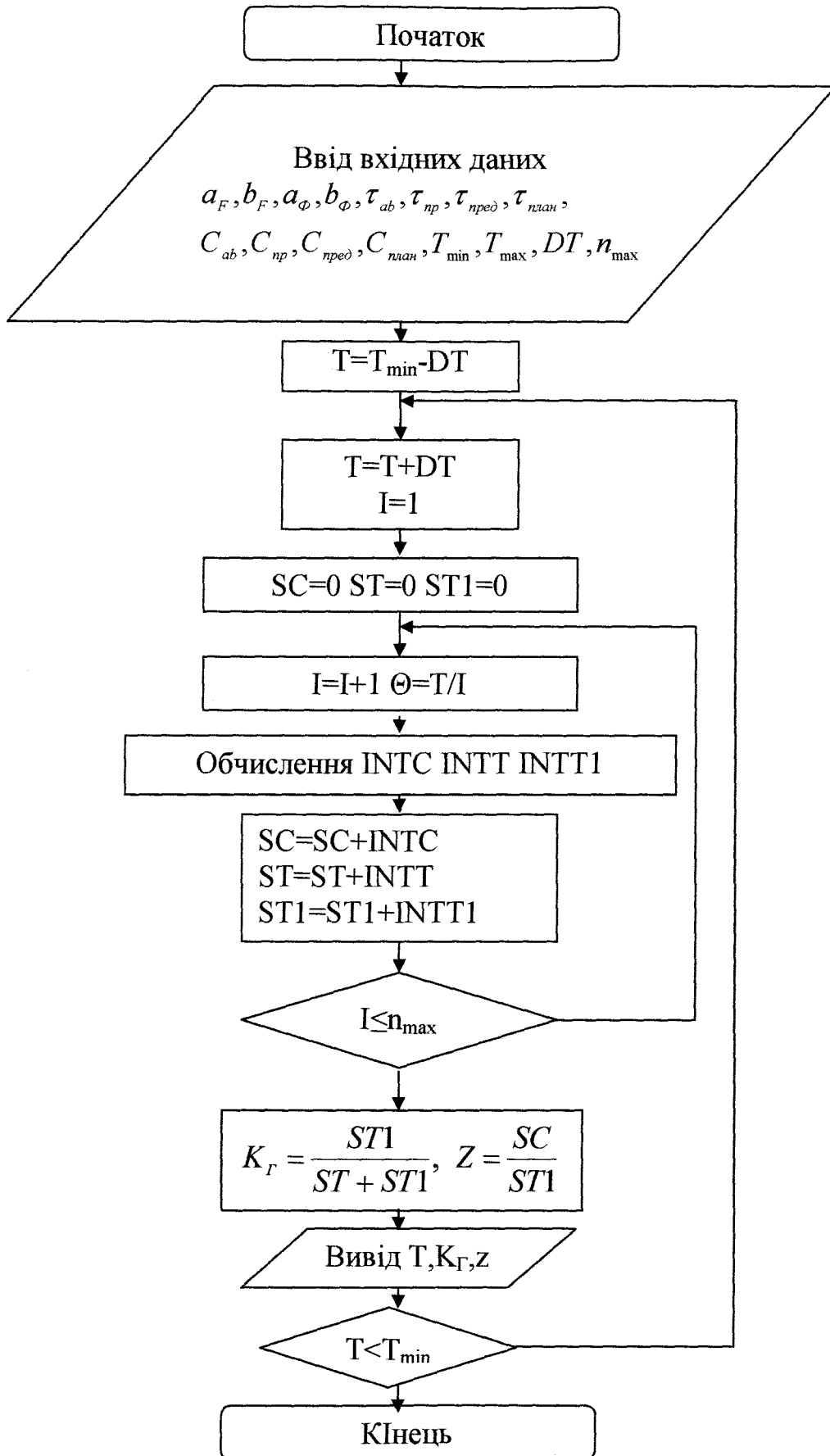


Рисунок 4.9– Графічний алгоритм розрахунку коефіцієнта готовності

$$\phi(t) = 1 - e^{-a_\phi t^{b_\phi}}; \quad (4.14)$$

$$\bar{\phi}(t) = e^{-a_\phi t^{b_\phi}} \quad (4.15)$$

INTT обчислюється за допомогою формули:

$$\begin{aligned} INTT(\theta, T_p) = \sum_{k=0}^{n-1} \left(\int_{k\theta}^{(k+1)\theta} (d\langle F(t)\{k\tau_{np} + \bar{\phi}[(k+1)\theta - t][\tau_{np} + \tau_{nped}] + \int_0^{(k+1)\theta-t} d\phi(y)[\tau_{ab}] \rangle + \right. \\ \left. + \int_{n\theta}^{T_p} dF(t)\{n\tau_{np} + \bar{\phi}(T_p - t)\tau_{nped} + \phi(T_p - t)\tau_{ab}\} + \bar{F}(T_p)[\tau_{nl} + n\tau_{np}] \right) \quad (4.16) \end{aligned}$$

а INTT для \bar{F}

$$\begin{aligned} INTT(\theta, T_p) = \sum_{k=0}^{n-1} \left(\int_{k\theta}^{(k+1)\theta} d\langle F(t)\{t + \bar{\phi}[(k+1)\theta - t][(k+1)\theta - t] + \int_0^{(k+1)\theta-t} d\phi(y)[y]\rangle + \right. \\ \left. + \int_{n\theta}^{T_p} dF(t)\{t + \bar{\phi}(T_p - t)(T_p - t) + \int_0^{T_p-t} d\phi(y)[y]\} + \bar{F}(T_p)[T_p] \right) \quad (4.17) \end{aligned}$$

У програмі розрахунку параметрів оптимального режиму (графічний алгоритм на рисунку 4.10) обчислення z_p , t_p , t'_p виконано за допомогою формул (4.11)-(4.17).

У програмі розрахунку параметрів оптимального режиму в умовах обмеженої інформації (графічний алгоритм на рисунку 4.11 та 4.12) обчислення z_p , t_p , t'_p виконано за допомогою формул:

$$\begin{aligned} z_p(x) = \sum_{k=0}^{\frac{T}{\theta}-1} \left(\left\langle \int_{k\theta}^{(k+1)\theta-x} d[F(t)(kC_{np} + C_{ab})] + \int_{(k+1)\theta-x}^{(k+1)\theta} d[F(t)((k+1)C_{np} + C_{nped})] \right\rangle + \right. \\ \left. + \int_{\frac{T}{\theta}}^{T-x} d[F(t)(\frac{T}{\theta}C_{np} + C_{ab})] + \int_{T-x}^T d[F(t)(\frac{T}{\theta}C_{np} + C_{nped})] + \bar{F}(T)[\frac{T}{\theta}C_{np} + nC_{nl}] \right) \quad ; \quad (4.18) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
t(x) = & \sum_{k=0}^{\frac{T}{\theta}-1} \left([(k+1)\tau_{np} + \tau_{nped}] F[(k+1)\theta] + (\tau_{ab} - \tau_{nped} - \tau_{np}) F[(k+1)\theta - x] - \right. \\
& - (k\tau_{np} + \tau_{ab}) F(k\theta) \left. \right) - \left(\frac{T}{\theta} \tau_{np} + \tau_{ab} \right) F\left(\frac{T}{\theta}\right) + (\tau_{ab} - \tau_{nped}) F(T - x) + \\
& + \left(\frac{T}{\theta} \tau_{np} + \tau_{ni} \right) + (\tau_{nped} - \tau_{ni}) F(T)
\end{aligned} \tag{4.19}$$

$$\begin{aligned}
t'(x) = & \sum_{k=0}^{\frac{T}{\theta}-1} \left\langle \int_{k\theta}^{(k+1)\theta-x} d[F(t)(t+x)] + \int_{(k+1)\theta-x}^{(k+1)\theta} d[F(t)(k+1)\theta] \right\rangle + \int_{\frac{T}{\theta}}^{T-x} d[F(t)(t+x)] + \\
& + \int_{T-x}^T d[F(t)T] + \bar{F}(T)T
\end{aligned} \tag{4.20}$$

Текст програми наведений у комплексній галузевій методиці [20].

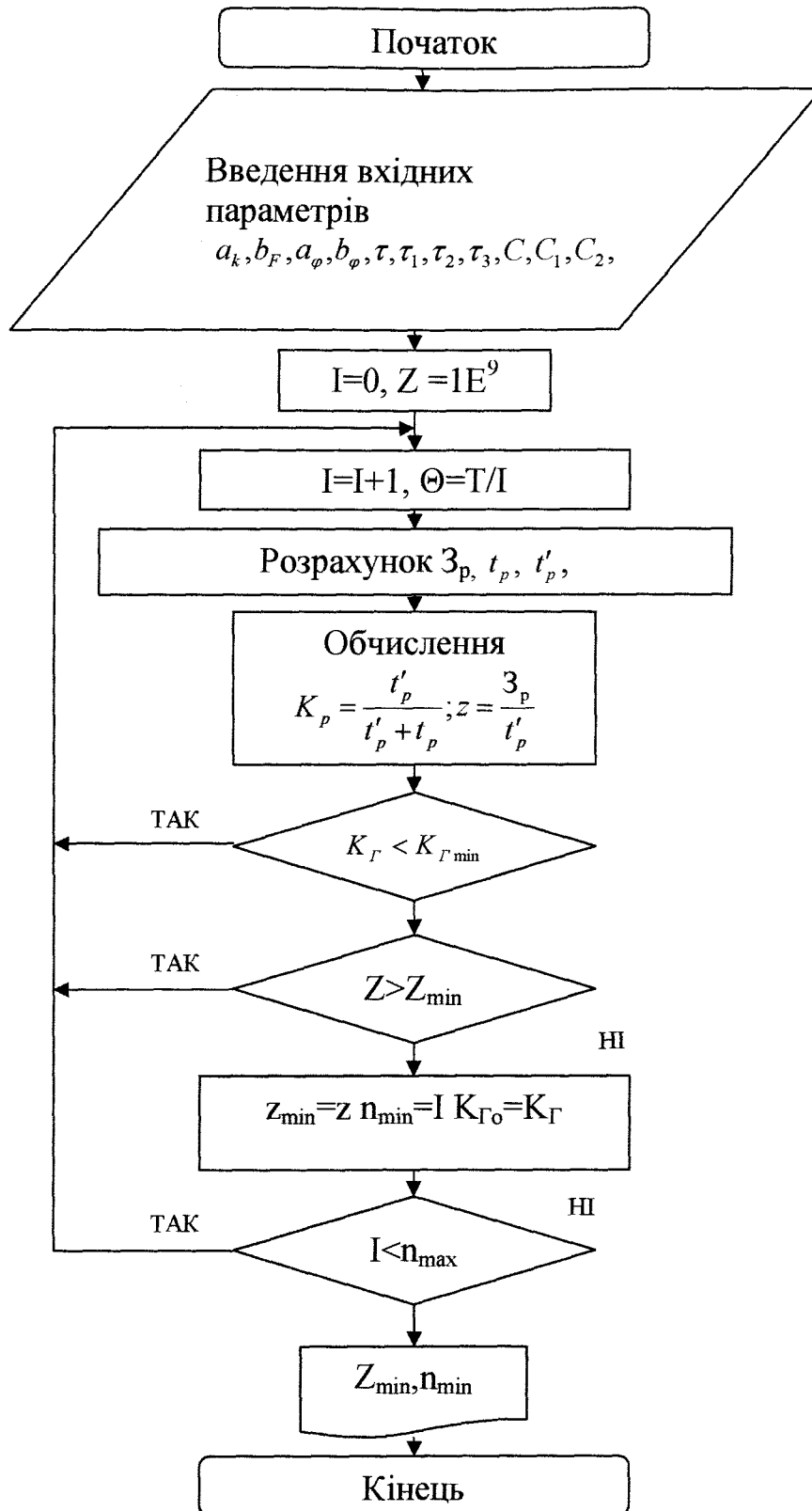


Рисунок 4.10 – Графічний алгоритм розрахунку параметрів оптимального режиму

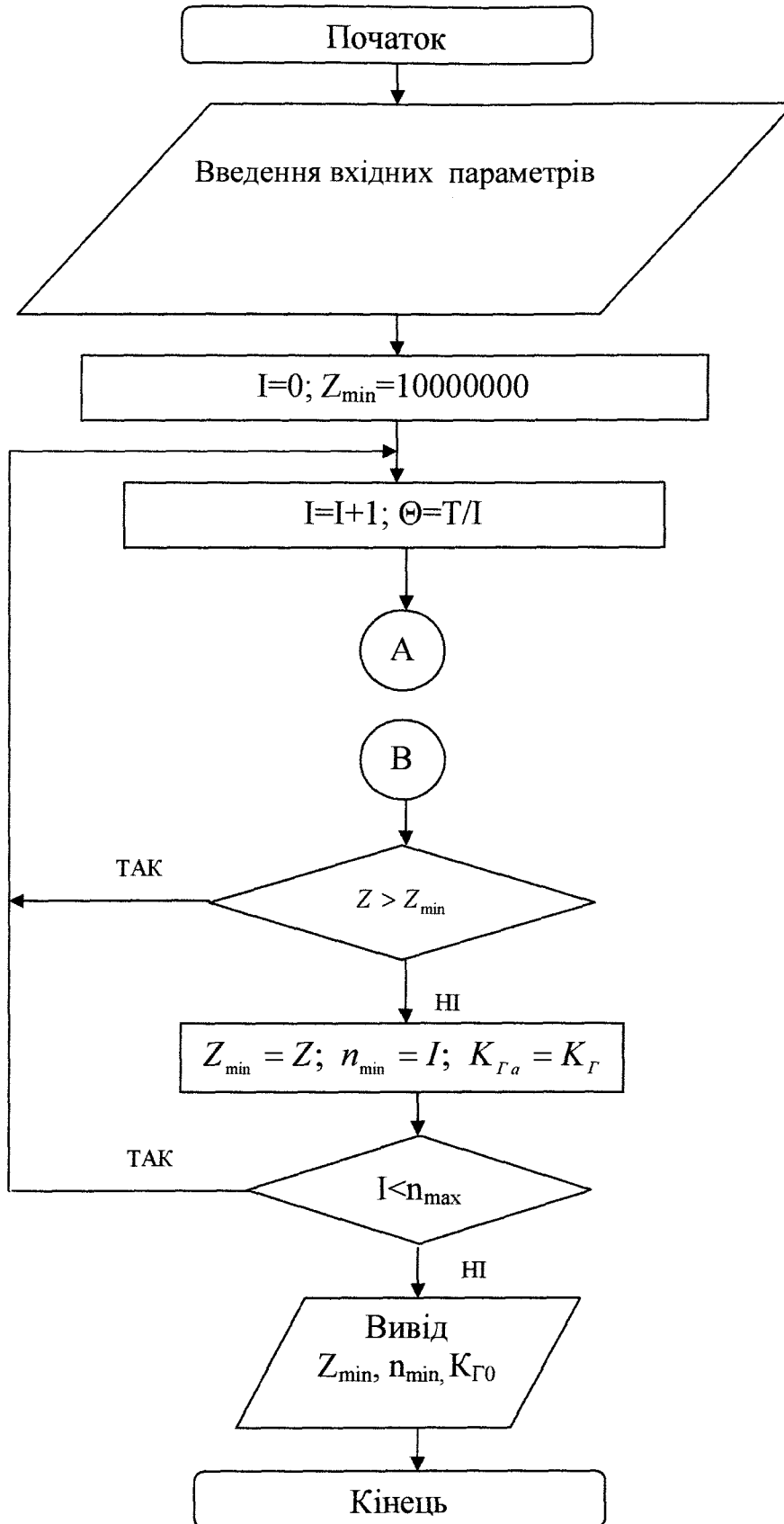


Рисунок 4.11 – Графічний алгоритм розрахунку параметрів оптимального режиму в умовах обмеженої інформації

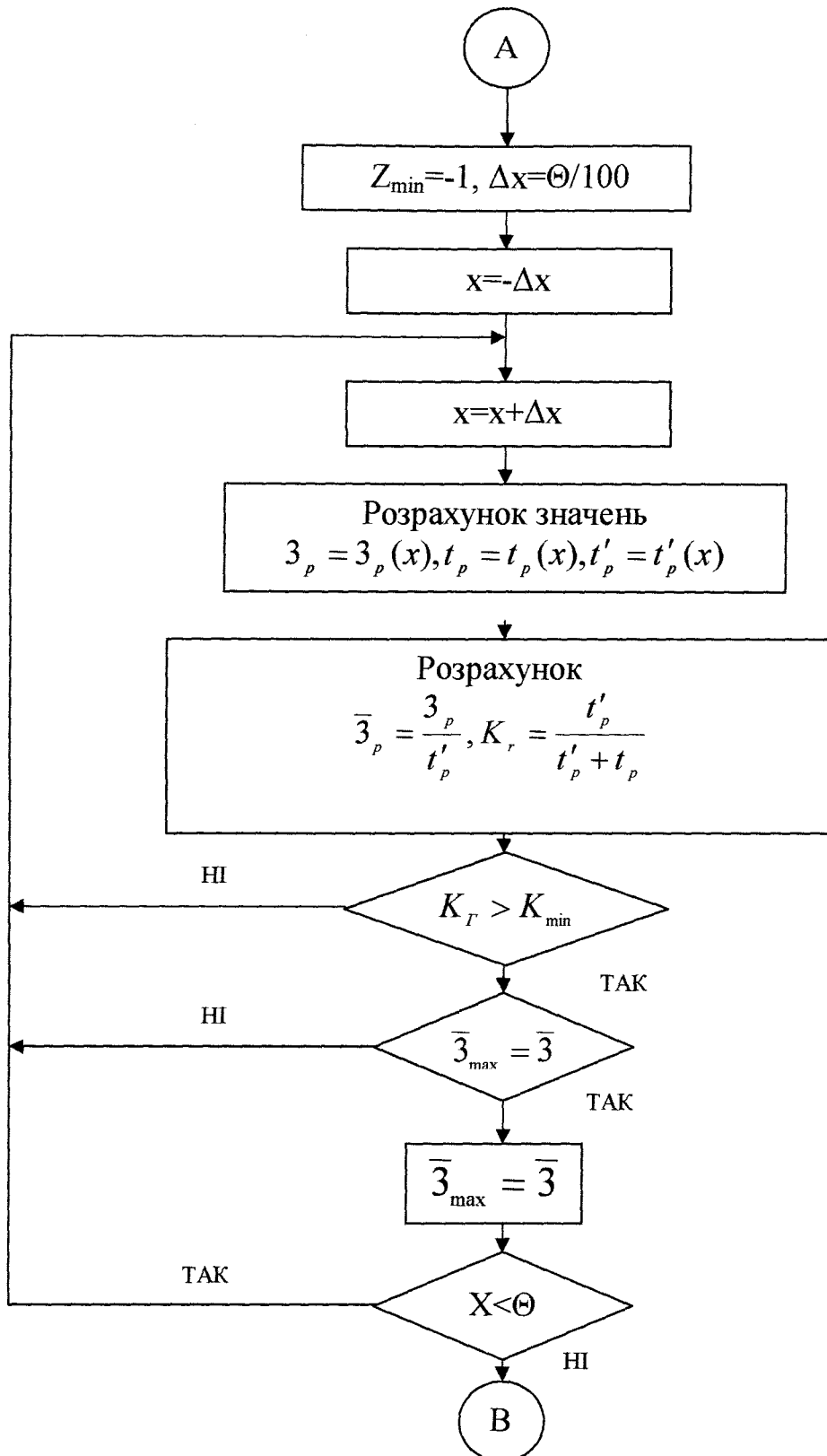


Рисунок 4.12 – Графічний алгоритм розрахунку значень параметрів оптимального режиму в умовах обмеженої інформації

4.5 Висновки по четвертому розділу

1. Із урахуванням конструктивних і експлуатаційних особливостей блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів розроблені та досліджені стратегії технічного обслуговування такого устаткування, в основу формування яких покладена двохстадійна модель відмовлення.

2. Доведена доцільність розбивки БКУ на елементи різного рівня ієрархії, вибору раціональної схеми розчленовування БКУ на об'єкти обслуговування, визначення стратегії та режиму обслуговування для кожної схеми.

3. Розроблено методологічний підхід до рішення задач оптимізації технічного обслуговування БКУ магістральних газопроводів, рівня та місця ремонту такого устаткування.

4. Створено методики «Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання» та «Мінімізація середніх питомих витрат на ремонт та планування кількості технічних обслуговувань газотранспортних систем».

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу науково-практичну задачу, яка полягає у встановленні закономірностей впливу поточного обслуговування об'єктів газотранспортного комплексу на ефективність експлуатації обладнання блочно-комплектного устаткування, що дало змогу оптимізувати систему обслуговування і скоротити затрати на експлуатацію, а саме:

1. Проведено дослідження та зроблено аналіз роботи газотранспортної системи з урахуванням конструктивних і експлуатаційних особливостей блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів.

2. Досліджено та розроблено стратегії технічного обслуговування блочно-комплектного устаткування, в основу формування яких покладено двохстадійну модель відмовлення з виділенням перевідмовного (передаварійного) стану об'єкта обслуговування, що забезпечує можливість вибору раціональної стратегії для будь-якого виду БКУ магістральних газопроводів і дозволяє дати рекомендації щодо практичного використання варіантів пропонованих стратегій для різних рівнів ієрархії об'єктів газотранспортної системи, а також дозволяє визначити оптимальний наробіток елемента БКУ до планової заміни або списання.

3. Розроблено методологічний підхід до рішення задач оптимізації технічного обслуговування магістральних газопроводів, рівня та місця ремонту такого устаткування, методика вибору раціональних стратегій технічного обслуговування і ремонту різнотипного блочно-комплектного устаткування, що дозволяє для різного ступеня забезпеченості запасними елементами вирішувати одномірні, двовимірні і тривимірні задачі.

4. Доведено, що оптимізація за критерієм мінімальних середніх питомих сумарних витрат на обслуговування і ремонт при обмеженні на коефіцієнт готовності дозволяє виявляти техніко-економічну ефективність експлуатації магістральних газопроводів, а планування кількості та трудомісткості технічних

обслуговувань і ремонтів за створеною методикою є оперативним і надійним. Розрахунки показали що застосування раціональної стратегії обслуговування дає можливість збільшити коефіцієнт готовності магістральних газопроводів на 0.1-0.25, у порівнянні з діючими стратегіями, при одночасному зниженні питомих витрат на технічне обслуговування та ремонт на 13-25%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Іванов О.В. Аналіз обслуговування технологічного обладнання магістральних газопроводів / О. В. Іванов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано – Франківськ, 2012. – №2(43). – С. 56-65.
2. Іванов О. В. Компресорні станції з блочною компоновкою. // Сборник научных трудов SWorld. Материалы международной научно-практической конференции «Современные направления теоретических и прикладных исследований '2012». – Выпуск 1. Том 9. – Одесса: КУПРИЕНКО, 2012. – ЦИТ: 112-710– С. 79-82.
3. Іванов О.В. Особливості задач оптимального проектування блочно-комплектного обладнання / О. В. Іванов // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано – Франківськ, 2012. № 2(32), – С. 86 – 91.
4. Іванов О.В. Оптимізація системи обслуговування компресорних станцій магістральних газопроводів / О. В. Іванов, Д. Ф. Тимків // Нафтогазова енергетика. – Івано – Франківськ, 2012. № 2(18), – С. 140–147.
5. Іванов О. В. Дослідження ефективних методів ремонтів блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів / О.В. Іванов //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано – Франківськ, 2012. № 4 (45) – С. 210 – 215.
6. Іванов О.В. Пошук оптимальних стратегій обслуговування компресорних станцій // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу : матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012 р.– Івано-Франківськ, 2012. – С.260 –262.
7. Іванов О. В. Розрахунок режиму обслуговування і раціональної схеми розбиття блочно-комплектного устаткування при різних стратегіях ремонтних робіт / О. В. Іванов, Д. Ф. Тимків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано- Франківськ, 2013. – № 1(46). – С.102 – 112.

8. Иванов А. В. Решение двумерной задачи выбора места проведения ремонтных работ / А. В. Иванов // Молодой ученый. – 2013. – №3. – С. 62-65.
9. Иванов А.В. Агрегатно-узловой метод ремонта блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов // Техника и технология: новые перспективы развития: материалы VIII Международной научно-практической конференции (25.02.2013) – М.: Издательство «Спутник+» – 2013. – С.107 – 111.
10. Унификация блочно-комплектных компрессорных станций магистральных газопроводов / М.С. Федоров, Р.П. Полянский, А.Н. Антонов, В. А. Щуровский // Комплектно-блочное строительство наземных объектов – М.: ВНИИСТ, 1985. – Вып. 6. –25 с.
11. Баталина Ю.П. Комплектно-блочное строительство объектов нефтяной и газовой промышленности: Справочное пособие / Ю.П.Баталин, В.Г.Чирсков, Г.И. Шмаль. – М.: Недра, 1986. – 576 с.
12. Барзилович Е.Ю. Модели технического обслуживания сложных систем / Е.Ю. Барзилович. – М.: Высшая школа, 1982. – 231 с.
13. Комягин А.Ф. Централизация технического обслуживания газопроводов / А. Ф. Комягин, О. А. Атаев. – М.: Недра, 1978. – 288 с.
14. Комягин А.Ф. Оптимизация технического обслуживания ГПА / А.Ф. Комягин, П. И. Бахметьев // Газовая промышленность. –1985. – № 1. –С.26-27.
15. Трофимович Т.К. Справочник по ремонту судовых газотурбинных двигателей / Т. К. Трофимович, В. Д. Речистер, А. Г. Гильмутдинов. – Л.: Судостроение, 1980. – 144 с.
16. Трубопровідний транспорт газу / [М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б. Михалків та ін.]; за ред. М.П.Ковалка. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
17. Диринг А.П. Конструкторско-технологическое обеспечение агрегатно-узловой ремонт / А. П. Диринг // Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ВНИИЭгазпром, 1986. – № 2. –С. 18-21.

18. Смирнов Н.Н. Обслуживание и ремонт авиационной техники по состоянию /Н. Н. Смирнов, А. А. Ицкович. – М.: Транспорт, 1980. –232 с.
19. Чирсков В.Г. Сооружение системы газопроводов Западная Сибирь – Центр страны / В. Г. Чирсков, О. М. Иванцов, В. Л. Кривошеин. –М.: Недра, 1986. – 304 с.
20. Комплексна галузева методика «Мінімізація середніх питомих витрат на ремонт та планування кількості технічних обслуговування газотранспортних систем» / [Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Грудз Я.В. та ін.]. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. –78с.
21. Канарчук В.Є. Надійність машин: Підручник / В.Є Канарчук, С.К.Полянський, М.М.Дмитрієв. –К.: Либідь, 2003. – 424 с.
22. Кочурова В.В. Особенности обеспечения качества блочно-комплектного оборудования / В. В. Кочуров, А. Л. Яковлев, Р. К. Насиров // Стандартизация и управление качеством продукции в газовой промышленности: Тез. докл. Всесоюзн. научн.-техн. семинара. – М., 1986. – С. 40-41.
23. Каштанов В.А. Оптимальные процедуры проверки при произвольном времени индикации отказов /В. А. Каштанов, И. В. Шнурков // Основные вопросы теории и практики надежности. – 1979. – С. 155-172.
24. Чекардовская И. А. Оценка эффективности организации технического обслуживания и ремонта оборудования компрессорных станций : диссертация ... кандидата технических наук : спец. 05.02.22 / Чекардовская И. А. – Тюмень, 2009. –140 с.
25. Антонов Г.П. Передовые методы сооружения наземных объектов нефтяной и газовой промышленности / Г. П. Антонов, В. Д. Шапиро. – М.: Недра, 1986. – 104 с.
26. Барзилович Е.Ю. Организация обслуживания при ограниченной информации о надежности системы / В.А. Каштанов, Е.Ю. Барзилович– М.: Советское радио, 1975. – 136 с.

27. Бахметьев П.И. Определение сроков ремонта оборудования компрессорных станций / П.И. Бахметьев // Совершенствование газотранспортного оборудования. – М., 1984. – С. 92-94.
28. Александров А. В. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа / А. В. Александров, Е. И. Яковлев. – Москва: Недра, 1974. – 432 с.
29. Герцбах И.Б. Модели отказов / И. Б. Герцбах, Х. Б. Кордонский. – М.: Советское радио, 1965. – 198 с.
30. Райкин Д.Л. Элементы теории надежности технических систем / Д. Л. Райкин; Под ред. И.А. Ушакова. – М.: Советское радио, 1978. – 280 с.
31. Гриценко А.И. Обслуживание и ремонт ГПА: проблемы, решения / А.И.Гриценко, А. Ф. Комягин, И. И. Соколовский // Газовая промышленность. – 1986. –№4. –С.14-15.
32. Барлоу Р. Статистическая теория надежности и испытания на безотказность: Пер. с англ. / Р. Барлоу, Ф. Прошан. – М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1984. – 328 с.
33. Пашковский Г.С. Задачи оптимального обнаружения и поиска отказов в РЭА / Г. С. Пашковский. – М.: Радио и связь, 1981.
34. Верхопятницкий П.Д. Справочник по модульному конструированию радиоэлектронной аппаратуры / П.Д. Верхопятницкий, В. С. Латинский – Л.: Судостроение, 1983. – 232 с.
35. Колегаев Р.И. Экономическая оценка качества и оптимизация системы ремонта машин / Р. И. Колегаев. – Машиностроение, 1980. – 239 с.
36. Березин В.Л. Особенности задач оптимального проектирования блочно-комплектных устройств / В.Л. Березин, Ю.В. Санников // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – М., 1984. – № 5. – С. 48-51.
37. Обслуговування і ремонт газопроводів: монографія / [В.Я.Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б.Михалків, В.В.Костів]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.

38. Исследование операций. Пер. с англ. /Под. ред. Дж. Моудери, С. Элмаграби. – М.: Мир, 1981. – Т. 1-2.
39. Кокс Д.Р. Теория восстановления /Д. Р. Кокс, В. Л. Смит. – М.: Советское радио, 1967. – 299 с.
40. Кочурова В.В. Проблемы диагностики и прогнозирования надежности блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов / В.В. Кочуров, Р.К. Насиров // Строительство наземных объектов. – М.: ВНИИПК техоргнефтегазстрой, 1986. – № 6. – С. 10-12.
41. Авиационные ГТД в наземных установках / [С. П. Изотов, В.В. Шашкин, В.М. Капралов и др.]; Под. общ. ред. В.В. Шашкина. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1984. – 228 с.
42. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования / С. Г. Бабаев. – М.: Недра, 1987.
43. Барлоу Р. Математическая теория надежности: Пер. с англ. / Р.Барлоу, Ф. Прошан. – М.: Советское радио, 1969. – 488 с.
44. Беляев М. С. Надежность и долговечность машин / М. С. Беляев. – К.: Техніка, 1973. – 120 с.
45. Быков В.М. Научные основы анализа и прогнозирования надежности генераторов / В. М. Быков, И. А. Глебов. – Д.: Наука, 1984. – 214 с.
46. Гнеденко Б. В. Математика и теория надежности /Б. В. Гнеденко, А.Д. Соловьев. – Москва: Знание, 1982. – 64 с.
47. Хенли Э.Дж. Надежность технических систем и оценка риска / Э. Дж. Хенли, Х. Кумахото; Пер. с англ. В.С. Сыромятникова, Г.С. Деминой. Под общ. ред. В.С. Сыромятникова. – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.
48. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах /Дж. Эндрени. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336с.
49. Barlow R. Statistical theory of reliability and life testing - probability models/ R. Barlow, F. Proschen. – New York, 1975.

50. Надійність техніки. Терміни та визначення: ДСТУ 2860-94. – [Чинний від 28 – 12 – 1994]. – К. : Держспоживстандарт України, 1994.
51. Надійність техніки. Експериментальне оцінювання та контроль надійності : ДСТУ 2864-94. – [Чинний від 8– 12– 1994]. – К. : Держспоживстандарт України, 1994.
52. Дружинин Г.В. Надежность автоматизированных производственных систем / Г. В. Дружинин. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 480 с.
53. Березина И.В. Организация технического обслуживания и ремонта объектов магистральные газопроводов / И.В.Березина, А.В.Шибнев, Е.И. Яковлев // Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности / - М.: ВНИИЭгазпром, 1984. – Вып. 8. – 52 с.
54. Волков Е.Б. Основы теории надежности ракетных двигателей / Е. Б. Волков, Р. С. Судаков, Т. Д. Сырицын. – М.: Машиностроение, 1974. – 400 с.
55. Грудз В. Я. Обслуживание газотранспортных систем / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тымкив, Е. И. Яковлев. – К., 1991. – 160 с.
56. Каннингхем К. Методы обеспечения ремонтпригодности: Пер. с англ. / К. Каннингхем, В. Кокс; Под ред. О.Ф. Пославского. – М.:Советское радио, 1978. – 312с.
57. Носков С.В. Анализ результатов моделирования эффективности технического обслуживания ГПА / Носков С.В., Чичугин В.А. // Нефтегазовое дело. – 2008.
58. Технічна діагностика трубопровідних систем / [Грудз В.Я., Грудз Я.В., Костів В.В. та ін.]. – Івано-Франківськ.:Лілея – НВ, Монографія, 2012. – 512с.
59. Химмельблау Д. Обнаружение и диагностика неполадок в химических и нефтехимических процессах / Д. Химмельбау. – Л.: Химия, 1963. – 352 с.
60. Kelly A. Strategic Maintenance Planning / A. Kelly. – Oxford : Elsevier / Butterworth-Heinemann, 2006. – 304 p.

61. Ricca P.M. How trans- Alaska pipeline system's rotating machinery maintenance program evolved / P.M. Ricca, P.M. Bradshaw // "Oil and Gas J". – № 33 – 1984. – p.102-103.
62. Диллон В. Инженерные методы обеспечения надежности систем: Пер. с англ. / В. Диллон, Ч. Сикгх. – М.: Мир, 1984. – 318 с.
63. Заика П.Н. Определение зависимости эксплуатационных характеристик радиоэлектронной аппаратуры от уровня унификации комплектующих изделий / П. Н. Заика, Л. П. Попов // Надежность и контроль качества, 1975. – №5. – С. 12-16.
64. Авдонькин Ф.Н. Теоретические основы технической эксплуатации автомобилей / Ф. Н. Авдонькин. – М.: Транспорт, 1985. – 215 с.
65. Аверьянов А.А. Газоперекачивающие агрегаты с приводом авиационного типа / А.А. Аверьянов, Н.М. Лебедев. – М.: Недра, 1983. – 70 с.
66. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов: Учебное пособие. Часть 1 / С.П.Зарицкий, А.С.Лопатин. – М.: РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, 2003. – 178 с.
67. Дубинский В.Г. Определение оптимальной наработки газотурбинной установки до планово-профилактического ремонта / В. Г. Дубинский, З. С. Седых // Транспорт и хранение газа. - М.: ВНИИЭгазпром, 1976. – № 12. – С. 7-11.
68. Кочурова В.В. К вопросу обслуживания блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов / В.В. Кочурова, Р. К. Насиров // Комплексно-блочное строительство наземных объектов . - М.: ВНИИСТ, 1985. – № 12. – С. 8-11.
69. Куриц С.Я. Блочное-комплектное строительство в нефтяной и газовой промышленности / С. Я. Куриц – М.: Недра, 1977. – 304 с.
70. Маяков С.И. Организация централизованного ремонта агрегатов самолетов / С. И. Маяков – М.: Транспорт, 1974. – 180 с.
71. Модульная постройка судов / [Л.Ц. Адверштейн, Г.В. Базыкин, А.Л.Васильев и др.]. – Л.: Судостроение, 1983. – 320 с.

72. Надежность и эффективность в технике: Справочник: В 10 т. / [В.С. Авдеевский и др.]. – М.: Машиностроение, 1986-1987. – Т. 1-2.
73. Надежность технических систем: Справочник / [Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин и др.]; Под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.
74. Комплексна галузева методика «Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання» / [Грудз В.Я., Гораль Л.Т., Степ'юк М.Д. та ін.]. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. –78с.
75. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / С. П. Зарицкий. – М.: Недра, 1987. – 198 с.
76. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов: Учебное пособие. Часть 2 / С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин . – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2003. – 190 с.
77. Насиров Р.К. Метод выбора оптимальных параметров обслуживания блочно-комплектного оборудования / Р. К. Насиров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – № 6. – С. 7-8.
78. Насиров Р.К. Стратегии восстановления блочно-комплектного оборудования / Р. К. Насиров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – № 11. – С. 11-12.
79. Носков С.В. Алгоритмизация задачи оптимального управления системой технического обслуживания газоперекачивающих агрегатов. / С.В. Носков , В.А. Чичугин // Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений: Сб. науч. тр. – Тюмень: "Нефтегазовый университет", 2007. – Вып. 3. – С. 68-73.
80. Нечеткие множества и теория возможностей: Последние достижения: Пер. с англ. / Под ред. Рональда Р. Ягера. – М.: Радио и связь, 1986. –406 с.
81. Феллер В. Введение в теорию вероятностей и ее приложения: Пер. с англ. / В. Феллер. – М.: Мир, 1984. – Т. 1-2.

82. Барлоу Р. Оптимальные планы проверки / Р. Барлоу, Д. Хантер, Ф. Прошан // Оптимальные задачи надежности: Под ред. И. А. Ушакова. – М.: изд. Стандартов, 1968. – С. 271-263.
83. Эксплуатация газопроводов Западной Сибири / Г.В. Крылов, А.Б.Матвеев, О.А. Степанов, Е.И. Яковлев. – Л.: Недра, 1985. – 288 с.
84. Ионин Д.А. Исследование надежности работы компрессорных станций газопроводов с учетом их технического обслуживания /Д. А. Ионин // Совершенствование газотранспортного оборудования. – М., 1984. – С. 86-92.
85. Коваленко И.Н. Анализ редких событий при оценке эффективности и надежности систем / И. Н. Коваленко. – М.: Советское радио, 1980. – 270 с.
86. Копей Б.В. Моделирование и оптимизация расходов на предупредительные ремонты парка газоперекачивающих агрегатов / Б.В.Копей, А.Беллауар, А.Бенмуна // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано – Франківськ, 2010. – №3(9). – С. 24-27
87. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984. – 831 с.
88. Beichelt F. Optimale Inspektionsstrategien bei beliebiger Verlustefunktion / F. Beichelt. – “Biometr. Z.”, 1971. – Bd. 13 – № 6, S. 384-395.
89. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств: Пер. с англ. / А.Кофман. – М.: Радио и связь, 1982. – 432 с.
90. Насиров Р.К. Определение необходимого числа запасных элементов, обеспечивающих заданную надежность блочно-комплектного оборудования / Р.К. Насиров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – № 1. – С. 5-7.
91. Кононенко Б.Г. Оценка технологичности и унификации машин / Б.Г. Кононенко, С.Г. Кушнарченко, М.А. Прялин. – И.: Машиностроение, 1986. – 160с.
92. "Soares C. Gas turbines : a handbook of air, land, and sea applications / C. Soares . – Amsterdam ; Boston : Elsevier/Butterworth-Heinemann, 2008. – 750 p.

93. Семенов А.С. Комплексный анализ работоспособности газоперекачивающих агрегатов на основе прогноза остаточного ресурса: автореф. дис. на соискание уч. степени канд. техн. наук: спец.05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы» / А.С. Семенов; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004 г.

94. Терентьев Л.И. Ремонт газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом /Л. И. Терентьев, З. С. Седых. – М.: Недра, 1985. – 232 с.

95. Терентьев А.Н. Надежность газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом /Л.И. Терентьев, З. С. Седых, В. Г. Дубинский. – М.: Недра, 1979. – 207 с.

96. Саприкін С.О. Оптимальне планування ремонтів газоперекачувального обладнання за комплексними результатами вібраційного і параметричного діагностування / С.О.Саприкін, Р.А.Сімкіна // Нафтова і газова промисловість. – №3. – 2006.

97. Седых З.С. Определение сроков дефектации основных узлов и деталей ГПА с газотурбинным приводом в условиях обеспечения максимальной готовности к работе /З. С. Седых, А. Н Терентьев // Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИЭгазпром, 1978. – № 2. – С.8-15.

98. Семенов А. С. Прогнозирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов / А.С. Семенов // Сб. науч. тр. «Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. – С. 82 – 87.

99. Глазунов Л.П. Основы теории надежности автоматических систем управления / Л.П. Глазунов, В.П. Грабовецкий, О.В. Щербаков. – Д.:Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1984. – 208 с.

100. Расторгуев Г.А. Заводское изготовление блочно-комплектных устройств при сооружении наземных объектов магистральных трубопроводов в

Западной Сибири / Г. А. Расторгуев // Комплектно-блочное строительство наземных объектов. – М.: ВНИИСТ, 1985. – Вып. 4. – 44 с.

101. Ревзин Б.С. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты / Б. С. Ревзин. – М.: Недра, 1936. – 215 с.

102. Ремонт летательных аппаратов / [А.Я. Алябьев, Ю.И. Болдырев, В.В.Запорожец и др.]; под ред. Н.Л. Голего. – М.: Транспорт, 1984. – 422 с.

103. Ритенберг А.С. Разработка методики формирования производственно-ремонтной базы газотранспортного предприятия: автореф. дис. на соискание уч. степени канд. техн. наук: спец.05.15.13 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» / Ритенберг А. С. – Тюмень, 1998. – 24 с.

104. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики / Ю.Н. Руденко, И.А. Ушаков. – М.: Наука, 1986. – 252 с.

105. Тимашев С.Л. Надежность больших: механических систем / С. Л. Тимашев. – М.: Наука, 1982. – 184 с.

106. Точилин Н. В. Автоматизация управления процессом технического обслуживания и ремонта технологического оборудования компрессорных станций газотранспортного предприятия : дис. ... канд. техн. наук : 05.13.06 / Точилин Н. В. – Москва, 2005. – 174 с.

107. Павлов И. В. Статистические методы оценки надежности сложных систем по результатам испытаний / И. В. Павлов. – М.: Радио и связь, 1982. – 168 с.

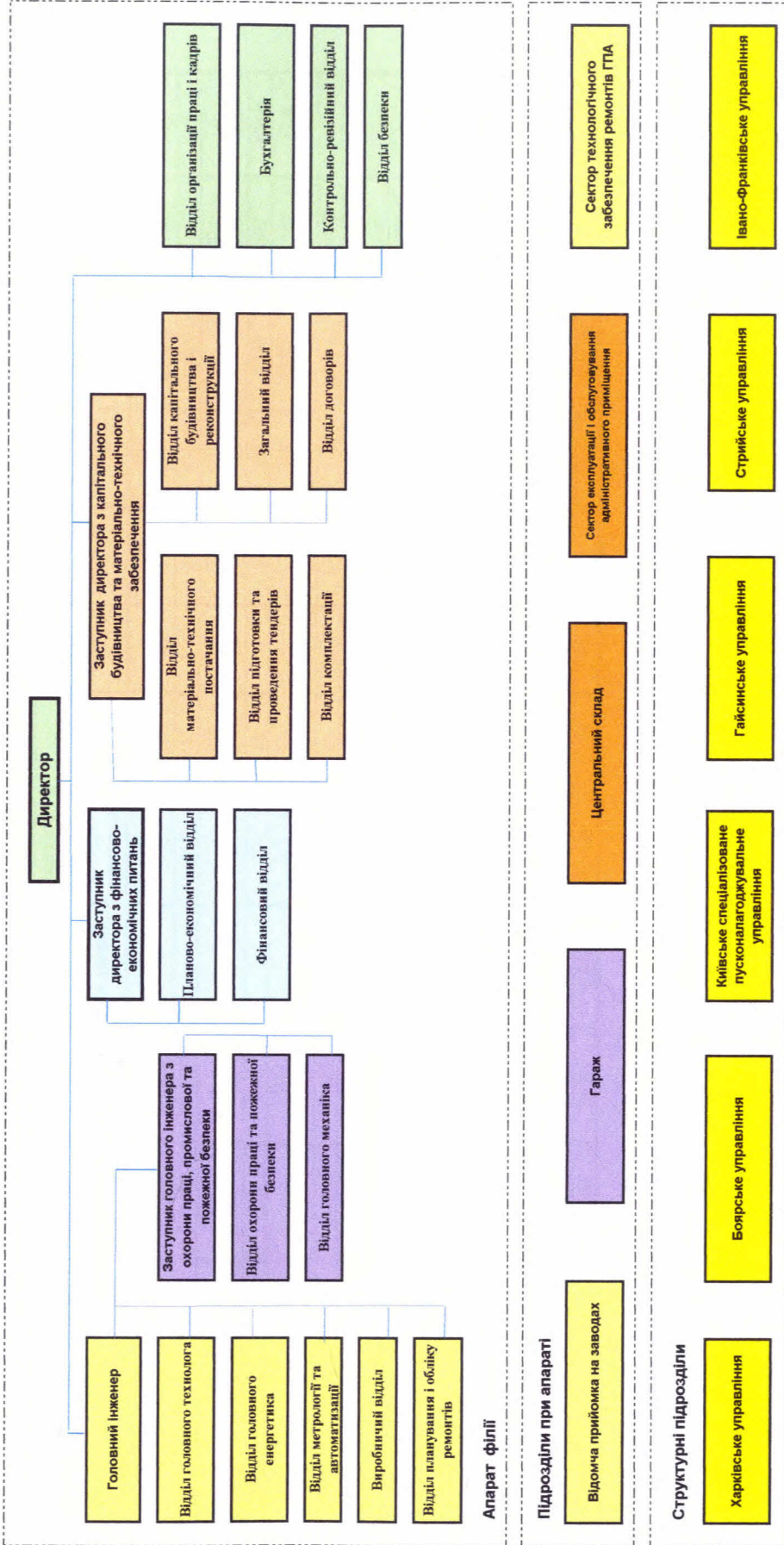
108. Паскаль Л.Г. Совершенствование и перспективы развития агрегатно-узлового ремонта ГПА в ВПО Укргазпром / Л. Г. Паскаль // Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ВНИИЭгазпром, 1986. – № 2. – С. 11-14.

109. Пермикин Ю.И. Сооружение объектов нефтегазовой промышленности в блочно-комплектном исполнении в условиях Западной Сибири / Ю. И. Пермикин, Л. Г. Телегин // Строительство наземных объектов. – М.: ВНИИСТ, 1966. – Вып.1. – 74 с.

110. Проников А. С. Надежность машин / А. С. Проников. – Москва: Машиностроение, 1979. – 592 с.

ДОДАТКИ

Таблиця А.2 - Організаційна структура управління філії ВРГП "УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС" ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"



Продовження додатку Б

Таблиця Б.4 - Інформація по витратах на капітальні і поточні ремонти по КС УМГ "Прикарпаттрансгаз" за 2008 р. (тис. грн.)

| Назва КС | Тип ГПА | Вартість Зч | Затрати на поточний ремонт | Витрати на ремонти на заводі | Вартість робіт без запчастин | Експлуатаційні витрати | | | | | Всього по КС | Витрати на ТО |
|--------------------------|------------|-------------|----------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------|-------|----------|------------|---------|--------------|---------------|
| | | | | | | Матеріали | Масло | Зарплата | Ел.енергія | Пал.газ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| Богородчани | ГТК-25I | 10 434 | 10 628 | | 194 | 324 | 129 | 1 495 | 1 196 | 147 776 | 161 547 | 0 |
| | ГТК-10I | 21 205 | 22 668 | | 1 463 | 366 | 237 | 1 772 | 712 | 131 932 | 157 686 | 0 |
| | ЕГПА-25рч | | | | | 172 | 1 | 1 282 | 1 726 | | 3 180 | 0 |
| Хотин | СТД-4000 | 4 | 226 | | 222 | 170 | 16 | 1 455 | 1 467 | | 3 334 | 19,5 |
| | ГПА-Ц-6,3 | | | | | 179 | 8 | 1 024 | 154 | 2 388 | 3 753 | 0 |
| Доліна | ГТК-10 | | 10 | | 10 | 91 | 61 | 1 432 | 356 | 49 270 | 51 220 | 9,9 |
| | ГПА-Ц1-16С | | 350 | | 350 | 7 | 18 | 1 033 | 136 | 29 243 | 30 786 | 349,9 |
| Хуст | ГТК-10I | | | | | 25 | 97 | 1 970 | 442 | 65 053 | 67 587 | 0 |
| | ГТК-25I | | | | | 1 | 71 | 1 854 | 517 | 80 707 | 83 149 | 0 |
| Воловець | ГПУ-10-01 | | 516 | | 516 | 8 | 144 | 1 939 | 259 | 67 866 | 70 732 | 483,3 |
| | ГТК-10 | 22 913 | 23 881 | | 968 | 162 | 101 | 1 818 | 563 | 36 189 | 62 714 | 0 |
| Ужгород | ГПА-Ц-6,3С | | 1 818 | 1 510 | 308 | 391 | 129 | 1 818 | 375 | 21 790 | 26 321 | 279,6 |
| | ГТК-10 | 8 686 | 9 912 | | 1 226 | 1 393 | 72 | 3 167 | 601 | 36 538 | 51 682 | 266,7 |
| Росош | ГТН-16 | 16 229 | 17 019 | | 790 | 32 | 16 | 2 730 | 517 | 71 689 | 92 003 | 0 |
| Ананьів | СТД-4000 | | 261 | | 261 | 408 | 3 | 2 345 | 1 714 | | 4 730 | 260,5 |
| Березівка | ГПА-Ц1-16С | | 420 | | 420 | 295 | 59 | 2 844 | | 53 289 | 56 908 | 316,2 |
| | ГТН-6 | 1 385 | 1 984 | | 599 | 503 | 54 | 1 990 | 525 | 57 481 | 62 537 | 0 |
| Тарутине | ГПА-Ц-6,3 | | 150 | | 150 | 514 | 60 | 1 993 | 525 | 21 615 | 24 857 | 0 |
| Орлівка | | | | | | | | | | | | |
| ВСЬОГО по КС УМГ: | 0 | 80 855 | 89 842 | 1 510 | 7 477 | 5 039 | 1 275 | 33 960 | 11 785 | 872 825 | 1 014 726 | 1 986 |

Продовження додатку Б

Таблиця Б.5 - Інформація по витратах на капітальні і поточні ремонти по КС УМГ "Прикарпаттрансгаз" за 2009 р. (тис. грн.)

| № п/п | Показники | Разом за 2008 р. | Звіт за 2009 р., тис. грн | | | | | |
|-------|--|------------------|---------------------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|-------------------|
| | | | Роботи | Відрядження | Магєріали | Запчас-тини | Субп. орг. | Всього за 2009 р. |
| 1 | 2 | 3, | 4, | 5, | 6, | 7, | 8, | |
| 1 | Капітальний ремонт ГПА | | | | | | | |
| | Всього кап. ремонтів по ГПА, в т.ч.: | 25 882, | 6 978,8 | 179,6 | 2 684,2 | 78 029,3 | 4 898,7 | 92 770,5 |
| | - КС Богородчани, ГТК-10і, № 2, СР 18.06.09-27.11.09 | 0 | 467,8 | 2,2 | 179,1 | 8 242,5 | 76, | 8 967,6 |
| | - КС Богородчани, ГТК-10і, № 3, СР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Богородчани, ГТК-10і, № 7, СР 01.12.09- | 0 | 185,4 | , | , | 2 672,3 | , | 2 857,8 |
| + | - КС Богородчани, ГТК-10і, № 4, КР 04.11.08-12.06.09 | 73,4 | 308, | 2,1 | 57, | 3 154,4 | 39,6 | 3 561,1 |
| | - КС Богородчани, ГТК-10і, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Богородчани, ГТК-25і, № 1, СР 18.03.09- | 0 | 520,1 | 3,4 | 145,9 | 3 614,1 | 115, | 4 398,6 |
| + | - КС Богородчани, ГТК-25і, № 3, АР 10.11.08-29.01.09 | 1100 | 123,5 | , | 122, | 233,1 | 7, | 485,6 |
| | - КС Богородчани, ГТК-25і, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Богородчани, СТД-4000, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Богородчани, ЕГПА-25, № 2, КР 21.10.08-25.12.09 | 125,7 | 160,2 | , | 52,2 | 1,1 | , | 213,5 |
| | - КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| + | - ДКС Богородчани, МК-8М, № 10, СР 12.01-26.02.09 | 0 | 292,3 | , | 258,9 | 5 781,9 | , | 6 333, |
| | - ДКС Богородчани, МК-8М, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - ДКС Богородчани, МК-8М, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| + | - КС Битків, 10ГКНА, № 1, СР 30.03-22.06.09 | 0 | 322,5 | , | ,8 | 416, | , | 739,3 |
| + | - КС Битків, 10ГКНА, № 3, СР 24.06-13.08.09 | 0 | 323,3 | ,4 | 6,2 | 5 721, | , | 6 050,9 |
| + | - КС Битків, 10ГКНА, № 4, СР 20.01-27.03.09 | 0 | 318,2 | , | 31,5 | 1 722,5 | , | 2 072,2 |
| | - КС Битків, 10ГКНА, № 5, СР 12.10.09-03.12.09 | 0 | 304,8 | ,4 | 66,1 | 501,6 | , | 872,9 |
| | - КС Битків, 10ГКНА, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Долина, ГТК-10, № 1, КР 22.12.05- | 517,6 | 468,9 | 3,4 | 14, | 300,7 | , | 787,1 |
| | - КС Долина, ГТК-10, № 2, СР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Долина, ГТК-10, № 4, СР 03.08.09- | 0 | 557,8 | 3,6 | 412,9 | 3 784,7 | , | 4 759, |
| + | - КС Долина, ГТК-10, № 5, КР 21.07.08-26.06.09 | 2159,4 | 163,1 | 1,1 | 55,5 | 17, | , | 236,6 |
| + | - КС Долина, ГТК-10, № 7, КР 26.11.07-30.01.09 | 9110,9 | 15,2 | , | 22,2 | , | , | 37,4 |
| | - КС Долина, ГТК-10, № 8, КР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Долина, УПГ, Рем | 0 | 94,1 | 6,6 | , | , | , | 100,7 |
| | - КС Ужгород, ГТК-10, № 2, СР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Ужгород, ГТК-10, № 3, КР 06.10.08-21.10.09 | 220,4 | 252,2 | 10,7 | 176,6 | 2 082,8 | , | 2 522,2 |
| | - КС Ужгород, ГТК-10, № 6 , АР 15.06.09-21.10.09 | 0 | 82,5 | , | 72,6 | 2 720,7 | 57,1 | 2 932,9 |
| + | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 5, КР 28.07.08-06.10.09 | 0 | 58,5 | , | , | , | 1 472, | 1 530,5 |
| | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 1, КР 19.10.09- | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Росощ, ГТК-10, № 8, СР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Росощ, ГТК-10, № 11, КР 26.11.08-04.12.09 | 14,1 | 407,4 | 12,3 | 186,7 | 5 011,6 | , | 5 618, |
| | - КС Росощ, ГТК-10, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Росощ, ГТК-10, № , | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Воловець, ГТК-25і, № 1, СР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| + | - КС Воловець, ГТК-25і, № 2, СР 17.06.08-18.05.09 | 7138,1 | 62,4 | ,4 | , | 29,1 | , | 91,8 |
| | - КС Воловець, ГТК-25і, № 3, СР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Воловець, ГТК-25і, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № 5, КР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № 6, АР 31.10.08-18.09.09 | 66,1 | 104,9 | 7,3 | 1,1 | 435,3 | 2 926,6 | 3 475,2 |
| | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № 8 , АР 22.12.09- | 0 | , | , | , | , | , | , |
| + | - КС Хуст, ГТК-10і, № 6, КР 28.11.08-27.07.09 | 55,1 | 539,1 | 70,7 | 219,6 | 15 379,2 | 99,6 | 16 308,3 |
| | - КС Хуст, ГТК-10і, № 7, КР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Хуст, ГТК-10і, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Орлівка, ГТН-6, № 1, КР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| + | - КС Орлівка, ГТН-6, № 2, СР 15.09.08-19.06.09 | 28,3 | 265,2 | 13,2 | 118,2 | 173, | 85,3 | 654,9 |
| + | - КС Орлівка, ГТН-6, № 5, СР 22.06.09-10.11.09 | 0 | 302,7 | 18,4 | 176,8 | 151,5 | , | 649,4 |
| | - КС Орлівка, ГТН-6, № 6, КР 19.10.09- | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Орлівка, ГТН-6, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Орлівка, ГПА-6,3, № 2, ДВ | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Орлівка, ГПА-6,3, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Ананьїв, ГТН-16 , № 2, СР 18.11.08-23.12.09 | 53,5 | 275,6 | 23,6 | 308,1 | 15 882,9 | , | 16 490,2 |
| | - КС Ананьїв, ГТН-16 , № 3, КР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| + | - КС Ананьїв, ГТН-16 , № 4, АР 12.06.08-27.02.09 | 5219,4 | 3,2 | , | , | , | 20,5 | 23,8 |
| | - КС Ананьїв, ГТН-16 , № 4, КР | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Ананьїв, ГТН-16 , № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Ананьїв, ГТН-16 , № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |
| | - КС Тарутине, ГПА-Ц-16С, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , |

Продовження додатку Б

Продовження таблиці Б.5

| 2 | Капітальний ремонт обладнання КС | | | | | | | |
|--|--|----------------|-----------------|--------------|----------------|-----------------|----------|------------------|
| | Всього кап. ремонтів обладнання, в т.ч.: | - | - | - | - | - | - | |
| 3 | Поточні ремонти (тільки витрати в тис. грн.) | | | | | | | |
| | Всього витрат, в т.ч.: | 6 547,4 | 167,6 | 840,6 | 6 413,6 | 103, | 14 072,3 | |
| -КС Богородчани, ГТК-10і, метрологічне обстеження | | 42,4 | , | , | , | , | 42,4 | |
| -КС Богородчани, ГТК-10і, товщинометрія | | 97,8 | , | , | , | , | 97,8 | |
| -КС Богородчани, ГТК-25і, метрологічне обстеження | | 46,5 | , | , | , | , | 46,5 | |
| -КС Богородчани, ГТК-25і, товщинометрія | | 104,8 | , | , | , | , | 104,8 | |
| -КС Богородчани, СТД-4000, метрологічне обстеження | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Богородчани, СТД-4000, товщинометрія | | 87,9 | , | , | , | , | 87,9 | |
| -КС Богородчани, СТД-4000, ТО | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Богородчани, ЕГПА-25, метрологічне обстеження | | 23,2 | , | , | , | , | 23,2 | |
| -КС Богородчани, ЕГПА-25, товщинометрія | | 91,4 | , | , | , | , | 91,4 | |
| -КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, ТО | | 22,1 | 5,5 | , | , | , | 27,6 | |
| -КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, метрологічне обстеження | | 82,8 | 6,4 | , | , | , | 89,2 | |
| -КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, товщинометрія | | 139, | 10,3 | , | , | , | 149,3 | |
| -ДКС Богородчани, МК-8М, ТО | | 983, | 2,1 | 581,8 | 5 682,1 | , | 7 249, | |
| -ДКС Богородчани, МК-8М, роботи в період зачки | | , | , | , | , | , | , | |
| -ДКС Богородчани, МК-8М, ремонт АПО газу, АПО води | | 151,6 | , | 8,1 | 3,2 | , | 162,9 | |
| -ДКС Богородчани, МК-8М, ТО ЗСО | | 89, | 4,5 | , | , | , | 93,5 | |
| -ДКС Богородчани, МК-8М, метрологічне обстеження | | 108,6 | , | , | 18,5 | , | 127,1 | |
| -ДКС Богородчани, МК-8М, товщинометрія | | 97,7 | , | , | , | , | 97,7 | |
| -КС Битків, 10ГКНА, ТО | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Битків, 10ГКНА, товщинометрія | | 116,1 | 1,7 | , | , | , | 117,7 | |
| -КС Битків, 10ГКНА, метрологічне обстеження | | 66,2 | 2,4 | , | , | , | 68,6 | |
| -КС Битків, 10ГКНА, ремонт АПО газу, АПО води | | 435,3 | 21,6 | 17,3 | , | , | 474,2 | |
| -КС Долина, ГТК-10, ТО | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Долина, ГТК-10, метрологічне обстеження | | 42, | 3, | , | , | , | 45, | |
| -КС Долина, ГТК-10, товщинометрія | | 87,8 | ,6 | , | , | , | 88,4 | |
| -КС Долина, ГПА-Ці-16С, ТО | | 380,5 | 3,5 | 10,3 | 11,6 | , | 405,9 | |
| -КС Долина, ГПА-Ці-16С, метрологічне обстеження | | 247,2 | 7,6 | ,3 | 173,4 | , | 428,4 | |
| -КС Долина, ГПА-Ці-16С, товщинометрія | | 81,8 | ,6 | , | , | , | 82,4 | |
| -КС Ужгород, ГТК-10, ТО | | 132,2 | , | 1,1 | 12,6 | , | 145,9 | |
| -КС Ужгород, ГТК-10, ЗСО | | 71,4 | 4, | ,8 | , | , | 76,2 | |
| -КС Ужгород, ГТК-10, метрологічне обстеження | | 15, | 1,2 | , | , | , | 16,2 | |
| -КС Ужгород, ГТК-10, товщинометрія | | 133, | 3,1 | , | , | , | 136, | |
| -КС Ужгород, ГПА-Ці-6,3С, ТО | | 269,5 | 1,7 | , | , | , | 271,2 | |
| -КС Ужгород, ГПА-Ці-6,3С, метрологічне обстеження | | 332,5 | 15,3 | ,5 | 397,2 | , | 745,4 | |
| -КС Ужгород, ГПА-Ці-6,3С, товщинометрія | | 82,1 | 2,9 | , | , | , | 85, | |
| -КС Росоп, ГТК-10, ТО | | 70,1 | , | , | , | , | 70,1 | |
| -КС Росоп, ГТК-10, метрологічне обстеження | | 185,7 | 5,9 | , | , | , | 191,6 | |
| -КС Росоп, ГТК-10, товщинометрія | | 124,8 | 3,9 | , | , | , | 128,8 | |
| -КС Воловець, ГТК-25і, товщинометрія | | 75,5 | 2,7 | , | , | , | 78,2 | |
| -КС Воловець, ГТК-25і, метрологічне обстеження | | 55, | 3,6 | , | , | , | 58,6 | |
| -КС Воловець, ГПУ-10-01, ТО | | 182,6 | 11,1 | 1,5 | 50,8 | 103, | 349, | |
| -КС Воловець, ГПУ-10-01, товщинометрія | | 92,9 | 2,7 | , | , | , | 95,6 | |
| -КС Воловець, ГПУ-10-01, метрологічне обстеження | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Хуст, ГТК-10і, товщинометрія | | 98, | 1,3 | , | , | , | 99,3 | |
| -КС Хуст, ГТК-10і, метрологічне обстеження | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Орлівка-1, ГПА-Ці-6,3, ТО | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Орлівка-1, ГПА-Ці-6,3, метрологічне обстеження | | 47,9 | 1,7 | , | , | , | 49,5 | |
| -КС Орлівка-1, ГПА-Ці-6,3, товщинометрія | | 44,8 | 2,6 | , | , | , | 47,4 | |
| -КС Орлівка-2, ГТН-6, ТО та поточ. рем. | | 22,4 | 1,3 | 78,7 | 61,1 | , | 163,5 | |
| -КС Орлівка-2, ГТН-6, метрологічне обстеження | | 144,6 | 9,6 | , | , | , | 154,2 | |
| -КС Орлівка-2, ГТН-6, товщинометрія | | 75,7 | 2,6 | , | , | , | 78,3 | |
| -КС Ананьів, ГТН-16, метрологічне обстеження | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Ананьів, ГТН-16, товщинометрія | | 88,1 | 1,7 | , | , | , | 89,7 | |
| -КС Ананьів, ГТН-16, ТО ЗСО | | 23,5 | 1,6 | 140,3 | 3,4 | , | 168,7 | |
| -КС Березівка, СТД-4000, ТО | | , | , | , | , | , | , | |
| -КС Березівка, СТД-4000, товщинометрія | | 94,8 | 3,4 | , | , | , | 98,2 | |
| -КС Березівка, СТД-4000, метрологічне обстеження | | 62,7 | 7,5 | , | , | , | 70,2 | |
| -КС Тарутине, ГПА-Ці-16С, ТО | | 204,9 | 2,2 | , | , | , | 207,1 | |
| -КС Тарутине, ГПА-Ці-16С, метрологічне обстеження | | 91,4 | 3,5 | , | , | , | 94,9 | |
| -КС Тарутине, ГПА-Ці-16С, товщинометрія | | 101,7 | 1,1 | , | , | , | 102,8 | |
| 6 Всього по КС: | | 25 882, | 13 526,2 | 347,2 | 3 524,8 | 84 442,9 | - | 106 842,8 |

Продовження додатку Б

Таблиця Б.6 - Інформація по витратах на капітальні і поточні ремонти по КС УМГ "Прикарпаттрансгаз" за 2010 р. (тис. грн.)

| № п/п | Показники | Разом за 08-09 р. | Звіт за 2010 р., тис. грн | | | | | | |
|-------------------------------|--|-------------------|---------------------------|--------------|--------------|------------------------|------------------------|----------------|-------------------|
| | | | Роботи | Відрядження | Матеріали | Запчастини, закуп запч | Запч власного виготовл | Субп. орг. | Всього за 2010 р. |
| 1 | 2 | | 3, | 4, | 5, | 6, | | 7, | 8, |
| Капітальний ремонт ГПА | | | | | | | | | |
| | Всього кап. ремонтів по ГПА, в т.ч.: | 19 795,5 | 10 337,9 | 547,6 | 916,5 | 133 349,7 | 1 751,3 | 16 638, | 163 541, |
| 196 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № 1, СР 04.10.10- | 0 | 460,2 | . | 31,7 | 14 446,6 | 58,9 | 84,8 | 15 082,3 |
| 196 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № 3, СР 17.05.10-30.09.10 | 0 | 514,5 | . | 16,3 | 7 354, | 39,7 | 86,2 | 8 010,8 |
| 196 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № 7, СР 01.12.09-24.02.10 | 2857,767 | 351,1 | 1, | 29,4 | 3 141,7 | 46,9 | 86,3 | 3 656,5 |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 193 | - КС Богородчани, ГТК-25i, № 1, СР 18.03.09-22.01.10 | 4398,553 | 12,6 | . | . | 764,3 | . | . | 776,9 |
| 193 | - КС Богородчани, ГТК-25i, № 2, СР 01.02.10-23.07.10 | 0 | 421,4 | . | 3,6 | 3 489,4 | 15,9 | 71,2 | 4 001,5 |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-25i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Богородчани, СТД-4000, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 172 | - КС Богородчани, ЕІПА-25, №2, ПР | 0 | 1,2 | . | . | 358,3 | . | . | 359,5 |
| 0 | - КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 211 | - ДКС Богородчани, МК-8М, № 7, СР 11.02.10-24.09.10 | 0 | 394,2 | . | 4,2 | 4 857,9 | 10,7 | . | 5 267, |
| 211 | - ДКС Богородчани, МК-8М, №5, СР 11.01.10-03.03.10 | 0 | 307,6 | . | ,8 | 1 612,9 | 1,4 | . | 1 922,7 |
| 211 | - ДКС Богородчани, МК-8М, №3, СР 18.03.10-09.08.10 | 0 | 304,4 | ,9 | ,2 | 3 864,8 | . | . | 4 170,3 |
| 226 | - КС Битків, 10ГКНА, № 2, СР 01.04.10- 05.05.10 | 0 | 308,5 | ,2 | 2,9 | 561,6 | . | . | 873,1 |
| 226 | - КС Битків, 10ГКНА, № 8, СР | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 226 | - КС Битків, 10ГКНА, № 10, СР 22.11.10-30.12.10 | 0 | 258, | ,7 | 11,7 | 2 301, | . | . | 2 571,3 |
| 226 | - КС Битків, 10ГКНА, № 12, СР 05.02.10 - 09.03.10 | 0 | 343,8 | 1,7 | ,4 | 489,6 | . | . | 835,4 |
| 0 | - КС Битків, 10ГКНА, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 235 | - КС Долина, ГТК-10, № 1, КР 22.12.05- | 7780,1 | 245,7 | 5,5 | 127,2 | 248, | . | 12 225,9 | 12 852,2 |
| 234 | - КС Долина, ГТК-10, № 2, КР 04.08.10 - 03.11.10 | 0 | 514,9 | 28,6 | 27,3 | 3 456,2 | 155,4 | 18,5 | 4 200,9 |
| 234 | - КС Долина, ГТК-10, № 4, СР 03.08.09-04.02.10 | 4759,037 | 16,9 | . | 1,3 | . | . | . | 18,2 |
| 234 | - КС Долина, ГТК-10, № 8, КР 08.02.10 - 03.09.10 | 0 | 916,8 | 18,7 | 302,3 | 19 046,6 | 192,7 | . | 20 477,1 |
| 234 | - КС Долина, ГТК-10, № 6, СР 14.10.10- | 0 | 591,9 | 73,8 | 23,3 | 11 547,2 | 191,7 | . | 12 427,8 |
| 0 | - КС Долина, ГТК-10, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 172 | - КС Долина, УПШ, Рем | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 176 | - КС Ужгород, ГТК-10, № 4, СР 01.03.10 - 05.05.10 | 0 | 423,6 | 15,8 | 5,8 | 2 266,5 | 120,2 | . | 2 831,8 |
| 176 | - КС Ужгород, ГТК-10, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ужгород, ГТК-10, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 175 | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 3, ДВ | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 175 | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 1, КР 19.10.09-17.09.10 | 0 | 96,3 | 1, | . | 38,3 | . | 1 987,2 | 2 122,7 |
| 170 | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 6, АР 17.02.10 - | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 170 | - КС Росоп, ГТК-10, № 8, СР | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Росоп, ГТК-10, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Росоп, ГТК-10, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Росоп, ГТК-10, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 186 | - КС Воловець, ГТК-25i, № 1, СР 11.05.10 - 20.12.10 | 0 | 717,3 | 69,2 | 47,8 | 7 263,3 | 113,9 | 32,6 | 8 244,1 |
| 0 | - КС Воловець, ГТК-25i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Воловець, ГТК-25i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Воловець, ГТК-25i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 187 | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № 5, КР 17.05.10 - 08.11.10 | 0 | 264,7 | 58,5 | 4,5 | 188,8 | 5,7 | 81,6 | 603,9 |
| 170 | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № 8, АР(СР)22.12.09-19.02.10 | 0 | 68,4 | 8,5 | 54,9 | 184,1 | . | 57,7 | 373,6 |
| 0 | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Хуст, ГТК-10i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 183 | - КС Хуст, ГТК-10i, № 7, КР 11.01.10-08.06.10 | 0 | 667,2 | 123,8 | 3,2 | 22 116,2 | 150,2 | 122,4 | 23 183, |
| 0 | - КС Хуст, ГТК-10i, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 207 | - КС Орлівка, ГТН-6, № 1, КР 08.02.10 - 07.06.10 | 0 | 715,2 | 25,2 | 16, | 90,3 | 2,9 | . | 849,5 |
| 207 | - КС Орлівка, ГТН-6, №4, СР 20.05.10 - 12.07.10 | 0 | 145, | 4,1 | 1,7 | 421,2 | 54,9 | . | 626,9 |
| 0 | - КС Орлівка, ГТН-6, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 207 | - КС Орлівка, ГТН-6, № 6, КР 19.10.09-26.01.10 | 0 | 607,7 | 33,7 | 16,9 | 2 620,4 | 289,9 | . | 3 568,6 |
| 0 | - КС Орлівка, ГТН-6, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 206 | - КС Орлівка, ГПА-6,3, № 2, ДВ | 0 | . | . | . | . | . | 1 725,8 | 1 725,8 |
| 0 | - КС Орлівка, ГПА-6,3, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 170 | - КС Ананьїв, ГТН-16, №3, АР 23.07.10 - | 0 | 669, | 77, | 183, | 20 620,7 | 300,2 | 57,8 | 21 907,6 |
| 205 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № 3, КР | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 205 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № 4, КР | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Ананьїв, ГТН-16, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |
| 0 | - КС Таругине, ГПА-Ц-16С, № , Р | 0 | . | . | . | . | . | . | . |

Продовження додатку Б

Таблиця Б.7 - Інформація по витратах на капітальні і поточні ремонти по КС УМГ "Прикарпаттрансгаз" за 2011 р. (тис. грн.)

| № п/п | Показники | Разом за 10 р. | Звіт за 2011 р., тис. грн | | | | | | |
|-------|--|----------------|---------------------------|--------------|--------------|------------------------|------------------------|----------------|-------------------|
| | | | Роботи | Відрядження | Матеріали | Запчастини, закуп заощ | Запч власного виготовл | Субп. орг. | Всього за 2011 р. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Капітальний ремонт ГПА | | | | | | | | |
| | Всього кап. ремонтів по ГПА, в т.ч.: | 70 050, | 9 066,7 | 503,2 | 474,7 | 67 711,4 | 1 517,5 | 3 390,8 | 82 664,1 |
| 126 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № 1, СР 04.10.10-07.02.11 | 15082,28 | 30,3 | , | , | , | , | , | 30,3 |
| 126 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № 6, СР 06.06.11-04.01.12 | 0 | 520, | 16,6 | 44, | 13 449, | 45,3 | 127,8 | 14 202,7 |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-10i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-25i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Богородчани, ГТК-25i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Богородчани, ЕГПА-25, №2, СР 17.08.11-21.12.11 | 0 | 587,2 | , | 25,3 | 215,1 | 66,6 | , | 894,2 |
| 127 | - КС Богородчани, ЕГПА-25, №1, КР 11.01.11-15.04.11 | 0 | 609,5 | 6,5 | 7,2 | 4,9 | 1,6 | , | 629,7 |
| 128 | - КС Богородчани, ЕГПА-25, №3, СР 19.04.11-15.08.11 | 0 | 786,6 | 9,6 | 52,2 | 54,5 | 1,7 | , | 904,7 |
| 0 | - КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 131 | - ДКС Богородчани, МК-8М, № 9, СР 20.01.11-04.03.11 | 0 | 399,8 | 2,7 | 7,3 | 8 423,8 | 6,4 | , | 8 839,9 |
| 0 | - ДКС Богородчани, МК-8М, №4, СР 10.03.11-05.05.11 | 0 | 370,2 | , | 1,2 | 1 712,2 | 6,4 | , | 2 090, |
| 0 | - ДКС Богородчани, МК-8М, №7, АР 23.08.11- | 0 | 48, | 26,7 | , | , | , | , | 74,7 |
| 132 | - КС Битків, 10ГКНА, № 11, СР 23.02.11-05.05.11 | 0 | 378,8 | 7,5 | 4,2 | 1 965,9 | 2,9 | , | 2 359,2 |
| 132 | - КС Битків, 10ГКНА, № 4, СР 10.05.11-14.07.11 | 0 | 356,8 | ,8 | ,5 | 1 885,7 | 3,2 | , | 2 247, |
| 0 | - КС Битків, 10ГКНА, № , СР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Битків, 10ГКНА, № , СР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Битків, 10ГКНА, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 134 | - КС Долина, ГТК-10, № 1, КР 22.12.05- | 20632,31 | 459,1 | 44, | 214,1 | ,8 | 28,3 | , | 746,2 |
| 133 | - КС Долина, ГТК-10, № 6, СР 14.10.10 - 10.01.11 | 12427,84 | 40,3 | 5,2 | 6,8 | 11,2 | , | , | 63,5 |
| 133 | - КС Долина, ГТК-10, № 5, СР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 11АВР | - КС Долина, ГТК-10, № 3, АР 28.02.11 - 04.01.12 | 0 | 634,7 | 27,5 | 27, | 24 045,4 | 4,3 | , | 24 738,9 |
| 0 | - КС Долина, ГТК-10, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Долина, ГТК-10, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Долина, УПГ, Рем | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 120 | - КС Ужгород, ГТК-10, № 6, СР 06.06.11- | 0 | 517,9 | 36,3 | 9,2 | 31,3 | 1,6 | , | 596,3 |
| 121 | - КС Ужгород, ГТК-10, № 5, КР 01.12.11- | 0 | 73,7 | 10,4 | 20,4 | 221, | 10,1 | , | 335,7 |
| 0 | - КС Ужгород, ГТК-10, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 151 | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 5, СР 25.01.11-21.02.11 | 0 | 120,2 | 2,5 | 8,5 | 185, | , | , | 316,2 |
| 151 | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, № 1, СР(н) 30.08-20.09.11 | 0 | 102,4 | 2,4 | ,2 | ,4 | , | , | 105,3 |
| 11АВР | - КС Ужгород, ГПА-6,3С, №6, АР 17.02.10 - | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 122 | - КС Росом, ГТК-10, № 8, СР 22.09.11- | 0 | 146,7 | 20,2 | ,1 | 4 639,1 | 247,4 | , | 5 053,5 |
| 122 | - КС Росом, ГТК-10, № 10, СР 01.04.11 - 11.08.11 | 0 | 569, | 35,3 | 13,8 | 2 651,1 | 1,5 | , | 3 270,6 |
| 123 | - КС Росом, ГТК-10, № 12, КР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Росом, ГТК-10, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 125 | - КС Воловець, ГТК-25i, № 3, СР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Воловець, ГТК-25i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Воловець, ГТК-25i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Воловець, ГТК-25i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 136 | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № 3, КР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 139 | - КС Воловець, ГПУ-10-01, №8, КР(з) 12.05-17.11.11 | 0 | 117,8 | 28,5 | 3,1 | 280,8 | , | 3 263, | 3 693,2 |
| 0 | - КС Воловець, ГПУ-10-01, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 124 | - КС Хуст, ГТК-10i, № 3, КР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Хуст, ГТК-10i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Хуст, ГТК-10i, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 130 | - КС Орлівка, ГТН-6, №3м, КР 15.02.11 - 08.08.11 | 0 | 529,1 | 30, | 3,7 | 57,1 | 72, | , | 691,8 |
| 130 | - КС Орлівка, ГТН-6, №3екд, КР 15.02.11 - 08.08.11 | 0 | 247,3 | 30,9 | 11,6 | 36,1 | 12, | , | 337,9 |
| 130 | - КС Орлівка, ГТН-6, №4, КР 29.08.11- | 0 | 795,9 | 74,7 | 14,3 | 57,4 | 1,5 | , | 943,7 |
| 0 | - КС Орлівка, ГПА-6,3, №3, ГД(з) 10.08-13.09.11 | 0 | 171, | 32,4 | , | 1 055,3 | , | , | 1 258,7 |
| 137 | - КС Орлівка, ГПА-6,3, № 1, АР 30.12.10-20.01.11 | 0 | 77,9 | 4,6 | , | 6,2 | , | , | 88,7 |
| 140 | - КС Орлівка, ГПА-6,3, №1, Р(з) | 0 | 32,8 | , | , | , | , | , | 32,8 |
| 0 | - КС Березівка, СТД-4000, №2, СР 16.05.11-05.07.11 | 0 | 73,7 | 24,5 | , | , | 118,9 | , | 217,1 |
| 11АВР | - КС Ананьів, ГТН-16, №1, АР 27.01.11 - | 0 | 207,4 | 23,5 | ,1 | 4 098,6 | 885,8 | , | 5 215,3 |
| 0 | - КС Ананьів, ГТН-16, № 3, КР 23.07.10-16.02.11 | 21907,58 | 62,6 | , | , | 2 623,7 | , | , | 2 686,3 |
| 129 | - КС Ананьів, ГТН-16, № 4, КР | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Ананьів, ГТН-16, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Ананьів, ГТН-16, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Ананьів, ГТН-16, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Ананьів, ГТН-16, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |
| 0 | - КС Тарутине, ГПА-Ц-16С, № , Р | 0 | , | , | , | , | , | , | , |

Продовження додатку Б

Продовження таблиці Б.7

| Капітальний ремонт обладнання КС | | | | | | | | |
|---|---|----------------|-----------------|----------------|--------------|------------------|------------------|---|
| 2 | | | | | | | | |
| 0 | Всього кап. ремонтів обладнання, в т.ч.: | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | Поточні ремонти (тільки витрати в тис. грн.) | | | | | | | |
| 0 | Всього витрат, в т.ч.: | 9 824, | 676,5 | 147,2 | 48 872,3 | 288,3 | 59 808,3 | |
| 0 | -КС Богородчани, ГТК-10і, метрологічне обстеження | 65,9 | 4,8 | | 21,9 | | 92,7 | |
| 0 | -КС Богородчани, ГТК-10і, товщинометрія | 78,5 | | | | | 78,5 | |
| 151 | -КС Богородчани, ГТК-10і, ТО-4, рем ЗСО | 65,6 | | 1,9 | 46,9 | | 114,4 | |
| 0 | -КС Богородчани, ГТК-25і, метрологічне обстеження | 95, | 25,6 | 2,6 | 23, | | 146,3 | |
| 0 | -КС Богородчани, ГТК-25і, товщинометрія | 115,9 | | | | | 115,9 | |
| 0 | -КС Богородчани, ГТК-25і, ТО та Рем ЗСО | | | | | | | |
| 0 | -КС Богородчани, СТД-4000, метрологічне обстеження | | | | | | | |
| 0 | -КС Богородчани, СТД-4000, товщинометрія | 131,3 | | | | | 131,3 | |
| 0 | -КС Богородчани, СТД-4000, ТО рем ЗСО | | | | | | | |
| 0 | -КС Богородчани, ЕГПА-25, метрологічне обстеження | 177,8 | 4,4 | | 87,9 | | 270,1 | |
| 0 | -КС Богородчани, ЕГПА-25, товщинометрія | 60,7 | | | | | 60,7 | |
| 0 | -КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, ТО | | | | | | | |
| 0 | -КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, метрологічне обстеження | 261,4 | 20,4 | ,1 | | | 281,9 | |
| 0 | -КС Хотин, ГПА-Ц-6,3, товщинометрія | | | | | | | |
| 0 | -ДКС Богородчани, МК-8М, ТО | 416,8 | 5,9 | ,4 | 2 298,7 | | 2 721,8 | |
| 0 | -ДКС Богородчани, МК-8М, роботи в період зачакки | 264,5 | 4,1 | ,7 | 944,6 | | 1 213,7 | |
| 0 | -ДКС Богородчани, МК-8М, ремонт АПО газу, АПО води | | | | | | | |
| 11ТО | -ДКС Богородчани, МК-8М, ТО рем ЗСО | 917,1 | 131,8 | 32,5 | 44 006,8 | | 45 088,1 | |
| 0 | -ДКС Богородчани, МК-8М, метрологічне обстеження | 24,1 | | | 22,8 | | 47, | |
| 0 | -ДКС Богородчани, МК-8М, товщинометрія | 82,3 | | | | | 82,3 | |
| 0 | -КС Битків, 10ГКНА, ТО | | | | | | | |
| 0 | -КС Битків, 10ГКНА, товщинометрія | 95,9 | ,6 | | | | 96,5 | |
| 0 | -КС Битків, 10ГКНА, метрологічне обстеження | 57,2 | 3,6 | | | | 60,8 | |
| 151 | -КС Битків, 10ГКНА, ремонт АПО газу, АПО води, ЗСО | 366,9 | 3,6 | 3,3 | | | 373,8 | |
| 0 | -КС Долина, ГТК-10, ТО | | | | | | | |
| 0 | -КС Долина, ГТК-10, ТО рем ЗСО | 160,2 | 28,6 | 2,7 | | | 191,5 | |
| 0 | -КС Долина, ГТК-10, метрологічне обстеження | | | | | | | |
| 0 | -КС Долина, ГТК-10, товщинометрія | | | | | | | |
| 0 | -КС Долина, ГПА-Ці-16С, ТО | 581,2 | 15,1 | 21,2 | 110,3 | | 727,9 | |
| 0 | -КС Долина, ГПА-Ці-16С, метрологічне обстеження | 583,6 | 46,9 | 11,3 | | | 641,9 | |
| 0 | -КС Долина, ГПА-Ці-16С, товщинометрія | 82,1 | 7, | | | | 89, | |
| 0 | -КС Ужгород, ГТК-10, ТО | | | | | | | |
| 0 | -КС Ужгород, ГТК-10, ЗСО | 360,3 | 20,1 | 24,9 | | | 405,2 | |
| 0 | -КС Ужгород, ГТК-10, метрологічне обстеження | | | | | | | |
| 0 | -КС Ужгород, ГТК-10, товщинометрія | | | | | | | |
| 1ГО | -КС Ужгород, ГПА-Ці-6,3С, ТО | 551,3 | 14,4 | 10,7 | 781,3 | | 1 357,6 | |
| 0 | -КС Ужгород, ГПА-Ці-6,3С, метрологічне обстеження | 206,4 | 32,3 | | 167,6 | | 406,3 | |
| 0 | -КС Ужгород, ГПА-Ці-6,3С, товщинометрія | 21,5 | 9,1 | | | | 30,6 | |
| 0 | -КС Росоп, ГТК-10, ТО | 449,1 | 26, | 14,2 | 1,4 | | 490,7 | |
| 0 | -КС Росоп, ГТК-10, метрологічне обстеження | 344,5 | 18,7 | | | | 363,2 | |
| 0 | -КС Росоп, ГТК-10, товщинометрія | 101, | 6,6 | | | | 107,6 | |
| 0 | -КС Воловець, ГТК-25і, товщинометрія | | | | | | | |
| 0 | -КС Воловець, ГТК-25і, метрологічне обстеження | 203,3 | 11, | 10,6 | 48,5 | | 273,3 | |
| 0 | -КС Воловець, ГПУ-10-01, ТО | 120,6 | 10,5 | ,9 | 71,3 | 288,3 | 491,6 | |
| 0 | -КС Воловець, ГПУ-10-01, товщинометрія | 8,3 | 5,1 | | | | 13,4 | |
| 0 | -КС Воловець, ГПУ-10-01, метрологічне обстеження | 396, | 26,4 | 3,9 | 22,5 | | 448,7 | |
| 0 | -КС Хуст, ГТК-10і, товщинометрія | 67,7 | 6, | | | | 73,7 | |
| 0 | -КС Хуст, ГТК-10і, метрологічне обстеження | 202,5 | 14,7 | | | | 217,2 | |
| 0 | -КС Орлівка-1, ГПА-Ці-6,3, ТО | 243,3 | 34,7 | 2, | 46,6 | | 326,5 | |
| 0 | -КС Орлівка-1, ГПА-Ці-6,3, метрологічне обстеження | | | | | | | |
| 0 | -КС Орлівка-1, ГПА-Ці-6,3, товщинометрія | 74,6 | 3,5 | | | | 78,1 | |
| 0 | -КС Орлівка-2, ГТН-6, ТО та поточ. рем. | 499,5 | 36,1 | ,2 | 15,5 | | 551,2 | |
| 0 | -КС Орлівка-2, ГТН-6, метрологічне обстеження | 42,9 | 3,9 | | | | 46,8 | |
| 0 | -КС Орлівка-2, ГТН-6, товщинометрія | 93,8 | 3,6 | | | | 97,3 | |
| 0 | -КС Ананьів, ГТН-16, метрологічне обстеження | 142,6 | 15,9 | | | | 158,4 | |
| 0 | -КС Ананьів, ГТН-16, товщинометрія | | | | | | | |
| 0 | -КС Ананьів, ГТН-16, ТО ЗСО | 139,5 | 13,7 | | | | 153,3 | |
| 0 | -КС Березівка, СТД-4000, ТО пот. рем | 117,5 | 37,5 | 1,8 | 133,6 | | 290,4 | |
| 0 | -КС Березівка, СТД-4000, товщинометрія | | | | | | | |
| 0 | -КС Березівка, СТД-4000, метрологічне обстеження | 54,6 | 5,5 | | | | 60,1 | |
| 0 | -КС Тарутине, ГПА-Ці-16С, ТО | 303,4 | 7,8 | 1,5 | 21,1 | | 333,8 | |
| 0 | -КС Тарутине, ГПА-Ці-16С, метрологічне обстеження | 356,2 | 6,5 | | | | 362,7 | |
| 0 | -КС Тарутине, ГПА-Ці-16С, товщинометрія | 39,4 | 4,8 | | | | 44,2 | |
| 6 | Всього по КС: | 70 050, | 18 890,6 | 1 179,6 | 621,9 | 116 583,6 | 142 472,4 | |

Додаток В

Графік виконання ремонтів за 2008-2011 роки

Таблиця В.1 - Графік виконання ремонтів за 2008

| КС | №ПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |
|---------------------|------|-------------|-----------|----|-----------|----------|-----------|-------------|--------|-----------|-----------|--------|---------|------|
| Богородчані ГТК-10і | 5 | | СР | | 17.04/ | | | СР | | | /28.10 | | | 5 |
| | 4 | | | КР | | | | | | | | 04.11/ | КР | 4 |
| | 2 | | | | | | | КР | | | | | | 2 |
| | 6 | 19.07.07/СР | | | /16.04 | | | | | | | | | 6 |
| | 3 | 27.08.07/КР | | | | /05.06 | | | | | | | | 3 |
| | 2 | | | | | КР | | | 11.08/ | КР | | 21.10/ | КР | 2 |
| Богородчані ЕГПА-25 | 3 | | | | | | КР | | | | | | /11.12 | 3 |
| | 2 | | | | | | | | | | | КР | | 2 |
| Хотинь ГПА-ІІ-6.3 | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | 13 | | 18.02/ | | СР /03.04 | | | | | | | | | 13 |
| Битків 10ГКНА | 2 | | | | 08.04/ | СР | /05.06 | | | | | | | 2 |
| | 6 | | | | | | | СР | 06.08/ | | /10.10 | | | 6 |
| | 9 | | | | | | | | | СР | 20.10/ | СР | /04.12 | 9 |
| | 7 | 24.12.07/СР | /05.02 | | | | | | | | | | | 7 |
| | 8 | 08.01/ СР | /05.02 | | | | | | | | | | | 8 |
| | 2 | | 08.02/ | | СР | /03.04 | | | | | | | | 2 |
| Богородчані МК-8М | 4 | | | | 08.04/ СР | /27.05 | | | | | | | | 4 |
| | 5 | | | | | | | | | | | | | 5 |
| | 1 | 22.12.05/ | | | | | КР | 21.07/ | | | КР | | | 1 |
| | 8 | | | | | | | | КР | | | | | 8 |
| | 7 | 26.11.07/КР | | | | | | | | | | | | 7 |
| | - | | | | | | | | | | | | | - |
| Россош ГТК-10 | 4 | 14.01/ КР | | | | | | | | | | | /17.12 | 4 |
| | 11 | | | | | КР | | | | | | 26.11/ | КР | 11 |
| | 5 | | | | 17.04/ | | | | | КР /11.09 | | | | 5 |
| | 5 | | | | | | | | | | | КР | | 5 |
| | 2 | 12.12.07/АР | | | | | | 28.07/ | | | /29.10 | | | 2 |
| Ужгород ГПА-ІІ-6.3С | 3 | | | | | | | | | | 06.10/ | | | 3 |
| | 6 | 14.03.07/КР | | | КР | | | | | | | 04.11 | | 6 |
| | 1 | 31.05.07/СР | /18.02 | | | | | | | | | | | 1 |
| | 1 | | | | | 26.05/ Н | /23.06 | | | | 03.09/ АР | /06.10 | | 1 |
| | 2 | | | | | | | | | 15.09/ | | СР | | 2 |
| | 5 | | | | | | | | | | | | СР | 5 |
| Оршівка ГТН-6 | 3 | 12.04.07/СР | /26.02 | | | | | | | | | | | 3 |
| | 4 | | 27.02/ СР | | | | | | | | | | | 4 |
| | 1 | | | | | | КР | 17.07/ | АР | | | | /30.12 | 1 |
| | 2 | | | | | | 09.06/ СР | зуп СР07.07 | | | | 18.11/ | СР прод | 2 |
| Тарутине ГПА-ІІ-16С | 4 | 04.09.07/СР | /14.02 | | | | 12.06/ | | | АР | | | | 4 |
| | 2 | | | | КР | | | 16.07/ КР | /18.08 | | | | | 2 |
| | 3 | | | | | | | | | 22.09/ КР | /10.10 | | | 3 |
| Березівка СТУ-4000 | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | 2 | | | | | СР | 17.06/ | | СР | | | | | 2 |
| Воловець ГТК-25і | 1 | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | 8 | | | | | | | | | 03.09/ АР | | | /01.12 | 8 |
| Хуст ГТК-10і | 6 | | | | | | | | | | 31.10/ | АР | | 6 |
| | 6 | | | | | | | КР | | | | 28.11/ | КР | 6 |
| КС | №ГПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |

Продовження додатку В

Таблиця В.2 - Графік виконання ремонтів за 2009

| КС | №ГПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |
|---------------------|------|-------------------|----------|----------|-----|----------|----|----|----------|----------|----------|----------|----------|------|
| Богородчани ГТК-10і | 1 | | | | | | | | | | СР | | | 1 |
| | 4 | 04.11.08/КР | - | - | - | КР/12.06 | | | | | | | | 4 |
| | 2 | | СР | | | 18.06/СР | - | СР | | | | СР/27.11 | | 2 |
| | 7 | | | | СР | | | | | | СР | | 01.12/СР | 7 |
| | 1 | | | 18.03/СР | СР | | | | | | | | | 1 |
| | 3 | 10.11.08/АР/29.01 | | | | | | | | | | | | 3 |
| | 0 | | | | | | | | | | | | | - |
| Битків 10ГКНА | 1 | СР | | 30.03/СР | | СР/22.06 | | | | | | | | 1 |
| | 3 | | | СР | | 24.06/СР | | | СР/13.08 | | | | | 3 |
| | 4 | 20.01/ | СР | 27.03 | | | | СР | | | | | | 4 |
| | 5 | | | | | СР | | | | | 12.10/СР | | СР/03.12 | 5 |
| | 10 | 12.01/ | СР/26.02 | | | | | | | | | | | 10 |
| Довина ГТК-10 | 5 | 21.07.08/КР | - | - | - | КР/26.06 | | | | | | | | 5 |
| | 1 | 22.12.05/Рек | - | - | Рек | | | | | | | | | 1 |
| | 2 | | | | | | | СР | 03.08/СР | | | | СР | 2 |
| | 4 | | | | | | | | | | | | | 4 |
| | 8 | | | | | | | | | | СР | | | 8 |
| | 7 | 26.11.07/КР | КР/30.01 | | | | | | | | СР | | | 7 |
| | 0 | | | | | | | | | | | | | - |
| | 8 | | | | | | | СР | | | | | | 8 |
| Ужгород ГТК-10 | 11 | 26.11.08/КР | - | - | - | | | СР | | | | | КР/04.12 | 11 |
| | 5 | 28.07.08/КР | - | КР | - | | | | | | КР/06.10 | | | 5 |
| | 1 | | | | | | | | | | 19.10/КР | КР | СР | 1 |
| | 3 | 06.10.08/КР | - | - | - | | | | | | КР/21.10 | | | 3 |
| | 6 | | | | | 15.06/АР | | | | | АР/21.10 | | | 6 |
| Орлівка ГТН-6 | 2 | | | | | | | | | СР | | | | 2 |
| | 2 | | | | | | | | | ДВ | | | | 2 |
| | 2 | 15.09.08/СР | - | - | - | СР/19.06 | | | | | | СР/10.11 | | 2 |
| | 5 | | СР | | | 22.06/СР | СР | | | | | | | 5 |
| | 1 | | | | | | | | | | КР | СР | | 1 |
| Алашів ГТН-16 | 3 | | | | | | | | | | | | | 3 |
| | 2 | 18.11.08/СР | - | - | - | | | | | | | | СР/23.12 | 2 |
| | 4 | 12.06.08/АР | АР/27.02 | | | | | КР | | | | | | 4 |
| | 0 | | | | | | | | | | | | | - |
| Воловець ГТК-25і | 0 | | | | | | | | | | | | | - |
| | 2 | 17.06.08/СР | - | - | - | СР/18.05 | | | | | | | | 2 |
| | 1 | | | СР | | | | | | | | СР | | 1 |
| Воловець ГПУ-10-01 | 3 | | | | | | | | | СР | | | | 3 |
| | 5 | | | | | | | | | | | | | 5 |
| | 8 | | | | | | | | | | КР | | | 8 |
| | 6 | 31.10.08/АР | - | - | - | | | | | АР/18.09 | | | 22.12/АР | 6 |
| | 6 | 28.11.08/КР | - | - | - | | | | | | | | | 6 |
| Хуст ГТК-10і | 7 | | | | | | | | | | | | КР/27.07 | 7 |
| | КР | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |

Продовження додатку В

Таблиця В.3 - Графік виконання ремонтів за 2010

| КС | №ГПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |
|----------------------|------|-------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------|
| Богородчани ГТК-10і | 7 | 01.12.09/СР | /24.02 | | | | | | | | | | | 7 |
| | 3 | | | | 17.05/СР | | | | | СР/30.09 | | | | 3 |
| | 1 | | | | | | | | | СР | 04.10/СР | | | 1 |
| Хуст ГТК-10і | 7 | 11.01/КР | | | | | КР/08.06 | КР | | | | | | 7 |
| | 1 | 18.03.09/СР/22.01 | | | | | | | | | | | | 1 |
| Богородчани ГТК-25і | 2 | | 01.02/СР | | | | | 23.07/СР | | | | | | 2 |
| | 1 | | | СР | | 11.05/СР | | | | | | | СР/20.12 | 1 |
| Воловець ГТК-25і | 8 | 22.12.09/АР | СР/19.02 | | | | | | | | | | | 8 |
| | 5 | | | | КР | 17.05/КР | | | | | | КР/08.11 | | 5 |
| Богородчани СДД-4000 | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | - | | | | | | | | | | | | | - |
| Богородчани ЕГПА-25 | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | - | | | | | | | | | | | | | - |
| Хотин ГПА-Ц-6,3 | 4 | 03.08.09/СР | СР/04.02 | | | | | | | | | | | 4 |
| | 1 | 22.12.05/Рек | | | | | Рек | | | | | | | 1 |
| Долина ГТК-10 | 8 | КР | 08.02/КР | | | | | | | КР/03.09 | | | | 8 |
| | 2 | | | КР | | | | | 04.08/КР | | | КР/03.11 | | 2 |
| Долина ГПА-Ц-16С | 6 | | | | | | | | | | 14.10/СР | | | 6 |
| | - | | | | | | | | | | | | | - |
| Росosh ГТК-10 | 8 | | | | | | | | | СР | | | СР | 8 |
| | 4 | | | 01.03/СР | | СР/05.05 | | | | | | | | 4 |
| Ужгород ГТК-10 | 1 | 19.10.09/ДВ | | | | | | | | | | | | 1 |
| | 3 | | | | | | | | | ДВ/17.09 | | ДВ | | 3 |
| Ужгород ГПА-Ц-6,3С | 6 | | 17.02/АР | | | | | | | | | | | 6 |
| | 3 | | | | | | | | | | | | КР | 3 |
| Ананьів ГТН-16 | 4 | | | | | | | | | | | КР | | 4 |
| | 6 | 19.10.09/КР/26.01 | | | | | | | | | | | | 6 |
| Орлівка ГТН-6 | 1 | | 08.02/КР | | | | КР/07.06 | | КР | | | | | 1 |
| | 4 | | | | | 20.05/СР | | СР/12.07 | | | | | | 4 |
| Орлівка ГПА-Ц-6,3 | 2 | | | | | | | | | ДВ | | | | 2 |
| | 1 | | | | | | | | | | | | 30.12/АР | 1 |
| Тарутине ГПА-Ц-16С | 3 | | | | | | | | | | | 26.11/АР | СР/04.12 | 3 |
| | - | | | | | | | | | | | | | - |
| Березівка СДД-4000 | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | 7 | | 11.02/СР | | | | | | | СР/24.09 | | | | 7 |
| Богородчани МК-8М | 5 | 11.01/СР | | | | | СР | | | | | | | 5 |
| | 3 | | | | | | | | СР/09.08 | | | | | 3 |
| Битків 10ГКНА | 12 | | 05.02/СР | | СР | | | | | | | | | 12 |
| | 2 | | | СР/09.03 | 01.04/СР | СР/05.05 | СР | | | | | | | 2 |
| КС | 8 | | | | | | | | СР | | | | | 8 |
| | 10 | | | | | | | | | | | 22.11/СР | СР/30.12 | 10 |
| | 11 | | | | | | | | | | | | СР | 11 |
| КС | №ГПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |

Продовження додатку В

Таблиця В.4 - Графік виконання ремонтів за 2011

| КС | №ГПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |
|-----------------------|------|-------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----|----------|----------|------|
| Богородчани ГТК-10і | 1 | 04.10.10/СР | СР/07.02 | | | | | | | | | | | 1 |
| | 6 | | | | | 06.06/КР | | | | | | | | 6 |
| Хуст ГТК-10і | 3 | | | | | | | КР(П) | | | | | | 3 |
| Богородчани ГТК-25і | 3 | | | | СР | | | | | | | | | 3 |
| Воловець ГТК-25і | 3 | | | | | | | | КР | | | | | 3 |
| Воловець ГПУ-10-01 | 8 | | | | | 12.05/ДВ | | | | | | ДВ/17.11 | | 8 |
| Богородчани СТУД-4000 | 1 | 11.01/КР | - | - | КР/15.04 | | | | | | | | | 1 |
| Богородчани ВІПА-25 | 2 | | | | | | | | 17.08/СР | | | | | 2 |
| | 3 | | | СР | 19.04/СР | | | | СР/15.08 | | | | | 3 |
| Хотин ГПА-Ц-6,3 | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | 6 | 14.10.10/СР/10.01 | | | | | | | | | | | | 4 |
| Долна ГТК-10 | 1 | 22.12.05/КР | - | Рек | | | | | | | | | | 1 |
| | 5 | | | | | | | | | | СР | | | 5 |
| | 3 | | 28.02/АР | | | | | | | | | | | 3 |
| Долна ГПА-Ц-16С | - | | | | | | | | | | | | | - |
| | 8 | | | | СР | | | | | 22.09/СР | | | | 8 |
| Росош ГТК-10 | 10 | | СР | | 01.04/СР | | | | СР/11.08 | | | 28.11/АР | | 10 |
| | 12 | | | | | | КР | | | | | | | 12 |
| Ужгород ГТК-10 | 5 | | | | | | | | | КР | | | 01.12/КР | 5 |
| | 6 | | | | СР | | 06.06/СР | | | | | | | 6 |
| | 1 | | | | | | | | | | СР | | | 1 |
| | 2 | | | | | | | | | | | | ПР | 2 |
| | 3 | | | | | | ДВ | | | | | | | 3 |
| | 4 | | | | | | | | | | | ПР | | 4 |
| Ужгород ГПА-Ц-6,3С | 5 | 25.01/СР | СР/21.02 | | | | | | | | | | | 5 |
| | 6 | 17.02.10/АР | | | | | | | | | | | | 6 |
| | 7 | | | | | | | | | | | | | 7 |
| | 3 | 23.07.10/КР | КР/16.02 | | | | | | | | | | | 3 |
| Анап'я ГТН-16 | 1 | 27.01/АР | | | | | | | | | | | | 1 |
| | 4 | | | | КР | | | | | | | | | 4 |
| Орлівка ГТН-6 | 3 | КР | 15.02/КР | | | | | | КР/08.08 | | | | | 3 |
| | 4 | | | | | | | КР | 29.08/КР | | | | КР/14.12 | 4 |
| Орлівка ГПА-Ц-6,3 | 1 | 30.12.10/АР/20.01 | | | | | | | | | | | | 1 |
| Тарутине ГПА-Ц-16С | - | | | | | | | | | | | | | - |
| Березівка СТУД-4000 | 2 | 20.01/СР | - | СР/04.03 | | 16.05/СР | | СР/05.07 | | | | | | 2 |
| Богородчани МК-8М | 7 | | | | | | | | 23.08/АР | | | | | 9 |
| | 4 | | | 10.03/СР | | | | | | | | | | 7 |
| | 4 | | | | | СР/05.05 | | | | | | | | 4 |
| Битків 10ГКНА | 4 | | | СР | | 10.05/СР | | СР/14.07 | | | | | | 4 |
| | 11 | | 23.02/СР | | | СР/05.05 | | | | | | | | 11 |
| КС | №ГПА | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | №ГПА |

Додаток Г

Показники експлуатаційної надійності ГПА, встановлених на компресорних станціях газопроводу «Союз» та «Уренгой - Помари-Ужгород»

Таблиця Г.1 - Показники експлуатаційної надійності ГПА, встановлених на компресорних станціях газопроводу «Союз» та «Уренгой - Помари-Ужгород»

| Показники | | «Союз» | «У-П-У» |
|---|---|---------|----------|
| Тип встановлених агрегатів | | ГТК-10І | ГТК-25І |
| Число встановлених агрегатів | | 7 | 3 |
| Відносний час перебування агрегату в стані | роботи $\frac{T_p}{T_k} \cdot 100\%$ | 50,35 | 52 |
| | резерву $\frac{T_{рез}}{T_k} \cdot 100\%$ | 39,79 | 32,28 |
| | ППР $\frac{T_{ППР}}{T_k} \cdot 100\%$ | 9,69 | 14,52 |
| | простою $\frac{T_{пр}}{T_k} \cdot 100\%$ | 0,175 | 0,197 |
| Календарний час звітного періоду T_k , год | | 254208 | 210752 |
| Напрацювання на відмову T_p , год | | 4977,4 | 2267,8 |
| Число вимушених зупинок, m_1 | | 180 | 145 |
| Середній час вимушеного простою $T_{пр}$, год | | 17,3 | 52,18 |
| Інтенсивність відмов елемента $\lambda = \frac{1}{T_p}$ | | 0,0002 | 0,00044 |
| Інтенсивність відновлення елемента $\mu = \frac{1}{T_{пр}}$ | | 0,05778 | 0,019164 |
| Коефіцієнт готовності компресорної станції K_G | | 0,9965 | 0,9775 |

Продовження додатку Д

Таблиця Д.2 - Напряцювання на відмову та інтенсивність відмов ГПА за 2007-2012 роки

| № п/п | Тип ГПА | Кількість ГПА | Кількість аварійних і вимушених зупинок | | | | | | | | | | Напряцювання, годин | | | | | | | | | | Інтенсивність відмов, 1/гос.год. | | | | | | | | | |
|--------|-----------|---------------|---|------|------|------|------|-------|--------|--------|--------|--------|---------------------|---------|--------|---------|--------|--------|--------|----------|-------|------|----------------------------------|-------|-------|-------|------|--|--|--|--|--|
| | | | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 | 2007 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 | 2007 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 | 2007 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 | 2007 | | | | | | |
| 1 | 10ТКНА | 58 | 0 | 11 | 1 | 0 | 6 | 2 | 71230 | 45056 | 1019 | 1036 | 106240 | 141700 | 71230 | 3754,7 | 509,5 | 1036 | 1036 | 15177 | 70900 | 0 | 0,24 | 0,98 | 0 | 0,056 | 0,14 | | | | | |
| 2 | ГПА-16С | 8 | 3 | 0 | 1 | 0 | 6 | 4 | 17435 | 21159 | 10218 | 4843 | 22900 | 5812 | 21159 | 5109 | 4843 | 3077 | 5700 | 0 | 0,1 | 0 | 0 | 0 | 0,279 | 1,75 | | | | | | |
| 3 | ГПА-25С | 12 | 3 | 12 | 1 | 12 | 20 | 19593 | 31869 | 42636 | 35268 | 57873 | 45100 | 6531 | 2451,5 | 21318 | 17634 | 4452 | 2300 | 0,15 | 0,38 | 0,02 | 0,03 | 0,207 | 4,43 | | | | | | | |
| 4 | ГПА-16Б | 16 | 1 | 1 | 4 | 7 | 2 | 9554 | 9929 | 22790 | 14093 | 9928 | 11600 | 9554 | 4964,5 | 4558 | 1762 | 3309 | 1700 | 0,1 | 0,1 | 0,18 | 0,5 | 0,201 | 6,03 | | | | | | | |
| 5 | ГПА-16Б3 | 45 | 8 | 5 | 10 | 12 | 10 | 14 | 18709 | 27152 | 65576 | 56217 | 23040 | 27000 | 4325,3 | 5961,5 | 4324 | 2095 | 1900 | 0,43 | 0,18 | 0,15 | 0,21 | 0,484 | 5,19 | | | | | | | |
| 6 | ГПА-ЦБ3А | 20 | 1 | 0 | 6 | 3 | 11 | 1 | 11071 | 10878 | 12494 | 11798 | 46046 | 12300 | 11071 | 10878 | 1784,9 | 2950 | 3837 | 12300 | 0,09 | 0 | 0,48 | 0,25 | 0,203 | 0,81 | | | | | | |
| 7 | ГПА-ЦБ3С | 22 | 6 | 8 | 1 | 3 | 3 | 20 | 64290 | 60987 | 2268 | 2271 | 14800 | 50500 | 10715 | 6776,3 | 1134 | 568 | 3700 | 2500 | 0,09 | 0,13 | 0,44 | 1,32 | 0,239 | 3,96 | | | | | | |
| 8 | ГПА-ЦБ8А | 6 | 4 | 0 | 18 | 15 | 1 | 5 | 7962 | 1829 | 166602 | 142231 | 2116 | 2100 | 1991 | 1829 | 8768,5 | 8889 | 1058 | 400 | 0,5 | 0 | 0,11 | 0,11 | 0,473 | 24,05 | | | | | | |
| 9 | ГПУ-10 | 43 | 7 | 11 | 36 | 5 | 17 | 24 | 57609 | 66154 | 200858 | 45193 | 137081 | 110400 | 8230 | 5512,8 | 5428,6 | 7532 | 7616 | 4600 | 0,12 | 0,17 | 0,18 | 0,11 | 0,124 | 2,17 | | | | | | |
| 10 | ГПУ-10С | 1 | 0 | 0 | 8 | 28 | 0 | 0 | 0 | 75103 | 212288 | 3481 | 0 | 0 | 0 | 8344,8 | 7320 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,11 | 0,13 | 0 | 0 | | | | | | |
| 11 | ГПУ-16 | 8 | 0 | 8 | 1 | 17 | 9 | 8 | 15444 | 33756 | 514 | 91876 | 34527 | 31800 | 15444 | 3750,7 | 257 | 5104 | 3453 | 4000 | 0 | 0,24 | 1,95 | 0,19 | 0,261 | 2,52 | | | | | | |
| 12 | ГПУ-16К | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 | 3 | 748 | 0 | 1763 | 2598 | 278 | 1900 | 748 | 0 | 881,5 | 650 | 0 | 600 | 1,34 | 0 | 0,57 | 1,15 | 0 | 15,54 | | | | | | |
| 13 | ГТ-6750 | 3 | 0 | 4 | 1 | 2 | 1 | 0 | 5734 | 10635 | 1805 | 817 | 11432 | 0 | 5734 | 2127 | 903 | 272 | 5716 | 0 | 0 | 0,38 | 0,55 | 2,45 | 0,087 | 0 | | | | | | |
| 14 | ГТ-50-6 | 35 | 1 | 6 | 1 | 0 | 1 | 6 | 72517 | 74934 | 4432 | 1578 | 79875 | 81900 | 72517 | 10704,9 | 2216 | 1578 | 39938 | 13600 | 0,01 | 0,08 | 0,23 | 0 | 0,013 | 0,73 | | | | | | |
| 15 | ГТК-10 | 74 | 13 | 8 | 0 | 2 | 24 | 32 | 153037 | 160923 | 10122 | 3921 | 241417 | 231400 | 11772 | 17880,3 | 10122 | 1307 | 9657 | 7200 | 0,08 | 0,05 | 0 | 0,51 | 0,099 | 1,38 | | | | | | |
| 16 | ГТК-10Г | 83 | 14 | 33 | 4 | 1 | 21 | 43 | 60888 | 179502 | 28454 | 8173 | 377886 | 359400 | 4349 | 5279,5 | 5690,8 | 4087 | 17163 | 8400 | 0,23 | 0,18 | 0,14 | 0,12 | 0,056 | 1,2 | | | | | | |
| 17 | ГТК-10ГА | 1 | 0 | 5 | 3 | 4 | 1 | 1 | 41 | 2920 | 12958 | 23927 | 1544 | 3400 | 41 | 486,7 | 3239,5 | 4785 | 772 | 3400 | 0 | 1,71 | 0,23 | 0,17 | 0,648 | 2,9 | | | | | | |
| 18 | ГТК-10С | 1 | 2 | 0 | 0 | 1 | 0 | 3 | 1744 | 0 | 16732 | 91 | 5000 | 872 | 0 | 0 | 8366 | 0 | 1700 | 1,15 | 0 | 0 | 0,096 | 0 | 6,04 | | | | | | | |
| 19 | ГТК-25I | 21 | 9 | 10 | 18 | 0 | 29 | 30 | 16888 | 49553 | 41384 | 0 | 88612 | 87300 | 1876 | 4504,8 | 2178,1 | 0 | 2954 | 2900 | 0,53 | 0,2 | 0,43 | 0 | 0,327 | 3,44 | | | | | | |
| 20 | ГТН-16 | 4 | 0 | 0 | 14 | 17 | 7 | 2 | 9067 | 8953 | 29908 | 61432 | 15960 | 18800 | 9067 | 8953 | 1993,9 | 3413 | 1995 | 9400 | 0 | 0 | 0,47 | 0,28 | 0,439 | 1,06 | | | | | | |
| 21 | ГТН-6 | 44 | 2 | 4 | 6 | 14 | 1 | 11 | 43658 | 37610 | 56048 | 40330 | 92911 | 93200 | 21829 | 7522 | 8006,9 | 2689 | 46456 | 8500 | 0,05 | 0,11 | 0,11 | 0,35 | 0,011 | 1,18 | | | | | | |
| 22 | БГПА-25РЧ | 6 | 9 | 9 | 0 | 0 | 3 | 9 | 21216 | 32438 | 0 | 8327 | 10500 | 2357 | 3243,8 | 0 | 0 | 2082 | 1200 | 0,42 | 0,28 | 0 | 0 | 0,36 | 8,6 | | | | | | | |
| 23 | МР8 | 31 | 0 | 24 | 12 | 1 | 4 | 15 | 25024 | 24900 | 25909 | 2730 | 34733 | 34700 | 25024 | 996 | 1993 | 1365 | 6947 | 2300 | 0 | 0,96 | 0,46 | 0,37 | 0,115 | 4,32 | | | | | | |
| 24 | СДЛ-2500 | 7 | 3 | 3 | 5 | 3 | 2 | 2 | 8166 | 18093 | 4903 | 4509 | 15017 | 5400 | 2722 | 4623,3 | 817,2 | 1127 | 5006 | 2700 | 0,37 | 0,16 | 1,02 | 0,67 | 0,133 | 3,69 | | | | | | |
| 25 | СДЛ-4000 | 140 | 10 | 14 | 0 | 2 | 5 | 14 | 70532 | 60316 | 62200 | 72318 | 23513 | 34100 | 7053 | 4021,1 | 62200 | 24106 | 3919 | 2400 | 0,14 | 0,23 | 0 | 0,03 | 0,213 | 4,1 | | | | | | |
| 26 | Центвар | 3 | 0 | 1 | 18 | 17 | 1 | 0 | 0 | 586 | 31856 | 29790 | 1459 | 0 | 0 | 278 | 1676,6 | 1655 | 730 | 0 | 0 | 1,8 | 0,57 | 0,57 | 0,685 | 0 | | | | | | |
| Всього | | 693 | 97 | 177 | 170 | 158 | 177 | 276 | 782157 | 970502 | 911820 | 885969 | 1449423 | 1422400 | 8063,5 | 5483,1 | 5363,6 | 5607,4 | 8188,8 | 5153,623 | 0,12 | 0,18 | 0,19 | 0,18 | 0,12 | 0,19 | | | | | | |

Додаток Е

Розподіл загальної кількості аварійних та вимушених зупинок, наробітку на відмову та інтенсивності відмов по УМГ ПАТ "Укртрансгаз"

Таблиця Е.1 - Розподіл загальної кількості аварійних та вимушених зупинок, наробітку на відмову та інтенсивності відмов по УМГ ПАТ "Укртрансгаз"

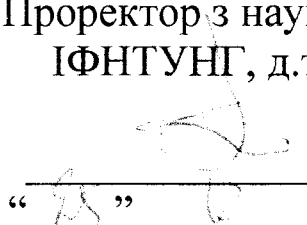
| УМГ | | ДТГ | КТГ | ЛТГ | ПТГ | ХТГ | ЧТГ | ПАТ |
|----------------------------------|------|--------|---------|---------|--------|---------|--------|---------|
| АВЗ | 2012 | 7 | 20 | 9 | 18 | 9 | 34 | 97 |
| | 2011 | 24 | 58 | 5 | 34 | 3 | 53 | 177 |
| | 2010 | 23 | 40 | 10 | 20 | 6 | 83 | 182 |
| | 2009 | 25 | 40 | 9 | 33 | 5 | 49 | 161 |
| | 2008 | 8 | 61 | 9 | 37 | 8 | 58 | 181 |
| | 2007 | 14 | 80 | 24 | 36 | 15 | 108 | 277 |
| Напрацювання ГПА, годин | 2012 | 25304 | 308191 | 96170 | 167556 | 45422 | 139514 | 782157 |
| | 2011 | 29853 | 299360 | 102502 | 205515 | 47609 | 304155 | 988994 |
| | 2010 | 25024 | 335778 | 122628 | 180076 | 44975 | 290998 | 999479 |
| | 2009 | 25961 | 310299 | 112916 | 195946 | 20842 | 310370 | 976334 |
| | 2008 | 39726 | 423399 | 130114 | 290423 | 32633 | 540043 | 1456338 |
| | 2007 | 25298 | 243200 | 34150 | 109338 | 13778 | 363713 | 789477 |
| Напрацювання на АВЗ, годин | 2012 | 3614,9 | 15409,6 | 10685,6 | 9308,7 | 5046,9 | 4103,4 | 8063,5 |
| | 2011 | 1194,1 | 5073,9 | 17083,7 | 5871,9 | 11902,3 | 5632,5 | 5556,1 |
| | 2010 | 1042,7 | 8189,7 | 11148 | 8575 | 6425 | 3464,3 | 5461,6 |
| | 2009 | 999 | 7568 | 11292 | 5763 | 3474 | 6207 | 6027 |
| | 2008 | 4414 | 6829 | 13011 | 7642 | 3625 | 9153 | 8001 |
| | 2007 | 1,807 | 3,04 | 1,423 | 3,037 | 0,919 | 3,368 | 2,85 |
| Інтенсивність АВЗ, 1/тис.год. | 2012 | 0,28 | 0,06 | 0,09 | 0,11 | 0,2 | 0,24 | 0,12 |
| | 2011 | 0,8 | 0,19 | 0,05 | 0,17 | 0,06 | 0,17 | 0,18 |
| | 2010 | 0,92 | 0,12 | 0,08 | 0,11 | 0,13 | 0,29 | 0,18 |
| | 2009 | 0,96 | 0,13 | 0,08 | 0,17 | 0,24 | 0,16 | 0,16 |
| | 2008 | 0,2 | 0,14 | 0,07 | 0,13 | 0,25 | 0,11 | 0,12 |
| | 2007 | 5,53 | 3,29 | 7,03 | 3,29 | 10,89 | 2,97 | 3,51 |

Додаток Ж
Комплексні галузеві методики

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
“НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”
ВРТП УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

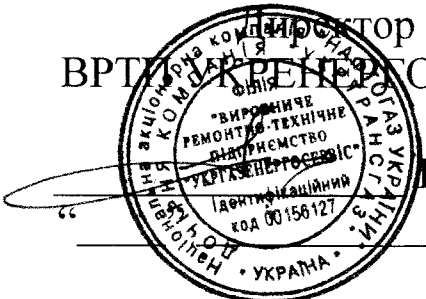
ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.


“ ” _____ О. Карпаш
_____ 2009 р

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор
ВРТП УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС


“ ” _____ Р. Флюнт
_____ 2009 р

КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

ТИПОВІ РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ГАЗОНАФТОПОСТАЧАННЯ

Івано-Франківськ
2009

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф. ІФНТУНГ

В.Я. Грудз

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ

Л.Т.Гораль

заступник директора з виробництва
УМГ «Прикарпаттрансгаз»
ДК «Укртрансгаз»

М.Д.Степ'юк

асистент кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

Р.Т.Мартинюк

асистент кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

В.Б.Запхляк

аспірант кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

Я.Р.Порада

аспірант кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

О.В.Іванов

начальник відділу капбудівництва
ДК «Укртрансгаз»

О.П.Сергеєв

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»
ВРТП Укргазенергосервіс
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.

О. Карпаш
« » 2012 р

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер
ВРТП Укргазенергосервіс

В. Соляник
« 20 » грудня 2012 р

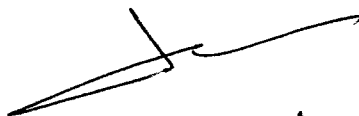
КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

**Мінімізація середніх питомих витрат на ремонт та планування кількості
технічних обслуговувань газотранспортних систем**

Івано-Франківськ
2012

Методику розробили

док. техн. наук, проф.
ІФНТУНГ



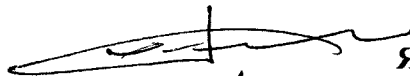
В. Я. Грудз

док. техн. наук, проф.
ІФНТУНГ



Д.Ф. Тимків

канд. техн. наук, доцент
ІФНТУНГ



Я.В. Грудз

аспірант кафедри
СРГГ ІФНТУНГ



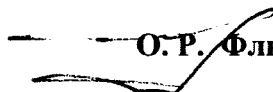
О.В. Іванов

асистент кафедри
інформатики ІФНТУНГ



М.В. Крихівський

нач. Стрийського управління ВРТП



О. Р. Флюнт


Додаток К

Акт впровадження результатів дисертаційної роботи

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.


_____ О.Карпаш
« » _____ 2012 р

ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор
ВРТП Укргазенергосервіс


_____ Р.Флюнт
« 27 » _____ 12 2012 р

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
аспіранта Іванова Олександра Васильовича

«РАЦІОНАЛЬНІ РІШЕННЯ ПРИ РЕМОНТНИХ РОБОТАХ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ГАЗОПРОВІДІВ В БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОМУ ВИКОНАННІ»

Ми, які підписалися, склали акт про те, що на основі результатів дисертаційної роботи Іванова Олександра Васильовича «Рациональні рішення при ремонтних роботах технологічного обладнання газопроводів в блочно-комплектному виконанні» розроблено і впроваджено методику мінімізації середніх питомих затрат на обслуговування і ремонт та планування кількості технічних обслуговувань технологічного обладнання магістральних газопроводів. Дана методика дає змогу вирішити три основні завдання: вибір стратегії обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів; вибір місця проведення планово-попереджувальних ремонтів; мінімізувати затрати на ремонтні роботи на основі розчленування агрегату на блоки, вузли і деталі.

Очікуваний економічний ефект від впровадження даної методики в структурних підрозділах «Виробничого ремонтно-технічного підприємства "УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС"» становить 230 тис. грн.

док. техн. наук, проф.
ІФНТУНГ


Д.Ф. Тимків

аспірант кафедри
СРГГ ІФНТУНГ


О.В. Іванов

