

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ДВОЛІТКА МИХАЙЛО ЯРОСЛАВОВИЧ

УДК 621.51.004

ДИСЕРТАЦІЯ
РОЗРОБКА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ НАДІЙНІСТЮ
ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ М.Я. Дволітка

Науковий керівник
докт. техн. наук, проф.

Грудз Володимир Ярославович

м Івано-Франківськ – 2025

АНОТАЦІЯ

Дволітка М.Я. Розробка системи керування надійністю трубопровідного транспорту газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу МОН України, Івано-Франківськ, 2025.

Розглядається задача оптимізації обслуговування обладнання компресорних станцій магістральних газопроводів для підвищення їх експлуатаційної надійності. Виконано оцінювання технічного стану газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій магістральних газопроводів протягом заданого періоду часу і на його основі запропоновано методи прогнозування показників надійності, розроблення методів підвищення експлуатаційної надійності газоперекачувального агрегату, дослідження технічного стану газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій магістральних газопроводів методами математичної статистики. Обґрунтовано основні напрямки енергозберігаючої політики на різних рівнях управління. Зростаюча роль магістрального транспорту газу в стратегіях енергетичної диверсифікації, а також нагальна потреба України в ефективному управлінні енергоресурсами зумовлюють необхідність підвищення надійності та експлуатаційної ефективності газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій. Ці агрегати функціонують в умовах змінної конструктивної конфігурації, ускладнення технологічних вимог, фізичного зношення та морального старіння обладнання.

Зростання ефективності роботи можливе завдяки впровадженню обґрунтованого планування профілактичного обслуговування, орієнтованого на фактичний технічний стан обладнання. При цьому слід враховувати, що технічні параметри змінюються як безперервно, так і дискретно. Отже, оцінка технічного стану має базуватись на виявленні критичних показників та виборі інтегрального

показника надійності, здатного повноцінно відображати експлуатаційні характеристики агрегату.

Метою дослідження є удосконалення методів технічного обслуговування обладнання компресорних станцій магістральних газопроводів задля підвищення його експлуатаційної надійності. Для досягнення цієї мети поставлено ряд завдань: комплексна оцінка технічного стану газоперекачувальних агрегатів у визначені періоди експлуатації, розроблення прогнозних методів оцінки надійності, а також статистичний аналіз параметрів роботи обладнання компресорних станцій.

Об'єктом дослідження виступає процес технічного обслуговування газоперекачувальних агрегатів, з особливим акцентом на оптимізацію обслуговування з метою підвищення надійності. Методологія дослідження охоплює системний аналіз експлуатаційних параметрів, традиційні аналітичні підходи, порівняльні дослідження, статистичну оцінку показників надійності, методи побудови ремонтних циклів, а також економіко-математичне моделювання — кореляційно-регресійний аналіз, факторний аналіз і математичне програмування для вивчення впливу організаційно-технічних факторів.

У роботі встановлено ключові закономірності між ефективністю технічного обслуговування агрегатів компресорних станцій і рівнем їх надійності. Результати дослідження розширюють теоретичну базу інженерії надійності, зокрема щодо оптимізації обслуговування для обладнання з різними технологічними конфігураціями, різною потужністю та організаційною структурою компресорних станцій (одноцехові та багатоцехові).

Ключові слова: компресорна станція, газомотокомпресор, надійність, ефективність, обслуговування, витрати, газопровід.

ANNOTATION

Dvolitka M.Y. Development of reliability management system for gas pipeline transportation. - Qualification scientific work manuscript.

Dissertation for the degree of candidate of technical sciences in the speciality 05.15.13 – pipeline transportation, oil and gas storages. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2025.

The expanding role of pipeline gas transport in energy diversification strategies, coupled with Ukraine's critical need for optimal energy resource management, necessitates enhanced reliability and operational efficiency of gas pumping units within compressor stations. These installations experience evolving structural configurations and technological demands while simultaneously undergoing physical deterioration and technological obsolescence. Existing optimization approaches for gas transport system maintenance and repair fail to adequately address reliability enhancement when accounting for real-time operational conditions of individual units. Operational efficiency improvements can be realized through evidence-based scheduling of preventive maintenance interventions that respond to actual equipment condition, recognizing that technical state parameters exhibit both continuous and discrete variations. Consequently, technical condition assessment requires identification of critical parameters and selection of a comprehensive reliability indicator that effectively characterizes overall unit performance.

The primary research objective involves advancing maintenance methodologies for main gas pipeline compressor station equipment to achieve superior operational reliability. This goal encompasses several specific aims: comprehensive evaluation of gas pumping unit technical conditions across specified operational periods, development of predictive reliability assessment methods for gas pumping equipment, and statistical analysis of compressor station unit performance characteristics.

The investigation focuses on gas pumping unit maintenance processes as the primary research object, with particular emphasis on maintenance optimization strategies designed

to enhance operational reliability. The methodological approach integrates systematic analysis of operational parameters, conventional analytical techniques encompassing comparative studies and statistical evaluation of reliability metrics, repair cycle construction methods, and advanced economic-mathematical modeling including correlation-regression analysis, factor analysis, and mathematical programming applications for organizational-technical factor impact assessment.

The research establishes fundamental relationships between compressor station gas pumping unit maintenance effectiveness and corresponding operational reliability outcomes. This work extends theoretical knowledge in reliability engineering, particularly regarding maintenance optimization for diverse technological configurations of gas pumping installations, encompassing varying capacity specifications and both single-workshop and multi-workshop compressor station arrangements. Novel contributions include establishment of system technical and operational characteristics that govern maintenance protocols through statistical analysis of reliability indicators, development of mathematical models quantifying technical condition impacts on gas supply reliability with corresponding computational frameworks and implementation algorithms, identification of maintenance optimization patterns considering equipment technical status effects on reliability parameters, and refinement of analytical approaches for compressor station productivity reliability assessment incorporating both single-workshop and multi-workshop structural configurations.

The dissertation tackles optimizing equipment maintenance at main gas pipeline compressor stations to boost reliability. It assesses the technical condition of gas compressor units over time, proposes predictive methods for reliability indicators, and develops strategies to enhance operational reliability. Additionally, it investigates the technical condition using mathematical statistics and substantiates energy-saving policies at different management levels.

Keywords: compressor station, gas compressor unit, reliability, efficiency, maintenance, costs, gas pipeline

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Дволітка М. Я. Оцінювання надійності газоперекачувальних агрегатів за динамікою зміни параметра стану. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №3(60). С. 49-54. (наукове фахове видання України)
2. Дволітка М. Я. Оцінювання надійності компресорної станції Богородчани магістрального газопроводу «СОЮЗ». *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 81-84. (наукове фахове видання України)
3. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Стасюк Р. Б., Дволітка М. Я., Копачук Н. В., Козак О. Ф. Прогнозування безвідмовної експлуатації багатоцехових компресорних станцій. *Нафтогазова енергетика*. 2024. №1(41). С. 46-52. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1\(41\)-46-51](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1(41)-46-51). (наукове фахове видання України)
4. Yaroslav Hrudz, Volodymyr Hrudz, Mykhailo Dvolitka, Nazar Terefenko, Shmidt Volodymyr, Horal Liliana. Improving security of compressor stations on pipelines using a comprehensive multifactor experiment. *Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Kadr Menedżerskich*. 2025. №14. С. 33-46. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.14955164>. (зарубіжне наукове періодичне видання)
5. Дволітка М. Я. Методи розрахунку показників надійності магістральних газопроводів. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*. 2017. №18(40), том 1. С. 72-74. URL: <https://doi.org/10.25313/2520-2057-2017-18>.
6. Грудз В. Я., Дволітка М. Я. Дослідження динаміки витрат на ремонтні роботи газоперекачувальних агрегатів. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*. 2018. № 6(46), том 1. С. 21-25. URL: <https://doi.org/10.25313/2520-2057-2018-6>.
7. Дволітка М. Я. Прогнозування показників надійності лінійної частини магістрального газопроводу. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*. 2018. № 11(51), том 1. С. 61-65. URL: <https://doi.org/10.25313/2520-2057-2018-11>.
8. Дволітка М. Я. Оптимальні достовірні інтервали при інформаційному аналізі результатів випробувань. *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп. міжнар. наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 15-19 трав. Івано-Франківськ, 2017*. С. 308-309.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1	
ХАРАКТЕРИСТИКА НАДІЙНОСТІ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	11
1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЧАСНОГО СТАНУ ДІЯЛЬНОСТІ	11
1.2 ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ З ПИТАНЬ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ	16
1.3 ОЦІНЮВАННЯ ВИТРАТ НА ОБСЛУГОВУВАННЯ АГРЕГАТІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ	28
1.4 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ...	34
1.5 КРИТЕРІЇ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНИХ СИСТЕМ.....	38
1.6 КОНКРЕТИЗАЦІЯ ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕННЯ	45
РОЗДІЛ 2	
ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ.....	47
2.1 ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «БОГОРОДЧАНИ» МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ».....	47
2.2 ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ ЗАСОБАМИ АНАЛІЗУ ДИНАМІКИ ЗМІНИ ПАРАМЕТРІВ СТАНУ	51
2.3 АНАЛІЗ СТАТИСТИКИ ВІДМОВ І ПОЧАТКОВИХ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ АГРЕГАТІВ..	60
Висновки до розділу 2	75
РОЗДІЛ 3	
АНАЛІЗ ВЗАЄМОДІЇ ВЛАСТИВОСТЕЙ РЕМОНТНОГО ЦИКЛУ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ТА ЇХ ВПЛИВ НА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ.	77
3.1 АНАЛІЗ ОРГАНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ РЕМОНТНО-ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ РОБІТ ГПА	77
3.2 ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ РЕМОНТНОГО ЦИКЛУ ГПА В УМОВАХ КС ТОВ «ОПЕРАТОР ГТС УКРАЇНИ».....	82

3.3 Удосконалення структури ремонтного циклу ГПА.....	93
Висновки до розділу 3	105
РОЗДІЛ 4	
ВПЛИВ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНИХ ЧИННИКІВ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ НА ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ ДІЯЛЬНОСТІ ПІДПРИЄМСТВА.....	106
4.1 Аналіз витрат підприємства на ремонти ГПА	106
4.2 Аналіз впливу організаційно-технічних чинників ремонтів ГПА на СОБІВАРТІСТЬ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	114
4.3 Економіко-математичне моделювання впливу організаційно-технічних чинників ремонтів ГПА на обсяг транспортування природного газу	122
Висновки до розділу 4	129
РОЗДІЛ 5	
ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ БАГАТОЦЕХОВИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ	130
5.1 Аналіз надійності різних технологічних з'єднань ГПА	130
5.2 Оцінка надійності багатоцехових компресорних станцій	136
5.3 Прогнозування показників надійності лінійної частини системи МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ	148
Висновки до розділу 5	154
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	155
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	157
ДОДАТКИ.....	169

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АГНКС – автомобільна газонаповнювальна компресорна станція

АР – аварійний ремонт

АСУ – автоматизована система управління

АТІ – Ананьїв – Тирасполь – Ізмаїл

АЧБ – Ананьїв – Чернівці – Богородчани

БЦКС – багатоцехова компресорна станція

ВК – вісьовий компресор

ВРТП – виробниче ремонтно-технічне підприємство

ГВС – газовимірювальна станція

ГМК – газомоторний компресор

ГКС – газокомпресорна служба

ГПА – газоперекачувальний агрегат

ГРС – газорозподільна станція

ГТ – газова турбіна

ГТД – газотурбінний двигун

ГТС – газотранспортна система

ГТУ – газотурбінна установка

ДК – дочірня компанія

ДКС – дотискуюча компресорна станція

ДСТУ – державний стандарт України

ДУД – Долина – Ужгород – Держкордон

ЕХЗ – електрохімзахист

КВП – контрольно-вимірювальні прилади

ККД – коефіцієнт корисної дії

КР – капітальний ремонт

КС – компресорна станція

ЛВУМГ – лінійне виробниче управління магістральних газопроводів

МГ – магістральний газопровід

НАК – національна акціонерна компанія

ОДУ – об’єднане диспетчерське управління

ОК – осьовий компресор;

ОТЕП – основні техніко-економічні показники

ПВВГ – пункт вимірювання витрат газу

ППР – планово-попереджувальні роботи

ПР – поточний ремонт

ПСГ – підземне сховище газу

ПТЕ – правила технічної експлуатації

РВР – ремонтно-відновлювальні роботи

СР – середній ремонт

ТВТ – турбіна високого тиску

ТНТ – турбіна низького тиску

Т-Н – турбіна-нагнітач

ТО – технічне обслуговування.

ТУ – технічні умови

УМГ – управління магістральних газопроводів

УПГ – установка підготовки газу

УПУ – Уренгой – Помари – Ужгород

ШДКРІ – Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Ізмаїл

ВСТУП

Актуальність теми. Неухильне зростання ролі трубопровідного транспорту газу як засобу диверсифікації енергетичних джерел та життєва необхідність визначального для енергетичної стратегії України раціонального використання енергоресурсів, вимагає вирішення задачі підвищення надійності та ефективності роботи газоперекачувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій (КС), які змінюють свою структуру та технологічне навантаження, а також піддаються з часом фізичному та моральному старінню. Відомі на сьогодні методи оптимізації ремонтів та обслуговування газотранспортних систем не забезпечують вирішення питання підвищення надійності ГПА із врахуванням їх поточного стану. Ефективність експлуатації ГПА може бути підвищена шляхом науково обґрунтованого процесу встановлення термінів і послідовності проведення планово-попереджувальних ремонтів за реальним технічним станом агрегату, який може змінюватись і безперервно, і дискретно. Тому, для оцінки технічного стану ГПА необхідно звужити коло визначальних параметрів і вибрати один узагальнюючий, який найбільш повно характеризував би надійність агрегату. У такій постановці задача забезпечення надійності експлуатації ГПА може бути практично реалізована, а її результати використані при плануванні технічного обслуговування агрегату

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на підвищення надійності експлуатації газотранспортного комплексу і окреслених Національною програмою «Нафта і газ України до 2035 року».

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є удосконалення методів обслуговування обладнання КС магістральних газопроводів для підвищення їх експлуатаційної надійності.

Поставлена мета досягається шляхом реалізації наступних завдань:

1. Оцінювання технічного стану газоперекачувальних агрегатів в умовах КС магістральних газопроводів протягом заданого періоду часу.

2. Розроблення методів прогнозування експлуатаційної надійності газоперекачувального агрегату.

3. Дослідження технічного стану газоперекачувальних агрегатів в умовах КС магістральних газопроводів методами математичної статистики.

Об'єктом дослідження є процеси обслуговування газоперекачувальних агрегатів.

Предметом дослідження є оптимізація обслуговування газоперекачувальних агрегатів за критерієм підвищення надійності експлуатації.

Методи дослідження. Системний аналіз експлуатаційних параметрів ГПА, традиційні методи аналізу (порівняння, елімінування, статистика) показників надійності ГПА, методи побудови ремонтних циклів та експлуатаційних характеристик ГПА, економіко-математичні методи і моделі (кореляційно-регресійний аналіз, факторний аналіз, методи математичного програмування) виявлення впливу організаційно-технічних чинників на надійність газопостачання.

Положення, що захищаються. Закономірності впливу ефективності обслуговування газоперекачувальних агрегатів КС на надійність їх функціонування

Наукова новизна отриманих результатів. Розширено наукові відомості у сфері теорії надійності, зокрема щодо вдосконалення обслуговування різних технологічних схем з'єднань газоперекачувальних агрегатів, а також у сфері обслуговування газоперекачувальних агрегатів різної одиничної потужності та одно- і багатоцехових КС, зокрема вперше:

- на основі статистичного аналізу показників надійності ГПА, встановлено технічні та експлуатаційні характеристики системи, якими визначається характер обслуговування агрегатів;
- побудована математична модель оцінки впливу технічного стану ГПА на показники надійності газопостачання та отримані розрахункові залежності і алгоритм застосування моделі;

- встановлено закономірності впливу оптимізації обслуговування обладнання з урахуванням його технічного стану на показники надійності ГПА.

- удосконалено підхід до аналізу надійності та законів розподілу продуктивності компресорних станцій, з урахуванням як одноцехових, так і багатоцехових структур.

Вірогідність наукових положень, висновків і рекомендацій. Доведено:

- ймовірність стану процесу і характеристики надійності залежать від параметрів процесу, таких як небезпека відмови та випадковий час ремонту елемента;
- відповідність розподілу часу безвідмовної роботи ГПА експоненціальному закону;
- вплив схема з'єднання ГПА на одно- і багатоцехових КС на показники надійності газопостачання;
- що, при комплектації КС ГПА великої одиничної потужності ймовірність часу безвідмовної роботи буде вища в порівнянні з багатоагрегатною КС, що включає ГПА малої потужності (при паралельному з'єднанні агрегатів);
- на собівартість транспортування 1000 м³ природного газу та обсяги його транспортування вагомий вплив мають організаційно-технічні показники проведення ремонтних робіт.

Наукове значення роботи. Розширено наукові відомості у сфері теорії надійності, зокрема щодо вдосконалення обслуговування різних технологічних схем з'єднань газоперекачувальних агрегатів, а також у сфері обслуговування газоперекачувальних агрегатів різної одиничної потужності та одно- і багатоцехових компресорних станцій

Практичне значення отриманих результатів. Встановлені залежності кількості аварійних зупинок від наробітку агрегату, що дозволить планувати проведення ремонтів ГПА за їх фактичним станом і на цій основі розроблено галузеву методику «Енергоефективність газотранспортних систем в умовах неповного завантаження і оптимізація їх обслуговування», яка дає можливість оцінки надійності різних схем з'єднань ГПА на КС.

Особистий внесок здобувача. Вивчені особливості ремонтів газоперекачувальних агрегатів, а також їх види. Доведено необхідність реконструкції та модернізації ГПА КС [3].

Проведено аналіз технічного стану основного обладнання КС, витрати підприємства на їх утримання та розроблені рекомендації щодо подальшої їх експлуатації [1].

Вироблений механізм розв'язку задач дослідження надійності безперебійного газопостачання. Запропоновано методи дослідження і прогнозування надійності ГПА КС, як одного із основних елементів газотранспортної системи [2].

Розглянувши основні показники надійності газотранспортної локальної системи, знайдено серед них визначальні, за допомогою яких можна давати оцінку надійності системи [1, 5].

Провівши обробку статистичних даних і здійснивши математичне моделювання, визначено лінійні залежності кількості аварійних зупинок від напруження агрегатів КС [4].

Автором проведено оцінку основних показників надійності ГПА КС газопроводу «Союз» та «Уренгой-Помари-Ужгород» та запропоновано методику визначення комплексного показника надійності – коефіцієнта готовності [2, 7].

Розглянуто необхідність впровадження системи енергозбереження на підприємствах газотранспортної галузі. Обґрунтовано основні напрямки енергозберігаючої політики на різних рівнях управління [4, 6].

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика: проблеми і перспективи», 15-19 травня 2017 р., м. Івано-Франківськ.

В повному обсязі результати досліджень доповідалися на науковому семінарі кафедри транспортування та зберігання енергоносіїв Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За темою дисертації опубліковано 8 друкованих праць, з яких 1 стаття у міжнародному науковому журналі, 3 статті у наукових фахових виданнях України та 1 теза доповідей на міжнародній конференції.

Структура дисертації. Дисертація складається з вступу, п'яти розділів, висновків та додатків, які викладені на 168 сторінках машинописного тексту. Робота ілюстрована 48 таблицями та 28 рисунками. Список використаних джерел містить 110 найменувань.

РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАДІЙНОСТІ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1.1 Характеристика сучасного стану діяльності ТОВ «Оператор ГТС України».

Сьогодні природний газ є ключовим елементом енергетичного споживання в Україні, складаючи понад 40%, що вдвічі перевищує світовий показник. Загальне світове енергоспоживання протягом останніх 25 років зросло майже на 40%, а споживання газу збільшилося на 65%. Цей ріст обумовлений надійністю, зручністю, економічністю та екологічністю газу.

Газотранспортний комплекс України включає в себе компресорні станції, понад 37 тисяч кілометрів газопроводів, дванадцять підземних сховищ газу (ПСГ), а також мережу газорозподільних (ГРС) і газовимірювальних станцій (ГВС). Українська ГТС є однією з найпотужніших у світі за обсягами транзиту і виконує два ключові завдання: постачання природного газу споживачам усередині країни та транзит російського газу до країн Європейського Союзу. Основи державної політики, що регулює функціонування газотранспортної інфраструктури, її технічне обслуговування та забезпечення стабільності роботи, закріплені в законодавчих актах України, зокрема в законах «Про трубопровідний транспорт» і «Про нафту і газ», а також у положеннях Енергетичної стратегії України до 2050 року.

Принципи реалізації державної політики щодо функціонування газотранспортної системи України, підтримання її в належному технічному стані та забезпечення надійності функціонування визначені Законами України "Про трубопровідний транспорт" та «Про нафту і газ» Енергетичною стратегією України на період до 2050 року.

На даний час система транспортування газопроводів, і, зокрема, система газопроводі ТОВ «Оператор ГТС України», що являється її складовою знаходиться в неповного завантаження, що викликає відсутність поступлення в систему газу з

Сибірських родовищ. Тому параметри надійності за інформацією про режими роботи систем на даний час будуть недостовірними. Між тим, система транс українських газопроводів, має реальні перспективи використання її в майбутньому, зокрема, для зберігання промислових обсягів скрапленого газу, пневмо-транспорту контейнерних вантажів та інше. Окрім того, не виключено можливість транспортування сибірського газу в країни Західної Європи, в післявоєнний час, який не буде вважатися російським.

Тому оцінка показників надійності газотранспортної системи має як теоретичне так і практичне значення на даний час. Базою статистичної вибірки при цьому можуть служити інформаційні показники про експлуатацію за умов ТОВ «Оператор ГТС України».

Головні види діяльності управління включають транспортування природного газу, зберігання газу, вирощування і продаж овочевої продукції, забезпечення працівників товарами і продуктами харчування, а також надання послуг у сферах оздоровлення, будівництва і ремонту магістральних газопроводів та інших ділянок, а також іншою діяльністю, яка не суперечить Положенню.

Споживачам України транспортовано 5339,1 млн.м³ газу, що на 1% менше, ніж за попередній рік.

Система магістральних газопроводів і газопроводів-відводів Управління магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України» забезпечує експорт природного газу і постачання природного газу побутовим та великим промисловим споживачам в містах Івано-Франківськ, Одеса, Чернівці, Ужгород, а також у численних районних і сільських населених пунктах.

Система магістральних газопроводів і газопроводів-відводів простягається в 7-ми областях України: в Львівській, Чернівецькій, Одеській, Закарпатській, Івано-Франківській, Вінницькій, Тернопільській.

Система магістральних газопроводів Управління магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України» використовується для постачання природного газу на експорт в країни Європи через ГВС Теково, ГВС Берегово та ГВС Ужгород, в Молдову через ПВВГ Лиманське та ГВС Олексіївка, ГВС Гребеники, в країни

Балканського регіону через ГВС Орлівка. Всі прикордонні ГВС обладнані основною і дублюючою системами обліку газу на базі вимірювальних комплексів Superflo-ІІЕ і Флоутек, з вимірювальними перетворювачами перепаду тиску і тиску класу точності 0.1, та вимірювальними перетворювачами температури - класу точності 0.3, що відповідає вимогам "Технічної угоди" між НАК "Нафтогаз України", ВАТ "Газпром", та АТ "Молдовагаз".

Система магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України» складається: з 26 магістральних газопроводів, 17 газопроводів, які безпосередньо застосовуються для експортного транзиту газу. Термін експлуатації більшості з них не перевищує 30 років.

Нижче наведено узагальнену таблицю довжин газопроводів в залежності від їхнього діаметру.

Таблиця 1.1

Класифікація газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України»

	Умовний діаметр газопроводу					
	1400	1200	1000	800	700	500 і <
Наявність на 1.01.2008р.	1548,077	346,560	350,388	822,736	41,340	1911,466
Побудовано, км	-	-	-	-	-	39,192
Прийнято на баланс, км	-	-	-	-	-	-
Передано, списано, км	-	-	-	-	-	-
Наявність на 1.01.2009 р.	1548,077	346,560	350,388	822,736	41,340	1950,568

Станом на 1 січня 2009 року, загальна кількість газорозподільних станцій (ГРС) становить 195 одиниць.

Газокомпресорні служби (ГКС) Управління магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України» виконують функції з безперебійного, надійного, і нормального постачання газу на експорт до країн Європи і Азії та споживачам в Україні.

В ТОВ «Оператор ГТС України» тринадцять ГКС експлуатують вісімнадцять КС (двадцять три цехи) станом на 01.01.2009 р., в яких встановлено сто двадцять сім

ГПА загальна потужність яких складає 1121,9 МВт. Унаслідок тривалих зупинок (простоїв) ГПА в планових ремонтах, середній термін яких становив 100 днів, порівняно з нормою у 60 днів протягом 2008 року в середньому простоювали в очікуванні ремонту на КС управління 4 агрегати з переробкою мотогодин понад норму міжремонтного напрацювання.

З числа техніко-економічних показників ми вибрали основні, абсолютні значення яких представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Техніко-економічні показники ТОВ «Оператор ГТС України»

Назва показників	2005	2006	2007	2008
Транспорт газу, млн.м ³	129386,70	122819,20	122916,80	123880,30
Товаротransпортна робота, млн.м ³ · км	648512017,7	616220772,2	621528799,2	626400736,95
Продуктивність праці, млн.м ³ /ос.	33,71	32,16	31,80	31,91
Фондовіддача, млн.м ³ /млн.грн.	36,98	32,97	31,92	30,93
Собівартість транспортування 1000 м ³ газу, грн.	6,10	7,70	9,70	12,30

Для оцінки динаміки показників використовуються взаємозв'язані характеристики: абсолютний приріст, темпи зростання (росту), темпи приросту, абсолютне значення одного проценту приросту. Отримані розрахунки дозволили зобразити темпи росту техніко-економічних показників на рисунку 1.1.

Для аналізу динаміки показників використовуються взаємозв'язані характеристики, такі як темпи зростання (росту), темпи приросту, абсолютний приріст, абсолютне значення одного відсотка приросту. Розраховані значення дали змогу створити графік темпів росту техніко-економічних показників, який можна спостерігати на рисунку 1.1.

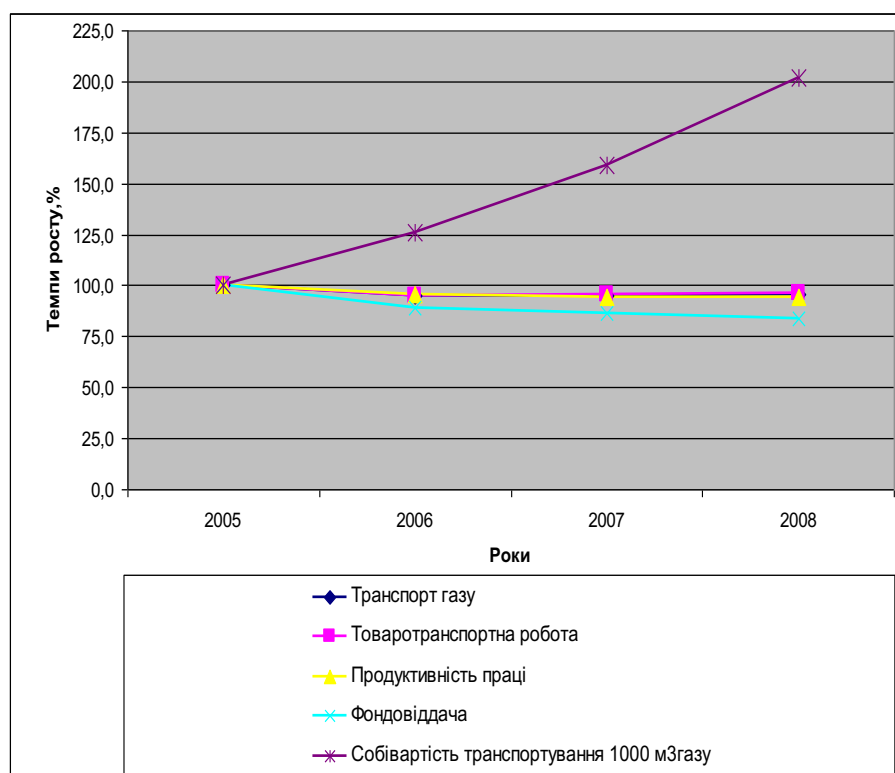


Рисунок 1.1 – Динаміка основних техніко-економічних показників діяльності ТОВ «Оператор ГТС України»

Динаміка зміни об'ємів обсяги транспорту газу не має чіткої тенденції протягом розглянутого періоду. З 2005 по 2008 рр. транспортованого газу впали з 129386,7 млн.м³ газу (2005 р.) до 123880,3 млн.м³ газу (2008 р.). Це зменшення пов'язано з скороченням постачання природного газу від основних експортерів в газові мережі ДК "Укртрансгаз". Мінімальний обсяг транспортування товарного газу в 2007 році (122916,8 млн.м³ або на 1,86 % менше в порівнянні з 2008р.). Інші показники теж не виявляють чіткої тенденції зміни, що обумовлено впливом обсягу транспортованого газу, довжиною газопроводів, первинною вартістю основних засобів та іншими факторами.

Таким чином, динаміка цього показника прямо залежить від динаміки обсягу транспортованого газу, що видно на рисунку 1.1 – лінії базових ростів обох показників практично співпадають. Продуктивність праці в ТОВ «Оператор ГТС України» на протязі 2005-2007 рр. теж знижується і вже в 2007 році становить 31,8 млн.м³/ос., що на 6% менше аніж в 2005 році та на 1,1% менше відносно 2006 року.

1.2 Огляд літератури з питань надійності газоперекачувальних агрегатів

Очевидно, що перша проблема надійності полягає, з одного боку, у визначенні надійності технічної системи по відомих надійностях її компонентів і, з іншого боку, в порівнянні різних варіантів конструкції по ступеню їх надійності.

Поза сумнівом, що іншим важливим завданням теорії надійності слід вважати розробку планів випробувань продукції на надійність. Мозгалеvський А. В. виклав загальну модель виміру надійності будь-якого технічного виробу, яка вперше запропонована в книзі [3].

Ефективне функціонування об'єднаної системи газопостачання безпосередньо пов'язане з надійною експлуатацією складного та вартісного обладнання, зосередженого на території компресорних станцій. На довговічність і технічну надійність цих систем негативно впливають такі чинники, як корозійні процеси, абразивне зношення, старіння матеріалів під дією постійних механічних навантажень, а також вплив високого тиску та температур.

Наукові основи дослідження надійності і прогнозування технічного стану машин закладено в працях Міхліна В. М., Мозгалеvського А. В., Стаvровського Е. Р. и Сухарева М. Г., де розглядаються системи, пов'язані з складними технічними системами. Об'єкти і специфіка трубопровідного транспорту мають певні особливості щодо зміни технічного стану системи.

Основна задача прогнозування полягає в передбаченні поведінки системи-функції за відомої поведінки системи-аргумента у визначений час чи у визначеній ситуації. Загалом процес прогнозування стану пропонується розбивати на цикли, цикли – на етапи.

Повний цикл прогнозування складається з трьох етапів. Перший етап - ретроспектива - полягає в дослідженні прогнозованого процесу в минулому виявленні і уточненні характеристик структурних параметрів та змін цих показників. На другому етапі - діагностуванні - встановлюються початкові і допустимі значення параметрів, вимірюють їхній тренд і вибирають методи прогнозування. Третій етап - прогноз - передбачає поведінку системи в майбутньому.

На перших двох етапах зміну параметрів технічного стану машин і їх відхилення від номінальних значень слід апроксимувати деякими функціями. Від вибору цих апроксимуючих функцій залежить подальша методика прогнозування її точність передбачення. Тому вибору апроксимуючих функцій необхідно приділяти особливу увагу.

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

Специфічними особливостями питань надійності являються:

- а) фактор часу, оскільки оцінюється зміна початкових параметрів в процесі експлуатації машини;
- б) прогнозування поведінки об'єкту з погляду збереження його вихідних параметрів (показників якості) [68].

Проблемам надійності функціонування машин, зокрема газоперекачувальних агрегатів, присвячено чимало наукових досліджень як українських, так і зарубіжних фахівців.

Надійність функціонування системи газопостачання та її компонентів залежить від різноманітних чинників, серед яких можна виокремити наступні чинники:

- характер експлуатації та особливості управління системою;
- рівень надійності елементів обладнання, що входять до системи;
- структура резервування та її обсяг;
- склад і структура зв'язків вхідних елементів системи.

Технічні показники елементів подібних систем — такі як середня тривалість аварійних та планових ремонтів, інтервали між ремонтами, продуктивність компонентів і час простою в очікуванні обслуговування — значною мірою визначаються умовами експлуатації системи та станом використовуваного обладнання.

Значення зазначених параметрів визначається з урахуванням економічної ефективності додаткових інвестицій у покращення технологічних процесів і технічного оснащення, а також обмежується поточним рівнем розвитку науки й техніки.

Ключові визначальні чинники при досягнутому рівні експлуатації та автоматизації керування системою та рівні надійності обладнання:

- обсяг резервів і їх структура;
- будова системи.

Зазначені фактори можуть змінюватися як внаслідок більш раціонального використання й розподілу витрат на створення і розвиток системи, а також витрат на засоби резервування, так і за рахунок збільшення цих витрат. Таким чином, проблема надійності є техніко-економічною проблемою [83].

Один з головних показників агрегату, що визначає безпеку його використання — надійність роботи ГПА. Ефективність використання ГПА в системі транспорту газу безпосередньо залежить від його рівня надійності.

Надійність ГПА, подібно до будь-якого технічного об'єкту, визначається його здатністю виконувати визначені функції, зберігаючи в часі відповідні експлуатаційні показники. В залежності від призначення і умов експлуатації, надійність, як комплексна властивість, може включати ремонтпридатність, довговічність збережуваність, і безвідмовність або окремо або в певній комбінації цих властивостей.

В ДСТУ 2860-94 [35] представлено основні визначення теорії надійності та терміни. Поняття "надійність" трактується як здатність об'єкта протягом певного часу зберігати у встановлених межах параметри, що визначають його функціональну придатність за заданих умов експлуатації, технічного обслуговування, зберігання, транспортування та режимів роботи, згідно з вимогами чинного стандарту. У дослідженнях Канарчука В.Є. та співавторів [46] запропоновано філософський підхід до тлумачення понять якості й надійності машин, що ґрунтується на фізичних закономірностях виникнення відмов. Теоретичною основою науки про надійність виступають досягнення природничих

наук, які досліджують фізико-хімічні явища, пов'язані зі старінням, деградацією та трансформацією властивостей матеріалів, з яких виготовляються машини або які забезпечують їх роботу (такі як мастила, паливо, робочі рідини, оливи тощо).

У філософському контексті якість розглядається як сукупність характеристик, що визначають унікальність об'єкта і відрізняють його від інших. Проте оскільки експлуатація будь-якої технічної системи відбувається протягом тривалого часу, її властивості можуть змінюватися під впливом різноманітних зовнішніх і внутрішніх чинників. Відтак надійність можна розглядати як часовий розвиток якості – її динамічний аспект. Зі зростанням кількості незворотних змін, які відбуваються в технічній системі під час використання, настають суттєві трансформації в її параметрах, що узгоджується з філософським принципом переходу кількісних змін у якісні..

Підсумовуючи, що наука про надійність не ставить за мету досягнення певного рівня показників якості машин таких як ККД, продуктивність, їх точність, потужність оскільки це є завдання інших наук. Вона замість цього вивчає процес зміни цих показників з часом.

Наукові дослідження на тему надійності вдосконалювались в двох основних напрямках:

1. пов'язаний з вдосконаленням математичних методів оцінки надійності, особливо щодо складних систем, із статистичною обробкою експлуатаційної інформації, з розробкою структур складних систем для забезпечення високого рівня надійності. Він виник в радіоелектроніці;
2. пов'язаний із вивченням фізики відмов (зношування, корозія, втомна міцність), розробкою методів розрахунку на теплостійкість, зношування, міцність тощо, з використанням технологічних прийомів, які гарантують необхідну надійність машини.

На сьогодні відбувається процес інтеграції цих двох напрямів, переміщення раціональних ідей із однієї області в іншу і формування на цій основі єдиної науки про надійність виробів.

Використовуючи математичну статистику і теорію ймовірності, а також суміжних із ними дисциплін, створені і розробляються спеціальні методи розрахунку, пов'язані з головними напрямками проблеми надійності виробів. Як правильно відзначає академік Гнеденко Б. В., "математика є лише засобом дослідження і розрахунку, але не самоціллю. В основі розділу завжди повинна бути інженерна проблема, і для її вирішення повинен притягуватися той науковий апарат, який щонайближче відповідає природі явища, що вивчається" [23].

Розвиток математичних підходів у теорії надійності є важливим, але сам по собі не забезпечує повної теоретичної бази цієї наукової галузі.

Для формування теоретичної основи цієї науки розвиток математичних методів теорії надійності є необхідним, але не достатнім етапом.

У сучасній інженерній практиці, зазвичай не застосовуються розрахунки на довговічність та надійність машини, є лише окремі види розрахунків, розрізнені етапи комплексного рішення. навіть немає загальної схеми розрахунку.

Питання розрахунку надійності та прогнозування втрати працездатності машини вимагає першочергової уваги.

Академік Гнеденко Б. В. пропонує математичні шляхи розв'язку поставлених задач та визначає основні проблеми теорії надійності [23].

Теорія надійності вирішує основні завдання:

1. визначення надійності технічної системи по відомих надійностях її компонентів з одного боку та в порівнянні різних варіантів конструкції по ступеню їх надійності з іншого боку.

2. розробку планів випробувань продукції на надійність.

Вольський Е. Л. вперше в [12] виклав загальну модель виміру надійності будь-якого технічного виробу.

Від надійності експлуатації складних та дорогих технологічних систем, які сконцентровані на промисловому майданчику КС прямо залежить працездатність Єдиної системи газопостачання. До чинників, що впливають на технічний стан, належать абразивне зношування, деградація металу під впливом змінних

навантажень, високих температур і тиску, а також корозійні процеси, безпосередньо впливають на надійність та тривалість служби КС.

Завдання робіт з діагностичного обслуговування обладнання і трубопроводів КС:

1. Виявлення дефектів, які виникають під час будівельно-монтажних робіт чи заводський брак. Це включає в себе дефекти зварних з'єднань, прокату, неточності в монтажі та інші аспекти [71];

2. Виявлення дефектів втрати металу та їх усунення, що виникли внаслідок експлуатації, таких як ерозійне зношення та корозійні пошкодження;

3. Виявлення перевищення проектних навантажень (статичних і повторностатичних) та визначення причин (в результаті пульсацій тиску, деформацій трубопроводів та виявлення непрацюючих опор).

Роботи з діагностичного обслуговування спрямовані на забезпечення безпеки та надійності КС.

Сучасні методи планування ремонтного обслуговування газоперекачувального обладнання КС дозволяють враховувати реальний стан ГПА безпосередньо у перед-ремонтний період [101]. Це досягається за допомогою комплексних вимірювань теплового стану та вібрації обладнання. Аналіз отриманих результатів дозволяє приймати заключне рішення щодо виведення в ремонт ГПА

В умовах сьогодення організація ремонтних робіт базується на встановлених нормативами інтервалах міжремонтної експлуатації для кожного об'єкта.

У зв'язку з великим ступенем зношення парку газоперекачувального обладнання ДК "Укртрансгаз" та високими витратами на ремонтне обслуговування, виникає необхідність зменшення похибок у плануванні дат ремонтів та підвищення якості самих ремонтів. Досягти цього можна шляхом орієнтації на реальний технічний стан обладнання, що дозволить зменшити споживання природного газу в період після ремонту завдяки покращенню загального технічного рівня та запобіганню аварійним зупинкам шляхом своєчасного виведення ГПА в ремонт з урахуванням його актуального стану.

Значна частина парку газоперекачувального обладнання, яке експлуатується на КС ДК "Укртрансгаз", вичерпала свій технічний ресурс. Тому важливо розробляти плани враховуючи уточнений фактичний стан обладнання.

Це дозволить запланувати ремонт таким чином, щоб на момент початку робіт, з одного боку, загальний стан ГПА ще не досяг критичного передруйнівного рівня, а з іншого боку, не був настільки аварійним, щоб ремонт не призвів до повного відновлення технічних характеристик ГПА. В іншому випадку ремонт може виявитися недоцільним, і буде необхідно розглядати можливість заміни основних вузлів або самого ГПА [75].

Призначений ресурс - це напрацювання ГПА, досягши якого експлуатація, згідно традиційній системі експлуатації ГПА по напрацюванню, повинна бути припинена. Цей ресурс призначається в технічній документації з міркувань безпеки і економічності. Величина кожного призначеного ресурсу визначається якістю конструкції ГПА, ступенем надійності агрегатів і вузлів ГПА, використаних матеріалів.

При плануванні реконструкцій газотранспортних об'єктів, модернізацій та ремонтів необхідно уникати надмірного обсягу робіт, зосереджуючи увагу на величину напрацювання ГПА. Необхідно враховувати, що призначений ресурс не є жорстким обмеженням і може бути продовжений на підставі результатів огляду та діагностики технічного стану ГПА[24].

Несправності, які впливають на ефективність функціонування, проявляються у вихідних показниках, наприклад, щодо ГПА таких як: коефіцієнти технічного стану ГТУ і нагнітача, запас по "помпажу", потужність, [44].

Економічний аспект надійності і довговічності чітко виокремлений у Беляєва М.С.. На сьогоднішній день відсутня єдина методика розрахунку оптимальної надійності машин та узагальнених показників для порівняння рівня надійності машин з різною продуктивністю і термінами служби. В різних галузях машинобудування використовуються залежності, що дозволяють оцінити економічний ефект від підвищення надійності машини на підставі порівняння її з

прототипом і визначити співвідношення економічних показників експлуатації та виробництва [7].

Термін служби машини має велике значення при визначенні доцільного рівня надійності. Термін служби може теоретично бути необмежено продовжений. Однак збільшується вартість і кількість ремонтів зі збільшенням періоду експлуатації машини (поломки корпусних і інших дорогих деталей, зношування). Знижується ефективність використання машини, оскільки ріст витрат на обслуговування і ремонт та експлуатаційних витрат, веде до росту вартості продукції, що перекачується з допомогою даної машини. Оптимальна довговічність — такий термін служби машини, при якому витрати по її використанню (ремонт і експлуатація та вартість машини), віднесені на одиницю продукції, що виробляється машиною мінімальні [7, 25].

Рівень надійності КС суттєво впливає на загальну надійність експлуатації МГ і залежить, зокрема, від технічної надійності ГПА, технологічних схем обв'язки та наявного резерву обладнання на станції. Надійність роботи ГПА визначається трьома ключовими характеристиками: здатністю до ремонту, відмовостійкістю та експлуатаційною довговічністю.

Специфічна особливість надійності КС полягає у можливості функціонування станції при аваріях на одному з декількох ГПА при умові наявності резервних агрегатів.

Кожен з ГПА, встановлених на компресорній станції, в процесі експлуатації може перебувати в одному з наступних станів:

- робота під навантаженням;
- резерв;
- планово-попереджувальний ремонт;
- вимушений (аварійний) простій.

Внаслідок впливу різних зовнішніх факторів випадкового характеру ГПА в процесі експлуатації переходить з одного стану в інший. Ці переходи відбуваються у випадкові моменти часу і точний час перебування ГПА в тому або іншому конкретному стані заздалегідь передбачити важко. Навіть у випадках, коли це

можливо, невизначеність щодо точного моменту зміни стану залишається значною, і ці моменти можна розглядати як випадкові події. Для визначення ймовірності функціонування компресорної станції на певному рівні такі добре розроблені в теорії надійності моделі, як імовірнісну комбінаторику, процеси загибелі і розмноження, напівмарковські процеси і інші методи залежно від рівня і типу вирішуваних завдань [2].

Зарицкий С.П. в [43] надає повну класифікацію відмов ГПА. Термін "раптова відмова" використовується для позначення відмови, яка виникає внаслідок дефектів чи пошкоджень, інтенсивність розвитку яких і можливість розпізнавання не дозволяють своєчасно запобігти їх настанню [33]. Цей тип відмов характеризується різким переходом від працездатного стану до непрацездатного. Наприклад: руйнування елементів, помпаж компресора, лопаток, тощо.

Окремі показники описують одну з характеристик надійності і залежно від цього підрозділяються на відповідні показники: збережуваність; ремонтпридатність; довговічність; безвідмовність.

Комплексні показники характеризують одночасно декілька властивостей надійності. Номенклатура основних показників надійності наведена в табл. 1.4.

Таблиця 1.3

Класифікація показників надійності

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

Таблиця 1.4

Номенклатура показників надійності

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

При настанні такої події як відмова відбувається перехід виробу з працездатного стану в непрацездатний. В табл. 1.5 приведена класифікація видів відмов (За Кубарєвим А. І. [53]).

Таблиця 1.5

Класифікація відмов

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

Класифікація ремонтів обладнання КС наводять автори Грудз В.Я., Ковалко М.П. та ін. в [49]. Також вони проводять планування обсягу технічних обслуговувань у процесі експлуатації систем газопостачання.

Розподіл характеристик експлуатації обладнання як міжремонтних (T_m), доремонтних (T_d), і повних (T_c) термінів служби, виражається відповідними виразами для щільності розподілу часу міжремонтного $g(t)$, доремонтного $f(t)$ і повного $f_c(t)$ терміну служби, зазнає змін в залежності від часу надходження виробів до системи.

Інфраструктура, яка включає парк ГПА, забезпечує стабільність роботи ГТС. Надійність роботи та висока ефективність їх експлуатації забезпечуються завдяки якісному та своєчасному технічному обслуговуванню та проведенню капітального ремонту спеціалізованими підприємствами. У 1990-х роках постала актуальна проблема, що стосувалась капітального ремонту газотурбінних двигунів суднового

типу, виготовлених в Україні (моделі ДР59, ДЖ59, ДГ90, потужністю від 10 до 16 МВт). Зазначені двигуни використовувалися як приводи для нагнітачів на компресорних станціях магістральних газопроводів. У відповідь на цю проблему було прийнято рішення про створення регіонального центру, який спеціалізуватиметься на капітальному ремонті та технічному обслуговуванні таких двигунів.

Доцільність впровадження даної пропозиції підтверджують розрахунки представлені Шабасвим В.М [97]. Також ним проведено порівняльний аналіз структури і стану парку двигунів ДР59, які складають основу парку ГТД судового типу.

Використання новітніх технологій ремонту суттєво збільшує ресурс газових турбін (ГТ). Зокрема, серед передових методів відновлення елементів високотемпературного тракту ГТ слід відзначити методи нанесення вдосконалених покриттів та порошкову металургію, процедуру "омолодження" структури сплавів за допомогою теплового впливу. Широке використання цих технологій в ремонтах ГТ сприятиме значному зменшенню витрат на обслуговування ГПА і підвищенню їхньої надійності [42].

У дослідженні [51] Д.А. Костенко вказує, що реконструкція газотранспортної системи України є стратегічним напрямом, що дозволяє суттєво підвищити надійність транспортування газу на далекі відстані.

До науковців, які здійснюють вагомі дослідження у напрямку підвищення надійності компонентів газоперекачувальних агрегатів, належать Дедечек О.Г., Салій С.Г. та Щербінін А.П.

Сучасні технології відновлення зношених поверхонь елементів машин, що забезпечують працездатність деталей на рівні, не нижчому за нові, дозволяють суттєво продовжити строк їх експлуатації та значно скоротити витрати порівняно із заміною новими деталями [31].

На компресорних станціях АТ «Укртрансгаз» експлуатується велика кількість газоперекачувальних агрегатів, що робить питання їх модернізації надзвичайно актуальним, виробили свій технічний ресурс, визначений заводами-виробниками.

Головною складовою частиною газотурбінної установки є лопатковий апарат, від якого в значній мірі залежить вартість ремонту та тривалість експлуатації ГТУ. При виготовленні лопаток використовують різноманітні покриття і матеріали, які втрачають свої початкові властивості протягом робочого періоду. Під час середнього та капітального ремонтів ГТУ витрати на ремонт або заміну лопаткового апарату становлять 30÷70 % загальної вартості ремонту ГПА[45].

Експлуатаційна практика газотурбінних установок підтверджує доцільність проведення обслуговування з урахуванням технічного стану. Однак для цього потрібно мати інформацію про стан обладнання. Розрахунок вимагає знань технічного стану кожного агрегату в компресорних станціях з початку експлуатаційного періоду, починаючи з моменту T_0 , що вважається початковим.

Питання продовження ресурсу ГПА та підвищення його надійності у кожному конкретному випадку пов'язане також з потребою вирішення завдань підвищення якості виробів, що закупаються, підвищення стабільності виробництва, вдосконалення технології і підвищення культури експлуатації ГПА та покращення їх обслуговування.

1.3 Оцінювання витрат на обслуговування агрегатів газотранспортної системи

Безперервне забезпечення споживачів газом відповідної якості є ключовою характеристикою, яка визначає надійність газопостачальної системи. Оскільки газ є основним видом продукції в газовій промисловості, при аналізі та вдосконаленні параметрів надійності систему постачання газу доцільно розглядати як однопродуктову.

Для таких систем можна застосовувати поділ задач з аналізу надійності на п'ять основних типів: концептуальні, інформаційні, функціональні, нормативні та оптимізаційні.

Інформаційні задачі охоплюють методики отримання необхідних вихідних даних — як імовірісно-визначених, так і детермінованих чи імовірісно-

невизначених. Також сюди входить створення надійної бази даних та дослідження її характеристик.

Функціональні задачі стосуються оцінювання фактично досягнутих рівнів надійності при транспортуванні газу. Це включає аналіз структури системи, даних про наявні резерви потужності, сезонну нерівномірність споживання, характеристик обладнання, а також даних про маршрути перерозподілу потоків газу.

Концептуальні задачі спрямовані на виявлення проблем у системі управління режимами та розвитком газопостачання. Це також включає побудову автоматизованих систем планування та управління розвитком єдиної газової інфраструктури.

Особливу цінність для аналізу становить інформація про продуктивність і надійність основного технологічного обладнання, зокрема компресорних станцій, автоматичних систем керування, запірно-регулюючої арматури, апаратури та установок. Не менш важливими є дані щодо функціонування розподільчих мереж і споживання газу, а також про втрати, спричинені зниженням надійності газопостачання.

Нормативні задачі передбачають встановлення показників надійності для різних об'єктів і часових інтервалів, а також розробку вимог до надійності обладнання, систем резервування, транспортування та постачання газу.

Оптимізаційні задачі охоплюють визначення найефективнішої структури системи, оптимальних рівнів резервування і надійності, а також економічно обґрунтованого розподілу ресурсів між окремими компонентами системи транспортування газу..

Загалом, надійність функціонування системи газопостачання, її складових частин і підсистем визначається сукупністю основних чинників, які варто враховувати при її проектуванні, експлуатації та модернізації.:

- рівень надійності компонентів обладнання, з яких складається система;
- склад і структура елементів системи і їх взаємозв'язків;
- структура резервування і її обсяги;
- рівень експлуатації та управління системою.

Технологічні характеристики елементів цих систем і надійність (продуктивність елементів, час очікування ремонтів, середній час планових та аварійних ремонтів, середній час міжремонтного напрацювання) значною мірою залежать від рівня експлуатації систем та якості обладнання.

Значення цих параметрів обмежуються економічною доцільністю додаткових витрат на вдосконалення технології та техніки виробництва та наявним рівнем науково-технічного прогресу.

Основні впливові фактори за досягнутого рівня надійності обладнання та рівня автоматизації й керування системою а також експлуатації:

- структура й обсяг резервів;
- будова самої системи.

Ключові чинники можуть змінюватися як внаслідок ефективнішого використання й перерозподілу коштів на побудову та модернізацію системи, а також на забезпечення резервування, так і через зростання загальних витрат. У зв'язку з цим питання забезпечення надійності має як технічний, так і економічний вимір.

Розрахунок будь-яких показників, які характеризують стан об'єкту в майбутньому, ґрунтується на елементах прогнозу. Основна задача прогнозування – полягає в визначенні оптимальної зміни прогнозуючих параметрів та характеристик в мету досягнення максимального ефекту за попередньо обраним критерієм (технологічним, економічним, технічним тощо). В зв'язку з цим прогноз виступає результатом прогнозування у вигляді сукупності висловів про майбутнє досліджуваного процесу [41].

Головна мета в завданнях прогнозування є вибір таких проектних варіантів розвитку системи, які забезпечували б задану потребу споживання газу в плановий період часу при оптимальних (чи нормативних) рівнях надійності.

Підсумовуючи вищезазначене, можна виділити такі головні завдання надійності, які пов'язані із прогнозуванням функціонування газотранспортних систем і їх об'єктів:

1. підбір оптимального складу системи, її будови та структури, враховуючи фактори надійності;

2. визначення оптимальних рівнів резервування та раціонального розподілу резервних потужностей у межах системи;
3. формування структури й вибір засобів керування об'єктами в умовах збоїв або виходу з ладу обладнання;
4. встановлення найбільш ефективної організації ремонтно-профілактичного обслуговування об'єктів, включаючи його обсяги та структуру;
5. розробка обґрунтованих показників надійності всієї системи.

Цілісний процес прогнозування охоплює три ключові етапи: аналіз минулого (ретроспекція), оцінка поточного стану (діагностика) і передбачення майбутніх змін (прогноз). На першій стадії досліджується розвиток процесу в минулі періоди, уточнюються його структурні характеристики шляхом розподілу на окремі елементи та їх детального аналізу, визначаються зміни в показниках і їх динаміка. Підсумком цього етапу є створення динамічної моделі досліджуваного процесу.

У ході діагностики встановлюють допустимі межі параметрів, вихідні умови, а також обирають відповідні методи прогнозування. Заключна фаза — це безпосередньо сам прогноз, що ґрунтується на обробці зібраних даних.

Зібрана статистика містить інформативні дані про причини поломок, витрати на ремонтні заходи, які залежать від особливостей конструкцій агрегатів, умов експлуатації, складності вузлів, типу приводу, технічного стану ГПА, рівня їх напруження тощо. На основі аналізу вартості ремонтів та відмов виконано прогноз витрат на середній і капітальний ремонт (див. рис. 1.3 і 1.4) у майбутньому, а також їх вплив на показники надійності[2].

За результатами математичного моделювання встановлено чітку тенденцію зростання загальних витрат на ремонт. За останні п'ять років темп зростання становив 90,2%, що пояснюється підвищенням вартості запасних частин на 170%. Незважаючи на це, вартість обслуговування одного ГПА знизилася, завдяки зменшенню витрат робочого часу, кращій організації логістики, оптимізації процесу ремонту та зменшенню часу простою. У результаті витрати на ремонт одного агрегата зменшилися на 65% у порівнянні з 2003 роком.

Скорочення кількості відмов часто призводить до неповного використання

ресурсу обладнання, яке було попередньо відновлено. Це особливо відчутно у випадках, коли параметри ресурсу пов'язані з необхідністю зупинки агрегату для капремонту. Цю проблему вирішує використання методів прогнозування стану, які дають змогу максимально ефективно використати ресурс агрегату та запобігти його поломці шляхом вчасного технічного обслуговування чи ремонту. Після досягнення встановленого напрацювання об'єкт підлягає заміні або іншій операції, незалежно від його реального технічного стану.

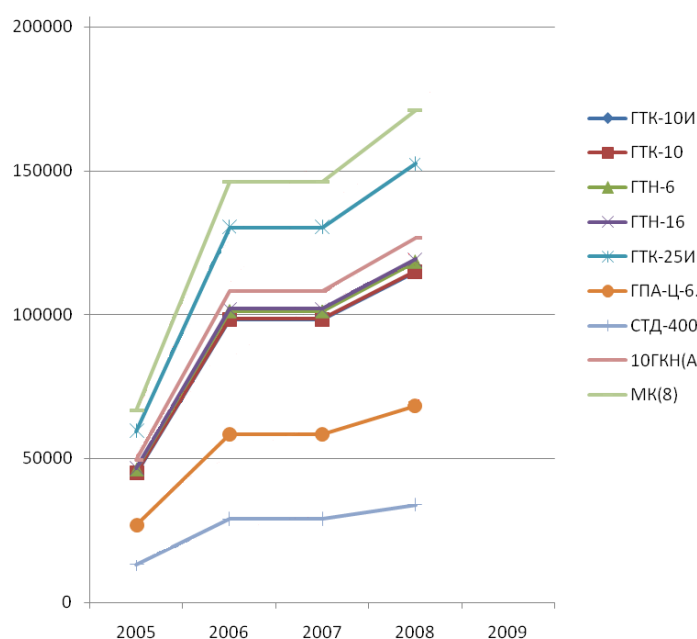


Рисунок 1.2 – Прогнозування витрат на середні ремонтні роботи агрегатів

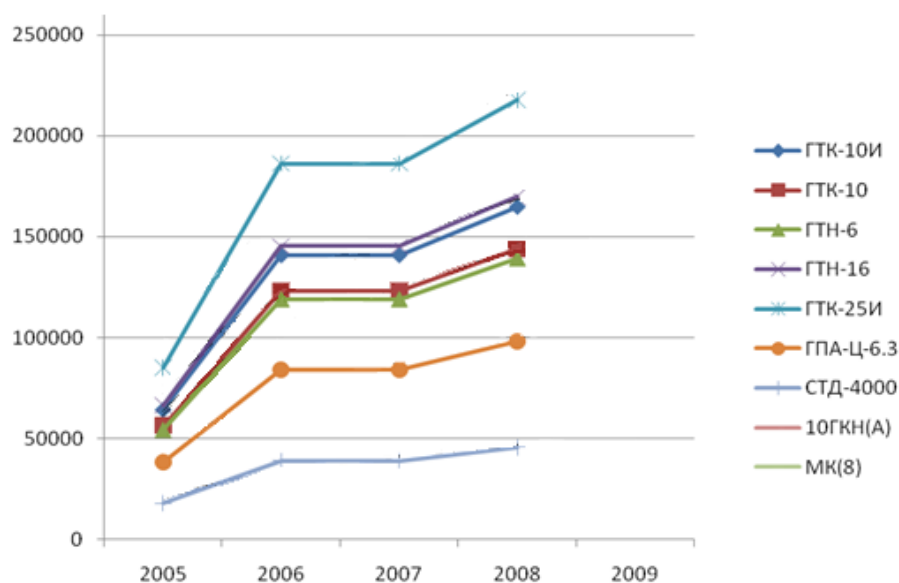


Рисунок 1.3 – Прогнозування витрат на капітальні ремонтні роботи агрегатів

Методи діагностування певного об'єкту розрізняються між собою за прийомами вимірювання і обробки результатів, вимірюваними параметрами. Залежно від режиму роботи об'єкту діагностування виділяють методи діагностування при сталому, неусталеному і статодинамічному режимах роботи.

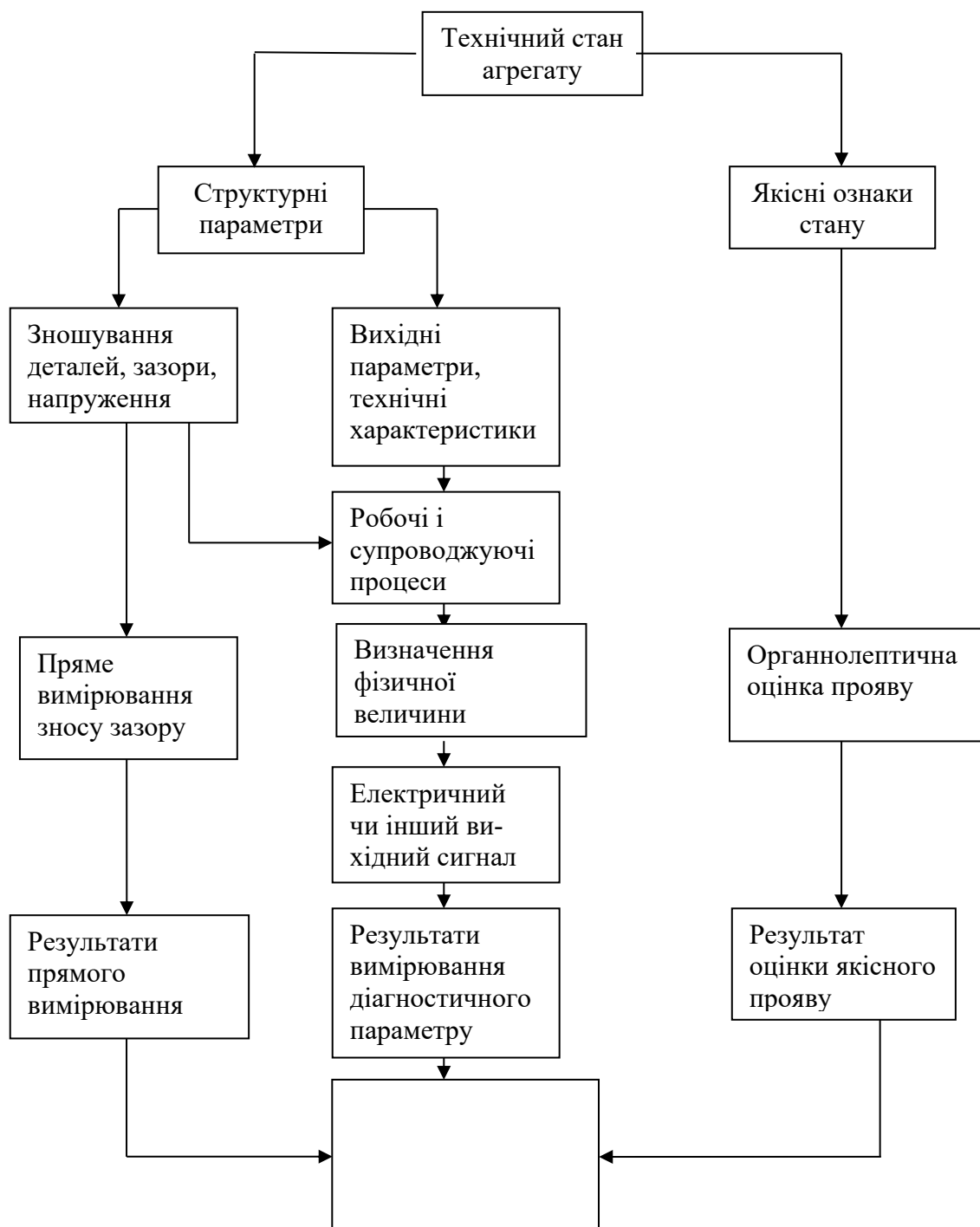


Рисунок 1.4 – Модель визначення технічного стану агрегату

1. Сталій режим діагностування

- Застосовується для об'єктів, що працюють у постійних умовах з силовими, швидкісними та температурними навантаженнями.
- Оцінка стану здійснюється в стабільному середовищі, де технічні параметри не змінюються протягом тривалого періоду.

2. Діагностування при змінному (неусталеному) режимі

- Використовується в умовах змінного навантаження або експлуатаційних умов.
- Діагностика охоплює моменти прогріву, охолодження, розгону, зупинки або зниження навантаження.

3. Статодинамічний метод діагностування

- Застосовується для об'єктів, що періодично переходять між сталими і змінними режимами роботи.
- Необхідне використання височастотних вимірювальних приладів, оскільки параметри, що аналізуються, змінюються швидко та з високою частотою.

Основною метою експлуатації ГПА є забезпечення їх стабільної та ефективної роботи з високими показниками надійності протягом усього терміну служби. Управління надійністю реалізується шляхом своєчасного виявлення потенційних відмов та їх попередження. Такий підхід дозволяє не лише запобігти серйозним несправностям і аваріям, а й уникнути поступового зниження ефективності функціонування агрегатів, що, у свою чергу, призводить до зменшення втрат газу, підвищення продуктивності та потужності обладнання.

1.4 Методи розрахунку показників надійності магістральних газопроводів

У теорії надійності розрізняються моделі надійності елемента і моделі надійності систем елементів, статистичні та фізичні моделі надійності, моделі надійності резервованих і відновлюваних систем [10, 72]. Основу теорії надійності становлять підходи, що ґрунтуються на ймовірнісному аналізі, методах математичної статистики та моделюванні за допомогою математичних засобів. Фізичні аспекти надійності потребують застосування спеціалізованих фізико-

математичних моделей, які дозволяють описати вплив фізичних, хімічних і механічних процесів на технічний стан об'єкта.

Оцінка довговічності повинна виконуватися, виходячи з того, що конструкція знаходиться в змінних умовах навантаження, властивості матеріалів конструкції мають статистичний розкид, поведінка конструкції носить імовірнісний характер і т.п. Це призводить до розгляду механічної надійності із застосуванням імовірнісних методів.

Кількісну оцінку надійності процесів виробляють з використанням індивідуальних та групових показників. Індивідуальні характеристики надійності поділяються на два типи: імовірнісні та статистичні. У міру збільшення кількості проведених випробувань статистичні показники наближаються до відповідних імовірнісних значень. Основні з них включають:

1. Ймовірність безвідмовної роботи:

- імовірнісний підхід:

$$P(\tau) = \prod_{i=1}^n P_i(\tau), \quad (1.1)$$

де $P_i(\tau)$ - ймовірність відсутності відмови на i -му етапі;

n - загальна кількість операцій;

- статистичний підхід:

$$P^{\varepsilon}(\tau) = 1 - \frac{m_0}{m}, \quad (1.2)$$

де m_0 – число результатів, які не відповідають вимогам;

m – загальний обсяг вибірки.

2. Ймовірність виникнення відмов:

- імовірнісний підхід:

$$F(\tau) = \prod_{i=1}^n F_i(\tau) = 1 - P(\tau), \quad (1.3)$$

де $F_i(\tau)$ - ймовірність відмови на окремій ділянці системи;

- статистичний підхід:

$$F^{\varepsilon}(\tau) = \frac{m_0}{m}, \quad (1.4)$$

3. Густина розподілу відмов

- імовірнісний підхід:

$$f(\tau) = \frac{dF(\tau)}{d\tau} = -\frac{dP(\tau)}{d\tau}, \quad (1.5)$$

- статистичний підхід:

$$f^{\varepsilon}(\tau) = \frac{m_0}{m \cdot T}, \quad (1.6)$$

де T – сумарна тривалість вибірки.

4. Інтенсивність потоку відмов:

- імовірнісний підхід:

$$\lambda(\tau) = \frac{f(\tau)}{P(\tau)}, \quad (1.7)$$

- статистичний підхід:

$$\lambda^{\varepsilon}(\tau) = \frac{m_0}{m_{\text{в}} \cdot T}, \quad (1.8)$$

де $m_{\text{в}}$ - кількість результатів, які задовольняють встановлені критерії.

5. Середній наробіток на відмову:

- імовірнісний підхід:

$$T_{\text{н}} = \int_0^{\infty} P(\tau) d\tau, \quad (1.9)$$

- статистичний підхід:

$$T_{\text{н}} = \frac{T}{m_0}, \quad (1.10)$$

6. Параметр потоку відмов:

- імовірнісний підхід:

$$\omega(\tau) = \frac{1}{T_{\text{н}}}, \quad (1.11)$$

- статистичний підхід:

$$\omega^{\varepsilon}(\tau) = \frac{m_0}{T_{\text{н}}}, \quad (1.12)$$

Коли процес оцінюється за кількома критеріями якості, параметр потоку відмов визначається як сума відповідних показників:

$$\omega_N = \sum_{j=1}^N \omega_j(\tau), \quad (1.13)$$

де $\omega_j(\tau)$ - параметр потоку відмов для j -го критерію якості;

N - кількість таких критеріїв.

Загальну числову оцінку надійності забезпечують групові показники, що охоплюють усі індивідуальні.

Щоб вважати процес одночасно стійким і стабільним, необхідно, щоб вибірка відповідала гіпотезі випадковості та нормального розподілу. Перевірка здійснюється за допомогою малих вибірок (зазвичай 5–10 елементів), що дозволяє уникнути систематичних похибок. Метод має перевагу у вигляді зниження обчислювальних витрат.

Перевірка здійснюється за двома критеріями:

Критерій 1. За вибіркою $x_1, x_2, \dots, x_n$ обчислюється:

$$\bar{d} = \frac{\sum_1^n |x_i - \bar{x}|}{n \cdot S^*}, \quad (1.14)$$

де

$$S^* = \frac{\sum_1^n (x_i - \bar{x})^2}{n}.$$

З таблиць беруть граничні значення $d_{q_1/2}, d_{1-q_1/2}$.

Гіпотеза приймається, якщо: $d_{1-q_1/2} \leq \bar{d} \leq d_{q_1/2}$.

Критерій 2 використовується для перевірки крайніх значень розподілу.

Гіпотеза не відкидається, якщо не більше t елементів вибірки мають відхилення, що перевищують $t_{\alpha/2} \cdot \sigma$, де:

$$\sigma_{\bar{x}} = \sqrt{\frac{\sum_1^n (x_i - \bar{x})^2}{n(n-1)}}, \quad (1.15)$$

а $t_{\alpha/2}$ визначається за таблицею Лапласової функції. Якщо кількість таких відхилень перевищує допустиме t , то гіпотеза не приймається.

Висновок про нормальність розподілу робиться лише у разі позитивного результату за обома критеріями. Рівень значущості складеного критерію не повинен перевищувати суми окремих: $q \leq q_1 + q_2$, де q_1 – значущість за першим критерієм; q_2 – за другим.

1.5 Критерії надійності функціонування локальних систем

Забезпечення ефективності та надійності роботи газотранспортної системи стає вельми актуальною проблемою в контексті інтенсивного розвитку газового ринку. Це забезпечується завдяки постійній увазі до утримання об'єктів у необхідному функціональному стані, що потребує повного та вчасного фінансування.

Аналізуючи енергетичний сектор України як інтегровану структуру, ми можемо розглянути його розподіл на локальні системи, які взаємодіють між собою через тісні зовнішні зв'язки.

Кожна з цих систем виконує визначені функції, що властиві саме їй. На верхньому рівні ієрархії система газопостачання виступає як локальна підсистема паливно-енергетичного господарства. Наступний розподіл системи постачання газу на внутрішні локальні системи здійснюється відповідно завдань, які необхідно вирішити. До складу таких локальних систем належать: газовидобувні території, окремі газові родовища, місцеві системи газопостачання, окремі магістральні трубопроводи чи їх об'єднання, що формують єдину систему, підземні сховища газу (або їхні групи, які забезпечують конкретний споживчий центр), компресорні станції, а також окремі ділянки магістральних газопроводів.

Наступним кроком буде розгляд роботи локальної системи транспорту газу та визначення критеріїв надійності її функціонування. Неперервне постачання природного газу споживачам є головною функцією газотранспортної системи, де показником продуктивності є об'єм газу, транспортований за одиницю часу.

В цілому миттєві продуктивності "споживача" v та "джерела" ω — нестационарні випадкові функції. Завдяки ефективному узгодженню параметрів ω та v у межах визначеного часового інтервалу T (наприклад, $T = 365$ днів), вдається вирішити завдання стабільного та надійного газопостачання. Залежно від особливостей конкретної задачі, значення величин v і ω протягом проміжку часу T можуть задаватися як функції часу (у тому числі випадкові), як неперервні функції розподілу, або у вигляді набору дискретних значень із відповідними ймовірностями [58].

Вірогідність безвідмовної роботи $P(t)$ статистично, тобто в результаті достатнього числа спостережень, визначається відношенням числа об'єктів, які безвідмовно працювали до досягнення напрацювання t , до об'єктів, працездатних в початковий момент при $t=0$.

$$P(t) = \int_t^{\infty} \varphi(t) dt, \quad (1.16)$$

де $\varphi(t)$ – щільність розподілу напрацювання до відмови.

Середнє напрацювання до відмови T_{cp} – математичне очікування напрацювання об'єкту до першої відмови.

Середній ресурс $T_{сер}$ – математичне очікування ресурсу.

Середнє напрацювання на відмову T_{cp} , чи середній ресурс, статистично визначається відношенням суми напрацювання об'єктів на відмову, що випробовуються, до кількості об'єктів спостереження за умови, що вони всі відмовили за час спостереження

$$T_{cp} = \int_0^t P(t) dt \quad (1.17)$$

Відмінна особливість показників середнього напрацювання до відмови від середнього ресурсу полягає в тому, що перший показник відноситься до об'єкту, відновленого після відмови без капітального ремонту. Середній ресурс відноситься до об'єкту, відмову якого обумовлює граничний стан, капітальний ремонт.

Далі проаналізуємо основні показники, що визначають надійність локальної газотранспортної системи, орієнтуючись на характеристики як "джерела", так і "споживача". Серед них виділимо ключові, які дозволяють оцінити рівень надійності системи в цілому.

Для характеристики роботи "споживача" протягом періоду T використовуються такі параметри:

- *середнє навантаження*, яке залежить від типу завдання навантаження в конкретний момент часу або визначається як середнє за період:

$$\bar{v} = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) dt = \frac{V}{T}, \quad (1.18)$$

де V – загальний обсяг споживаного газу за період T , або ж середнє значення v у вигляді математичного очікування: $\bar{v} = E(v)$;

- *пікове навантаження*, що відповідає максимальному значенню v у певному проміжку часу; $v_m = \max v$;

- *тривалість використання максимального навантаження* – кількість годин або діб, протягом яких система працювала з постійним навантаженням $v(t) = v_m$ необхідним для забезпечення загальної потреби в газі:

$$T_m = \frac{V}{v_m} = \frac{\bar{v}}{v_m} T; \quad (1.19)$$

коефіцієнт нерівномірності споживання газу за період T :

$$K_n = \frac{v_m}{\bar{v}} = \frac{T}{T_m} \quad (1.20)$$

або обернене значення

- *коефіцієнт використання пікового навантаження* T_m/T .

Наприклад, якщо максимальне навантаження використовувалося протягом 310 діб із 365, тоді $K_n = 1,18$.

Подібно до "споживача", для "джерела" можна визначити такі характеристики:

- *середня продуктивність або потужність*, яка обчислюється аналогічно середньому навантаженню:

$$\bar{\omega} = \frac{1}{T} \int_0^T \omega(t) dt \text{ або } \bar{\omega} = E(\omega); \quad (1.21)$$

- *максимальна (проектна) продуктивність* при справності всіх компонентів системи:

$$\omega_m = \max \omega;$$

- *середнє недозавантаження (невикористана частина продуктивності):*

$$\bar{\omega}_{\text{пр}} = \omega_m - \bar{\omega}; \quad (1.22)$$

- *коефіцієнт запасу продуктивності*, що показує, наскільки може змінюватися потенціал "джерела" в межах аналізованого періоду. Якщо ω розглядається як випадкова змінна, тоді доцільно оцінити її варіацію за допомогою дисперсії $D = \sigma^2 = E[(\omega - \bar{\omega})^2]$ або відносного коефіцієнта варіації $v = \frac{\sigma}{\bar{\omega}}$.

Для виявлення основних надійнісних показників обох підсистем необхідно розглянути їхню взаємодію. Згідно з ілюстрацією (рис. 1.6), на основі принципу

матеріального балансу, у будь-який момент часу реальний потік від "джерела" до "споживача" обмежується мінімальним із двох значень — потребою в газі або фактичною продуктивністю.

У результаті функціонування системи можна описати як сукупність змінних станів, що виникають у послідовні проміжки часу: протягом періоду T_1 необхідне навантаження повністю забезпечується місцевою системою ($\omega \geq v$), тоді як протягом періоду T_2 необхідне навантаження частково забезпечується місцевою системою ($\omega < v$) [69].

Математичне очікування часу перебування системи в кожному з можливих станів:

$$\begin{aligned} M(x_0) &= \int_0^{\infty} \bar{P}(t) dt \approx \bar{t}_n; \\ M(x_1) &= \int_0^{\infty} \bar{R}(t) dt \approx \bar{t}_p; \\ M(x_2) &= \bar{t}_{\text{рем}}, \end{aligned} \quad (1.23)$$

де $\bar{P}(t) = 1 - P(t)$ - ймовірність того, що система буде знаходитися в справному стані більше часу t ; $\bar{R}(t) = 1 - R(t)$ - ймовірність того, що система проработить більше часу t .

Середня тривалість періоду повного відновлення:

$$M(\bar{x}) = \sum_{i=0}^2 M(x_i) \approx \bar{t}_n + \bar{t}_p + \bar{t}_{\text{рем}}. \quad (1.24)$$

Тоді коефіцієнт готовності запишемо у виді

$$K_{\Gamma} = \frac{\sum_{i=0}^1 M(x_i)}{M(\bar{x})} = \frac{\bar{t}_n + \bar{t}_p}{\bar{t}_n + \bar{t}_p + \bar{t}_{\text{рем}}}. \quad (1.25)$$

де $\bar{t}_n$ - середній час справного стану системи;

$\bar{t}_p$ - середній час перебування системи в робочому стані;

$\bar{t}_{\text{рем}}$ - середній час ремонту.

При наявності заданої функції надійності $F(x)$ та відомих характеристик можна приступити до оцінки ефективності функціонування парку обладнання. При фіксованих показниках надійності та режиму експлуатації устаткування у стаціонарному режимі задача зводиться до оптимізації системи обслуговування

устаткування, яка забезпечить встановлений коефіцієнт технічної готовності парку обладнання.

У таких умовах для оцінювання надійності доцільно застосовувати показники, які відображають рівень недопоставки протягом інтервалу часу T_2 при співвідношенні $\omega < v$. Значення миттєвої недопоставки визначається як різниця між потребою та фактичним постачанням: $q_- = v - \omega$. Середнє значення недопоставки за інтервал часу T обчислюється за формулою:

$$\bar{q} = \frac{1}{T} \int_0^T q(t) dt \quad (1.26)$$

або як математичне очікування величини недопоставки: $\bar{q} = E(q_-)$.

У низці досліджень, що стосуються оцінки надійності газотранспортних та подібних локальних систем, постає питання визначення найбільш значущого показника надійності. Згідно з джерелом [12], доцільно вважати математичне очікування недопоставки газу основним критерієм оцінювання надійності системи. Потреба в оцінці середньої чи інтегральної величини недопостачання газу під час вивчення надійності та резервів не сумніває, оскільки саме цей показник визначає масштаб збитків від невиконання вимог контрактів з постачання продукції споживачам. Цей параметр є важливим для визначення оптимального рівня резервів системи. Проте, абсолютне значення нестачі газу в фізичних одиницях не дозволяє здійснювати об'єктивне порівняння між різними системами за їх ефективністю. Тому пропонується використовувати відносний показник – частку недопостачання газу за певний проміжок часу T , або ж коефіцієнт недопостачання:

$$K = \frac{Q}{V} = \frac{\bar{q}}{v}, \quad (1.27)$$

де $Q_- = \bar{q} \cdot T$ – загальний обсяг недопостачання за аналізований період,

$V = \bar{v} \cdot T$ – загальна потреба у природному газі за той самий проміжок.

Крім того, доцільно застосовувати *коефіцієнт продуктивності локальної системи*, який можна записати як:

$$\pi = 1 - \frac{Q}{V} = 1 - \frac{\bar{q}}{v} = 1 - K = \frac{\bar{w}}{\bar{v}}. \quad (1.28)$$

Цей підхід подібний до так званого «індексу надійності», що використовується в енергетичній галузі [80].

Деякі науковці, що займаються питаннями надійності енергосистем, розглядають індекс надійності як головний і достатній показник (див. [70]). Однак така оцінка є неповною, адже однаковий загальний обсяг недопостачання може супроводжуватися різною тривалістю порушення умов договорів з боку підприємства..

Таким чином, для комплексного аналізу надійності локальної газотранспортної системи доцільно застосовувати як коефіцієнт готовності, так і коефіцієнт продуктивності, доповнюючи їх даними про абсолютний обсяг недопостачання газу з метою оцінки економічних втрат. Щодо аналізу окремих компонентів системи, у багатьох випадках достатньо буде обмежитися лише коефіцієнтом готовності.

Припустимо, що існуюча потужність та необхідна продуктивність «джерела» і «споживача» є незмінними в часі:

$$w(t) = Nq_0; v(t) = nq_0,$$

де n – кількість «основних» елементів, що забезпечують при номінальній продуктивності елемента q_0 необхідний попит на газ як з боку споживача, так і з боку транспортного підприємства; N – загальна кількість елементів системи.

Різниця $m = N - n$ являє собою резервну потужність системи.

Отже, для даної системи n елементів знаходяться в робочому стані і мають небезпеку відмови рівну λ (інтенсивність відмов); m елементів знаходяться в резерві (з тією ж небезпекою відмов при навантаженому резерві).

Кожен елемент, який вийшов з ладу, потрапляє на обслуговування. Ремонт виконують r ремонтних бригад, кожна з яких може відновлювати лише один елемент. Час ремонту елемента розподіляється за експоненціальним законом з параметром μ (інтенсивність відновлення) [41]. Система працює безперебійно, якщо кількість справних елементів не менше n .

Робота такої системи описується процесом втрат і відновлення. В теорії цього процесу отримано систему диференціальних рівнянь, що характеризує поведінку системи.

$$p'_k(t) = \lambda_{k-1}p_{k-1}(t) - (\lambda_k + \mu_k)p_k(t) + \mu_{k+1}p_{k+1}(t), \quad k = \overline{0, N} \quad [78].$$

Тут $p_k(t)$ – ймовірність того, що в момент t процес знаходиться в стані k . Параметри процесу λ_k, μ_k подаються наступними формулами:

для навантаженого резерву (резервні елементи працюють)

$$\lambda_k = (n + m - k) \lambda;$$

$$\mu_k = \begin{cases} k\mu, & k \leq r \\ r\mu, & k > r \end{cases} \quad (1.29)$$

для ненавантаженого резерву (резервні елементи не працюють)

$$\lambda_k = \begin{cases} \lambda n, & \text{при } k \leq m, \\ (n + m - k)\lambda, & \text{при } k > m. \end{cases} \quad (1.30)$$

Щоб ця система мала розв'язок задаються ймовірністю початкових станів процесу $p_k(0)$.

В теорії ймовірності доводиться, що для будь-якого початкового стану процесу існують межі $\lim_{t \rightarrow \infty} p_k(t) = p_k$.

Кінцева ймовірність p_k рівна середньому часу, коли k елементів несправні. Швидкість наближення ймовірностей $p_k(t)$ до своїх граничних значень – експоненціальна, тому за короткий час процес стабілізується і можна вважати величини $p_k(t)$ практично рівними своїм граничним значенням. Тобто, для систем тривалої дії процес достатньо повно описується параметрами p_k .

Кінцева ймовірність виражається через інтенсивності відмов і відновлення за формулою (1.13). Для систем тривалої дії процес достатньо повно описується параметрами p_k :

$$p_k = \frac{\theta_k}{\sum_{k=0}^N \theta_k}, \quad (1.31)$$

$$\text{де } \theta_k = \frac{\lambda_0 \lambda_1 \dots \lambda_{k-1}}{\mu_1 \mu_2 \dots \mu_k}; \quad k \neq 0; \quad \theta_0 = 1$$

Величина θ_k з ростом k спочатку збільшується, а потім спадає.

Всі параметри надійності системи можна виразити шляхом використання знайдених ймовірностей. Характеристики надійності системи є достатньо однорідними. Величини θ_k фактично залежать не від інтенсивності відмов λ і відновлення μ , а лиш від їх частки λ/μ . Звідси випливає, що як ймовірності p_k , так і

характеристики надійності (коефіцієнт продуктивності, коефіцієнт готовності системи, якість ремонтного обслуговування, ремонтпридатність системи) не змінюються при одночасній пропорційній зміні значень λ і μ .

1.6 Конкретизація задач дослідження

Аналіз літературних джерел та попереднього експлуатаційного досвіду газоперекачувальних агрегатів та методів їх обслуговування вказує на необхідність розв'язання наступних завдань для підвищення експлуатаційної надійності компресорних станцій магістральних газопроводів і загальної газотранспортної системи:

1. Встановлення ключових критеріїв експлуатаційної надійності газоперекачувальних агрегатів є важливим, оскільки підвищення ефективності їх експлуатації може бути досягнуте через правильне визначення термінів і послідовності проведення планово-попереджувальних ремонтів відповідно до реального технічного стану агрегату. Таким чином, для оцінки технічного стану газоперекачувального агрегату важливо звужити коло визначальних параметрів і обрати один узагальнюючий, який максимально повно відображав би надійність агрегату.
2. Експертна оцінка надійності компресорних станцій з різними конфігураціями технологічних з'єднань ГПА та аналіз параметрів надійності і розподілу продуктивності для одно- і багатоцехових компресорних станцій. Оцінка надійності ГПА великої потужності, які експлуатуються в різних умовах обслуговування, передбачає розрахунок надійності разом із режимними та керуючими параметрами. Також, в залежності від умов експлуатації, потрібно визначити продуктивність ГПА при заданому тиску всмоктування та нагнітання.
3. Ретельний аналіз експлуатаційних характеристик агрегатів для виявлення причин відхилень фактичних ремонтних циклів газоперекачувальних агрегатів від нормативних. Використання статистичного аналізу для оцінки

параметрів надійності газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій Українського магістрального газопроводу ТОВ «Оператор ГТС України»

4. Математичне моделювання впливу параметрів ремонтного обслуговування газоперекачувальних агрегатів на основні економічні показники підприємства, такі як собівартість транспортування 1000 м³ природного газу та обсяг його транспортування.

РОЗДІЛ 2 ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

2.1 Оцінювання надійності компресорної станції «Богородчани» магістрального газопроводу «СОЮЗ»

Надійність цієї системи, зокрема компресорних станцій і ГПА, є важливим чинником для забезпечення стабільної роботи газопроводів. Оцінка надійності включає визначення можливих втрат пропускної здатності через відмови обладнання та оцінку ефективності заходів з підвищення надійності.

Основною метою розрахунків є оцінка впливу надійності обладнання на пропускну здатність газопроводу.

З 2004 року в межах газотранспортної системи, зокрема газопроводу «СОЮЗ», розроблено і поступово реалізовано ряд заходів для покращення надійності роботи ГТС. Метою даного дослідження є оцінка ефективності заходів, впроваджених для підвищення надійності компресорних цехів з газоперекачувальними агрегатами ГТК-10-1. Для цього було проведено розрахунки основних показників надійності, таких як коефіцієнт надійності (K_n) і коефіцієнт готовності (K_r) компресорного цеху за період 2000–2010 років, застосовуючи методи теорії ймовірностей і системного аналізу.

У будь-який момент часу ГПА може перебувати в одному з таких станів:

- в робочому;
- в аварійному (вимушеному) простої;
- в простій для проведення планово-попереджувальних ремонтів (ППР);
- в ненавантаженому резерві.

Час, протягом якого ГПА перебуває в кожному з цих станів, визначається за допомогою відповідної формули.

$$T_k = T_p + T_{vp} + T_{pr} + T_{рез}, \quad (2.1)$$

де T_k – календарний час;

T_{vp} – середній час між відмовами агрегату;

$T_{\text{вп}}$ – середній час на відновлення;

$T_{\text{пр}}$ – середній час для планового ремонту;

$T_{\text{рез}}$ – час простою в резерві.

Зміни у стані ГПА є випадковими подіями, тому пропускна здатність КС, залежно від стану агрегатів, є випадковою величиною, що має обмежену кількість значень.

$$q = q_0, q_1, \dots > q_n, \quad (2.2)$$

опис цього процесу можна представити через кілька розподілів

$$\begin{aligned} q_0 & \quad q_1 \dots q_n; \\ \pi_0 & \quad \pi_1 \dots \pi_n; \end{aligned} \quad (2.3)$$

$$q_0 > q_1 > \dots > q_n. \quad (2.4)$$

У цьому випадку q_0 - є пропускною здатністю КС за умови роботи всіх активних ГПА, і її називають номінальною. Середнє значення пропускної здатності за час T можна розрахувати за такою формулою:

$$q = \pi_0 \cdot q_0 + \pi_1 \cdot q_1 + \dots + \pi_n \cdot q_n. \quad (2.5)$$

Коефіцієнт надійності КС визначається як відношення середньої пропускної здатності до номінальної:

$$K_n = \frac{q}{q_0}. \quad (2.6)$$

Ймовірність π_0 , що КС працює з номінальною пропускною здатністю, називається коефіцієнтом готовності компресорної станції.

Алгоритм для розрахунку показників надійності продемонстровано на прикладі компресорного цеху КС-21 «СОЮЗ», де встановлено $m = 7$ агрегатів типу ГТК-10-1. При номінальній схемі роботи $m_1 = 5$ агрегатів працюють під навантаженням, а $m_2 = 2$ агрегати знаходяться в резерві. Система обв'язки КЦ дозволяє замінювати будь-який агрегат, що вийшов з ладу, на резервний. У кожен момент часу в ППР може бути не більше одного агрегату. Відключення в ППР можливе тільки у разі справності всіх агрегатів. Розрахунки виконуються для 2000 року, коли термін експлуатації обладнання становив 15 років. Основні показники надійності, що використовуються як вхідні дані для розрахунків, наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Показники надійності експлуатації КС «Богородчани».

№	Показник	2000 р.
1	Напрацювання на відмову, год.	1171
2	Середній час відновлення, год.	950
3	Міжремонтний ресурс, год.	41
4	Середня тривалість ППР, год.	820

Інтенсивність відмови елементу обчислюється через час, необхідний для досягнення однієї відмови:

$$\omega = T_p - 1, \quad (2.7)$$

де $T_p = 1171$ годин, $\omega = 0,00085 \frac{1}{\text{год}}$.

Інтенсивність виходу на профілактичний ремонт визначається через міжремонтний ресурс:

$$\omega_{\text{пр}} = T_{\text{пр}} - 1, \quad (2.8)$$

при $T_{\text{пр}} = 950$ годин, $\omega_{\text{пр}} = 0,000105 \frac{1}{\text{год}}$.

Інтенсивність відновлення обчислюється через середній час відновлення:

$$\mu = T_{\text{вп}} - 1, \quad (2.9)$$

де $T_{\text{вп}} = 41$ година, $\mu = 0,021 \frac{1}{\text{год}}$.

Інтенсивність виходу з ППР визначається за середньою тривалістю ППР:

$$\mu_{\text{пр}} = T_{\text{пр}} - 1, \quad (2.10)$$

де $T_{\text{пр}} = 820$ годин, $\mu_{\text{пр}} = 0,00122 \frac{1}{\text{год}}$.

Стан кожної ланки системи визначається набором справних і несправних елементів, а також їх розміщенням. У будь-який момент часу ланка може перебувати в одному з обмеженого набору можливих станів. Ці стани мають нумерацію, яка формується з урахуванням технологічної структури взаємозв'язків між елементами. Під час аналізу можна не розрізняти ті стани, які забезпечують однакову працездатність системи.

У компресорній станції КС-21 усі цехи мають паралельну обв'язку агрегатів. У цьому випадку важливе лише число вийшлих з ладу агрегатів, незалежно від того, які саме. Станам, що ведуть до однакової функціональної конфігурації системи, привласнюються однакові номери — 0, 1, 2 і т.д., при цьому номер 0 відповідає повністю справному стану, коли ланка функціонує у штатному режимі.

Використовуючи побудований граф, складається система з 16 рівнянь щодо імовірностей π_i ($i = 0, 1 \dots m$), які описують стаціонарний розподіл перебування ланки в кожному зі станів (15 рівнянь для вершин + одне рівняння нормування суми імовірностей до 1):

У рівняннях першу суму беремо по всіх дугах, які виходять з вершини i , а другу - по всіх дугах, які входять у вершину i . Отриманий таким чином ряд розподілу $\pi_0, \pi_1, \dots, \pi_m$ дозволяє знайти всі основні показники надійності та ефективності використання потужностей ланки.

$$\sum_{i \neq j} w_{ij} - \sum_{j \neq i} w_{ji} \cdot \pi_j = 0. \quad (2.11)$$

$$\sum_{i=0}^m \pi_j = 1. \quad (2.12)$$

Підставивши значення інтенсивностей переходів ($T_p, T_{вп}, T_{пр}, T_{рез}$ для сусідніх станів кожного з цехів, складаються таблиці коефіцієнтів, які використовуються для побудови матриці і подальшого розв'язання системи лінійних рівнянь (див. таблицю 1) методом Гауса.

Щоб визначити надійність компресорної системи з одним цехом, обчислюються наступні показники:

1. Коефіцієнт надійності КС — співвідношення середньої продуктивності системи до її номінального значення.
2. Коефіцієнт готовності - сукупна ймовірність тих станів, у яких можливе увімкнення необхідної кількості агрегатів згідно з проектною схемою.

Нижче подано результати розрахунків надійності для компресорного цеху КС «Богородчани».

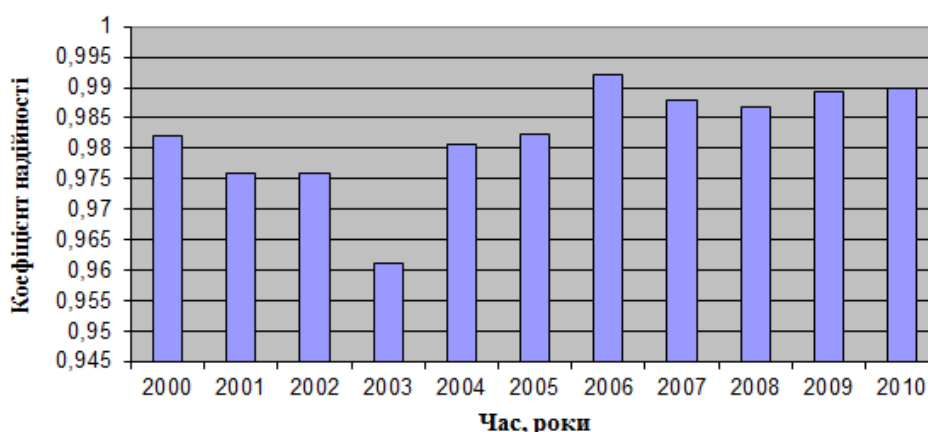


Рисунок 2.1 – Коефіцієнт надійності на КС «Богородчани»

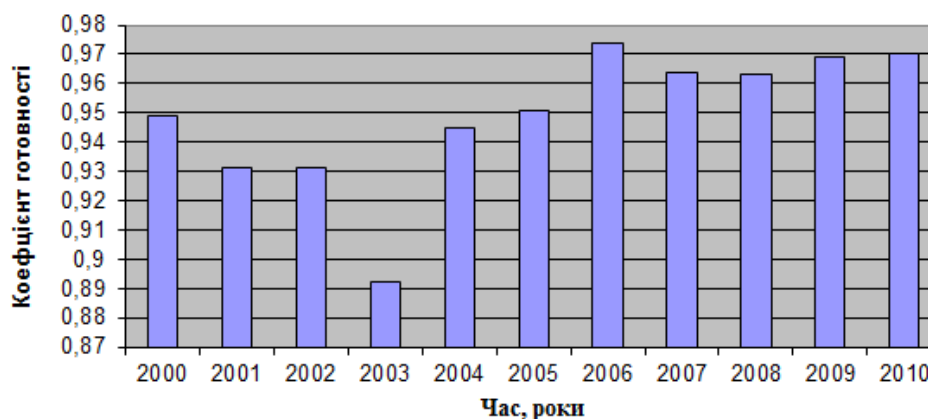


Рисунок 2.2 – Коефіцієнт готовності на КС «Богородчани»

2.2 Оцінювання надійності газоперекачувальних агрегатів засобами аналізу динаміки зміни параметрів стану

Тренд параметрів технічного стану газоперекачувальних агрегатів компресорної станції підпорядкований складним залежностям.. З метою розробки методів прогнозування стану елементів ГПА важливо установити вигляд апроксимуючої функції. Від її вибору залежать похибка, трудомісткість прогнозування КС [7].

На основі врахування проектних, будівельно-монтажних і експлуатаційних чинників, які мають вплив на зміну параметра, можна досліджувати його відхилення в будь-який момент напруцювання як суму двох величин:

$$s(t) = c + Z \quad (2.13)$$

де $s(t)$ — реальне відхилення параметра, що є істотно додатною, неперервною випадковою величиною;

c — відхилення, зумовлене внутрішніми (заводськими) факторами, також описується як істотно додатна неперервна випадкова величина;

Z — відхилення, спричинене зовнішніми (експлуатаційними) чинниками, яке теж розглядається як неперервна випадкова величина.

Значення змінних c і Z є випадковими та невідомими до моменту проведення вимірювань. Значення c визначає розподіл параметра в певні моменти часу на основі усереднених характеристик функціонування елемента, відображаючи загальне експлуатаційне навантаження. У той час як Z описує відхилення фактичної зміни параметра від усередненої траєкторії.

Середні значення функції $s(t)$ для всіх протестованих елементів визначаються на основі результатів первинного та наступних вимірювань, і формують набір експериментальних точок на графіку. З використанням методу найменших квадратів за цими точками будують згладжену теоретичну криву, яка відображає загальну тенденцію зміни параметра в сукупності елементів при типовому експлуатаційному навантаженні. Значення цієї кривої в кожній точці відповідає очікуваному (середньому) значенню випадкової величини $s(t)$. Середньоквадратичне відхилення між експериментальною точкою і теоретичною кривою зменшується і прямує до нуля при збільшенні кількості елементів у випробуванні або часу їх роботи.

Таким чином, замість рівняння (2.13), у момент часу t випадкову величину $u(t)$ можна подати як суму двох незалежних випадкових складових.

$$s(t) = W_c f(t) + W_t^* f_1(t) \quad (2.14)$$

де функції $f(t)$ і $f_1(t)$ — є детермінованими, тобто не містять випадковості, і описують, як параметри s і Z змінюються в залежності від часу напрацювання t ;

W_c — це випадкова величина, яка відображає швидкість зміни параметра під дією внутрішніх причин;

W_t^* — випадкова величина, що визначає зміну Z , яка припадає на одиничну зміну параметра через вплив зовнішнього середовища.

Перший доданок $W_c f(t)$ є прикладом елементарної випадкової функції. Всі її можливі реалізації можуть бути отримані шляхом зміни масштабу по осі ординат у графіку функції. Така функція вважається однією з найпростіших форм випадкових функцій, де W_c — випадкова величина і $f(t)$ — звичайна функція без випадковості.

Лінійну випадкову функцію можна подати у вигляді:

$$s(t) = W_c t + Z(t). \quad (2.15)$$

Формули (2.14) та (2.15) також можуть бути використані для опису змін параметра конкретного об'єкта або його окремої реалізації. У такому випадку W_c вважається сталою величиною, а $Z(t)$ - випадковою функцією в момент часу t . Якщо зміна параметра відбувається плавно або майже рівномірно, а також при спрощеному описі реального процесу, доданок $Z(t)$ іноді можна вважати рівним нулю. У такому разі:

$$s(t) = W_c t. \quad (2.16)$$

Функцію (2.16) приймаємо як базову. Подальші варіанти випадкової функції, що описує зміну параметра, формуються шляхом поступового ускладнення цієї початкової функції.

Коли випадкова величина визначається при фіксованому значенні елементарної випадкової функції $W_c f(t_1)$, її коефіцієнт варіації залишається сталим і відповідає коефіцієнту варіації для W_c .

У виразі (2.14) $Z(t) = W_t^* f_1(t)$ описується функція, яка відображає відхилення реальних значень параметра від згладженої теоретичної кривої. Величину W_t можна трактувати як гауссівський процес — стаціонарний або ні — з математичним сподіванням, що дорівнює нулю. Гауссівський характер пояснюється тим, що у кожен момент часу значення цієї функції підпорядковується нормальному закону розподілу.

Під час апроксимації також враховується період експлуатації елементів, коли може спостерігатися короткочасне інтенсивне зростання параметра. Проте особливий інтерес викликає саме той діапазон, у якому значення параметра наближається до граничного рівня, оскільки саме в цьому інтервалі найчастіше відбуваються відмови. Тому найвища точність апроксимації має бути забезпечена

саме на цьому відрізку — від завершення напрацювання до досягнення критичного значення параметра s_r . У багатьох випадках задля досягнення точного узгодження теоретичних та експериментальних кривих у критичному діапазоні можна нехтувати іншими ділянками напрацювання. У таких випадках форму функції на початковій ділянці умовно прирівнюють до тієї, що характерна для інших відрізків.

$$s(t) = W_c t + Z(t) + \Delta\varphi \quad (2.17)$$

Позначення $\Delta\varphi$ використовується для характеристики ступеня напрацювання елемента й чисельно дорівнює значенню ординати при $t = 0$. Цей показник дозволяє коректно апроксимувати зміну параметра від завершення періоду експлуатації до моменту досягнення граничного відхилення s_r .

Оскільки протягом експлуатації зміна параметра є незначною в порівнянні з граничним відхиленням s_r , випадкові коливання величини $\Delta\varphi$, які мають другорядний характер, зазвичай ігноруються. Завдяки цьому $\Delta\varphi$ може розглядатися як фіксована, тобто детермінована величина.

У ситуації, коли $Z(t) = 0$, умова для існування елементарної випадкової функції зміни параметра $s(t)$ зберігається навіть при перенесенні $\Delta\varphi$ у ліву частину рівняння (2.17). Наприклад, якщо апроксимація є лінійною, то вираз $s(t) = W_c t + \Delta\varphi$ можна переписати у вигляді $s(t) = s(t) + \Delta\varphi = W_c t$, що відповідає базовій функції (2.16).

Якщо ж використовується степенева функція з показником α , тоді зміна параметра описується формулою:

$$s(t) = W_c t^\alpha + Z(t) = \Delta\varphi \quad (2.18)$$

У випадку, коли $Z=0$, отримаємо:

$$s(t) = s_1(t) - \Delta\varphi = W_c t^\alpha \quad (2.19)$$

У формулі (2.19) W_c може бути інтерпретоване як швидкість зміни параметра при $t = 1$, зменшену в α раз. Дійсно, після диференціювання виразу (2.19) по t і за $t = 1$ отримаємо похідну $\delta s / \delta t = \alpha W_c$. Якщо $\alpha = 1$ і $Z(t) = 0$ то функція

перетворюється на елементарну випадкову лінійну модель. Це означає, що протягом всього терміну служби елемент змінює параметр з постійною швидкістю. За $\alpha > 1$ і $0 < \alpha < 1$ швидкість відповідно зростає або зменшується монотонно. У першому випадку графік функції буде увігнутий, у другому — опуклий.

Досягнення параметром критичного значення s_r означає вихід елемента з ладу. Щільність розподілу часу до відмови розраховується із застосуванням теореми перетворення випадкових величин. Наприклад, у функції $s(t) = W_c t$ змінна W_c є випадковою з щільністю розподілу $\psi_0(W_c)$. Тоді ресурс елемента, що має швидкість зміни параметра W_c , визначається формулою:

$$t = s_r / W_c \quad (2.20)$$

Звідси щільність розподілу ресурсу для фіксованого граничного значення визначається як:

$$\psi(t) = \psi_0[R(t)]R'(t) \quad (2.21)$$

де $R(t)$ — обернена функція до $W_c = s_r/t$; $R'(t)$ — її похідна по t .

За нормального розподілу

$$\psi(t) = \frac{s_r}{\sigma_w t^{\alpha+1} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(s_r/t^\alpha - m_w)^2}{2\sigma_w^2} \right], \quad (2.22)$$

де m_w , σ_w — математичне очікування і середньоквадратична похибка

За розподілу Вейбулла

$$\psi(t) = \frac{b K_b s_r}{m_w^b t^{\alpha+1}} \left(\frac{s_r}{t^\alpha} \right)^{b-1} \exp \left[-\frac{K_b s_r}{m_w t^\alpha} \right], \quad (2.23)$$

де K_b - це значення гамма-функції при параметрі b .

$$K_b = \Gamma(1/b + 1) \quad (2.24)$$

Функцію розподілу ресурсу для цього випадку можна отримати, інтегрувавши вираз (2.22) від 0 до t , в результаті чого отримаємо:

$$F(t) = \exp \left[-\frac{K_b s_r}{m_w t^\alpha} \right], \quad (2.25)$$

Провівши деякі алгебраїчні перетворення, можемо виразити середній ресурс у вигляді:

$$T_{cp} = \left(\frac{K_b s_r}{m_w} \right)^{1/\alpha} \Gamma(1 - 1/ab), \quad (2.26)$$

Якщо врахувати формулу (2.14), тоді компонент $Z(t)$ з рівняння (2.18) можна переписати у вигляді:

$$Z(t) = W_t^*(W_c t^\alpha), \quad (2.27)$$

При моделюванні на основі середнього статистичного значення параметра для сукупності подібних елементів, величини W_c і W_t^* вважаються незалежними випадковими змінними на момент часу t . Якщо ж прогноз виконується на основі конкретної реалізації зміни параметра W_c , тоді ця величина є сталою для конкретного елемента, тоді як W_t^* залишається випадковою і змінюється в часі. Оскільки W_t^* змінюється, вона може приймати різні значення — у випадку, коли $W_t^* = 0$ зміна параметра набуває вигляду ламаних, нерівних кривих.

З урахуванням виразу (2.27), рівняння (2.18) набуває вигляду:

$$s(t) = W_c t^\alpha + W_t^*(W_c t^\alpha) = W_t^*(1 + W_t^*)t^\alpha, \quad (2.28)$$

Для експоненціального типу зміни параметра маємо:

$$s_1(t) = \alpha \exp(W_c t) - \Delta\varphi, \quad (2.29)$$

Після логарифмування отримаємо

$$\ln[s_1(t) + \Delta\varphi] = \ln \alpha + W_c t, \quad (2.30)$$

Цей логарифмічний вираз дає змогу описати випадкову швидкість зміни параметра. Параметр $\ln \alpha$ у свою чергу є показником зміни у період експлуатації. Щільність розподілу ресурсу елемента у випадку, коли випадкова величина підпорядковується нормальному закону, визначається відповідно до цього припущення.

$$\psi(t) = \frac{\ln(s_r/\alpha)}{\sigma_w t^2 \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(\ln(s_r/\alpha)/t - m_w)^2}{2\sigma_w^2} \right], \quad (2.31)$$

Запропонований підхід до оцінювання ресурсу газоперекачувальних агрегатів був перевірений на компресорній станції №21 «Богородчани» газопроводу «СОЮЗ», де функціонують сім агрегатів типу ГТК-10І. Апробація проводилась у межах комплексного експерименту з багатьма факторами, що здійснювався на об'єктах ТОВ «Оператор ГТС України» упродовж 2012–2022 років.

. Потужність, що вважається корисною, визначалась за споживанням енергії відцентровим нагнітачем, а підведена енергія – витратою палива та його енергоемністю. Обчислення ККД проводилися на різних етапах експлуатації агрегатів. Графічне подання результатів представлено на рисунку 2.3.

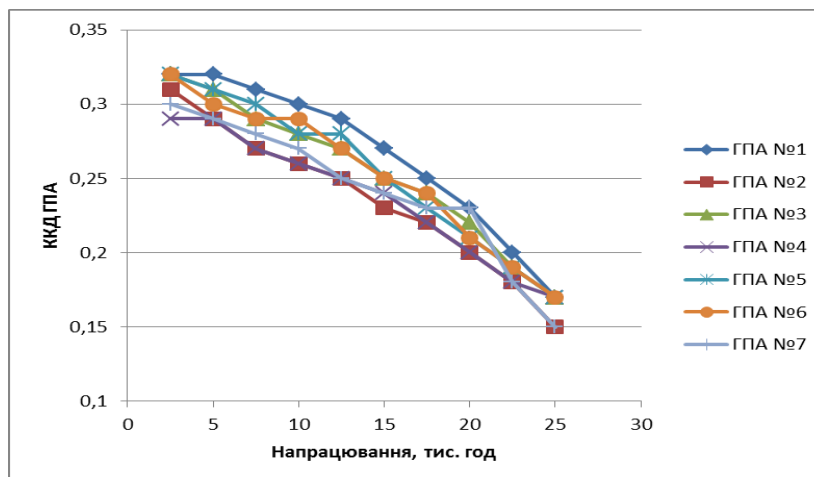


Рисунок 2.3 – Залежність ККД газоперекачувальних агрегатів від напруцювання

Як і передбачалося, залежність коефіцієнта корисної дії (ККД) від напруцювання ГПА має тенденцію до зниження. Однак для коректного застосування методу прогнозування ресурсу агрегату необхідна функціональна залежність з висхідним характером. Тому було запропоновано проаналізувати зміну втрат енергії в процесі експлуатації, використовуючи взаємозв'язок між втратами та ККД, що описується рівнянням:

$$\varepsilon = 1 - \eta, \quad (2.32)$$

На основі отриманих даних щодо зміни ККД у залежності від напруцювання були побудовані відповідні графіки, які відображають зміну втрат енергії. Статистична обробка цих графіків дозволила сформулювати усереднену криву енергетичних втрат у залежності від напруцювання. Для її побудови було застосовано метод найменших квадратів, що дало змогу отримати апроксимуючу функцію (див. рисунок 2.4).

З часом усереднена залежність визначеного параметра описується функцією вигляду:

$$S = s(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n, t), \quad (2.33)$$

де $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$ - коефіцієнти, які мають індивідуальні значення для кожного агрегату, а t — напрацювання.

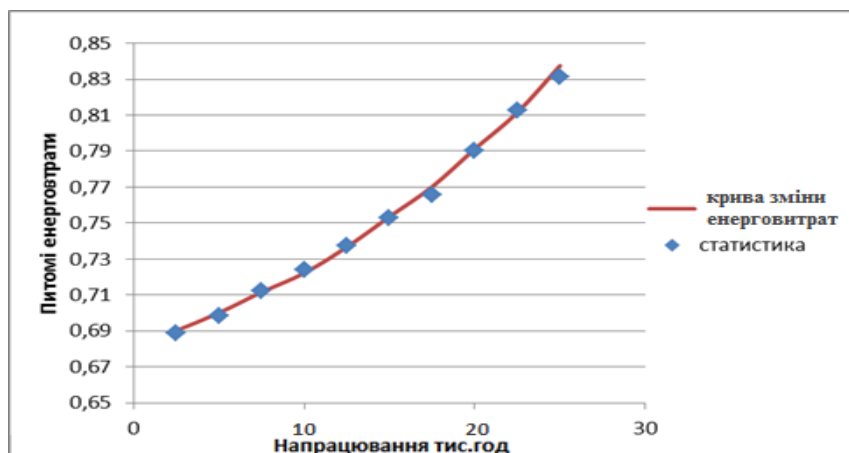


Рисунок 2.4 – Середньостатистична залежність енерговитрат від напрацювання

Критичне значення напрацювання доцільно встановлювати наступним чином. Для кожного агрегату визначається граничне значення кожного параметра – або згідно з даними виробника, або на основі експлуатаційного досвіду. Виходячи з заданого значення $s_{кр}$ для кожного агрегату визначається критичне значення напрацювання $T_{кр}$, тобто момент, коли необхідна заміна зношених елементів. Для m агрегатів утворюється набір значень $T_{кр1}, T_{кр2}, \dots, T_{крm}$.

Очевидно, що середнє критичне значення ресурсу, яке відповідає середньому значенню параметра $s_{кр\text{cp}}$ перебуває в межах: $T_{кр1} \leq T_{кр\text{cp}} \leq T_{крm}$.

Для конкретизації, приймемо, що критичне значення параметра позначається як $s_{кр\Gamma\text{ПА}}$ замість $s_{кр\text{cp}}$ і $T_{кр}$ замість $T_{кр\text{cp}}$. Припустимо, що з функції $s(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n, t)$ визначалася величина $T_{кр}$. Тоді

$$s(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n, t) = s_{кр\Gamma\text{ПА}}(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n, T_{кр}), \quad (2.34)$$

У зв'язку з цим виникає потреба оцінити точність обчислення $T_{кр}$. Практичні дані свідчать про наявність розбіжностей між теоретичним значенням $T_{кр}$ і його статистичними оцінками, що утворює так звану похибку розрахунку. Її можна визначити наступним чином. Нехай для m агрегатів із загальної кількості M , які були об'єктами дослідження, на момент часу τ було спрогнозовано залишковий ресурс

Δt , тобто $T_{KP} - \tau = \Delta t$. Для m працюючих агрегатів матимемо $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$, тобто $T_{KP_m} - \tau = \Delta t_m$. Тоді середня абсолютна похибка розрахунку критичного ресурсу визначається як:

$$\varepsilon(\tau, t) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m |\Delta t_i - \Delta t|, \quad (2.35)$$

Спираючись на статистичну залежність енергетичних втрат від тривалості напруження, отримане рівняння було апроксимоване степеневою функцією наступного виду:

$$\varepsilon = 0,6274 + 0,0017195t^{1,386}, \quad (2.36)$$

Інші розподіли ресурсу не продемонстрували кращої відповідності за критерієм мінімізації середньоквадратичного відхилення, яке визначалось за формулою:

$$\sigma_t = \sqrt{\left(\frac{K_b s_r}{m_w}\right)^{2/\alpha} \Gamma(1 - 2 \cdot ab) - T_{cp}^2}, \quad (2.37)$$

Це дало змогу, використовуючи рівняння (2.25) та припущення про Вейбуллів розподіл, розрахувати середній залишковий ресурс для агрегатів компресорного цеху КС №21, який становив 27,8 тис. годин. За розробленим методом були визначені залишкові ресурси для окремих газоперекачувальних агрегатів, результати яких подано у вигляді гістограми на рисунку 2.5.

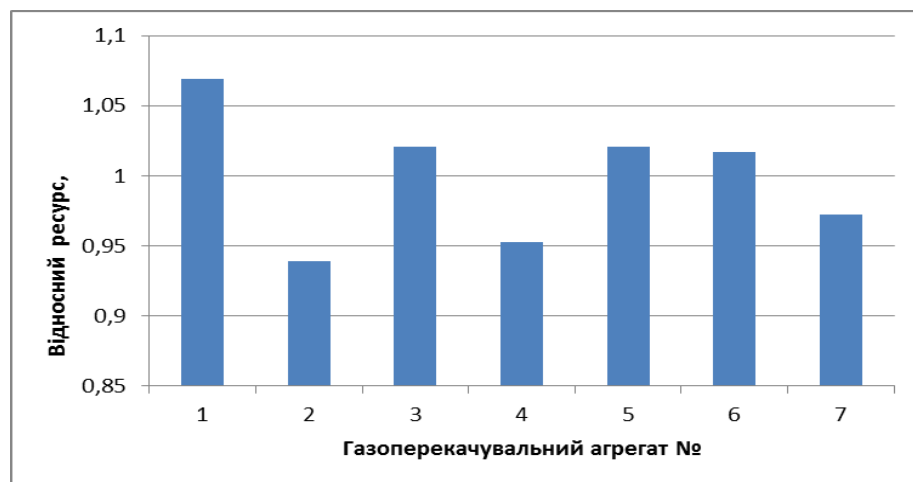


Рисунок 2.5 – Розподіл залишкового ресурсу між агрегатами

2.3 Аналіз статистики відмов і початкових показників надійності агрегатів

Відомо, що кожен тип подібних агрегатів характеризується складною технологічною будовою з багатьма елементами.. Водночас, як було вказано у першому розділі, з погляду експлуатації компресорних станцій і системи магістральних газопроводів, а також загальнонаціонального газопостачання, ГПА сприймаються як єдині, неподільні одиниці.

На підприємстві ДК «Укртрансгаз» та в його підрозділах експлуатується 30 різновидів газоперекачувальних агрегатів, які розрізняються за потужністю, типом двигуна і виробником. Близько 80% загальної встановленої потужності або 62% від загальної кількості складають ГПА з газотурбінним приводом.

Таблиця 2.2

Структура парку ГПА ТОВ «Оператор ГТС України» станом на 01.01.2009 р.

Назва КС	Тип ГПА	Кількість ГПА	Потужність приводу, МВт		Г/провід	Рік вводу в експлуатацію
			Загальна	Одного		
Богородчани-1	ГТК-10і	7	70	10	Союз	1978
Богородчани-2	ГТК-25і	3	75	25	УПУ	1983
Богородчани-3	СТД-4000-2	6	24	4	АЧБ	1987
Богородчани-4	ЕГПА-25РЧ	3	75	25	Прогрес	1989
Ужгород	ГТК-10-2	3	30	10	ДУД	1974
	ГТНР-10	3	30	10	ДУД	1974
	ГПА-Ц-6,3С/56-1,45	7	44,1	6,3	ДУД	2002
Хуст	ГТК-10і	7	70	10	Союз	1979
Воловець-1	ГТК-25і	3	75	25	УПУ	1984
Воловець-2	ГПУ-10-01	8	80	10	Прогрес	1991
Ананьїв	ГТН-16	4	64	16	АТІ	1987
Тарутине	ГПА-Ц1-16С/76-1,44	3	48	16	АТІ	2001
Березівка	СТД-4000-2	5	20	4	ШДКРІ	1980
Орлівка-1	ГПА-Ц-6,3/56М	3	18,9	6,3	ШДКРІ	1987
Орлівка-2	ГТН-6	6	37,8	6,3	АТІ	1994
Хотин	ГПА-Ц-6,3В/56	5	31,5	6,3	АЧБ	1987

Фактично, більшість обладнання компресорних станцій відзначається моральною та фізичною застарілістю. З цього приводу, одним із найзначущих завдань стає оновлення парку ГПА і підняття їх технічного рівня до вимог сучасності. Проте оновлення парку ГПА виявляється трудомістким завданням, оскільки нове обладнання для компресорних станцій повинно повністю відповідати техніко-економічним параметрам функціонування газотранспортної системи (ГТС). Реалізація такого проекту вимагає значних фінансових витрат. Таким чином, наразі виявляється більш обґрунтованим використанням методів відновлення основних засобів, таких як:

- виконання ремонтних та обслуговувальних робіт відповідно до рекомендацій виробника, а також проведення вимушених (аварійних) ремонтів;
- проведення модернізаційних заходів, що передбачають впровадження нових технологій, часткову заміну деталей і обладнання з метою підвищення надійності, зниження експлуатаційних витрат та продовження міжремонтного інтервалу;
- реалізація заходів щодо реконструкції, які включають повну заміну старого обладнання на новітні моделі.

Залежно від типу ремонту, його складності та тривалості, плануються витрати на роботи та залучення підрядних організацій. Технічне обслуговування ГПА здійснюється експлуатаційною службою підприємства або субпідрядниками з відповідними ліцензіями. Середні та капітальні ремонти проводяться спеціалізованими ремонтними організаціями. Водночас щорічні витрати на технічне обслуговування газотранспортних об'єктів зростають мінімум на 10%.

Агрегати виводяться на плановані технічні обслуговування та капітальні ремонти відповідно до затвердженого газотранспортним підприємством графіку. Цей графік узгоджено з ремонтним підприємством та затверджено управлінням, до якого входить відповідне підприємство.

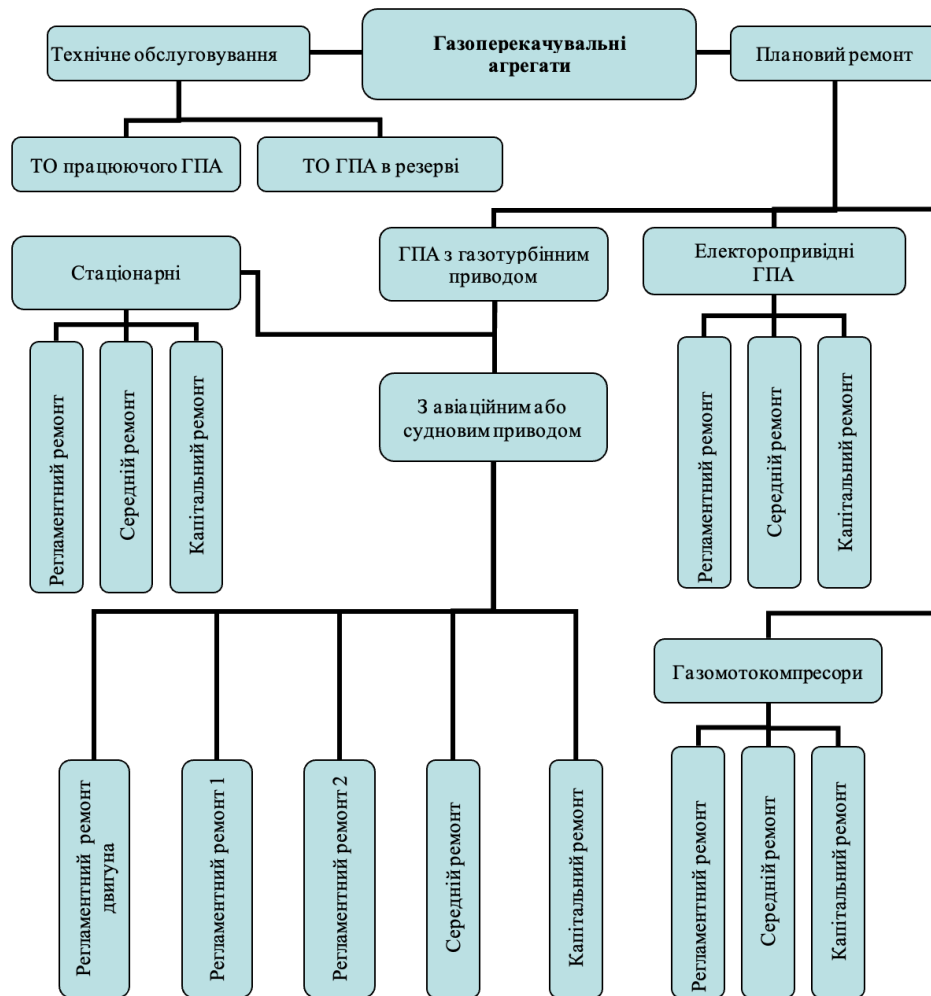


Рисунок 2.6 – Схема проведення ремонтів ГПА

При уточненні дати виведення агрегатів на ремонт враховують наступні аспекти:

- фактичний ресурс експлуатації та наробіток агрегату;
- наявність резервних агрегатів на компресорній станції;
- плани щодо обсягів транспортування природного газу;
- технічний стан агрегатів, який оцінюється за втратами приведеної потужності, вібраційним станом силових установок, виявленням витоків, температурою корпусів та окремих деталей;
- необхідність впровадження заходів з підвищення надійності..

Причини простою газоперекачувальних агрегатів під час планово-попереджувальних та капітальних ремонтів включають:

- проведення ремонтних робіт і налаштування обладнання;
- відсутність необхідних запасних частин і матеріалів;
- модернізацію обладнання та виконання робіт за рекомендаціями експлуатаційних служб;
- реалізацією повної програми робіт, пов'язаних із капітальним ремонтом;
- організаційні та дисциплінарні порушення (наприклад, відсутність необхідного обладнання, транспортних засобів або несвоєчасне прибуття ремонтної бригади).

Окрім цього, на практиці зустрічається вимушений простій, що виникає через аварійний ремонт. Час аварійного ремонту зумовлений тими ж причинами, що й для ППР, а також проблемами з електроживленням, КВП, автоматикою, маслопостачанням та станційними системами, а також порушенням норм технічної експлуатації.

Для аналізу статистичних даних та оцінки надійності газопостачальних об'єктів доцільно використовувати комплексні показники надійності. Основним з них є коефіцієнт готовності, який визначає ймовірність належного функціонування пропускної здатності (див. формулу (2.8)). Іншим показником може бути коефіцієнт оперативної готовності, який визначає ймовірність того, що газопостачальний об'єкт буде працездатним у будь-який момент часу. Цей коефіцієнт розраховується як відношення часу роботи до часу, проведеного в режимі резерву, до загального календарного часу. Також може використовуватися коефіцієнт технічного використання, який визначається як відношення середнього часу роботи до суми середніх значень робочого часу та часу простою. Зазначені показники є важливими при оцінці надійності, але в даному контексті вони не будуть використовуватися далі..

Для кожного випадку експлуатації ГПА характеристики надійності відрізняються, як вказано в таблицях 2.3 і 2.4 для компресорних станцій магістральних газопроводів "Союз" та "Уренгой-Помари-Ужгород"

Таблиця 2.3

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

№ агрегату	Показники надійності			
	Інтенсивність відмов	Інтенсивність виходу в ППР	Інтенсивність відновлення	Інтенсивність виходу з ППР
1	2	3	4	5
КС-21 "Союз"				
1	0,000239	0,000094	0,056750	0,000365
2	0,000240	0,000083	0,098039	0,000591
3	0,000253	0,000078	0,169492	0,000377
4	0,000217	0,000083	0,036982	0,000598
5	0,000208	0,000080	0,030266	0,000425
6	0,000209	0,000092	0,041580	0,000462
7	0,000184	0,000101	0,188679	0,000489
КС-22 "Союз"				
1	0,000308	0,00008130	0,144385	0,000389
2	0,000278	0,00008080	0,203125	0,000444
3	0,000338	0,00008364	0,186747	0,000293
4	0,000422	0,00007937	0,158140	0,000440
5	0,000453	0,00008964	0,281481	0,000371
<i>Продовження табл. 2.3</i>				
6	0,000252	0,00007644	0,123711	0,000485
7	0,000485	0,00008285	0,142857	0,000494
КС-39 "У-П-У"				
1	2	3	4	5
1	0,0004155	0,0000770	0,0084388	0,0002734
2	0,0004126	0,0000965	0,0398406	0,0003955
3	0,0004496	0,0000782	0,0209205	0,0003051
КС-40 "У-П-У"				
1	0,0004278	0,0000625	0,0410000	0,0001028
2	0,0005640	0,0000783	0,0268400	0,0001480
3	0,0004687	0,0000588	0,0485300	0,0002121

Цей час також може бути доданий до часу капітального ремонту. Правильний облік часу вимушеного простою призведе до більш точного визначення інтенсивності відновлення та збільшення коефіцієнта готовності ГПА, як показано в таблиці 2.3. в межах від $1,8 \cdot 10^{-3}$ до $5,6 \cdot 10^{-3} \frac{1}{\text{год}}$, а інтенсивність відновлення - в межах від 0,02 до $0,28 \frac{1}{\text{год}}$. Ці показники згідно із статистичними даними розподіляються між нагнітачами, електроприводом, контрольно-вимірювальними приладами і автоматикою.

Таблиця 2.4

Коефіцієнт готовності компресорної станції

Показники		«Союз»	«У-П-У»
Тип установлених агрегатів		ГТК-10і	ГТК-25і
Число установлених агрегатів		7	3
Відносний час перебування агрегату в стані	роботи $\frac{T_p}{T_K} 100\%$	50,35	52
	резерву $\frac{T_{рез}}{T_K} 100\%$	39,79	32,28
	ППР $\frac{T_{ППР}}{T_K} 100\%$	9,69	14,52
	простою $\frac{T_{пр}}{T_K} 100\%$	0,175	1,197
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 $T_{вп}$, год		17,3	52,18
Інтенсивність відмов елемента $\lambda = \frac{1}{T_p}$		0,0002	0,00044
Інтенсивність відновлення елемента $\mu = \frac{1}{T_{вп}}$		0,05778	0,019164
Коефіцієнт готовності компресорної станції K_g		0,9965	0,9775

Прогнозування та оптимізація параметрів машин можливі шляхом виконання наступної логічної послідовності: аналіз процесів зміни параметрів стану — вивчення відмов складових частин — проведення ремонту та технічного обслуговування машин — визначення вартісних характеристик ремонту і технічного обслуговування — надання прогнозованих показників. Важливо мати на увазі, що в цьому процесі пріоритетним є наявність функцій для маніпулювання параметрами технічного стану машин.

Для розрахунку показників надійності ГПА, які перебувають в технічному обслуговуванні та ремонті, використовуються дані, що включають технічні вимоги до операцій з ремонту та обслуговування, відхилення параметрів, які допускаються, та міжконтрольне напрацювання складових частин - деталей, з'єднань та механізмів.

Операції відновлення елементів здійснюються на основі різних критеріїв: після відмови, за напрацюванням або часом роботи, а також за станом. Операції, що проводяться за потребою, виконуються при досягненні або перевищенні встановленого граничного значення параметрів. Попереджувальні операції за

напрацюванням виконуються незалежно від змін параметрів елементів і включають регулярні контрольні та діагностичні процедури.

Прогнозування технічного стану машин включає всі види відновних операцій, такі як операції за потребою, попереджувальні операції за напрацюванням і за станом. Кожна операція має власне допустиме граничне відхилення параметрів, яке виражається через різні рівні допуску:

$$D \geq u_n; D = 0; 0 < D < u_n$$

Елементи можуть бути відновлені під час щоденного, періодичного, поточного обслуговування, а також капітального ремонту. В усіх випадках, крім капітального ремонту, переважають відновні операції, що не потребують великої трудомісткості. Для безрозбірного контролю стану елементів або діагностики машин застосовується система допустимих значень параметрів, що визначаються методами середньостатистичного прогнозування з урахуванням заданого міжконтрольного напрацювання.

Для визначення рівня надійності агрегатів ТОВ «Оператор ГТС України» був проведений аналіз балансу робочого часу ГПА (див. рис. 2.7), використовуючи формуляри агрегатів. Проведено аналіз роботи ГПА ТОВ «Оператор ГТС України» для кожної КС зокрема.

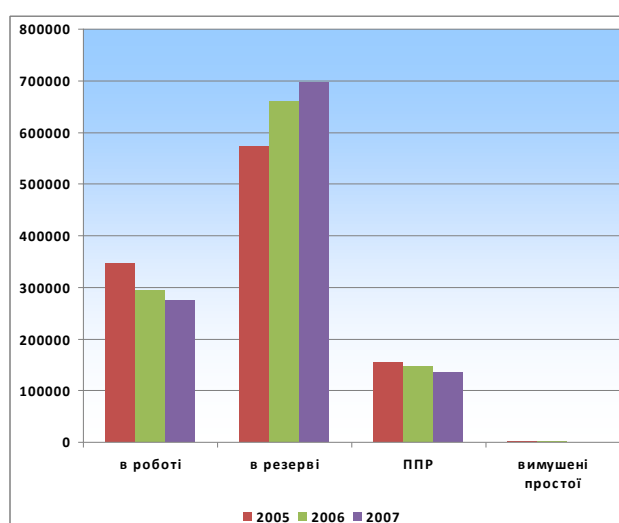


Рисунок 2.7 – Баланс часу роботи ГПА в загальному по ТОВ «Оператор ГТС України»

КС «Богородчани»-39 експлуатує 3 ГПА типу ГТН-25і, і динаміка часу їх роботи не має стабільної тенденції. Загальний час роботи по КС за 3 роки знижується від 63% до 53%. Таке зниження пов'язане із збільшенням часу простою ГПА у резерві до 20%. Час знаходження ГПА у планово-попереджувальних ремонтах складає 27% ÷ 33%. Найбільший час простою по КС спостерігається у 2005 році і складає 51 годину, але в наступні роки цей показник значно знижується.

КС «Богородчани»-39П обладнана 3 ГПА типу ЕГПА-25, і динаміка часу їх роботи є нестабільною. Загалом, за останні три роки практично не відзначається активна робота ГПА, і вони перебувають у резерві. Найвищий час роботи КС зафіксовано у 2007 році, його величина становить 2481 годину. Час простою у планово-попереджувальних ремонтах також є незначним і складає близько 3% у 2007 році. Під час експлуатації ГПА виявляється значна частка вимушених простоїв, особливо на ГПА №3.

КС «Богородчани»-АЧБ оснащена 6 ГПА типу СТД-4000, і динаміка часу їх роботи не має стабільної тенденції. У 2006 році більшість агрегатів перебувала у резерві, що значно вплинуло на час роботи КС, частка якого склала менше 1% у даному році. Загальний час роботи по усіх ГПА коливається від 1% до 14%, в той час як знаходження ГПА у резерві коливається від 65% до 97%. Час знаходження ГПА у ремонті складає від 2% до 21%. Вимушені простой відзначаються на даній КС, але їх частка є невеликою. Найбільший час простою відзначено у 2005 році і склав 47 діб. Протягом наступних років цей показник значно зменшується.

КС «Богородчани»-21 використовує 7 ГПА типу ГТК-10і, і використання ГПА за три роки зросло практично вдвічі порівняно із 2005 роком. Це пов'язано з введенням у роботу у 2006 році ГПА №4, 5, 6, 7. Час знаходження ГПА у резерві змінювався від 4% до 37%, а час простою у ремонті коливався в межах 14% ÷ 33%. Відзначаються вимушені простой на усіх агрегатах, за винятком №4 та №7, проте їх частка є незначною. Найбільший час простою за період 2005-2007 рр. відзначений у 2006 році і склав 384 години. У 2007 році цей показник становить 0.

Аналогічний аналіз проведено по агрегатах всіх КС, що знаходилися в підпорядкуванні ТОВ «Оператор ГТС України». Загалом можна зробити висновок,

що час роботи практично по всіх ГПА на обох компресорних станціях знижується. Це може бути обумовлено різними факторами, такими як зміни в режимах роботи газотранспортної системи, технічний стан обладнання, або проведення планових обслуговувань та ремонтів.

Для кращого уявлення, давайте візуалізуємо розподіл часу роботи ГПАУправління магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України» протягом 2005-2007 років графічно.

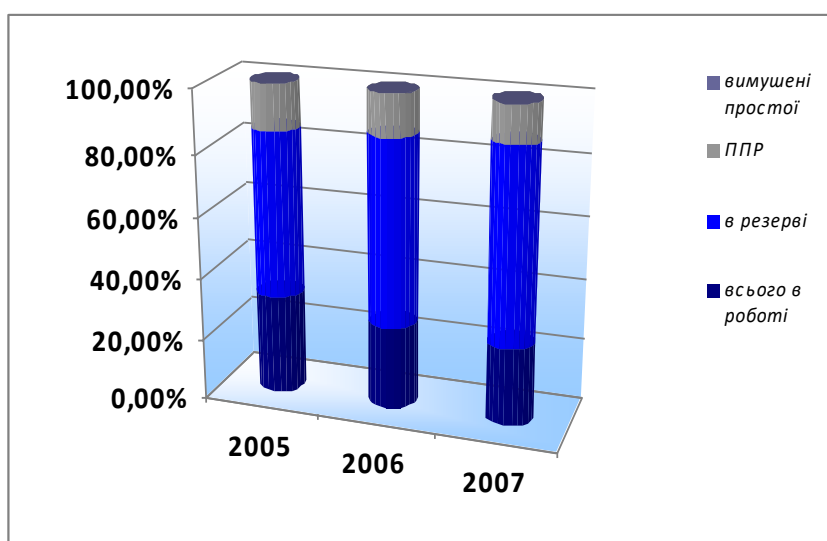


Рисунок 2.8 – Структура балансу часу роботи ГПА ТОВ «Оператор ГТС України»

Узагальнюючи для Управління магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України», можна зазначити, що робочий час ГПА скоротився з 346517 машино-годин у 2005 році до 274037 машино-годин у 2007 році, що пояснюється зменшенням обсягів транспортування газу протягом цього періоду. Запасне обладнання вводиться в експлуатацію під час довготривалих ремонтів для забезпечення безперервності транспортування газу, що призводить до збільшення часу, коли ГПА перебувають у резерві, з 53% до 63%. Такий режим пояснюється особливостями технологічного процесу та режимами роботи газотранспортної системи, регламентованими Оперативно-диспетчерським управлінням ДК "Укртрансгаз". Невирівняність у використанні ГПА на різних станціях пояснюється застосуванням агрегатів різних типів та потужностей. Щодо часу, коли ГПА знаходяться у ремонті, цей показник коливається в межах 12% ÷ 14%.

Застосовуючи методи екстраполяції для кількості аварійних зупинок, сформульовано наступні моделі лінійна функція

- $y = ax + b;$ (2.38)

- логарифмічна функція $y = a \ln(x) + b;$ (2.39)

- поліном m -го ступеня $y = a_1x + a_2x^2 + \dots + a_mx^m + b;$ (2.40)

- степенева функція $y = bx^a;$ (2.41)

- експоненціальна крива $y = be^{ax}$ (2.42)

Метод емпіричного вибору функції, що описує залежність кількості аварійних зупинок від напрацювання ГПА, був використаний для аналізу КС-21 газопроводу "Союз" та КС-39 газопроводу "Уренгой-Помари-Ужгород". В таблиці 2.5 та на рисунку 2.9 наведено приклад вирівнювання для одного з агрегатів (№2) типу ГТК-10і на КС «Богородчани»-21.

Для оцінки правильності побудови економетричної моделі використовують засоби кореляційного аналізу, який включає визначення коефіцієнтів кореляції та детермінації. Згідно з результатами аналізу, серед запропонованих моделей найбільш адекватною є лінійна функція. Коефіцієнт детермінації, використовуючи лінійну функцію, дозволяє оцінити ступінь відповідності моделі вхідним даним $r^2 = 0,9671$.

Розв'язавши систему рівнянь типу

$$\begin{cases} na + b \sum_{i=1}^n t_i = \sum_{i=1}^n y_i \\ a \sum_{i=1}^n t_i + b \sum_{i=1}^n t_i^2 = \sum_{i=1}^n t_i y_i, \end{cases} \quad (2.43)$$

де n – кількість позицій, знаходимо коефіцієнти $a = 0,0002$ і $b = 2,8471$. По розрахованих параметрах знаходимо рівняння прямої виду: $y = 0,0002x + 2,8471$.

Графічні зображення лінійних залежностей аварійних зупинок від напрацювання ГПА КС-21 та ГПУ КС-39 за весь період експлуатації подано на рис 2.10 та 2.11.

Значення коефіцієнтів a та b і рівняння моделі наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.5

Вирівнювання ряду кількості аварійних зупинок ГПА2 КС-21

<i>Наробіток, мотогодин</i>	<i>Кількість аварійних зупинок у</i>	<i>t</i>	<i>yt</i>	<i>t²</i>	<i>у по прямій</i>	<i> y – $\bar{y}$ </i>
105956	30	-105000,00	-3150000	11025000000,00	-18,159	48,159
98863	28	-98000,00	-2744000	9604000000,00	-16,759	44,759
97153	26	-91000,00	-2366000	8281000000,00	-15,359	41,359
92294	24	-84000,00	-2016000	7056000000,00	-13,959	37,959
80046	22	-77000,00	-1694000	5929000000,00	-12,559	34,559
79047	20	-70000,00	-1400000	4900000000,00	-11,159	31,159
77606	18	-63000,00	-1008000	3969000000,00	-9,759	27,759
65400	16	-56000,00	-896000	3136000000,00	-8,359	24,359
55978	14	-49000,00	-686000	2401000000,00	-6,959	20,959
45311	12	-42000,00	-504000	1764000000,00	-5,559	17,559
27132	10	-35000,00	-350000	1225000000,00	-4,159	14,159
14318	8	-28000,00	-224000	784000000,00	-2,759	10,759
6213	6	-21000,00	-126000	441000000,00	-1,359	7,359
940	4	-14000,00	-56000	196000000,00	0,041	3,959
273	2	-7000,00	-14000	49000000,00	1,441	0,559
241	1	7000,00	7000	49000000,00	4,241	-3,241
593	3	14000,00	42000	196000000,00	5,641	-2,641
1100	5	21000,00	105000	441000000,00	7,041	-2,041
13542	7	28000,00	196000	784000000,00	8,441	-1,441
25404	9	35000,00	315000	1225000000,00	9,841	-0,841
33243	11	42000,00	462000	1764000000,00	11,241	-0,241
46201	13	49000,00	637000	2401000000,00	12,641	0,359
64514	15	56000,00	840000	3136000000,00	14,041	0,959
72831	17	63000,00	1071000	3969000000,00	15,441	1,559
78528	19	70000,00	1330000	4900000000,00	16,841	2,159
79522	21	77000,00	1617000	5929000000,00	18,241	2,759
83404	23	84000,00	1932000	7056000000,00	19,641	3,359
97100	25	91000,00	2275000	8281000000,00	21,041	3,959
97461	27	98000,00	2646000	9604000000,00	22,441	4,559
105742	29	105000,00	3045000	11025000000,00	23,841	5,159
1645956	465	0,00	-714000	121520000000,00	85,23	379,77

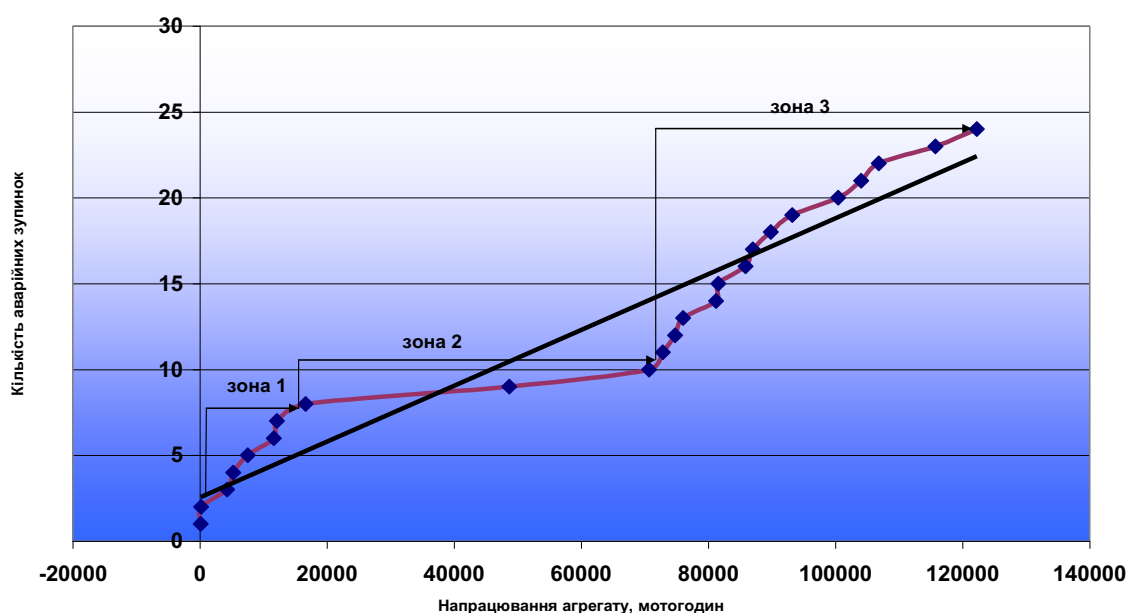


Рисунок 2.9 – Модель залежності кількості аварійних зупинок від напрацювання
ГПА2 КС-21

Таблиця 2.6

Моделі залежностей кількості аварійних зупинок від напрацювання ГПА на КС
ТОВ «Оператор ГТС України»

Агрегат	a	b	$y(t) = ax + b$
КС газопроводу «Союз»			
ГПА 1(ГТК -10i)	0,0002	2,8471	$Y=0,0002x+2,8471$
ГПА 2(ГТК -10i)	0,0002	2,554	$Y=0,0002x+2,554$
ГПА 3(ГТК -10i)	0,0002	4,0774	$Y=0,0002x+4,0774$
ГПА 4(ГТК -10i)	0,0001	3,5232	$Y=0,0001x+3,5232$
ГПА 5(ГТК -10i)	0,0001	5,5836	$Y=0,0001x+5,5836$
ГПА 6(ГТК -10i)	0,0001	3,5283	$Y=0,0001x+3,5283$
ГПА 7(ГТК -10i)	0,0001	4,4395	$Y=0,0001x+4,4395$
КС газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород»			
ГПА 1(ГТК -25i)	0,0004	1,7678	$Y=0,0004x+1,7678$
ГПА 2(ГТК -25i)	0,0004	5,7593	$Y=0,0004x+5,7593$
ГПА 3(ГТК -25i)	0,0005	-0,7473	$Y=0,0005x-0,7473$

Коефіцієнт a у вказаних моделях є тангенс кута нахилу прямої до осі абсцис (напрацювання ГПА). Визначення його величини дозволяє провести аналіз умов експлуатації ГПА: чим ближче значення a до 0, тим краще експлуатуються агрегати. Однак у реальних умовах експлуатації КС неможливо мати абсолютно нульовий коефіцієнт, оскільки можливі певні відхилення в роботі агрегатів, такі як режими, системи змащування, системи КВПіА, обслуговування і організація виробництва та праці. У випадку обговорюваних ГПА, які працюють на газопроводі "Союз" та "УПУ", встановлено, що агрегати на КС-21 мають кращі експлуатаційні характеристики порівняно з ГПА КС-39. Це обумовлено різницею у потужності: ГПА на КС-21 мають меншу одиничну потужність (10 МВт), що робить їх більш маневреними в складних технологічних режимах, ніж ГПА КС-39 ($N = 25$ МВт).

Коефіцієнт b визначає точку перетину прямої з віссю ординат (кількість аварійних зупинок) і вказує на наявність до експлуатаційних недоліків, таких як пусконаладжувальні роботи, заводські несправності і т.п. Цей показник не впливає на оптимізацію обслуговування під час експлуатації ГПА, проте, якщо його значення близьке до 0, це може свідчити про вищу експлуатаційну надійність ГПА.

Майже для всіх ГПА газопроводу «Союз» та «У-П-У» існує три зони фактичної частоти кількості аварійних зупинок. В 1-й зоні ($0 \div 20000$ мото-год.) та 3-й зоні ($80000 \div 120000$ мото-год.) щільність аварійних зупинок ГПА є дуже високою, що може пояснюватись:

У першій зоні ($0 \div 20000$ мото-годин) виявлені причини аварійних зупинок включають в себе впровадження нового обладнання, оптимізацію алгоритмів у системах запуску, контролю роботи, захисту, зупинок тощо, а також налаштування механічної частини, такої як підшипники, насоси, редуктори та інші аспекти, а також враховує вплив людського фактора.

У третій зоні ($80000 \div 120000$ мото-годин) виявлені причини аварійних зупинок включають в себе тривалий термін експлуатації, старіння обладнання, відсутність оригінальних запасних частин, а також відсутність елементної бази для систем автоматики та інших аспектів.

З графіків видно, що друга зона характеризується експлуатаційною стабільністю.

Далі ми розглянемо обґрунтування вибору законів розподілу ймовірності часу безвідмовної роботи і відновлення ГПА. У загальному випадку час роботи до відмови є випадковою величиною, і, отже, необхідно прийняти рішення щодо вибору розподілу ймовірностей.

Процес старіння, що відбувається під час експлуатації традиційного обладнання компресорних станцій, зручно виражати за допомогою функції інтенсивності відмов. До параметричних сімейств розподілу часу безвідмовної роботи, де інтенсивність відмов монотонно змінюється в часі (збільшується або зменшується), входять розподіл Вейбулла, гамма-розподіл, усічений нормальний розподіл. У теорії надійності для опису часу безвідмовної роботи обладнання часто застосовується розподіл Вейбулла-Гнеденко з параметрами λ, α [78]:

$$F(t) = \begin{cases} \alpha \lambda t^{\alpha-1} e^{-\lambda t^\alpha}, & t > 0 \\ 0, & t \leq 0 \end{cases} \quad (2.44)$$

Розподіл Вейбулла має як експоненціальний, так і релеєвський розподіли як часткові випадки. У зв'язку з цим, для спрощення моделей ми будемо використовувати експоненціальний закон розподілу.

Період припрацювання характеризується високою інтенсивністю відмов, викликаних відхиленням від вимог конструкторсько-технологічної документації, що розподіляються за законом розподілу Вейбулла й усуваються за рахунок введення технологічного припрацювання.

Період нормальної експлуатації характеризується мінімальною і постійною інтенсивностями відмов. Ці відмови вважаються раптовими, носять випадковий характер і розподіляються як правило за експоненціальним законом розподілу; інтенсивність відмов залишається приблизно однаковою.

Період старіння характеризується різким збільшенням інтенсивності відмов, що розподіляються за нормальним законом розподілу; інтенсивність відмов постійно зростає.

На основі фактичних даних про експлуатацію ГПА ГТК-10І на компресорній станції «Богородчани» газопроводу «Союз», приведених в [6], побудовано залежність імовірності відмов від напрацювання на основі (19), яка приведена на рисунку 2.10.



Рисунок 2.10 – Залежність імовірності відмов від напрацювання

Представлена методика для порівняння залишкові ресурси газоперекачувальних агрегатів ГТК-10І компресорної станції №21 газопроводу Союз, результати приведено на рисунку 2.11.



Рисунок 2.11 – Розподіл залишкового ресурсу між агрегатами

Слід зазначити, що запропонована методика розрахунку комплексного показника надійності (коефіцієнта готовності), яка ґрунтується на врахуванні загального часу вимушеного простою, включаючи і час простою через відсутність

запасних частин, не відповідає логічному визначенню цього показника. Час цих простоїв може становити до кількох сотень годин. У випадку усереднення цих показників, їх облік може спотворити дійсну картину, оскільки цей час важливо виключити зі статистики. Рекомендується враховувати цей час окремо при розрахунках показників надійності, зокрема в разі меншої кількості резервних ГПА. Цей час також може бути доданий до часу капітального ремонту[5].

Результати перевірки статистичних даних про час відновлення ГПА після виходу із строю свідчать про відповідність розподілу часу безвідмовної роботи експоненціальному закону. Якщо включити тривалі простої через відсутність запасних частин для проведення відновлення ГПА в аналіз, то можливо застосування логарифмічно-нормального закону розподілу, але важливо враховувати, що цей час є випадковим і не варто включати його в потоки відновлення, а також розглядати в контексті законів розподілів.

Висновки до розділу 2

1. Під час проведення аналітичних і статистичних досліджень було встановлено, що з 2000 по 2003 роки на КС «Богородчани» спостерігається поступове зниження надійності, що вказує на процес старіння обладнання. Починаючи з 2004 року, завдяки розробці та впровадженню різних заходів для покращення технічного стану, показники надійності почали коливатися, причому максимальні значення коефіцієнтів надійності та готовності ($K_n=0,99$, $K_r=0,97$) спостерігалися під час впровадження відновлювальних заходів. Далі ці показники стабілізувались і поступово знижувались. Таким чином, для підтримання належного рівня надійності необхідно впроваджувати оптимізацію обслуговування з урахуванням технічного стану обладнання.
2. За результатами аналітичних і статистичних досліджень було встановлено, що розподіл залишкового ресурсу газоперекачувальних агрегатів на компресорній станції найкраще описується законом розподілу Вейбулла. Це дозволяє застосувати методику оцінки середнього залишкового ресурсу як для станції в цілому, так і для

окремих агрегатів. Розрахунки показали, що через різні умови експлуатації відхилення залишкового ресурсу окремих агрегатів від середнього може становити 6,3-6,9%.

3. На основі фактичних даних експлуатації були розроблені статистичні моделі для розрахунку показників надійності, таких як параметри потоку відмов, час до відмови, ймовірність безвідмовної роботи газопроводів КЗУ-I та II. Використання цих моделей дозволяє прогнозувати параметри та вносити корективи в систему обслуговування газопроводів для підвищення експлуатаційної надійності.

4. На підставі проведеного аналізу обслуговування газоперекачувальних агрегатів ДК «Укртрансгаз» була визначена структура ремонтів, яка є характерною для даного підприємства. Також були визначені основні критерії для виведення агрегатів в ремонт. Встановлено, що ключовими показниками, які визначають необхідність проведення ремонту газоперекачувальних агрегатів з точки зору їх технічного стану, є частота та інтенсивність відмов.

5. Шляхом аналізу статистичних даних були визначені причини вимушених зупинок газоперекачувальних агрегатів у КС ТОВ «Оператор ГТС України».

6. На основі проведених розрахунків для усіх газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій магістральних газопроводів "Союз" та "Уренгой-Помари-Ужгород" щодо показників експлуатаційної надійності визначено, що високе значення коефіцієнта надійності досягається за рахунок значного резервування.

7. Для визначення рівня надійності агрегатів ТОВ «Оператор ГТС України» та прогнозування показників їх технічного стану був проведений аналіз балансу робочого часу ГПА. Також було виконано математичне моделювання залежностей кількості аварійних зупинок ГПА від напрацювання агрегатів. Виявлено, що ці залежності адекватно описуються лінійними функціями.

РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ВЗАЄМОДІЇ ВЛАСТИВОСТЕЙ РЕМОНТНОГО ЦИКЛУ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ ТА ЇХ ВПЛИВ НА ПОКАЗНИКИ НАДІЙНОСТІ.

3.1 Аналіз організації системи ремонтно-відновлювальних робіт ГПА

Основною метою реконструкції ГТС України є:

- підтримання в працездатному стані і на високому технічному рівні всіх складових системи (газопроводи, КС, ПСГ, ГРС);
- підвищення ефективності КС за рахунок впровадження газотурбінних двигунів нового покоління;
- зменшення втрат газу при його транспортуванні;
- збільшення точності обліку витрати газу;
- впровадження енерго- і ресурсозберігаючих технологій і обладнання [24].

Реконструкція КС вимагає великого обсягу підготовчих робіт, що повинні базуватись на системному підході до оптимізації роботи конкретного газопроводу та всієї газотранспортної системи (ГТС). Основні принципи комплексного підходу до реконструкції КС включають[38]:

- досягнення різних цілей одночасно – забезпечення високої надійності, ефективності транспортування газу та екологічної безпеки, що потребує підтримки з боку держави;
- охоплення не лише основних технологічних об'єктів газопроводу, а й допоміжних систем, таких як енергетичне та теплове забезпечення, автоматизація і телемеханіка, електрохімічний захист, технологічний зв'язок тощо.

При плануванні ремонтів, модернізації та реконструкції газотранспортних об'єктів, важливо уникати зайвих обсягів робіт. Основна увага повинна бути спрямована на величину напрацювання ГПА. Однак слід зауважити, що цей ресурс не є остаточним обмеженням, оскільки його можна продовжити на основі

результатів обстежень та діагностики технічного стану ГПА. Враховуючи напруження, важливо також забезпечити плановий обсяг транспортування природного газу, забезпечити безпеку експлуатації технологічних установок і враховувати моральне зношування обладнання.

Покращення якості продукції ремонтних підприємств можна досягти шляхом оптимізації технологічних процесів, підвищення кваліфікації працівників та впровадження сучасних методів контролю якості. Для покращення ремонту важливо також:

- використовувати матеріали, які забезпечують міцність і стійкість до зносу деталей, особливо тих, що піддаються значним динамічним навантаженням, температурним та знакозмінним деформаціям;
- впроваджувати в ремонтне виробництво контрольні вимірювальні прилади, інструменти і пристрої, що гарантують точність обробки та складання важливих деталей і вузлів;
- застосовувати нові методи поверхневого зміцнення металів у процесі ремонту;
- уточнювати в технічних умовах на капітальний ремонт максимально допустиме зношування деталей;
- вдосконалювати технологічні принципи експлуатаційних ремонтів агрегатів шляхом вибору оптимальної стратегії профілактичних ремонтів.

Покращення надійності агрегатів можна досягти через удосконалення їх ремонтпридатності. Конструкція кожного агрегату повинна бути сприятливою для швидкого та якісного ремонту. Важливо, щоб конструкція та технологія виготовлення ГПА були тісно пов'язані з процесом їх ремонту протягом експлуатації. Значну роль відіграє забезпечення зручного доступу до замінюваних вузлів, а також спрощення процесу демонтажу, встановлення та кріплення агрегатів і вузлів.

Для підвищення надійності ГПА важливим є також якість їх виготовлення. Надійність окремих елементів ГПА значно залежить від:

- ступеню чистоти матеріалів, що використовуються;
- технологічних процесів;
- методів зміцнення, які ефективно застосовуються при виготовленні та ремонті багатьох деталей ГПА, що дозволяє підвищити їх стійкість у 5-10 разів.

Для підвищення зносостійкості та надійності поверхонь застосовують різні технології, серед яких: хромування, металізація, нанесення твердосплавних покриттів на ділянки, що швидко зношуються, а також плазмове напилення і наплавлення надтвердими речовинами — такими як бориди та карбіди. Крім того, важливим є нанесення тонких захисних шарів з карбіду титану, вольфраму й подібних елементів для підвищення експлуатаційної стійкості.

На надійність продукції також впливають такі чинники:

- професійна підготовка персоналу, який здійснює відповідальні операції;
- ретельна перевірка якості сировини та комплектуючих, що надходять з інших підприємств;
- дотримання високих стандартів чистоти у виробничих приміщеннях, особливо під час виготовлення точного обладнання та електронних приладів;
- встановлений термін гарантійного обслуговування, протягом якого виробник забезпечує відповідність продукції заявленим характеристикам за умови правильного використання, зберігання й транспортування.

Функціональна надійність ГПА значною мірою визначається умовами їх експлуатації. Зокрема, важливим є уникнення роботи в режимах помпажу, обмеження кількості запусків і зупинок, врахування динамічної взаємодії компонентів і зовнішніх факторів. Своєчасне технічне обслуговування також відіграє ключову роль.

У процесі експлуатації газопроводів, компресорних станцій та їхніх систем особливу увагу слід приділяти забезпеченню готовності обладнання до роботи. Це можливо лише за умови належної організації ремонтно-відновлювальних заходів (РВР). Важливою складовою таких заходів є система ППР обладнання магістральних газопроводів та компресорних станцій [96].

Суть ППР полягає у виконанні певного виду планового ремонту після досягнення агрегатом заданого робочого ресурсу, з урахуванням фактичного технічного стану. Це може бути як технічний огляд, так і поточний, середній або капітальний ремонт — залежно від ситуації та технічних потреб.

Основні функції ППР включають:

- формування структури ремонтних циклів згідно з умовами експлуатації;
- визначення тривалості періодів між ремонтами;
- обсяг та зміст профілактичних і ремонтних заходів;
- час простою обладнання під час ремонту;
- графік проведення капітального ремонту;
- потребу в матеріалах та запасних частинах;
- оформлення технічної документації.

До організаційно-технічних складових ППР входить постійне вдосконалення технологій ремонту, впровадження новітніх засобів механізації, вивчення причин відмов компонентів, а також заходи для підвищення надійності та ресурсу обладнання. У рамках системи передбачається аналіз трудомісткості ремонтів, а також належна організація запасів необхідних деталей. Після встановленого напрацювання в годинах обладнання, незалежно від поточного технічного стану, підлягає плановим оглядам та ремонтам, частота яких визначається його призначенням, конструктивними особливостями та умовами експлуатації.

Система включає кілька етапів: міжремонтне технічне обслуговування, регулярні планові огляди для виявлення потенційних дефектів, а також власне ремонтні роботи, спрямовані на усунення неполадок і відновлення працездатності обладнання. Ремонтні заходи поділяються на поточні, середні та капітальні.

Поточний ремонт — це найменший за обсягом тип планового ремонту, метою якого є профілактика пошкоджень і продовження ресурсу окремих елементів обладнання. Виконується силами експлуатаційного персоналу або відповідними ремонтними службами підприємства за планом-графіком. Сюди належать як профілактичні, так і термінові дрібні ремонтні роботи.

Середній ремонт призначений для складніших агрегатів, здійснюється зазвичай два або більше разів на рік — наприклад, через 8000, 12000 або 16000 годин залежно від типу ГПА.

Капітальний ремонт — найбільш масштабний вид ремонту, що проводиться через 16000–30000 годин роботи обладнання, знову ж таки залежно від типу ГПА.

Планування ремонтних заходів повинно ґрунтуватися на чинних нормативних документах щодо ППР. Для цього складається графік, визначається структура ремонтного циклу. Подальший аналіз у роботі базуватиметься на статистичних даних щодо проведення ППР на об'єктах ТОВ «Оператор ГТС України».

Крім планових робіт, також проводяться аварійні ремонти, необхідні у випадках екстрених відмов, що спричиняють зупинку агрегатів через пошкодження. Такі ремонти мають випадковий характер, тому для їх опису використовують теорію випадкових потоків відмов і відновлення. Досвід експлуатації показує, що ГПА, які пройшли якісний ремонт відповідно до всіх технічних вимог, за своєю надійністю не поступаються новим агрегатам. Усі ремонтні підприємства повинні гарантувати такий рівень якості, використовуючи наявну технічну базу для промислової організації процесів.

Під час капітального ремонту нерідко також впроваджуються заходи з покращення надійності та довговічності обладнання.

Збільшення міжремонтних інтервалів для капітально відремонтованих агрегатів до рівня, наближеного до ресурсу нового обладнання, має істотне економічне значення. Якщо термін служби після ремонту короткий, це призводить до частіших зупинок, зростання витрат на запасні частини і збільшення загальних витрат на обслуговування.

Основною метою капітального ремонту є повне відновлення характеристик обладнання до рівня нових агрегатів. Це включає точність, потужність, продуктивність, надійність, тривалість служби та інші технічні параметри.

3.2. Дослідження структури ремонтного циклу ГПА в умовах КС ТОВ

«Оператор ГТС України»

ТОВ «Оператор ГТС України» експлуатує 127 ГПА із загальною потужністю 1121,9 МВт. Структура ГПА наведена в табл.3.1.

Таблиця 3.1

Структура парку ГПА за типом приводу

	<i>Кількість</i>	<i>Потужність, МВт</i>
ГПА із газотурбінним приводом	88	964,3
Стаціонарні		
Електропривідні ГПА	14	119
Поршневі ГПА (ГМК)	25	38,6

З таблиці видно, що переважну частину у структурі ГПА, як за кількістю, так і за потужністю, складають ГПА з газотурбінним приводом.

Частоту виконання технічного обслуговування та ремонтних робіт для імпортованих газоперекачувальних агрегатів наведено у таблиці 3.2. При цьому, термін служби ключових вузлів і компонентів має відповідати показникам, поданим у таблиці 3.3.

Таблиця 3.2

Інтервали технічного обслуговування та ремонту агрегатів типу

ГТК-10і та ГТК-25і

<i>Вид обслуговування чи ремонту</i>	<i>Напрацювання, годин</i>	<i>Місце проведення</i>	<i>Середня тривалість про-стою, робочі дні</i>
ТО-1	660	КС	1
ТО-2	2000	КС	1
ТО-3	4000	КС	3
СР	8000 16000	КС, СРП	18
КР	30000	КС, СРП	30

Безперебійна та результативна експлуатація газоперекачувальних агрегатів великою мірою залежить від дотримання регламентів планово-попереджувального обслуговування.

Обсяг ремонтних робіт залежить від таких чинників:

- умов експлуатації техніки;
- особливостей конструкції та ремонту окремих елементів обладнання;
- якості виконаного ремонту та технічного обслуговування між ремонтами;
- загального обсягу напрацювання;
- кількості запусків і зупинок агрегату;
- стану чистоти та температури повітря, яке надходить до компресора

високого тиску.

Таблиця 3.3

Тривалість служби ключових компонентів ГТК-10і та ГТК-25і залежно від кількості запусків на 1000 годин роботи

<i>Вузол або деталь</i>	<i>Ресурс при числі пусків на 1000 годин напрацювання, годин</i>		
	<i>1</i>	<i>10</i>	<i>100</i>
Жарова труба	48000	24000	12000
Перехідний патрубок камери згорання	48000	24000	12000
Соплова лопатка ТВТ	30000	24000	16000
Робоча лопатка ТВТ	60000	48000	32000
Соплова лопатка ТНТ	60000	48000	32000
Робоча лопатка ТНТ	60000	48000	32000
Направляюча лопатка ОК	50000	50000	50000
Робоча лопатка ОК	60000	50000	40000
Робоче колесо нагнітача	30000	26000	20000
Підшипники та ущільнення нагнітача	30000	26000	20000

Міжремонтний період — це час безперервної експлуатації обладнання між черговими плановими ремонтами.

Ремонтний цикл — це часовий проміжок між двома капітальними ремонтами. Його тривалість, як і тривалість міжремонтних періодів, визначається умовами використання обладнання та особливостями конструкції агрегату.

До основних типів ремонтів відносяться: технічне обслуговування (ТО), середній або поточний ремонт (СР/ПР), капітальний ремонт (КР), а також позаплановий або аварійний ремонт (ВР/АР).

Середній або поточний ремонт здійснюється в залежності від технічного стану ГТУ. Оцінка технічного стану проводиться на основі дефектної відомості та робочих параметрів ГТУ.

За час експлуатації ГПА КС-21 на агрегатах відбулися ремонти, періодичність яких наведено в таблицях 3.4 - 3.10.

Таблиця 3.4

Дані про ремонти ГПА №1 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	14980
Капітальний ремонт	18798
Середній ремонт	23063
Капітальний ремонт	33007
Середній ремонт	42109
Середній ремонт	50882
Середній ремонт	62086
Середній ремонт	74576
Середній ремонт	78528
Капітальний ремонт	94863
Капітальний ремонт	111227

Таблиця 3.5

Дані про ремонти ГПА №2 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	17229
Середній ремонт	26062
Капітальний ремонт	34699
Середній ремонт	42719
Середній ремонт	51244
Середній ремонт	63311
Середній ремонт	80689
Гарантійний ремонт	81168
Капітальний ремонт	96834
Гарантійний ремонт	100860
Середній ремонт	104632
Капітальний ремонт	113510

Таблиця 3.6

Дані про ремонти ГПА №3 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	13702
Середній ремонт	21884
Капітальний ремонт	32975
Середній ремонт	42105
Середній ремонт	50720
Капітальний ремонт	61313
Середній ремонт	79979
Середній ремонт	96242
Капітальний ремонт	112744
Капітальний ремонт	129062

Таблиця 3.7

Дані про ремонти ГПА №4 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	13176
Середній ремонт	17774
Середній ремонт	20595
Капітальний ремонт	28561
Середній ремонт	37072
Середній ремонт	47360
Середній ремонт	58785
Середній ремонт	72256
Капітальний ремонт	88575
Гарантійний ремонт	89704
Аварійний ремонт	100579
Капітальний ремонт	104603
Капітальний ремонт	121181

Таблиця 3.8

Дані про ремонти ГПА №5 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	16261
Середній ремонт	22439
Капітальний ремонт	31081
Середній ремонт	38829
Середній ремонт	49645
Середній ремонт	62941
Аварійний ремонт	70925
Капітальний ремонт	81929
Середній ремонт	98069

Таблиця 3.9

Дані про ремонти ГПА №6 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	16586
Середній ремонт	25358
Капітальний ремонт	32969
Середній ремонт	40699
Середній ремонт	53794
Середній ремонт	65351
Капітальний ремонт	78490
Середній ремонт	96791
Гарантійний ремонт	98013
Середній ремонт	112453
Капітальний ремонт	113365
Середній ремонт	115417
Середній ремонт	129455

Таблиця 3.10

Дані про ремонти ГПА №7 на КС-21 «Богородчани-1»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	15651
Середній ремонт	23144
Капітальний ремонт	32478
Середній ремонт	40504
Середній ремонт	49666
Капітальний ремонт	59410
Середній ремонт	61497
Середній ремонт	71821
Середній ремонт	88617
Середній ремонт	95515
Середній ремонт	100696
Капітальний ремонт	104979
Капітальний ремонт	121532

Для ГПА типу ГТК-25і, що встановленні на КС-39 «Богородчани-2», структура ППР показана в таблиці 3.11-3.13.

Таблиця 3.11

Дані про ремонти ГПА №1 на КС-39 «Богородчани-2»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	8385
Середній ремонт	17265
Капітальний ремонт	25628
Аварійний ремонт	28716
Середній ремонт	46260
Капітальний ремонт	64393
Середній ремонт	80882
Капітальний ремонт	99264

Таблиця 3.12

Дані про ремонти ГПА №2 на КС-39 «Богородчани-2»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	3909
Середній ремонт	8385
Капітальний ремонт	15746
Середній ремонт	20761
Капітальний ремонт	33460
Капітальний ремонт	43900
Середній ремонт	54810
Капітальний ремонт	71133
Середній ремонт	89509
Гарантійний ремонт	90356
Капітальний ремонт	107486

Таблиця 3.13

Дані про ремонти ГПА №3 на КС-39 «Богородчани-2»

<i>Вид ремонту</i>	<i>Напрацювання до ремонту, год</i>
Середній ремонт	9115
Середній ремонт	12868
Капітальний ремонт	15334
Аварійний ремонт	19539
Капітальний ремонт	39624
Середній ремонт	61445
Середній ремонт	79646
Капітальний ремонт	97602
Середній ремонт	111478

Під час проведення тривалого виробничого експерименту ми вивчили структуру ремонтного циклу всіх ГПА, які знаходяться в експлуатації управління газотранспортної системи ТОВ «Оператор ГТС України» Відповідно до джерела [18], ремонтний цикл газоперекачувального агрегату зазвичай передбачає

послідовність середнього ремонту, ще одного середнього ремонту та капітального ремонту (СР-СР-КР). Іноді використовується інша схема — СР-КР. У будь-якому з варіантів тривалість циклу має становити 30 000 мотогодин. Однак у реальних умовах для більшості газоперекачувальних агрегатів фактична структура ремонту часто відрізняється від нормативної через виникнення позапланових ситуацій, які потребують додаткового втручання[87].

За час експлуатації ГПА КС-21 на агрегатах відбулися ремонти, періодичність яких наведено в табл.3.14

Таблиця 3.14

Вихідні дані для побудови ремонтного циклу ГПА КС-21 газопроводу «Союз»

Вид ремонту	Напрацювання до ремонту	Дата		Примітка
		поступлення в ремонт	виходу з ремонту	
ГПА 1 КС-21				
Середній ремонт	14980	05.04.1983	30.11.1983	
Капітальний ремонт	18798	08.04.1985	14.10.1985	
Середній ремонт	23063	27.11.1986	05.02.1987	
Капітальний ремонт	33007	13.09.1988	26.11.1988	
Середній ремонт	42109	05.11.2009	10.12.1990	
Середній ремонт	50882	13.01.1993	20.03.1993	
Середній ремонт	62086	13.06.1995	20.11.1995	
Середній ремонт нагнітача	74576	02.11.1998	13.11.1998	
Середній ремонт	78528	09.03.2000	12.06.2000	
Капітальний ремонт	94863	04.11.2003	05.04.2008	Продовжений моторесурс до 150000
Капітальний ремонт	111227	18.01.2007	18.07.2007	Продовжений моторесурс до 200000
ГПА 2 КС-21				
Середній ремонт	17229	29.02.1984	31.05.1984	
Середній ремонт	26062	01.09.1986	26.11.1986	
Капітальний ремонт	34699	21.11.1988	31.12.1988	
Середній ремонт	42719	07.05.1990	12.06.1990	
Середній ремонт	51244	10.07.1992	12.09.1992	
Середній ремонт	63311	20.03.1995	05.06.1995	
Гарантійний ремонт	81168	26.08.1999	27.08.1999	збільшений розхід масла

Продовження таблиці 3.14

Вид ремонту	Напрацювання до ремонту	Дата		Примітка
		поступлення в ремонт	виходу з ремонту	
Гарантійний ремонт	100860	18.06.2003	27.06.2003	
Поточний ремонт	104632	06.04.2004	08.04.2004	збільшений осьовий розбіг ротора нагнітача
Капітальний ремонт	113510	03.10.2005	03.03.2006	Продовжений моторесурс
ГПА 3 КС-21				
Середній ремонт	13702	03.03.1982	12.08.1982	
Середній ремонт	21884	04.06.1984	01.09.1984	
Капітальний ремонт	32975	06.08.1987	18.10.1987	
Середній ремонт	42105	20.03.1989	20.06.1989	
Середній ремонт	50720	23.09.1991	15.12.1991	
Капітальний ремонт	61313	09.03.1994	23.05.1994	
Середній ремонт	79979	22.07.1996	10.10.1996	
Середній ремонт	96242	16.11.1999	06.03.2000	
Капітальний ремонт	112744	12.06.2003	31.10.2003	
Поточний ремонт (висока температура на зливні масла нагнітача)				
Гарантійний ремонт	81168	26.08.1999	27.08.1999	збільшений розхід масла
Капітальний ремонт	96834	23.07.2002	14.12.2002	
Гарантійний ремонт	100860	18.06.2003	27.06.2003	
Поточний ремонт	104632	06.04.2004	08.04.2004	збільшений осьовий розбіг ротора нагнітача
Капітальний ремонт	113510	03.10.2005	03.03.2006	Продовжений моторесурс
ГПА 3 КС-21				
Середній ремонт	13702	03.03.1982	12.08.1982	
Середній ремонт	21884	04.06.1984	01.09.1984	
Капітальний ремонт	32975	06.08.1987	18.10.1987	
Середній ремонт	42105	20.03.1989	20.06.1989	
Середній ремонт	50720	23.09.1991	15.12.1991	
Капітальний ремонт	61313	09.03.1994	23.05.1994	
Середній ремонт	79979	22.07.1996	10.10.1996	
Середній ремонт	96242	16.11.1999	06.03.2000	
Капітальний ремонт	112744	12.06.2003	31.10.2003	

Продовження таблиці 3.14

Вид ремонту	Напрацювання до ремонту	Дата		Примітка
		поступлення в ремонт	виходу з ремонту	
ГПА 4 КС-21				
Середній ремонт	13176	21.12.1982	30.03.1983	
Середній ремонт нагнітача	17774	19.04.1984	31.05.1984	
Середній ремонт	20595	04.03.1985	30.04.1985	
Капітальний ремонт	28561	14.05.1987	30.06.1987	
Середній ремонт	37072	12.06.1989	20.08.1989	
Середній ремонт	47360	02.07.1991	15.08.1991	
Середній ремонт	58785	28.10.1993	29.12.1993	
Середній ремонт	72256	27.11.1995	19.02.1996	
Капітальний ремонт	88575	24.06.1998	13.10.1998	
Гарантійний ремонт	89704	12.01.1999	02.02.1999	
Аварійний ремонт нагнітача	100579	25.10.2000	30.10.2000	
Капітальний ремонт	104603	12.03.2002	09.07.2002	
Капітальний ремонт	121181	24.03.2005	02.09.2005	Продовжений моторесурс до 200000
ГПА 5 КС-21				
Середній ремонт	16261	22.11.1983	28.02.1984	
Середній ремонт	22439	15.10.1985	29.12.1985	
Капітальний ремонт	31081	20.01.1988	26.02.1988	
Середній ремонт	38829	29.08.1989	15.12.1989	
Середній ремонт	49645	16.01.1992	18.01.1992	
Середній ремонт	62941	01.06.1994	15.08.1994	
Аварійний ремонт	70925	20.03.1996	23.04.1996	перекос температур
Капітальний ремонт	81929	17.03.1998	08.06.1998	
Середній ремонт	98069	23.05.2001	11.03.2002	
Капітальний ремонт	114646	25.10.2004	05.03.2005	Продовжений моторесурс
Середній ремонт	130427	17.04.2008		
ГПА 6 КС-21				
Середній ремонт	16586	01.08.1983	30.09.1983	
Середній ремонт	25358	06.01.1986	20.03.1986	
Капітальний ремонт	32969	10.05.1988	07.09.1988	
Середній ремонт	40699	08.08.1990	18.10.1990	
Середній ремонт	53794	01.11.1992	30.12.1992	
Середній ремонт	65351	20.08.1994	25.10.1994	

Продовження таблиці 3.14

Вид ремонту	Напрацюван ня до ремонту	Дата		Примітка
		поступлення в ремонт	виходу з ремонту	
Капітальний ремонт	78490	23.01.1997	04.06.1997	
Середній ремонт	96791	03.04.2000	10.10.2000	
Гарантійний ремонт	98013	06.02.2001	02.03.2001	(підвищення температура масла на зливні підшипника №2)
Поточний ремонт	112453	28.11.2003	05.12.2003	по заміні допом. насосу змазуючого масла
Капітальний ремонт	113365	14.04.2004	02.08.2004	Продовжений моторесурс
Ремонт по усуненню вібрації	115417	30.12.2004	31.12.2004	
Середній ремонт	129455	18.07.2007	16.04.2008	
ГПА 7 КС-21				
Середній ремонт	15651	02.09.1982	14.12.1982	
Середній ремонт	23144	15.10.1984	24.12.1984	
Капітальний ремонт	32478	04.03.1987	30.06.1987	
Середній ремонт	40504	11.01.1989	18.03.1989	
Середній ремонт	49666	24.04.1991	28.06.1991	
Капітальний ремонт	59410	10.06.1993	10.09.1993	
Середній ремонт	61497	12.01.1994	15.03.1994	
Ремонт нагнітача	100696	25.12.2001	26.12.2001	
Капітальний ремонт	104979	27.12.2002	06.06.2003	
Капітальний ремонт	121532	03.03.2006	25.09.2006	Продовжений моторесурс

Як бачимо з табл.3.14, середні ремонти проводяться для ГПА типу ГТК-10і та ГТК-25і через 8000 та 16000 мотогодин, а капітальний ремонт – через 30000 год. роботи агрегату. Використовуючи інструкції про експлуатацію заводу-виробника та ремонтні формуляри ГПА КС газопроводу «Союз», «Прогрес», «Уренгой-Помари-Ужгород» нами зібрано базу даних та 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 періодами проведення середніх і капітальних ремонтів.

Розглянемо, як приклад, ГПА КС-21, який входить у склад магістрального газопроводу "Союз". Загальна динаміка виглядає наступним чином. Під час періоду налаштування ГПА та його введення в оптимальний режим роботи (40000 мотогодин) відзначається практично повною відповідністю обох графічних кривих для більшості ГПА, за винятком ГПА №1 та ГПА №3. Навіть для цих агрегатів фактичний час роботи перевищував нормативний, що свідчить про їхнє задовільне функціонування протягом усього планового періоду. Проте, в цей період (5-6 років з моменту введення в експлуатацію) частота аварійних зупинок агрегатів є досить значною. Для ГПА №№ 1, 2, 3, 4, 6 вона знаходиться в межах 2÷4 аварії/рік. Стосовно ГПА №5 та №7, за перший рік роботи вони стикалися з 7 аварійними зупинками. Високе значення коефіцієнта частоти аварійних зупинок пояснюється налагодженням приладів контролю та автоматики, перебоями у живленні (внаслідок частих гроз) та іншими факторами.

У межах напрацювання від 50 000 до 900 000 мотогодин для всіх ГПА спостерігається, що фактичний міжремонтний інтервал виявляється коротшим за нормативно встановлений. Це вказує на підвищене зношення ключових елементів ГПА, що, у свою чергу, обумовлює необхідність частіших ремонтів. Водночас така інтенсивність ремонтних робіт сприяє зниженню ймовірності аварійних зупинок. Частота останніх у зазначеному діапазоні становить: ГПА1 – 0÷2 аварійних зупинки на рік; ГПА2 – 0÷1 аварійна зупинка на рік; ГПА3 – 0÷2 аварійних зупинки на рік; ГПА4 – 0÷1 аварійна зупинка на рік; ГПА5 – 0÷1 аварійна зупинка на рік ;ГПА6 – 0÷1 аварійна зупинка на рік ;ГПА7 – 0÷1 аварійна зупинка на рік.

Коли ж напрацювання на всіх ГПА КС-21 наближається до 100 000 мотогодин, спостерігається збільшення ресурсу агрегатів, у результаті чого фактичні показники ремонтних циклів майже не відрізняються від розрахункових. Проте при цьому зростає кількість аварійних зупинок.

Отже, ми ще раз переконуємося у вірності обраного варіанту проведення ремонтів відповідно до фактичного стану, а не за нормативним наробітком.

3.3 Удосконалення структури ремонтного циклу ГПА

Згідно з формуляром проведення ремонтних робіт, проведено аналіз причин аварійних зупинок, основний перелік яких наведений в табл. 3.15.

Таблиця 3.15

Основні причини аварійних зупинок КС-21, викликані ГПА

ГПА2	
Аварійна зупинка КС з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	8
Механічного пошкодження	1
Пожежної сигналізації	1
Відмови чи несправності обладнання КС крім ГПА	1
Перебою живлення	3
Помпажу	1
Аварійна зупинка ГПА з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	9
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	2
Узагальненні показники	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	17
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	3
Перебою живлення	3
Інше	3
ГПА 3	
Аварійна зупинка КС з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	11
Механічного пошкодження	
Пожежної сигналізації	1
Відмови чи несправності обладнання КС крім ГПА	1
Перебою живлення	3
Помпажу	1
Аварійна зупинка ГПА з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	5
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	7
Узагальненні показники	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	16
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	8
Перебою живлення	3
Інше	2

Продовження таблиці 3.15

ГПА 4	
Аварійна зупинка КС з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	7
Механічного пошкодження	1
Пожежної сигналізації	1
Відмови чи несправності обладнання КС крім ГПА	1
Перебою живлення	4
Помпажу	1
Аварійна зупинка ГПА з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	3
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	6
Узагальненні показники	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	10
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	7
Перебою живлення	4
Інше	3
ГПА 5	
Аварійна зупинка КС з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	7
Пожежної сигналізації	1
Відмови чи несправності обладнання КС крім ГПА	3
Перебою живлення	4
Помпажу	
Аварійна зупинка ГПА з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	3
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	7
Узагальненні показники	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	10
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	10
Перебою живлення	4
Інше	1
ГПА 6	
Аварійна зупинка КС з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	7
Механічного пошкодження	
Пожежної сигналізації	
Відмови чи несправності обладнання КС крім ГПА	1
Перебою живлення	4
Помпажу	
Аварійна зупинка ГПА з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	7
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	3

Продовження таблиці 3.15

Узагальненні показники	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	14
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	4
Перебоєм живлення	4
Інше	
ГПА 7	
Аварійна зупинка КС з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	7
Механічного пошкодження	
Пожежної сигналізації	
Відмови чи несправності обладнання КС крім ГПА	1
Перебоєм живлення	2
Помпажу	
Інше	3
Аварійна зупинка ГПА з причини:	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	6
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	3
Узагальненні показники	
Відмови чи несправності КВП І АСУ	13
Відмови чи несправності вузлів чи деталей	4
Перебоєм живлення	2
Інше	3

Як видно з таблиці 3.15, головними факторами, що призводять до аварійних зупинок окремих ГПА та компресорної станції КС-21 загалом, є збої або несправності у системах контролю, вимірювання, а також автоматизованого управління (КВП та АСУ), які становлять близько половини усіх відмов для кожного ГПА, а також перебої з живленням та дефекти окремих компонентів і механізмів.

Однією з ключових вимог до газотурбінного приводу ГПА є здатність забезпечувати стабільну роботу на всіх режимах протягом усього періоду експлуатації, передбаченого ресурсом.

Справність вузлів та елементів агрегату визначається їхнім технічним станом, який має відповідати вимогам чинної нормативної документації. Будь-яке відхилення від встановлених норм трактується як несправність і класифікується терміном «відмова».

Протягом тривалого використання обладнання спостерігається поступове зниження фізико-механічних характеристик матеріалів, порушення цілісності з'єднань, а також наростання статичних, динамічних і теплових навантажень на компоненти агрегату. Це призводить до таких негативних процесів, як старіння, зношування, деформації та поява тріщин. У результаті деякі елементи можуть втратити функціональність, хоча загалом агрегат ще може працювати.

Такий тип несправності називають поступовою відмовою. Вона є наслідком накопиченого ресурсу роботи та проявляється у зниженні ефективності агрегату, наприклад, через підвищену вібрацію, перегрів підшипників, зменшення ККД компресора чи турбіни тощо. Щоб запобігти розвитку таких несправностей і зберегти функціональність обладнання, застосовується система планово-попереджувального обслуговування [99].

У практиці експлуатації ГПА виявлено, що раптові та поступові відмови можуть виникати. Раптовим відмовам можна запобігти шляхом створення раціональної системи контролю працездатності. Найбільш небезпечні є раптові відмови, які можуть виникнути внаслідок руйнування механічної частини агрегату, що може призвести до втрати працездатності та потреби в аварійній зупинці для забезпечення безпеки та зменшення наслідків руйнування [66].

Досвід експлуатації свідчить, що раптові відмови часто виникають через недостатню оснащеність агрегатів контрольно-вимірювальними приладами, несправність наявного обладнання, брак знань або практичного досвіду у персоналу, який обслуговує установку, а також через недотримання встановлених правил технічної експлуатації. Найбільше навантаження припадає на такі складові агрегатів, як осьовий компресор, турбіна, нагнітач і камери згоряння. Саме ці елементи зазнають значного впливу статичних, динамічних та теплових навантажень, що безпосередньо впливає на загальну надійність механічної частини агрегату.

Для того щоб здійснити аналіз відмов газоперекачувальних агрегатів на компресорній станції №39 «Богородчани-2», буде використано експлуатаційну документацію для кожного з агрегатів. На рисунку 3.1 представлена структура

відмов для агрегату №1. Інформація щодо відмов на інших агрегатах станцій КС-39 та КС-21.

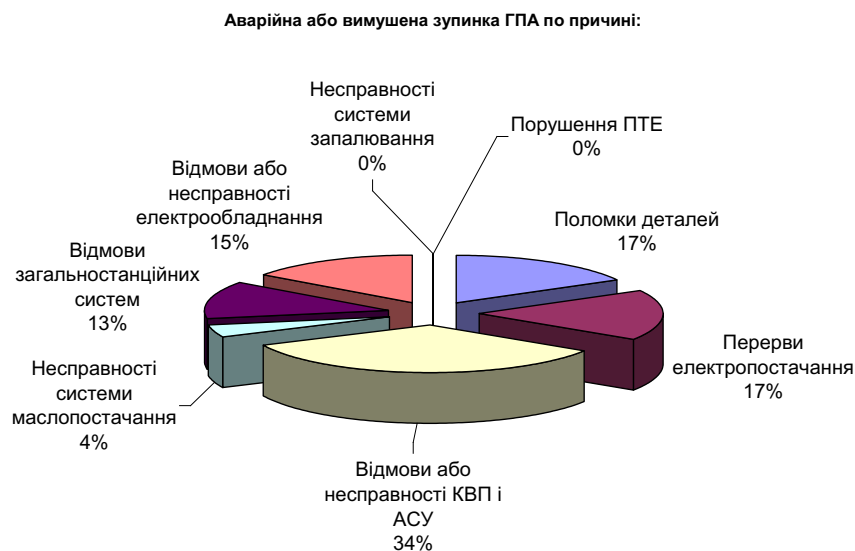


Рисунок 3.1 – Структура відмов ГПА №1 КС-39 «Богородчани-2»

Для узагальнення причин відмов складемо узагальнену діаграму по всій КС. Дана діаграма наведена на рисунку 3.2.

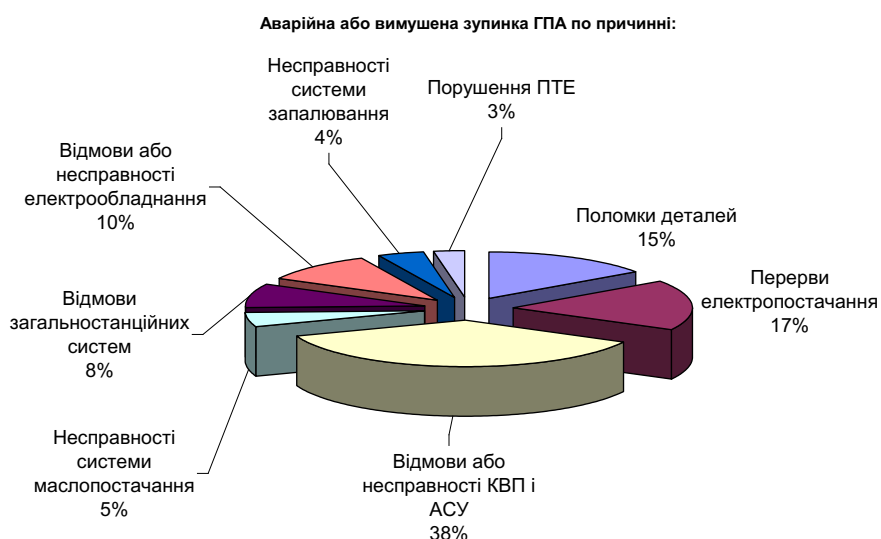


Рисунок 3.2 – Узагальнена структура відмов ГПА на КС «Богородчани-2»

Кількісний склад відмов у структурі представлений в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16

Узагальнена кількість відмов КС-39 «Богородчани-2»

<i>Причина відмови</i>	<i>Кількість</i>
Поломки деталей	22
Перерви електропостачання	25
Відмови або несправності КВП і АСУ	53
Несправності системи маслопостачання	7
Відмови загальностанційних систем	12
Відмови або несправності електрообладнання	15
Несправності системи запалювання	6
Порушення ПТЕ	4

Згідно таблиці 3.16, у загальній структурі переважають відмови пов'язані з КВПіА, перерви в електропостачанні та механічні поломки деталей і вузлів. Аналогічно проведено аналіз для КС-21 «Богородчани-1».

Для узагальнення причин відмов складемо узагальнену діаграму по всій КС. Дана діаграма наведена на рисунку 3.3.

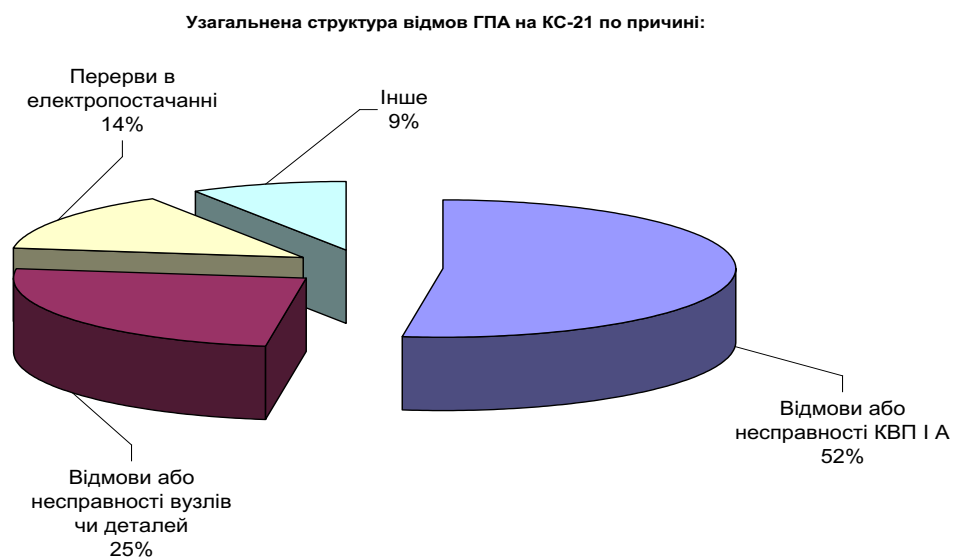


Рисунок 3.3 – Узагальнена структура відмов ГПА на КС-21 «Богородчани-1»

Таблиця 3.17

Узагальнена кількість відмов КС-21 «Богородчани-1»

<i>Причина відмови</i>	<i>Кількість</i>
Відмови або несправності КВП І А	90
Відмови або несправності вузлів чи деталей	43
Перерви в електропостачанні	24
Інше	15

Згідно таблиці 3.17, у загальній структурі переважають відмови пов'язані з КВПіА, перерви в електропостачанні та механічні поломки деталей і вузлів.

Частота аварійних зупинок представлена на рисунку 3.4. За даними графіка, можна відзначити збільшення кількості аварійних відмов на початковому етапі експлуатації. Це пояснюється наладкою обладнання, удосконаленням технологічного процесу та обкатуванням обладнання. Другий значний стрибок у кількості відмов спостерігається при досягненні ресурсу в 70000 мотогодин. Виробник гарантує ресурс у межах 100000 мотогодин. Після досягнення цього ресурсу проводився капітальний ремонт, щоб продовжити моторесурс до 200000 мотогодин.

У зв'язку із значним зношуванням обладнання зростає кількість ремонтів. У видовій структурі переважають капітальні ремонти. Збільшення частоти ремонтів трошки зменшує кількість аварійних відмов, але одночасно збільшує витрати на їх обслуговування. Відмови, що впливають на надійність, зазвичай призводять до поломок міцнісного характеру, що, в свою чергу, часто викликає вторинні руйнування елементів конструкції ГПА.

До найбільш напружених елементів, що визначають надійність механічної частини ГПА, відносяться робочі лопатки компресорів і турбін, диски турбін, камери згорання, підшипники, зубчасті колеса кінематичних з'єднань. Більшість поломок компресорних лопаток, а також окремі поломки робочих лопаток турбін, зазвичай мають втомний характер і обумовлені високим рівнем динамічного напруження, особливо на резонансних режимах. Окрім вібраційного напруження,

турбінні лопатки також піддаються змінному термічному напруженню та повторним статичним навантаженням при високих температурах.

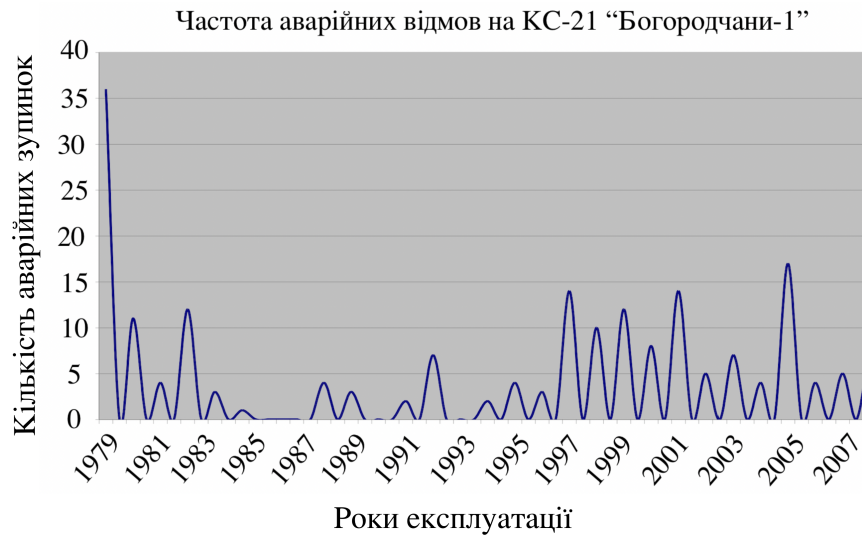


Рисунок 3.4 – Частота аварійних зупинок на КС-21 «Богородчани-1»

Пошкодження робочих лопаток вістових компресорів і турбін є основною причиною руйнування механічної частини ГПА, складаючи 30-35% від загального числа відмов механічної частини ГТУ.

Тріщини, що є найбільш небезпечним проявом будь-яких пошкоджень, можуть виникати від ударів, деформацій, теплових ударів, корозійних процесів та інших причин. Істотний вплив на надійність ГТУ має працездатність камери згорання. Ушкодження її елементів призводить до вимушених зупинок, а недоліки в організації горіння знижують довговічність лопаток турбіни.

Основними несправностями камер згорання є тріщини, пропали і деформації жарових труб, обумовлені термічним напруженням, викликаними високими градієнтами температури, а також теплосмінами при пусках і зупинках.

Несправності, які виникають в підшипниках при експлуатації ГПА, умовно можна згрупувати таким чином в залежності від характеру: втомний характер (характерний для підшипників кочення); від підвищеного зношування; пов'язаних із зміною посадок і зазорів між деталями; із-за недостатньої подачі масла; пов'язані з подією надзвичайного характеру (осьове зрушення ротора, робота в умовах підвищеної вібрації, розцентрування роторів і так далі).

Більшість аварійних зупинок (від 50% до 70%) спричиняються несправностями у системах контрольно-вимірювальних приладів і автоматизації. Хоча ці поломки рідко мають такі ж критичні наслідки, як відмови механічних компонентів, вони значно збільшують загальну кількість зупинок, що, у свою чергу, зменшує термін служби обладнання. Як правило, усунення таких несправностей займає в середньому близько двох годин.

До того ж варто враховувати і зупинки, викликані перебоями в електропостачанні, які складають орієнтовно 20% усіх випадків. Перепади напруги можуть призводити до пошкодження систем КВПА та енергоживлення.

Підвищити надійність ГПА і супутніх систем можна завдяки таким заходам:

- 1) оптимізації конструкції та зменшенню кількості складових елементів;
- 2) удосконаленню режимів функціонування основних вузлів;
- 3) зниженню температурного навантаження шляхом додаткового охолодження;
- 4) захисту від дії вібрацій, вологи й корозійних процесів;
- 5) застосуванню більш довговічних матеріалів для виготовлення деталей;
- 6) впровадженню методів приробітки та нормативів випробувань;
- 7) реалізації систем резервування;
- 8) налагодженню оперативного виявлення та усунення несправностей.

Окрему увагу варто приділити впливу якості та своєчасності ремонтних робіт на надійність газопостачання. ППР компресорних станцій можуть моделюватися, спираючись на методику, описану в джерелі [106], де розглянуто аналогічні підходи для насосних станцій.

Застосування марковських моделей, хоча і є розповсюдженою практикою, стикається з труднощами, зокрема через те, що тривалість запланованого ремонту зазвичай не є випадковою величиною. Навіть добре організована система ППР може відхилятися від графіку через форс-мажорні обставини (див. розділ 3.2).

У таких ситуаціях доцільно застосовувати статистичне моделювання, яке дозволяє будувати змішані — тобто частково детерміновані, частково ймовірнісні — моделі оцінки надійності. Перевагою цього підходу є можливість розв'язання широкого спектра завдань у межах єдиного математичного методу.

У моделі, запропонованій у роботі [106], передбачено наявність блоків, які дозволяють оцінити ймовірність перебування системи в працездатному стані.

$$H_0 = \frac{1}{T} \sum T_{0j}, \quad (3.1)$$

де T_{0j} позначає тривалість j -го інтервалу безвідмовної роботи системи в певному календарному періоді.

Система знаходиться в стані відмови, коли кількість несправних елементів перевищує кількість резервних, і це можна описати за допомогою стаціонарної ймовірності:

$$H_i = \frac{1}{T} \sum T_{ij}, \quad (3.2)$$

де T_{ij} – це тривалість j -го інтервалу, коли система працює нормально, при цьому кількість справних агрегатів дорівнює $(n-i)$ (i – різниця між кількістю несправних агрегатів і кількістю резервних, n – загальна кількість робочих агрегатів).

Профілактичне обслуговування, яке передбачає поточні, середні та капітальні ремонти, здійснюється за детермінованим міжремонтним періодом τ^* , який визначає, що після n_1 поточних ремонтів виконуються середні, а після n_2 середніх – капітальний.

Випадкові величини, такі як час роботи та відновлення, генеруються за допомогою генераторів випадкових чисел, методи та алгоритми яких є загальновідомими.

На основі методики статистичного моделювання складається докладний алгоритм розрахунку на ЕОМ, початковими даними для якого є: число робочих і резервних агрегатів; параметри потоків відмов λ і відновлення μ ; граничні значення відстрочення профілактики за відсутності резерву або достроковості її виконання; міжремонтний період τ^* ; числа n_1 і n_2 ; тривалість поточного, середнього і капітального ремонтів; необхідне число реалізацій і період випробування T . Інші деталі і приклади моделювання детально викладені в книзі [102]. Цей метод моделювання можна повністю використовувати для компресорних станцій на магістральних газопроводах.

Впровадження елементів оптимізації у систему ремонтно-відновлювальних робіт можна розглядати через порівняння витрат на резервування ресурсів для проведення РВР з можливим збитком у газотранспортних системах, що виникає внаслідок невчасного проведення аварійного ремонту [85].

Розглянемо деякі аспекти, пов'язані з проведенням капітального ремонту, і проаналізуємо його вплив на надійність газопроводу.

Газоперекачувальні станції газопроводів зазвичай складаються з двох цехів (по одному для кожної нитки). Перед входом на компресорну станцію газ, що транспортується по обох нитках, вирівнюється через перемичку. Відмови між цехами є незалежними. Припускаючи однаковий режим роботи газопроводу для всіх агрегатів, розташованих на ньому, час безвідмовної роботи складає 3000 годин, а час на відновлення роботи на компресорній станції - 9 годин. Після 30000 годин роботи ГПА вони виводяться на капітальний ремонт, що знижує резерв і, відповідно, коефіцієнт готовності станції.

Зазвичай ремонт агрегатів проводиться безпосередньо на компресорних станціях. Для прикладу розглянемо умови капітального ремонту для КС-21, яка оснащена найбільшою кількістю ГПА (7 ГТК-10і), та КС-39, що має найбільш потужні ГПА (3 ГТК-25і). Для розрахунків беремо нормативний час капітального ремонту агрегатів. За нормами, при двозмінній роботі ремонтних бригад, капітальний ремонт ГТК-25і займає 35 днів, а ГТК-10і – 45 днів.

Припускаємо, що резервні агрегати під час капітального ремонту не використовуються, а ремонт проводиться по черзі в одному, а потім в іншому цеху. Далі наведено коефіцієнти готовності компресорних цехів. Нижче наведено коефіцієнти готовності компресорних цехів.

1. Схема II-3 + 0, компресорний цех з агрегатами ГТК-25і

СХ II-2+1; $P_1=0,99993$ при $T_1 = 70$ днів;

СХ II-1+2; $P_2 = 0,99999$ при $T_2 = 295$ днів,

де $T_2 = 365-T_1$;

T_1 – період, протягом якого проводяться капітальні ремонти;

T_2 – залишковий період року.

Коефіцієнт готовності компресорного цеху розраховується як середньозважене значення готовностей протягом року:

$$P_{1ц} = \frac{P_1 T_1 + P_2 T_2}{T_1 + T_2} = \frac{0,9993 \cdot 70 + 0,99999 \cdot 295}{365} = 0,99985$$

2. Схема П-5+2. Компресорний цех оснащений агрегатами ГТК-10і

СХ П-5+0; $P_1 = 0,994017$ для $T_1 = 220$ днів;

СХ П-5+2; $P_2 = 0,999910$ для $T_2 = 145$ днів;

$P_{2ц} = 0,996347$

За фактичними даними газопровід має коефіцієнт нерівномірності 0,939, що означає, що кількість днів роботи газопроводу в номінальному режимі складе 343. З таким високим коефіцієнтом нерівномірності газоспоживання, враховуючи ПСГ, припускаємо, що кількість днів у році, які викликають збитки через недовідпуск газу, дорівнює 343.

Згідно з паспортними характеристиками, продуктивність ГПА типу ГТК-10і становить 18 млн. м³/добу, а ГТК-25і – 42,7 млн. м³/добу. Отже, годинна продуктивність складає 750 тис.м³/год та 1779,2 тис.м³/год.

Якщо припустити, що використовується схема Сх П-3+0 (для ГТК-25і), то при аварійній поломці, тривалість якої складає в середньому 2 години, недовідпуск газу складе 3558,3 тис.м³.

Для схеми Сх П-5+0 (для ГТК-10і) при аналогічній тривалості аварійного ремонту 2 години для одного ГПА недовідпуск газу складе 1500 тис.м³.

Загальний недовідпуск газу по КС складе 5058,3 тис.м³/добу. З урахуванням часу на капітальний ремонт, річний недовідпуск складе 151,7 млн.м³/рік.

Отже, належне виконання ремонтних та відновлювальних робіт має значний вплив на підвищення надійності компресорного обладнання, лінійної частини газопроводів та на загальну ефективність газопостачальної системи.

Висновки до розділу 3

1. На основі аналізу резервів підвищення якості відновлення та надійності ГПА встановлено, що умови їх експлуатації та покращення ремонтної придатності мають значний вплив на загальну надійність ГПА..
2. Аналіз статистичних даних з формулярів експлуатації ГПА виявив основні причини раптових і поступових відмов ГПА. Серед найчастіших причин таких відмов можна виділити відмови або несправності контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВПіА), а також відмови чи несправності окремих вузлів і деталей, а також перерви в електропостачанні.
3. Проведено аналіз структури ремонтного циклу кожного агрегату, що експлуатуються на КС ТОВ «Оператор ГТС України» та його порівняння з нормативними величинами, основі цього аналізу виявлено основні чинники, які призводять до відхилень між теоретично розрахованим і фактично визначеним ремонтним циклом ГПА.
4. Застосування статистичного моделювання системи планово-позапланових ремонтів компресорних станцій, як найбільш універсального методу, що використовує змішані (детерміновано-імовірнісні) моделі надійності, дозволило оцінити вплив капітального ремонту ГПА на надійність газопостачання.

РОЗДІЛ 4 ВПЛИВ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНІЧНИХ ЧИННИКІВ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ НА ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ ДІЯЛЬНОСТІ ПІДПРИЄМСТВА

4.1 Аналіз витрат підприємства на ремонти ГПА

Для аналізу витрат на ремонт газоперекачувальних агрегатів можна розглянути кошторис витрат, підготовлений підрядником "Укргазенергосервіс" у 2005 році для різних типів ГПА (див. табл. 4.1).

У загальному кошторисі виділяються такі категорії витрат: підготовчо-заклучні роботи (ст. 1-4), основні ремонтні роботи (ст. 5), інші роботи (ст. 6, 7, 9) та вартість підрядних робіт. Загалом, найбільші витрати припадають на капітальний та середній ремонт агрегату ГТК-25і, що становить 85,009 грн та 59,500 грн відповідно. При цьому витрати на підготовчо-заклучні роботи значно перевищують витрати на основні роботи через високі витрати на технічне керівництво та розбирання-складання.

Звертає на себе увагу високий рівень витрат на середній ремонт агрегату типу МК8, що становить 66,718 грн. Це обумовлено великими витратами на використання ручного вантажопідйомного обладнання порівняно з іншими агрегатами. Це значення також залежить від великих трудозатрат та вартості запасних частин. Крім того, ця стаття витрат значно впливає на вартість середнього ремонту агрегату 10 ГКН(А).

Найменші витрати на капітальний та середній ремонт спостерігаються для агрегату типу СТД 4000, що становить відповідно 17,767 грн та 13,263 грн. Це пояснюється конструктивними особливостями агрегату (електроприводний)

Таблиця 4.1

Кошторис витрат на проведення ремонтних робіт

Найменування робіт	ГТК-10і	ГТК-10	ГТН-6	ГТН-16	ГТК-25і	ГПА-Ц-6.3	СТД 4000	10ГКН(А) (сер.рем.)	МК8 (сер.рем.)
	ціна, грн								
1. Технічне керівництво	4953	3247	4087	6103	6111	2617	1372	1437	4312
2. Підготовчі роботи	1262	829	1220	1452	1508	943	383	892	1474
3.Розбирально-складальні роботи	21786	12577	15300	24198	29301	7097	3897	11774	19252
4.Заклучні роботи	1669	1584	1718	2605	1970	1662	752	1147	2971
Разом	29670	18237	22325	34358	38890	12319	6404	15250	28009
5. Ремонтні роботи	14360	20269	14353	11025	21011	12319	5391	17793	14602
Всього п.1-5	44030	38506	36678	45383	59901	24638	11795	33043	42611
6.Калібровка різьби, висверлювання шпильок, виготовлення шпонок та інш. - 10%	2967	1824	2233	3436	3889	1232	640	1525	2801
7. Використання ручного вантажопідйомного приводу	1415	1415	1415	1415	1415	1415	1179	6609	10653
8. Надбавка до ціни ремонту залежить від порядкового номера ремонту - 25%	11007	9627	9169	11346	14976	6146	2948	8261	10653
9. Зварювальні роботи	4828	4828	4828	4828	4828	4828	1200		
Капітальний ремонт агрегату	64247	56200	54323	66408	85009	38259	17762		
Середній ремонт агрегату	44800	44900	46200	46500	59500	26700	13263	49438	66718

Як було зазначено раніше, стаття "ремонтні роботи" є складним процесом, який залежить від типу конкретного агрегату. У таблиці 4.2 представлено, які статті відносяться до ремонту різних типів ГПА.

Таблиця 4.2

Витрати на ремонтні роботи газотурбінних агрегатів в кошторисі витрат, грн..

5. Ремонтні роботи, в т.ч.	Тип агрегату				
	ГТК-10і	ГТК-10	ГТН-6	ГТН-16	ГТК-25і
- ротори	1292	2431	1291	992	1891
- підшипник ковзання	1292	3244	1722	1322	1891
- камера згорання	2585	1852	1579	1212	3784
- корпуси турбоблоку	862	2635	1148	882	1261
- утилізатори і газоходи	431	1013	431	331	630
- проміжний вал	574	811	718	552	840
- пускові пристрої	1148	811	718	552	1680
- відцентровий нагнітач	2442	2027	1722	1322	3571
- система маслопостачання	2010	2635	2154	1654	2941
- система авт. регул. І запуску	431	1013	718	552	630
- повітряно-забірні камери і вихлопні шафи ГТУ	574	774	718	552	840
- шабрування і опилування поверхні вузлів ГПА	719	1023	1434	1102	1052
Всього , грн..	14360	20269	14353	11025	21011

Витрати на ремонтні роботи для газотурбінних агрегатів показують, що найвищою вартістю вирізняються роботи з ремонту ГПА типу ГТК-25і. Це пояснюється значними витратами на відновлення камери згорання, відцентрових нагнітачів та системи маслопостачання.

Витрати на відновлення агрегатів типу ГТК-10 значні й залежать від ремонту ротора, камери згорання, корпусів турбоблоку та відцентрових нагнітачів, які становлять основну частину вартості цих робіт. Для інших типів агрегатів, зокрема з електроприводом і авіаційними двигунами, витрати на ремонт зазвичай однакові і коливаються в межах від 11 до 14,5 тисяч гривень. Деталі ремонту для агрегатів ГПА-Ц-6.3 наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

Стаття «ремонтні роботи» в кошторисі витрат для ГПА-Ц-6.3, грн..

5. Ремонтні роботи, в т.ч.	Тип агрегату
	ГПА-Ц-6.3
- підшипники ковзання	1104
- проміжний вал	982
- пускові пристрої	1104
- відцентровий нагнітач	2574
- система маслопостачання	1595
- апарати повітряного охолодження	912
- шабрування і опилювання поверхні вузлів ГПА	1595
- система авт. регул. і запуску	2453
Всього, грн..	12319

Отже, процес ремонту цього типу агрегату значною мірою визначається ремонтом системи автоматичного управління і запуску, відцентрових компресорів, системи постачання масла, а також обробкою поверхні компонентів газоперекачувальних агрегатів.

Таблиця 4.4

Стаття «ремонтні роботи» в кошторисі витрат для STD-4000, грн..

5. Ремонтні роботи, в т.ч.	Тип агрегату
	STD - 4000
- підшипники ковзання	646
- редуктор	1079
- зубчаті муфти і розподільчі мембрани	809
- відцентровий нагнітач	1079
- система маслопостачання	538
- апарати повітряного охолодження	378
- центрування ВН-редуктора, редуктора електродвигуна	431
- шабрування і опилювання поверхні вузлів ГПА	431
Всього, грн..	5391

Витрати на ремонтні роботи для агрегату типу STD-4000 виявляються найменшими у порівнянні з вищезгаданими. Це обумовлено типом приводу, простотою конструкції, невеликими габаритами порівняно з газотурбінними установками, а також легкістю обслуговування за рахунок відсутності турбіни, лопаток тощо.

Для адаптації кошторису ремонтних робіт до цін 2008 та 2009 років використовувались коефіцієнти індексації 1,17 та 2,19 відповідно. Таким чином, вартість ремонтних робіт в динаміці подана в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5

Вартість ремонтних робіт, грн.

Тип агрегату	Вид ремонту		2007		2008		2009	
	Середній ремонт	Капітальний ремонт	Середній ремонт	Капітальний ремонт	Середній ремонт	Капітальний ремонт	Середній ремонт	Капітальний ремонт
ГТК-10і	44800	64247	98112	140700,9	98112	140700,9	114791	164620,1
ГТК-10	44900	56200	98331	123078	98331	123078	115047,3	144001,3
ГТН-6	46200	54322	101178	118965,2	101178	118965,2	118378,3	139189,3
ГТН-16	46500	66408	101835	145433,5	101835	145433,5	119147	170157,2
ГТК-25і	59500	85009	130305	186169,7	130305	186169,7	152456,9	217818,6
ГПА-Ц-6.3	26700	38259	58473	83787,21	58473	83787,21	68413,41	98031,04
СТД-4000	13263	17761	29046	38896,59	29045,97	38896,59	33983,78	45509,01
10ГКН(А)	49438		108269		108269,2		126675	
МК(8)	66718		146112		146112,4		170951,5	

Капітальні та середні ремонти різних типів агрегатів демонструють тенденцію до зростання, що впливає на собівартість транспортування газу та інші техніко-економічні показники. Для прогнозування витрат на ремонтні роботи в майбутньому застосовуються різноманітні екстраполяційні моделі, такі як лінійна, логарифмічна, степенева функція, ряд Фур'є та експоненційна крива. Параметри моделей визначаються за допомогою методу найменших квадратів. Перевірка точності побудови економетричної моделі здійснюється за допомогою кореляційного аналізу, що включає розрахунок коефіцієнтів кореляції, детермінації, Фішера та Стюдента. Для множинної регресійної моделі (ряд Фур'є) коефіцієнт кореляції використовується лише для оцінки тісноти зв'язку, але не напряму, на відміну від моделей парної регресії. Після обчислення коефіцієнтів детермінації за різними моделями, лише логарифмічна функція показала значення більше 0,7, зокрема 0,896, що свідчить про її найбільшу відповідність даним.

Отже, у 2010 році прогнозовані значення ремонтних робіт будуть такими, як наведено у таблиці 4.6, а збільшуючий коефіцієнт для цього року відповідно до логарифмічної залежності складе 1,15.

Розглянемо динаміку усіх виконаних ремонтних робіт по ГПА протягом 2005-2009 рр. Загальні витрати на ремонт наведемо у таблиці 4.7 та рисунку 4.1.

Таблиця 4.6

Прогноз вартості ремонтних робіт на 2010 рік, грн.

<i>Тип агрегату</i>	<i>Вид ремонту</i>	
	<i>Середній ремонт</i>	<i>Капітальний ремонт</i>
ГТК-10i	132009,696	189313,1013
ГТК-10	132304,3605	165601,449
ГТН-6	136134,999	160067,6497
ГТН-16	137018,9925	195680,8012
ГТК-25i	175325,3775	250491,3448
ГПА-Ц-6.3	78675,4215	112735,6911
СТД-4000	39081,35264	52335,36185
10ГКН(А)	145676,2355	
МК(8)	196594,2611	

Таблиця 4.7

Загальна вартість ремонтних робіт, тис.грн

Роки	Вартість використаних запчастин	Вартість ремонту ГПА	Вартість ремонту виконаного ВРТП	Загальна вартість
2005	34186,5	17954,9	17954,9	51872,5
2006	43750,8	2316,5	2316,5	46067,3
2007	67319,7	8200,3	8200,3	75520
2008	98307,9	15006	15006	113313,9
2009	92379,3	6290,9	6243,8	98670,2

Загальна вартість ремонтних робіт демонструє зростання, і за останні п'ять років цей показник збільшився на 90,2%. Це пов'язано з підвищенням вартості запасних частин, яка виросла на 170%. Попри це, вартість ремонту газоперекачувальних агрегатів значно зменшилась порівняно з попередніми роками. Так, вартість ремонту ГПА у 2005 році була на 65% вищою. Таку тенденцію можна пояснити зміною обсягів робіт, типом ушкоджень, вдосконаленням організації праці та робіт, що сприяє зменшенню трудових витрат, зниженню часу, що не приносить результату, та кращому управлінню постачаннями.

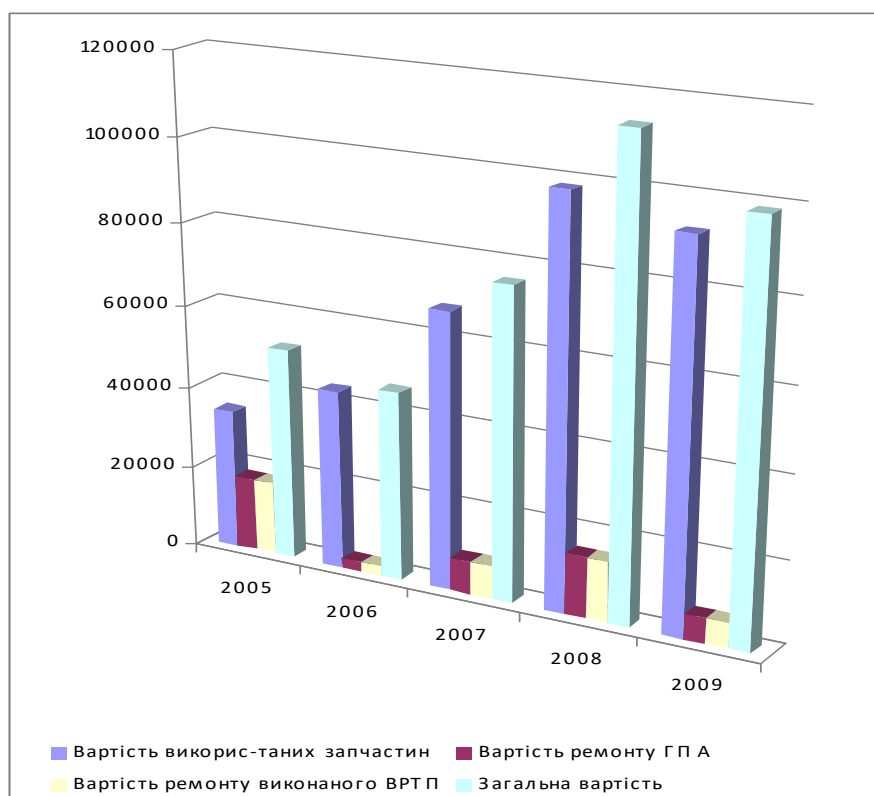


Рисунок 4.1 – Загальні витрати на ремонтні роботи

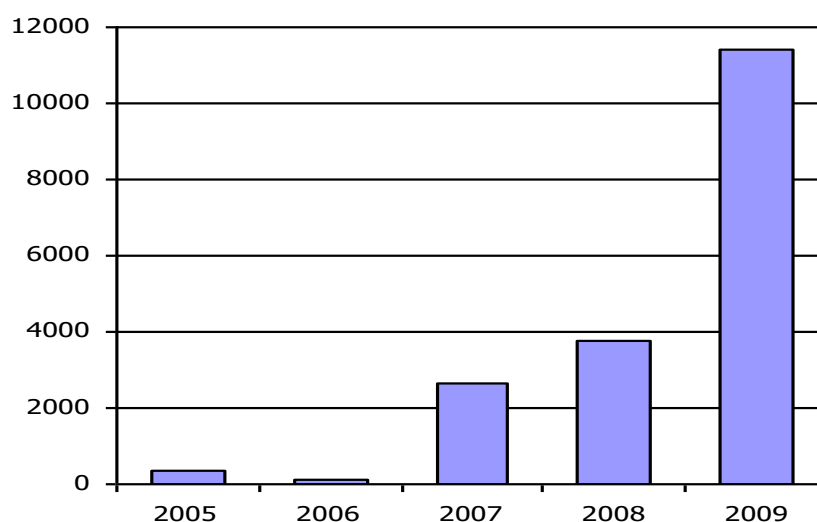


Рисунок 4.2 – Витрати на аварійні ремонтні роботи

Протягом п'яти років постійно трапляються аварійні ремонти, витрати на які з кожним роком збільшуються, вони мають динаміку зображену на рисунку 4.2. Таке зростання вартості аварійних витрат пов'язано з складністю проведених

ремонтів і високою вартістю запасних частин, що використовувались для роботи та з ростом частоти аварійних зупинок.

Усі види ремонтних робіт проводить філія ВРТП "Укргазенергосервіс", тільки у 2007 році при аварійному ремонті на компресорній станції Орлівка частину ремонтних робіт було виконано силами самого підприємства.

Таким чином, бачимо:

- вартість ремонтів ГПА щороку зростає, що пояснюється зростанням цін, тарифів та інфляційними процесами. Прогнозовані значення вартості як середніх так і капітальних ремонтів також вказують на подальше їх зростання;
- незважаючи на те, що вартість ремонтів ГПА у 2009 році знизилась на 65% (це в загальному дало можливість уникнути значного росту витрат на ремонтні роботи виробничого призначення), спостерігається значне зростання як витрат на аварійні ремонти (у 34 рази), так і зростання вартості використаних запчастин для ремонту (на 170%). Таке зростання сприяє росту витрат на ремонтні роботи виробничого призначення у загальному кошторисі витрат діяльності підприємства, що на 0,4 грн збільшує собівартість транспортування 1000 м³ газу порівняно із 2001 роком (при умові включення їх в поточні витрати), загальні ж витрати підприємства зростають на 46797,7 тис.грн.

Здійснимо оцінку впливу організаційно-технологічних факторів ремонтних робіт на вартість транспортування 1000 м³ газу та обсяги транспортованого газу за допомогою методів факторного та кореляційно-регресійного аналізу.

4.2 Аналіз впливу організаційно-технічних чинників ремонтів ГПА на собівартість транспортування природного газу

Для дослідження впливу чинників на результуючий показник використовують прийоми факторного аналізу. Усі прийоми факторного аналізу можна поділити на детерміновані та стохастичні.

Детерміновані факторні моделі можуть бути представлені у вигляді функціональної залежності типу $y = f(x)$.

Серед прийомів детермінованого факторного аналізу можуть бути виділені:

- прийоми елімінування;
- інтегральний прийом;
- прийом пропорційного ділення;
- прийом часткової участі.

Для моделей типу адитивних, таких як $y = x_1 + x_2 + x_3$, мультиплікативних, як $y = x_1 \cdot x_2 \cdot x_3$, та змішаних, як $y = \frac{x_1 \cdot x_2 \cdot x_3}{x_4}$ доцільно застосовувати метод часткової участі. Згідно з цим методом, вплив кожного фактора на результативний показник обчислюється відповідно до його частки в загальному відхиленні результату. Це означає, що зміна результативного показника розподіляється між факторами за принципом пропорційного розподілу. Для цього спершу визначається доля кожного фактору в сумарному прирості факторів, яку потім множать на загальний приріст результативного показника.

$$\Delta Y_{x_1} = \frac{\Delta x_1}{\Delta x_1 + \Delta x_2 + \Delta x_3} \times \Delta Y \quad (4.1)$$

$$\Delta Y_{x_2} = \frac{\Delta x_2}{\Delta x_1 + \Delta x_2 + \Delta x_3} \times \Delta Y \quad (4.2)$$

$$\Delta Y_{x_3} = \frac{\Delta x_3}{\Delta x_1 + \Delta x_2 + \Delta x_3} \times \Delta Y \quad (4.3)$$

Даний спосіб на відміну від прийомів елімінування не потребує визначення місця того чи іншого чинника в аналітичній моделі, та на відміну від інтегрального прийому може бути використаний для моделей змішаного типу. Для перевірки

правильності отриманих результатів повинна виконуватися рівність $\Delta y = \Delta y_{x_1} + \Delta y_{x_2} + \Delta y_{x_3}$.

Стратегія стохастичного факторного аналізу включає в себе моделі, які не визначаються жорсткою функціональною залежністю. Один із методів реалізації стохастичного факторного аналізу - це кореляційно-регресійний аналіз, що дозволяє розширити перелік впливаючих факторів та більш глибоко дослідити їхній вплив на виробничо-господарську діяльність підприємства.

Здійснимо аналіз зміни собівартості 1000 м³ газу та оцінемо вплив змін витрат, зокрема витрат на ремонтні роботи, на цей показник. Для цього виділимо витрати на ремонт із категорії "інші витрати". Аналіз буде виконано за допомогою методу часткової участі.

У якості базового року оберемо 2006, а зміни собівартості 1000 м³ газу у 2007 та 2008 роках будуть порівнюватися з цим роком. Модель для розрахунку виглядає так:

$$C = \frac{M+BP+BC+A+IB+PB}{Q}, \quad (4.4)$$

де C – вартість 1000м³газу;

M – витрати на матеріали;

BP – витрати на оплату праці;

BC – внески на соціальні потреби;

A – амортизаційні витрати;

IB – інші витрати;

PB – витрати на ремонт виробничих об'єктів;

Q – кількість транспортуваного газу.

У таблиці 4.9 буде представлено вплив факторів, зазначених у таблиці 4.8, на зміну вартості транспортування 1000 куб. м газу у 2007 та 2008 роках порівняно з базовим 2006 роком.

Таблиця 4.8

Підготовка даних для проведення аналізу

<i>Статті витрат</i>	<i>2006-2007</i>	<i>2006-2008</i>
1. Витрати на матеріали, тис.грн	59296,3	250423,8
2. Витрати на оплату праці, тис.грн	206,0	31592,8
3. Внески на соціальні потреби, тис.грн	20,5	12002,1
4. Амортизаційні витрати, тис.грн	552,1	5250,7
5. Інші витрати, тис.грн	39163,4	27055,3
6. Витрати на ремонт виробничих об'єктів, тис.грн	56,2	64,7
7. Загальна зміна, тис.грн	155427,0	391016,7
8. Кількість транспортуваного газу, млн..м ³	6691,4	8040,0
9. Вартість транспорту 1000 м ³ газу, грн	1,6	3,6

Таблиця 4.9

Розрахунки впливу обраних чинників на собівартість транспорту 1000 м³ газу

<i>№</i>	<i>Зміна чинників</i>	<i>Зміна собівартості</i>	
		<i>2006-2007</i>	<i>2006-2008</i>
1	витрат на матеріали	$\Delta C = \frac{59296,3}{155427,0 - 6691,4} \times 1,6 = 0,64$	$\Delta C = \frac{250423,8}{391016,7 - 8040,0} \times 3,6 = 2,35$
2	витрат на оплату праці	$\Delta C = \frac{206}{148735,6} \times 1,6 = 0,0022$	$\Delta C = \frac{31592,8}{382976,7} \times 3,6 = 0,29$
3	внесків на соціальні потреби	$\Delta C = \frac{20,5}{148735,6} \times 1,6 = 0,0002$	$\Delta C = \frac{12002,1}{382976,7} \times 3,6 = 0,11$
4	амортизаційних витрати	$\Delta C = \frac{552,1}{148735,6} \times 1,6 = 0,006$	$\Delta C = \frac{5250,7}{382976,7} \times 3,6 = 0,05$
5	інших витрат	$\Delta C = \frac{39163,4}{148735,6} \times 1,6 = 0,42$	$\Delta C = \frac{27055,3}{382976,7} \times 3,6 = 0,26$
6	витрат на ремонт	$\Delta C = \frac{56188,7}{148735,6} \times 1,6 = 0,6$	$\Delta C = \frac{64692,0}{382976,7} \times 3,6 = 0,61$
7	кількості транспортованого газу	$\Delta C = \frac{-6691,4}{148735,6} \times 1,6 = -0,07$	$\Delta C = \frac{-8040,0}{382976,7} \times 3,6 = -0,08$

Проведемо перевірку використання факторного аналізу:

для 2006-2007

$$0,64+0,022+0,0002+0,006+0,42+0,6-0,07=1,6,$$

для 2006-2008

$$2,35+0,29+0,11+0,05+0,26+0,61-0,08=3,6.$$

Отже, зміна собівартості 1000 м3 газу у 2007 році порівняно з 2006 роком була зумовлена змінами у всіх статтях витрат. Найбільше на це вплинули матеріальні витрати, які підвищили собівартість 1000 м3 газу на +0,64 грн, а також зміни у витратах на ремонт виробничого обладнання, що збільшили собівартість на 0,6 грн. Зростання витрат по інших статтях також сприяло підвищенню собівартості на 0,42 грн. Загалом, збільшення собівартості на 1,6 грн у 2007 році порівняно з 2006 роком було переважно обумовлене цими трьома статтями.

У 2008 році зростання собівартості 1000 м3 газу на 3,6 грн порівняно з 2006 роком також було результатом збільшення всіх статей витрат. Найбільший вплив мали витрати на матеріали (збільшення собівартості на 2,35 грн) і витрати на ремонтні роботи (збільшення на 0,61 грн). Одночасно спостерігалось зростання витрат на оплату праці та соціальні заходи, що в сумі призвело до підвищення собівартості на 0,4 грн.

Цей аналіз показує, що витрати на ремонтні роботи значно впливають на зростання собівартості 1000 м3 газу. Тому варто здійснити детальніший аналіз взаємозв'язку між цими показниками за допомогою кореляційно-регресійного аналізу:

У – собівартість транспортованого газу, грн;

X_1 – потужність компресорної станції, МВт ;

X_2 – час роботи КС, мотогод;

X_3 – частка часу, коли ГПА знаходяться в ППР, одиниця виміру;

X_4 – частка вартості ремонту ГПА в загальних витратах на ремонти,
одиниця виміру;

X_5 – частка витрат на запчастини для ремонту в загальних витратах на ремонт, одиниця виміру;

X_6 – загальні витрати на капітальні ремонти, тис. грн.

Інформація для кореляційно-регресійного аналізу, після первинної обробки, була представлена у вигляді матриці вихідних даних.

Використовуючи процедури побудови графіків, виконаємо попередній графічний аналіз вхідних даних на візуальну наявність зв'язку між функцією Y та факторами X_i . (Табл.4.10).

Таблиця 4.10

Вихідна інформація для моделювання обсягу транспортованого газу

Об'єкт		Y	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆
Хустськ е ЛВУМГ	КС Хуст	2,63	70	29648	10,06	0,02	0,98	0,00
Одеське ЛВУМГ	КС Ананьєв	1,75	64	18375	18,02	0,49	0,51	280,50
	КС Березівка	14,06	20	1728	3,04	0,73	0,27	82,70
	КС Орлівка	2,69	56,7	31038	16,31	0,25	0,75	1818,60
Богород чанське ЛВУМГ	КС-21- Союз	2,59	70	35282	32,57	0,02	0,98	20565,00
	КС-39- УПУ	1,75	75	16671	22,57	0,01	0,99	26669,00
	КС-7-АЧБ	2,41	24	7102	21,43	0,61	0,39	63,30
	КС "Хотин"	3,12	31,5	6512	15,39	0,48	0,52	0,00
	Битківська ДКС	40,25	16,6	59301	9,1	0,218	0,782	914,000
2008 р. Закарпа тське ЛВУМГ	КС Ужгород	2,15	104,1	26363	16,22	0,06	0,94	0,00
	КС Росош	5,16	120	20374	13,33	0,08	0,92	8329,70
Хустськ е ЛВУМГ	КС Хуст	2,93	70	21673	11,54	0,03	0,97	13428,20
Одеське ЛВУМГ	КС Ананьєв	1,82	64	15099	12,6	0,44	0,56	375,70
	КС Орлівка	4,47	56,7	24637	19,69	0,24	0,76	931,00
	КС-3	8,63	80	4557	30,59	0,02	0,98	8878,20

Продовження таблиці 4.10

Об'єкт		У	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆
Богородчанське ЛВУМГ	КС-21-Союз	2,89	70	34517	40,34	0,03	0,97	25354,70
	КС-39-УПУ	2,87	75	16086	32,16	0,02	0,98	24340,50
	КС-7-АЧБ	10,93	24	468	2,09	0,42	0,58	0,00
	Битківська ДКС	46,29	16,6	48398	10,51	0,24	0,76	1526,30
	КС Росош	5,91	120	14077	11,46	0,05	0,95	3379,80
2009 Хустське ЛВУМГ	КС Хуст	2,85	70	10937	10,24	0,05	0,95	5115,00
Одеське ЛВУМГ	КС Ананєв	1,71	64	18829	19,22	0,99	0,01	0,00
	КС Березівка	33,11	20	627	3,84	0,66	0,34	0,00
	КС Орлівка	6,11	56,7	31583	10,74	0,18	0,82	0,00
Долинське ЛВУМГ	КС-2	7,24	90	19531	6,06	0,14	0,86	3668,50
	КС-3	7,96	80	5981	31,53	0,14	0,86	2572,40
Богородчанське ЛВУМГ	КС-21-Союз	4,57	70	30573	31,09	0,04	0,96	23506,00
	КС-39-УПУ	5,40	75	14022	26,62	0,03	0,97	29434,00
	КС-7-АЧБ	6,70	24	2853	9,31	0,97	0,03	209,00
	Битківська ДКС	72,87	16,6	40942	10,06	0,10	0,90	0,00
Середнє значення		10,46	59,82	20259,47	16,92	0,26	0,74	6714,74
Максимальне значення		72,87	120,00	59301,00	40,34	0,99	0,99	29434,00
Мінімальне значення		1,71	16,60	468,00	2,09	0,01	0,01	0,00
Прогнозоване значення		19,35	58,59	17975,81	17,06	0,27	0,73	8149,49

Для визначення міцності зв'язку між функцією, що досліджується, та кожним із вибраних факторів застосовуються коефіцієнти часткової кореляції, значення яких наведені в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11

Значення коефіцієнтів парної і часткової кореляції.

	Y	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆
Y	1						
X ₁	-0,563927	1					
X ₂	0,4317416	-0,0572132	1				
X ₃	-0,434761	0,364495	0,09485417	1			
X ₄	0,0197048	-0,553667	-0,40505867	-0,383814	1		
X ₅	-0,019704	0,553667	0,40505867	0,383814	-1	1	
X ₆	-0,26508	0,356077	0,0956268	0,695888	-0,53222	0,532225	1

Аналіз даних показує, що взаємозв'язок між функцією та змінними X₁, X₂, X₃ є нелінійним, тоді як змінні X₄, X₅, X₆ виключаються з фінальної моделі, оскільки їх коефіцієнти парної кореляції виходять за межі діапазону 0,4-0,8.

Остаточне рівняння матиме вигляд:

$$Y = -116,24 - 0,34 \cdot X_1 + 0,0003 \cdot X_2 - 0,32 \cdot X_3 + 132,89 \cdot X_4 + 152,73 \cdot X_5 - 0,00019 \cdot X_6$$

$$Y = -116,24 - 0,34 \cdot X_1 + 0,0003 \cdot X_2 - 0,32 \cdot X_3 \quad (4.5)$$

Коефіцієнт множинної кореляції (RM) дорівнює 0,755, що свідчить про значний кореляційний зв'язок між досліджуваною функцією та незалежними змінними, що входять до рівняння. Коефіцієнт детермінації (DT) становить 0,57, що означає, що 57% змінності Y пояснюється змінами цих показників. Невелика різниця між цим значенням та нормованим коефіцієнтом детермінації вказує на правильний вибір факторів та кількості спостережень.

Перевірка значимості параметрів рівняння за допомогою дисперсійного аналізу показала, що критерій Фішера F_s роз. > F_s табл. ($5,08 > 2,62$), що підтверджує адекватність моделі для подальшого аналізу. Кореляційно-регресійна модель задовольняє основні статистичні вимоги щодо істотності, адекватності та стійкості розв'язку, про що свідчать відповідні коефіцієнти множинної кореляції та детермінації, F-критерій Фішера, а також довірчі інтервали для коефіцієнтів рівняння

Можна графічно порівняти результати моделювання за отриманим рівнянням регресії із значеннями з статистичної вибірки (рис.4.3) з метою візуальної оцінки похибки моделювання.

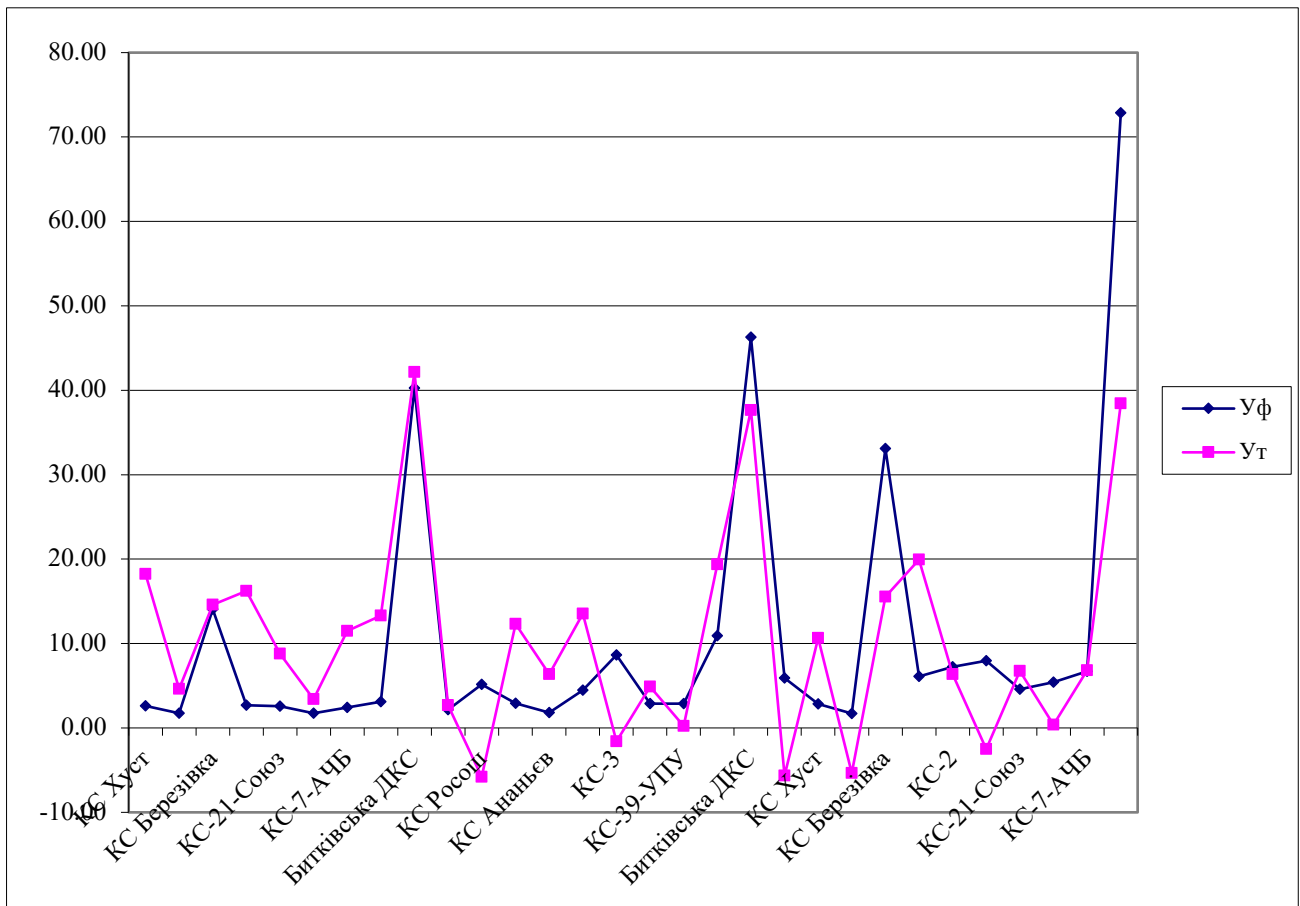


Рисунок 4.3 – Графічне порівняння розрахованих величин із статистичними даними

Побудована модель дозволяє визначити зміну досліджуваної функції при зміні кожної з незалежних змінних, які в неї входять в абсолютному та відносному вираженні. Абсолютну зміну обсягу транспортування природного газу розраховуємо аналізуючи коефіцієнт регресії при відповідному $X_{(i)}$, відносну зміну — аналізуючи коефіцієнти еластичності.

Резерви росту/зменшення функції представлено в таблиці 4.12.

Таблиця 4.12

Резерви росту/зменшення функції

Фактичне значення, Y_{ϕ}	Зміна на X_i	Фактичне середнє значення змінної X_i	Прогнозоване значення $X_{\text{прі}}$	Відхилення $[X_{\text{фсі}} - X_{\text{прі}}]$	Можливий приріст функції	Теоретичне значення функції, Y_t	Ріст (зменшення) функції, %
10,46	X_1	59,82	58,59	1,23	-0,42	10,04	-4,04
	X_2	20259,47	17975,81	2283,66	-0,72	9,74	-6,92
	X_3	16,92	17,06	0,14	0,05	10,51	-0,43

Середнє значення встановленої потужності КС становить 59,82 МВт, і очікується, що цей показник буде наближений до оптимального рівня. Збільшення на 1,23 МВт сприятиме зниженню собівартості транспортування газу на 4,04%. Зменшення наробітку КС на 2283,66 години дозволить знизити собівартість транспортування газу на 6,92%. Частка перебування газових поршневіх агрегатів в ППР зміниться на 0,14%. Це призведе до зміни собівартості газу на 0,435, причому зменшення цього показника вплине на зниження собівартості, і навпаки.

4.3 Економіко-математичне моделювання впливу організаційно-технічних чинників ремонтів ГПА на обсяг транспортування природного газу

Для кореляційно-регресійного аналізу були вибрані такі показники:

Y – обсяг транспортування газу, млн.м³/рік;

X_1 – потужність КС, МВт ;

X_2 – напрацювання КС, мотогод;

X_3 – частка часу, протягом якого ГПА перебуває в ППР, у загальному часі роботи, частка одиниць;

X_4 – частка витрат на ремонти ГПА в загальних витратах на ремонти, частка одиниць;

X_5 – частка вартості використаних запчастин у загальних витратах на ремонт, частка одиниць;

X_6 – загальна сума капітальних ремонтів, тис.грн.

Проведемо виявлення впливу зазначених чинників. Розрахунки здійснимо для компресорних станцій ТОВ «Оператор ГТС України»

З метою визначення ступеня взаємозв'язку між обсягом транспортування природного газу та обраними незалежними виробничими факторами застосовано метод кореляційно-регресійного аналізу.

Вихідні дані, що були обрані для цього аналізу після первинної обробки, представлені у вигляді матриці.

Використовуючи процедури побудови графіків, виконаємо попередній графічний аналіз вхідних даних на візуальну наявність зв'язку між функцією Y та факторами X_i . (Табл.4.13).

Таблиця 4.13

Вихідна інформація для моделювання обсягу транспортованого газу

Об'єкт		Y	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7
2007 р. Хуст. ЛВУМГ	КС Хуст	19888100	70	29648	10,06	0,02	0,98	9822,0	0,00
	КС Ананьєв	21605900	64	18375	18,02	0,49	0,51	0,00	280,50
Одес. ЛВУМГ	КС Березівка	6716000	20	1728	3,04	0,73	0,27	63,50	82,70
	КС Орлівка	14410300	56,7	31038	16,31	0,25	0,75	0,00	1818,60
Богород ЛВУМГ	КС-21-Союз	28146370	70	35282	32,57	0,02	0,98	0,00	20565,0
	КС-39-УПУ	30337581	75	16671	22,57	0,01	0,99	0,00	26669,0
	КС-7-АЧБ	2940634	24	7102	21,43	0,61	0,39	0,00	63,30

Продовження таблиці 4.13

Об'єкт		У	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇
	КС "Хотин"	3053554	31,5	6512	15,39	0,48	0,52	0,00	0,00
	Битківськ а ДКС	419100	16,6	59301	9,1	0,22	0,782	2065,8	914,000
2008 р. Закарп. ЛВУМГ	КС Ужгород	14028400	104,1	26363	16,22	0,06	0,94	0,00	0,00
	КС Росош	9560900	120	20374	13,33	0,08	0,92	0,00	8329,70
Хустс ЛВУМГ	КС Хуст	14137100	70	21673	11,54	0,03	0,97	9462,4	13428,2
Одес. ЛВУМГ	КС Ананєв	18378800	64	15099	12,6	0,44	0,56	915,50	375,70
	КС Орлівка	12259400	56,7	24637	19,69	0,24	0,76	551,60	931,00
	КС-3	9844000	80	4557	30,59	0,02	0,98	0,00	8878,20
Богород. ЛВУМГ	КС-21-Союз	27952471,4	70	34517	40,34	0,03	0,97	0,00	25354,7
	КС-39-УПУ	30599617,1	75	16086	32,16	0,02	0,98	0,00	24340,5
	КС-7-АЧБ	202878	24	468	2,09	0,42	0,58	60,60	0,00
	Битківськ а ДКС	403100	16,6	48398	10,51	0,24	0,76	2090,7	1526,30
	КС Росош	7996000	120	14077	11,46	0,05	0,95	2460,3	3379,80
2009 р. Хустс ЛВУМГ	КС Хуст	7366000	70	10937	10,24	0,05	0,95	0,00	5115,00
Одеськ. ЛВУМГ	КС Ананєв	23461600	64	18829	19,22	0,99	0,01	414,10	0,00
	КС Березівка	368200	20	627	3,84	0,66	0,34	135,60	0,00
	КС Орлівка	15744900	56,7	31583	10,74	0,18	0,82	0,00	0,00
Долин. ЛВУМГ	КС-2	5905300	90	19531	6,06	0,14	0,86	0,00	3668,50
	КС-3	10061400	80	5981	31,53	0,14	0,86	0,00	2572,40
Богород. ЛВУМГ	КС-21-Союз	25137736	70	30573	31,09	0,04	0,96	0,00	23506,0
	КС-39-УПУ	25365422	75	14022	26,62	0,03	0,97	0,00	29434,0
	КС-7-АЧБ	935716	24	2853	9,31	0,97	0,03	0,00	209,00

Продовження таблиці 4.13

Об'єкт		Y	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇
	Битківська ДКС	412200	16,6	40942	10,06	0,10	0,90	11301,5	0,00
Середнє значення		12921289,3	59,82	20259,5	16,92	0,26	0,74	1311,45	6714,74
Максимальне значення		30599617,1	120,1	59301,0	40,34	0,99	0,99	11301,5	29434,0
Мінімальне значення		202878,0	16,6	468,00	2,09	0,01	0,01	0,00	0,00
Прогнозоване значення		9548042,9	58,59	17975,8	17,06	0,27	0,73	1264,87	8149,49

Для оцінки тісноти зв'язку між досліджуваною функцією і кожним з відібраних факторів використовують коефіцієнти часткової кореляції, чисельні значення якого приведені в таблиці 4.14.

Аналіз даних показує, що взаємозв'язок між досліджуваною функцією та змінними X₁, X₃, X₆ є нелінійним або наближеним до лінійного, тоді як змінні X₂, X₄, X₅, не включені в кінцеву модель через те, що коефіцієнти парної кореляції знаходяться поза діапазоном 0,4-0,8. Таким чином, рівняння регресії має вигляд:

$$Y = -31260430,76 + 156281,5 \cdot X_1 + 152,13 \cdot X_2 - 291399,41 \cdot X_3 + 33856150,22 \cdot X_4 + 18175317,33 \cdot X_5 + 607,55 \cdot X_6$$

$$Y = -31260430,76 + 156281,5 \cdot X_1 - 291399,41 \cdot X_3 + 607,55 \cdot X_6 \quad (4.6)$$

Таблиця 4.14

Значення коефіцієнтів парної і часткової кореляції.

	Y	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇
Y	1							
X ₁	0,50218932	1						
X ₂	0,13627079	-0,057213	1					
X ₃	0,68725123	0,364492	0,0948541	1				
X ₄	-0,3506835	-0,553667	-0,405058	-0,38381	1			

Продовження таблиці 4.14

	Y	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7
X_5	0,35068348	0,553667	0,4050586	0,383814	-1	1		
X_6	-0,1316781	-0,123245	0,3488555	-0,27076	-0,243019	0,243019	1	
X_7	0,72518346	0,356077	0,095626	0,695889	-0,532225	0,532223	0,138486	1

Коефіцієнт множинної кореляції (RM) рівний 0,8474, що вказує на сильний кореляційний зв'язок між функцією та незалежними змінними в рівнянні. Коефіцієнт детермінації (DT) дорівнює 0,718 і вказує на те, що зміни Y на 71,8 % обумовлені змінами цих змінних. Невелика різниця між ним і нормованим коефіцієнтом детермінації свідчить про правильний вибір факторів та кількості спостережень.

Дисперсійний аналіз, а також перевірка параметрів рівняння на значимість показали, що критерій Фішера (F_s роз. $> F_s$ табл., $8,005 > 2,62$), що підтверджує адекватність моделі для подальшого аналізу. Побудована кореляційно-регресійна модель відповідає основним статистичним вимогам щодо істотності, адекватності та стійкості розв'язку, що підтверджується розрахованими коефіцієнтами множинної кореляції та детермінації, F -критерієм Фішера, а також довірчими інтервалами для коефіцієнтів рівняння. Можна порівняти графічно результати моделювання за рівнянням регресії зі значеннями з статистичної вибірки (рис.4.4) для оцінки похибки моделювання.

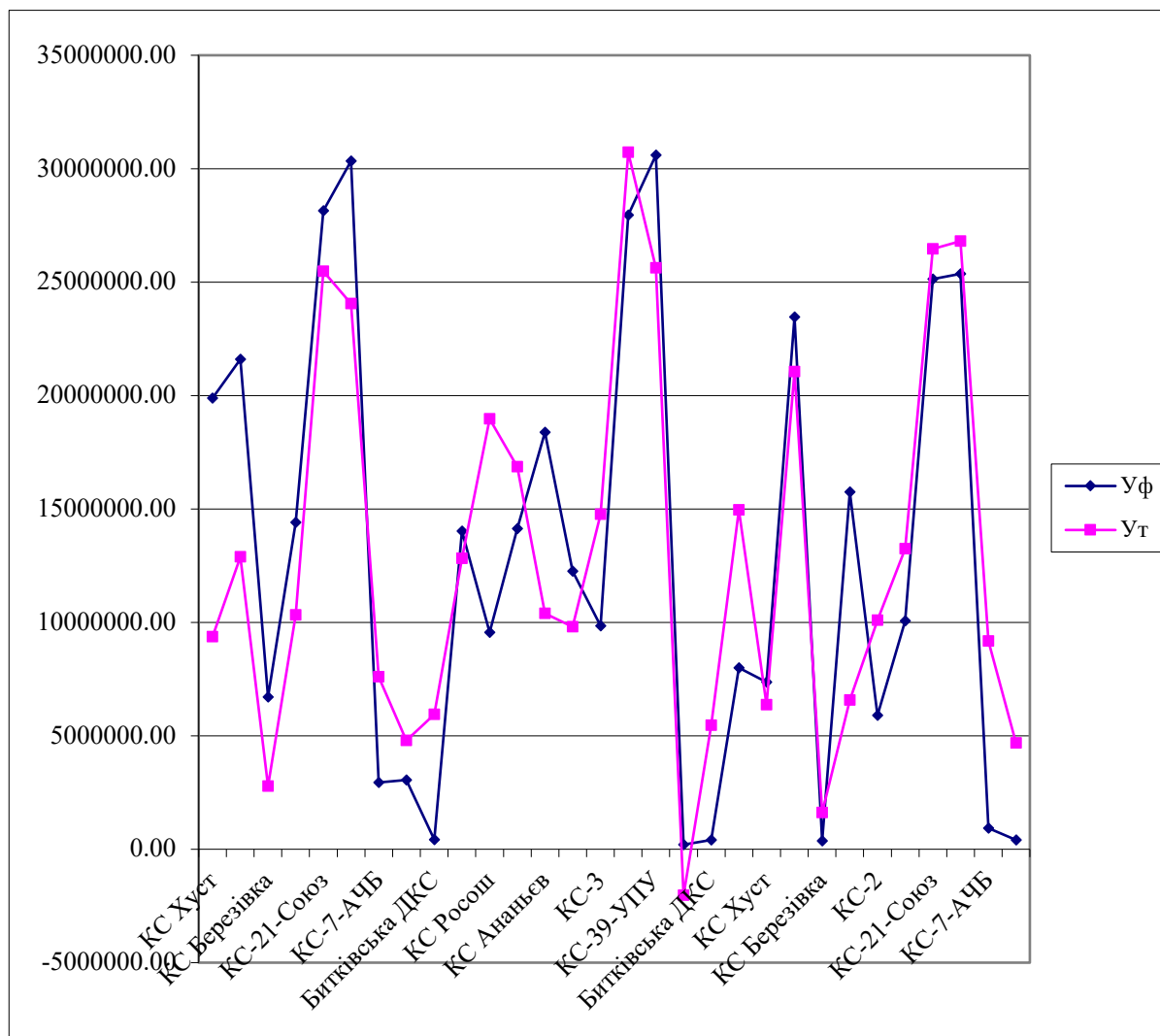


Рисунок 4.4 – Графічне порівняння розрахованих величин із статистичними даними

Побудована модель дозволяє визначити зміну досліджуваної функції при зміні кожної з незалежних змінних, які в неї входять в абсолютному та відносному вираженні. Абсолютну зміну обсягу транспортування природного газу розраховуємо аналізуючи коефіцієнт регресії при відповідному $X(i)$, відносну зміну — аналізуючи коефіцієнти еластичності. Резерви росту/зменшення функції представлено в таблиці 4.15.

Таблиця 4.15

Резерви росту/зменшення функції

Фактичне значення, Y_f	Змінна X_i	Фактичне середнє значення змінної X_i	Прогнозоване значення $X_{прі}$	Відхилення $[X_{фсі} - X_{прі}]$	Можливий приріст функції	Теоретичне значення функції, Y_t	Ріст (зменшення) функції, %
12921289	X_1	59,82	58,59	-1,23	192226,22	12729063,10	-1,49
	X_3	16,92	17,06	0,14	-40795,92	12880493,4	-0,32
	X_7	6714,74	8149,49	1434,75	871683,64	13792972,96	6,75

Середнє значення встановленої потужності КС складає 59,82 МВт, і прогнозується її зменшення до 58,59 МВт, що призведе до скорочення обсягу транспортованого газу на 1,49%. Збільшення потужності КС, у свою чергу, дозволить збільшити цей обсяг.

Час роботи ГПА в ППР зросте на 0,14%, що спричинить зниження обсягу транспортування газу на 0,32%.

Очікується також надходження 8149,49 тис. грн для фінансування капітальних ремонтів, що на 1434,75 тис. грн більше за середнє значення. Це зростання витрат на капітальні ремонти позитивно вплине на обсяг транспортування газу, збільшивши його на 6,75%.

Таким чином, вплив рівня організації та ефективності ремонтного обслуговування на ОТЕП ТОВ «Оператор ГТС України» можна оцінити за допомогою економіко-математичних моделей, застосовуючи відповідну методику..

Висновки до розділу 4

1. Після аналізу витрат на ремонтні роботи ГПА виявлено, що найбільша частина витрат припадає на підготовчо-заклучні роботи. Проведено порівняльний аналіз характерних статей витрат для різних типів ГПА, в результаті чого встановлено, що витрати на капітальний та середній ремонт найменші для ГПА типу СТД-4000 і найвищі для ГПА типу ГТК-25і, що пояснюється їх конструктивними особливостями.
2. Структура вартості ремонтних робіт була визначена, і з урахуванням зростаючого інфляційного коефіцієнта проведено прогнозування вартості ремонтних робіт на наступний рік для всіх типів ГПА, які використовуються ТОВ «Оператор ГТС України»
3. Прогнозування здійснювалося за допомогою логарифмічних залежностей, які найбільш точно відображають фактичні дані.
4. Проведено факторний і кореляційно-регресійний аналіз впливу організаційно-технічних чинників ремонтних робіт на собівартість транспортування 1000 м³ природного газу і обсяг його транспортування. Виявлено чинники, що мають найбільший вплив на дані техніко-економічні показники. До таких належать встановлена потужність КС, наробіток ГПА, час знаходження агрегатів в ППР, витрати на проведення капітальних ремонтів. При зменшенні часу знаходження ГПА в ППР на 0,14%, собівартість транспортування 1000 м³ газу на одній з КС зменшиться на 0,15%, що є дуже суттєвим, враховуючи обсяги транспортування.

РОЗДІЛ 5. ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ БАГАТОЦЕХОВИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

5.1 Аналіз надійності різних технологічних з'єднань ГПА

КС розташовані на магістральних газопроводах, в промислових об'єктах і підземних сховищах газу, можна класифікувати за призначенням на головні, лінійні та дожимні станції, що обслуговують споживачів на газотранспортних системах. Незалежно від специфіки їхнього призначення, багато з компресорних станцій мають загальні риси в структурі, обладнанні та загальностанційному устаткуванні. Деякі станції можуть володіти різнотипним устаткуванням і мати цехову структуру (наприклад, КС-Ужгород, КС-Долина, КС-Орлівка).

У цьому розділі розглянемо лише схеми одноцехових КС з універсальним обв'язуванням, яке дозволяє реалізувати принцип ковзаючого резервування. Оцінку надійності будемо проводити з точки зору проектування КС, враховуючи, що надійність комутуючих кранів в обв'язуванні КС не враховується. Аспекти, пов'язані з експлуатаційною надійністю, розглядатимемо в наступному параграфі під час аналізу роботи багатоцехових компресорних станцій (БЦКС).

Питання оцінки розрахункової надійності різних технологічних схем з'єднання ГПА компресорних станцій було висвітлено в обмеженому обсязі наукових досліджень [15], [18].

Методика оцінки надійності КС враховує деякі специфічні особливості з'єднання ГПА при проектуванні газотранспортних систем. Ці принципи базуються на результатах досліджень, зокрема в роботах [19], [20].

Слід врахувати наступні технологічні обмеження, які впливають на надійність роботи КС:

- на даній КС всі (робочі і резервні) ГПА однотипні і їх початкові характеристики надійності однакові;

- відключення ГПА як в аварійних, так і в планових ситуаціях миттєво, тобто не розглядається поступовість (поопераційність) відключення (включення) ГПА;

- закони розподілу вірогідності часу безвідмовної роботи і відновлення є пуассонівськими, при переході на інший тип ГПА змінюються тільки початкові характеристики;

- завантаження паралельних груп агрегатів пропорційне;

- резерв на КС є ненавантаженим;

- при відключенні (імітація відмови) агрегатів виниклий «перекіс» схеми у разі, коли резерв вичерпаний, усувається відключенням додаткових ГПА.

Під час оцінки різних станів схеми з'єднання ГПА розумно акцентувати увагу на умовах, пов'язаних з оцінкою ефективності роботи компресорних станцій, що виражається через обсяги транспортованого газу, або пропускну здатність. Тут важливо надати пояснення до подвійного тлумачення коефіцієнта готовності: з одного боку, з позицій імовірнісного та технічного підходів, а з іншого - з позицій ефективності роботи об'єкту, базуючись на усереднених значеннях.

У технічних системах, як правило, після виходу з ладу її елементів відбувається їхній ремонт та відповідне налаштування параметрів у межах, встановлених інструкцією з експлуатації. Ми можемо говорити про готовність системи до виконання конкретного завдання. Тут мова йде про повну готовність, коли всі елементи системи відновлюються до працездатного стану протягом заданого періоду. Це є такий стан, який не сприяє пониженню ефективності роботи системи і, як правило, визначається ймовірністю p_0 , тобто коефіцієнтом повної готовності $K_{\text{пг}}$.

Коефіцієнт готовності відображає не лише готовність системи до роботи, але також виражає її ефективність. Таким чином, пов'язуючи готовність системи із вихідним ефектом, можна охарактеризувати цей ефект за допомогою коефіцієнта ефективності.

$$H_w = \sum_{i=0}^{m-1} \beta_i p_i, \quad (5.1)$$

де β_i – відношення продуктивності i -го стану до заданої (номінальної);

p_i – ймовірність виникнення i -го стану;

m – число сприятливих станів – виражає готовність системи. Сприятливі стани – це ті умови, при яких об'єкт може функціонувати при повній або зниженій ефективності.

Коефіцієнт ефективності (5.1) чисельно рівний коефіцієнту повної готовності, тобто $H_w = p_0 = P_{\text{пг}}$ при умові, що $m = 1$, $\beta_0 = 1$. Крім того, оскільки коефіцієнт ефективності для газотранспортних систем, а, отже, для газопроводів і КС виражається безпосередньо через продуктивність, то був введений новий показник, названий коефіцієнтом продуктивності (див. п. 1.4).

Технічна підготовка елементів системи може призвести до ситуації, коли лише деякі елементи не готові до роботи. Однак систему необхідно запустити навіть за умови, коли всі елементи не готові, оскільки вона не може залишатися повністю відключеною. Тому доцільно дозволити системі працювати при неповній готовності або частковій готовності.

Вище було показано, що при повній готовності байдуже, яким критерієм ефективності користуватися (визначенням по вірогідності чи по математичному очікуванню), все-рівно коефіцієнт готовності виразиться чисельно однією і тією ж величиною (при $m = 1$, $\beta_0 = 1$, $H_w = M\{\beta\} = 1 \cdot p_0 + (1-p_0) \cdot 0 = p_0 = P_{\text{пг}} = \pi$).

Для коефіцієнта часткової готовності, визначеного для тих сприятливих станів, що включають часткові відмови, можна використовувати два різних підходи до визначення. Перше визначення ґрунтується на ймовірності часткової працездатності системи або ефективності, яку система досягає при часткових відмовах. Друге визначення базується на математичному очікуванні.

У першому випадку, коефіцієнт часткової готовності визначає ймовірність того, що система працює з частковими відмовами, дозволяючи використовувати систему із зниженою ефективністю, відповідно до її призначення. У другому випадку, коефіцієнт часткової готовності обчислюється як відношення

математичного очікування показника ефективності до його номінального значення при часткових відмовах, також дозволяючи використовувати систему із зниженою ефективністю. У більшості випадків виявляється зручнішим використовувати другий підхід, який повністю відповідає широко використовуваному коефіцієнту продуктивності. Розглянемо ключові схеми з'єднання агрегатів, які використовуються при проектуванні КС, і виведемо відповідні розрахункові формули.

Визначимо коефіцієнт повної готовності КС для простого випадку, коли є тільки один компресор і одна ремонтна бригада (Сх I: 1+0).

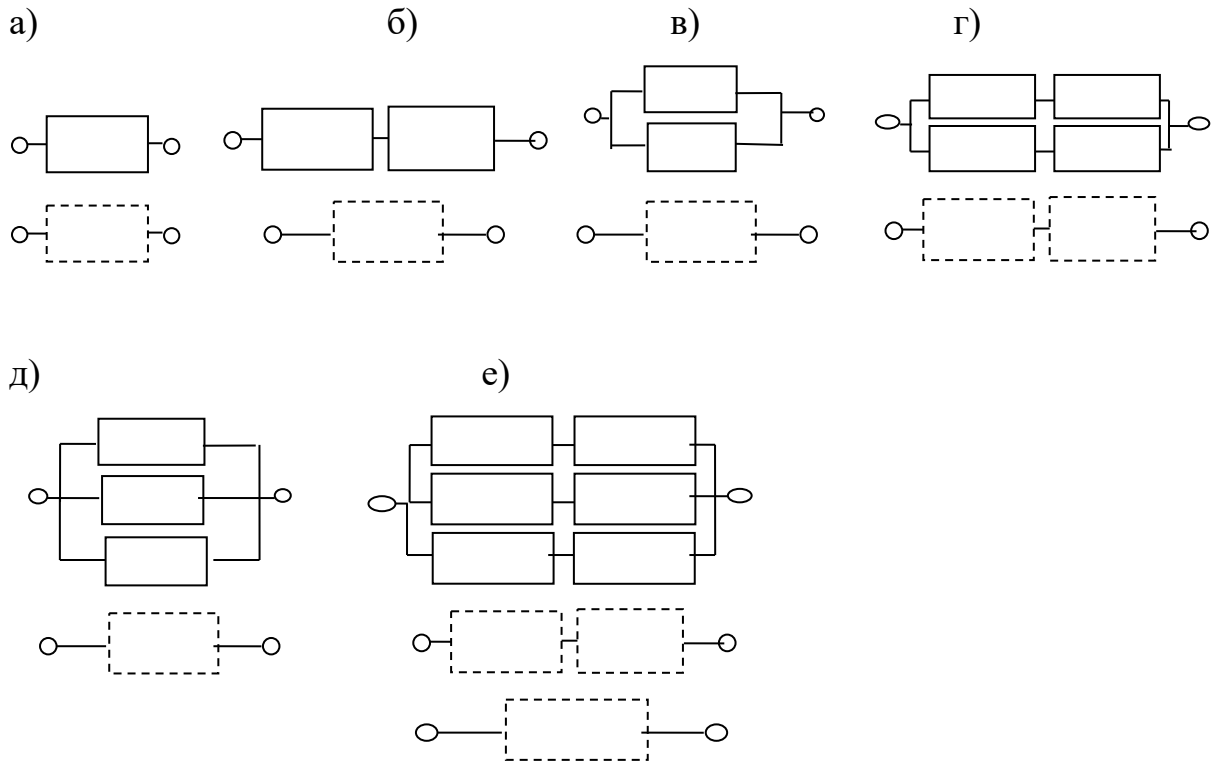
Припускаємо, що параметри λ і μ є заданими для компресорних агрегатів. Відповідно до формул (1.12 та 1.13) легко розрахувати фінальну ймовірність нашої простої системи: тут $n = 1, m = 0, r = 1$, тоді $\lambda_0 = \lambda; \mu_1 = \mu$, далі $\theta_0 = 1; \theta = \frac{\lambda}{\mu}$ і $p_0 = \frac{1}{1+\lambda/\mu}, p_1 = \frac{\lambda}{\mu} p_0$.

Оскільки p_0 – ймовірність того, що елементів, що вийшли з ладу, немає (він один), то природно прийняти за $P_{\text{КС}}$ величину p_0 . Отже, $P_{\text{КС}} = \frac{\mu}{(\lambda+\mu)}$. Якщо в даному випадку абсолютно зрозуміло, що приймається за коефіцієнт готовності, то в інших, складніших випадках, необхідно кожного разу його визначати.

На компресорній станції розташовано чотири компресори за схемою: Схема II: 4 + 0. У випадку виходу з ладу будь-якого компресора ремонтна бригада виконує відключення його сполученого послідовно компресора, щоб уникнути "перекосу" в з'єднанні двох груп компресорів. При вийманні з експлуатації двох компресорів залишаючись працюють як послідовна пара, і їх продуктивність зменшується удвічі. У випадку виходу з ладу трьох компресорів вважається, що станція повністю вийшла з ладу, і весь процес зупиняється.

Згідно наведеної характеристики, перший випадок відповідає сприятливому стану, а другий - несприятливому.

Оскільки через P_k позначили вірогідність стану при відмові k елементів, то за показник ефективності роботи КС можна прийняти коефіцієнт продуктивності у вигляді наступного співвідношення: $\pi_{\text{КС}} = p_0 + \beta_1 p_1 + \beta_2 p_2$, де для даної схеми КС $\beta_1 = \beta_2 = 0,5$; $p_0 = P_{\text{КС}}$.



а – Сх I: 1+1; б – Сх. II: 2+1; в – Сх I: 2+1; г – Сх II: 4+2;
д – Сх I: 3+1; е – Сх II: 6+2+1

Рисунок 5.1 – Основні схеми з'єднання ГПА на одноцехових КС

Необхідно відзначити, що в разі виходу з ладу одного агрегату відключенням іншого порушується точна умова процесу загибелі і розмноження. Проте, у розрахунках будемо нехтувати цією неточністю, враховуючи її відсутній вплив на результат. Використовуючи формули (1.12) і (1.13) при $n = 4$, $m = 0$, $r = 1$, обчислюємо (вважаючи $v = \frac{\lambda}{\mu}$) величини $\theta_0 = 1$, $\theta_1 = 4v$, $\theta_2 = 12v^2$, $\theta_3 = 24v^3$, $\theta_4 = 24v^4$ і ймовірність $p_0 = \frac{1}{1+4v+12v^2+24v^3+24v^4}$; QUOTE $p_i = \theta_i p_0$, $p_i = \theta_i p_0$

Виведемо співвідношення, за умови, що в резерві один ГПА (СХ II-4+1), тобто $n = 4$, $m = 1$, $r = 1$, $\theta_0 = 1$, $\theta_1 = 4v$, $\theta_2 = 16v^2$, $\theta_3 = 48v^3$, $\theta_4 = 96v^4$, $\theta_5 = 96v^5$

Як і раніше $p_0 = \frac{1}{\sum_{i=0}^3 \theta_i}$, $p_i = \theta_i p_0$, $i = 1, 2, 3$.

Тут за коефіцієнт продуктивності приймаємо $\pi_{\text{кк}} = \sum_{i=0}^3 \beta_i p_i$,

де $\beta_0 = \beta_1 = 1$, $\beta_2 = 0,5$, $P_{\text{кк}} = p_0 + p_1$.

Коли в резерві два ГПА, за коефіцієнт продуктивності приймаємо

$$\pi_{\text{кк}} = \sum_{i=0}^4 \beta_i p_i, \quad (5.2)$$

де $\beta_0 = \beta_1 = \beta_2 = 1$, $\beta_3 = \beta_4 = 0,5$, $P_{\text{кк}} = p_0 + p_1 + p_2$

Причому p_i легко підрахувати, оскільки

$$\theta_0 = 1, \theta_1 = 4v, \theta_2 = 16v^2, \theta_3 = 64v^3, \theta_4 = 192v^4, \theta_5 = 384v^5, \theta_6 = 384v^6$$

Тут $p_0 = \frac{1}{\sum_{i=0}^4 \theta_i}$, $p_i = \theta_i p_0$, $i = 1, \dots, 4$

Аналіз підтвердив, що в найближчій перспективі буде використовуватися кілька основних схем з'єднання газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях. Основні схеми представлені на рисунку 5.1. У таблиці 5.1 подані необхідні розрахункові співвідношення для визначення коефіцієнта продуктивності, ймовірності станів та інших допоміжних величин для різних технологічних схем, зображених на рисунку 5.1.

У таблиці 5.1 відношення інтенсивності і відновлення представлене через $v = \frac{\lambda}{\mu} = \frac{T_B}{T_P}$ (число відмов за час відновлення). Числові значення v агрегатів деяких типів за даними статистики наступні: ГТК-10-2 $v = 0,003$; ГТК-10-4 $v = 0,0227$; ГТН-16 $v = 0,09289$; ГТНР-10 $v = 0,0593$; ГТК-25і $v = 0,02145$; ГТК-10і $v = 0,0764$.

Таким чином, ми отримали ряд нескладних формул для розрахунку показників надійності найбільш поширених схем з'єднання ГПА на компресорних станціях.

Таблиця 5.1

Основні формули для розрахунку показників надійності КС з різними схемами з'єднання ГПА

Схема КС	Коефіцієнт продуктивності, виражений через ймовірності, $\pi_{КС}$	Відносна продуктивність β	Коефіцієнт продуктивності $\pi_{КС}$, виражений через початкові показники надійності, $v = \frac{\lambda}{\mu}$	Коефіцієнт повної готовності $R_{КС}$
CX I: 1+0	p_0	—	$\frac{1}{1+v}$	p_0
CX I: 1+1	$p_0 + p_1$	—	$\frac{1}{1+v+v^2}$	$p_0 + p_1$
CX I: 2+1	$p_0 + p_1$	—	$\frac{1+2v}{1+2v+4v^2+4v^3}$	$p_0 + p_1$
CXII: 2+1	$p_0 + p_1$	—	$\frac{1+2v}{1+2v+4v^2+4v^3}$	$p_0 + p_1$
CXII: 4+0	$p_0 + \beta_1(p_1 + p_2)$	0,5	$\frac{1+2v+6v^2}{1+4v+12v^2+24v^3}$	p_0
CXII: 4+2	$p_0 + p_1 + p_2 + \beta_2(p_3 + p_4)$	0,5	$\frac{1+4v+16v^2+32v^3}{1+4v+16v^2+64v^3}$	$p_0 + p_1 + p_2$
CX I: 3+1	$p_0 + p_1 + \beta_2 p_2 + \beta_3 p_3$	$\frac{2}{3}, \frac{1}{3}$	$\frac{1+3v+6v^2+6v^3}{1+3v+9v^2+18v^3+18v^4}$	$p_0 + p_1$
CXII: 6+3	$p_0 + p_1 + p_2 + p_3 + \beta_4(p_3 + p_4) + \beta_5(p_6 + p_7)$	$\frac{2}{3}, \frac{1}{3}$	$\frac{1+6v+36v^2+216v^3+864v^4}{1+6v+36v^2+216v^3+1296v^4+6480v^5}$	$p_0 + p_1 + p_2 + p_3$

5.2 Оцінка надійності багатоцехових компресорних станцій

Разом із компресорними станціями, які мають невелику кількість аналогічних агрегатів, на магістральних газопроводах часто функціонують багатоагрегатні станції, які відрізняються складною технологічною схемою з'єднання. Зазвичай агрегати одного типу об'єднуються у цехи, тому такі станції отримали назву багатоцеховими. Ці багатоцехові компресорні станції, як правило, складаються з двох-трьох незалежних цехів, які працюють паралельно. Наприклад, в управлінні магістральних газопроводів ТОВ «Оператор ГТС України» до

багатоцехових станцій належить Компресорна станція "Долина" на газопроводі Долина-Ужгород-Держкордон, де встановлені газоперекачувальні агрегати типу ГТК10-2 (9 шт.) і ГПА-Ц1-16С (5 шт.).

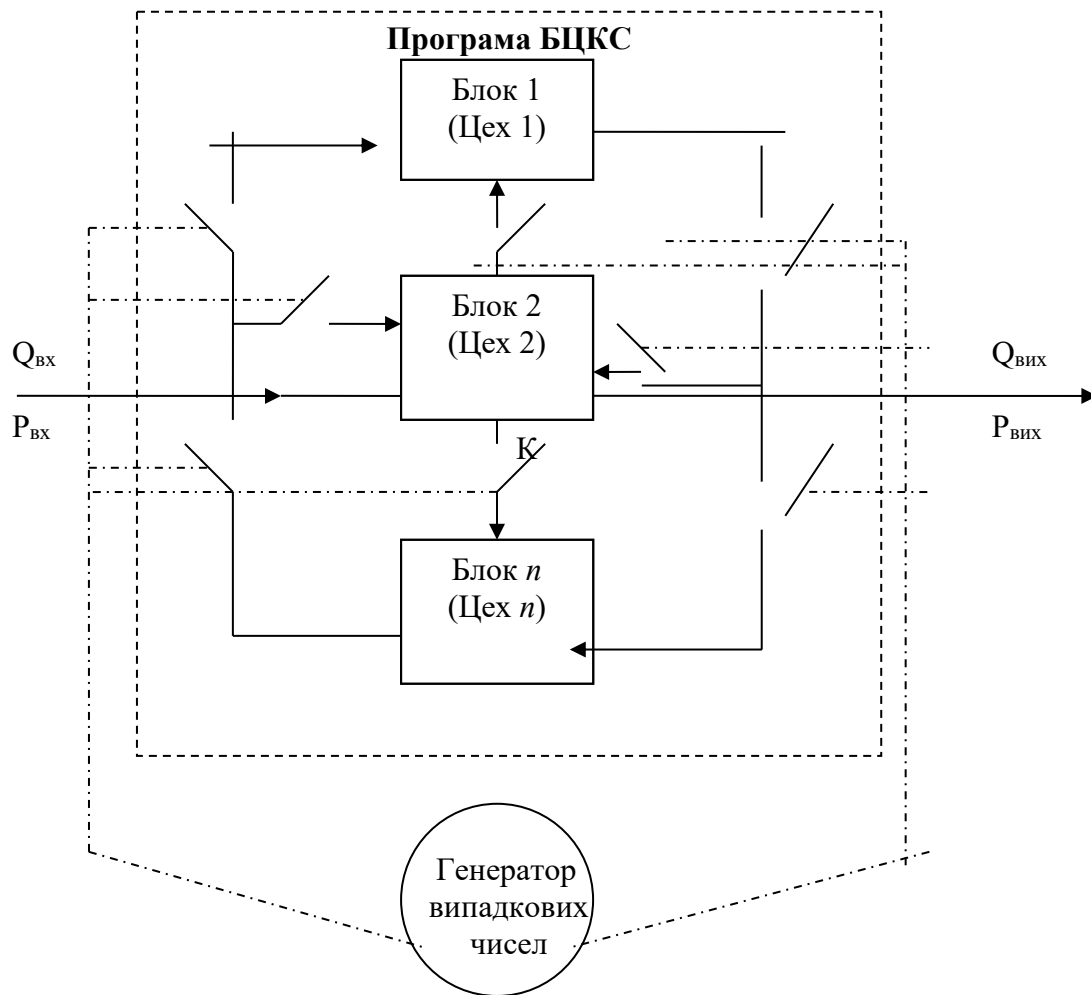
Рівень надійності газотранспортних систем в значній мірі визначається ефективністю функціонування багатоцехових компресорних станцій (БЦКС).

Розглянемо певні аспекти оцінки надійності існуючих багатоцехових компресорних станцій (БЦКС). Цей тип компресорних станцій відрізняється неуніверсальною схемою з'єднання агрегатів, що означає відсутність можливості підключення одного ГПА замість будь-якого іншого.

У роботі [51] висунуто пропозицію використання матричного методу для розрахунку надійності багатоцехових компресорних станцій (БЦКС) без універсального обв'язування. При цьому враховується припущення про експоненціальний характер законів розподілу ймовірностей безвідмовної роботи і відновлення. Зазначено, що показники надійності для БЦКС із універсальним обв'язуванням мають трошки вищі значення.

У дослідженні [66] було проведено детальний аналіз складнішого випадку багатоцехових компресорних станцій (БЦКС) і запропоновані конкретні рекомендації щодо вдосконалення структури таких станцій з однотипним приводом.

Для багатоцехових компресорних станцій (БЦКС) з різними типами приводів розрахункова методика надійності стає більш складною. У такому випадку, для діючих компресорних станцій, необхідно враховувати розрахунки режимних і керуючих параметрів в процесі оцінки їх надійності. Крім того, в різних режимах роботи станцій потрібно визначати продуктивність, забезпечуючи заданий тиск всмоктування і нагнітання. Оскільки випадкові величини визначають стани відмов, необхідно використовувати генератор випадкових чисел для імітації цих станів. Блок-схема моделювання БЦКС представлена на рисунку 5.2.



К – ключ, що імітує стан; $Q_{ВХ}, P_{ВХ}$ – витрата та тиск на вході КС;

$Q_{ВЫХ}, P_{ВЫХ}$ – витрата та тиск на виході КС

Рисунок 5.2 – Блок-схема моделювання надійності БЦКС методом Монте-Карло

Після виконання такого моделювання багатоцехової компресорної станції (БЦКС) ми можемо отримати закони розподілу ймовірності для продуктивності та мінімальних витрат при експлуатації (якщо завдання вирішується як оптимізаційне).

Метод моделювання ґрунтується на використанні методу Монте-Карло, який ґрунтується на статистичних експериментах. Нижче наведено послідовність його застосування:

1. Усі компоненти системи отримують числові ідентифікатори, які можуть перебувати у двох станах: 1 - робочий стан та 2 - відмова. Ці ідентифікатори

формують послідовність, яка складається з рівномірно розподілених незалежних пар чисел або послідовностей цих чисел заздалегідь визначеного закону розподілу.

2. За допомогою спеціальної програми генерують випадкові числа, які відтворюють стани відмов для всіх елементів системи. При цьому враховують обмеження на кількість елементів, які можуть одночасно перебувати у відмові.

3. Для виявлених станів визначають максимальну продуктивність блоку централізованого контролю системи та мінімальні експлуатаційні витрати.

4. Після групування вибірок початкових станів розробляють закони розподілу для фактичної продуктивності та сумарних витрат системи.

5. На підставі розроблених законів розподілу визначають математичні очікування витрат і продуктивності, а також інші необхідні характеристики системи.

Визначення фактичної максимальної продуктивності при відповідних відмовах ГПА БЦКС може бути трудомістким завданням. Нижче наведений алгоритм та програма для розрахунку режимів складних КС.

Вирішення завдання вибору оптимального (раціонального) режиму обслуговування газоперекачувальної агрегатної установки логічно розглядати як оптимізаційну задачу. Це дозволяє здійснювати мінімізацію витрат на обслуговування ГПА при урахуванні обмежень, пов'язаних з коефіцієнтом готовності обладнання. Таким чином, при наявності повної інформації про параметри функцій розподілу $F(t)$ і $\Phi(t)$ задача вибору оптимального режиму обслуговування ГПА запишеться в вигляді:

$$\left. \begin{array}{l} \min_{\theta, T_p} \bar{Z}_p(\theta, T_p) \\ \text{при } K_\Gamma(\theta, T_p) \geq K_{\Gamma\min}^0 \end{array} \right\} \quad (5.3)$$

де $K_{\Gamma\min}^0$ – задане мінімальне значення коефіцієнту готовності; функція розподілу часу роботи в справному стані $F(t) = P\{\xi \leq t\}$; функція розподілу часу роботи в несправному, тобто в перевідмовному стані $\Phi(t) = P\{\eta \leq t\}$

Режим обслуговування в оптимізаційній задачі визначається за допомогою числових методів.

БЦКС представляє собою складний комплекс агрегатів, призначений для зміни режиму роботи магістрального газопроводу. У технологічних схемах БЦКС передбачено різні методи регулювання, такі як варіанти із різною кількістю машин, різні варіанти роботи груп машин (з визначеною кількістю груп і агрегатів у них, встановлення коліс різних діаметрів, розташування кранів у перемичках). Ці варіанти приймають дискретну множину станів, де частина може бути імітована за допомогою генератора випадкових чисел.

Розрахунок режимів роботи компресорної станції здійснюється за програмою, написаною на алгоритмічній мові Basic для ПЕОМ.

1. Для розрахунку режиму роботи компресорної станції необхідно визначити параметри компресорної установки, які підлягають розрахунку:

z – коефіцієнт стисливості газу, $P_{\text{вх}}$ – тиск на вході КС, $P_{\text{вих}}$ – тиск на виході КС, $T_{\text{вх}}$ – температура на вході КС, $(q_{\text{пр}})_{\text{max}}$ – максимальне значення приведеної об'ємної продуктивності, $(q_{\text{пр}})_{\text{min}}$ – мінімальне значення приведеної об'ємної продуктивності, $\theta, \overset{\wedge}{\theta}$ – мінімальне і максимальне число обертів приводу, $\Delta\theta$ – крок перебору по оборотах приводу, $Q_{\text{н}}$ – номінальна продуктивність КС.

2. На початку роботи програми допоміжні ключі встановлюють в початкове положення (див.рис.2.12):

$KM = 0, L = 0, S = 0, K = 0, r = 0.$

Призначення ключів:

- ключ KM має два положення: 0 і 1. Якщо при розрахунку другій, третій і т.д. ступенях $q_{\text{пр}} > q_{\text{max}}$, то збільшують число паралельних груп на одиницю і ключ KM ставлять в положення 1;
- ключ L приймає значення 2, 4, 6 і т.д. Можна зменшити крок перебору по оборотах приводу $\Delta\theta$, відповідно в 2, 4, 6 і т.д. раз;

- ключ S має два положення: 0 і 1. Використовується при зміні числа оборотів в ступені, що розраховується;
- ключ K має два положення: 0 і 1. При переході від мінімального числа оборотів θ_v до максимального $\theta^\wedge$ ключ K ставлять у положення 1;
- ключ $г$ має два положення: 0 і 1.

Якщо на даному ступені розрахунковий тиск на виході $P'_{\text{вих}} > P_{\text{вих}}$, то здійснюється повернення на попередній ступінь для перерахунку параметрів з меншим числом оборотів і ключ $г$ приймає положення 1.

3. Програма починає розрахунок режиму роботи КС з першого ступеня $n = 1$ з мінімальним числом обертів B .

4. Приведену об'ємну продуктивність розраховують за наступною формулою: $q_{\text{пр}} = \frac{k_2 z T_{\text{вх}} Q_{\text{н}}}{\theta_p P_{\text{вх}}}$,

де k_2 – коефіцієнт, що враховує розмірність.

5. Якщо $q_{\text{пр}} \geq (q_{\text{пр}})_{\text{max}}$ і $q_{\text{пр}} \leq (q_{\text{пр}})_{\text{min}}$, то режим роботи агрегату вважається недозволимим.

Величини $(q_{\text{пр}})_{\text{max}}$ і $(q_{\text{пр}})_{\text{min}}$ приймаються за приведеними характеристиками нагнітача. Щоб вийти із зони помпажу, необхідно здійснити перепускання газу. В результаті відбувається зміна вхідних параметрів газу на вході нагнітача. Розрахунок здійснюється по наступних формулах:

- ступені стиснення $\varepsilon_\theta = a_3 q_{\text{пр}}^2 + a_2 q_{\text{пр}} + a_1$,
- де a_1, a_2, a_3 - коефіцієнти апроксимації, отримані за допомогою стандартної програми для найбільш поширених типів нагнітачів. Їх можна знайти в роботі [33]:
- ступені стиснення при номінальних обертах $\varepsilon_\theta = \theta^2 \frac{k_1 \Delta}{z T_{\text{вх}}} (\varepsilon_0 - 1) + 1$,
- де k_1 – коефіцієнт, що враховує розмірність; Δ – відносна густина газу;
- політропічного к. к. д. $\eta = a_4 q_{\text{пр}}^3 + a_3 q_{\text{пр}}^2 + a_2 q_{\text{пр}} + a_1$,
- де a_1, a_2, a_3, a_4 – коефіцієнти апроксимації;
- температури на вході КС $T_{\text{вих}} = T_{\text{вх}} \varepsilon_0^{\frac{(k-1)}{k}}$,

- де k – показник адіабати;
- - середньої температури газу, що перепускається, з виходу на вхід КС

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{вх}}q_{\text{пр}} + T_{\text{вих}}\Delta q_{\text{пр}}}{q_{\text{пр}} + \Delta q_{\text{пр}}}, \quad \text{де} \quad \Delta q_{\text{пр}} = (q_{\text{пр}})_{\text{прmax}}$$

- - тиск на вході КС $P_{\text{вх}} = \frac{k_2 z T_{\text{ср}} Q_{\text{н}}}{q_{\text{вх}}}.$

Використовуючи розраховані параметри, повторюємо пункти 3, 4 і т.д.

6. При виконанні умови $(q_{\text{пр}}) > (q_{\text{пр}})_{\text{max}}$ перевіряємо, в якому положенні стоїть ключ КМ. Якщо ключ КМ в початковому положенні ($\text{КМ} = 0$) і розрахунок ведеться на 1-му ступені ($n = 1$), то визначаємо число паралельних груп машин за формулою $m = \frac{q_{\text{пр}}}{(q_{\text{пр}})_{\text{max}}}$

Якщо відношення містить дробову частину, то число груп приймається рівним $m + 1$, а продуктивність агрегатів коректується згідно формули $q'_{\text{пр}} = \frac{q_{\text{пр}}}{m+1}$

7. Якщо при розрахунку подальших за першим ступенем агрегатів значення приведеної об'ємної продуктивності вийшло вище за максимальне її значення $((q_{\text{пр}}) > (q_{\text{пр}})_{\text{max}}, \text{КМ} = 0, n = 1)$, то число паралельних груп збільшується на одиницю і ключ КМ приймає положення 1. Після чого розрахунок повторюється.

8. У тому випадку, коли приведена об'ємна продуктивність знаходиться в допустимому інтервалі $((q_{\text{пр}})_{\text{max}} > q_{\text{пр}} > (q_{\text{пр}})_{\text{min}})$ число паралельних груп приймається рівним одиниці. На подальших ступенях їх число залишиться рівним числу паралельних груп попереднього ступеня.

9. Тиск газу на виході нагнітача рахується за формулою $P'_{\text{вих}j} = P_{\text{вх}}\epsilon$, де j – індекс ступеня.

10. Перевіряється умова $P'_{\text{вих}j} \geq P_{\text{вих}}$,

де $P_{\text{вих}}$ – заданий тиск на виході компресорної станції. Якщо $P'_{\text{вих}j} = P_{\text{вих}}$, розраховуються і друкуються всі вихідні режимні параметри КС.

11. Якщо при розрахунку режиму роботи з мінімальним числом оборотів $\theta P'_{\text{вих}j} < P_{\text{вих}} (k = 0, r = 0)$, то розрахунок повторюється з максимальним числом оборотів ($\hat{\theta} \rightarrow \theta, k = 1$).

12. У тому випадку, коли повторний розрахунок з максимальним числом оборотів не дає необхідного збільшення тиску, тобто $P'_{\text{вих}j} \geq P_{\text{вих}}$, необхідно збільшити число ступенів на одиницю $k \neq 0, s = 0, n = n + 1$ і якщо задоволена нерівність $n \leq \hat{n}$, де $\hat{n}$ – максимально допустиме число ступенів, то вхідними параметрами $n + 1$ -го ступеня будуть вихідні параметри n -го ступеня. Коефіцієнт стисливості газу z залежно від тиску, температури і густини представляється для кожного з можливих діапазонів температури газу у вигляді наступних апроксимацій [18]:

$$T - 273^{\circ}\text{C} < 25^{\circ}\text{C};$$

$$z(P, \Delta, T) = (-0,457 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta + 0,626 \cdot 10^{-3}) \cdot (P - 6) + 0,982;$$

$$25^{\circ}\text{C} \leq T - 273^{\circ}\text{C} < 50^{\circ}\text{C};$$

$$z(P, \Delta, T) = (-0,375 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta + 0,446 \cdot 10^{-3})(P - 6) + 0,985;$$

$$50^{\circ}\text{C} \leq T - 273^{\circ}\text{C};$$

$$z(P, \Delta, T) = (-0,126 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta + 0,461 \cdot 10^{-3})(P - 6) + 0,992$$

13. Якщо тиск на виході КС при розрахунку вище допустимого, тобто $C > P_{\text{вих}}$, необхідно проаналізувати два варіанти:

а) розрахунок $P'_{\text{вих}j}$ проведений при мінімальних обертах ($k = 0$). На першому ступені компримування ($n = 1$) тиск знижується за допомогою дроселювання. Перепад тиску на дроселі розраховується як різниця $P'_{\text{вих}j} - P_{\text{вих}} = \Delta P$. Якщо $n \neq 1$ то для зниження тиску перераховуються режимні параметри попередніх ступенів;

У таблицях 5.2–5.4 наведено результати розрахунків оптимальних режимів роботи компресорної станції з устаткуванням однакового типу..

Для передпроектних розрахунків, зокрема на етапі техніко-економічних обґрунтувань магістральних газопроводів, може виникнути завдання провести експрес-оцінку рівня надійності складних багатоцехових компресорних станцій. У

таких випадках використання вищезазначеної програми розрахунків може бути ускладненим, оскільки не завжди є достатньо деталізованих початкових даних. Проте, на цьому етапі не вимагається така деталізація, оскільки обґрунтування здійснюється на базі приблизних даних. Нижче наводиться метод розрахунку показників надійності за спрощеною схемою, припускаючи, що тиск нагнітання повинен бути рівний максимальному тиску згідно з умовами даного проекту.

Оскільки цехи на багатоцехових КС, як правило, працюють паралельно, сума коефіцієнтів відносних продуктивностей цехів α при справному стані цехів рівна одиниці. Даний коефіцієнт для однієї групи послідовно сполучених ГПА рівний $1/n$ (за умови, що всі ГПА на КС однотипні), де n – кількість паралельних груп ГПА у всіх цехах КС. Для визначення ймовірностей різних станів багатоцехових компресорних станцій потрібно розглядати всі можливі комбінації станів окремих цехів. Ймовірність стану компресорної станції обчислюється як добуток ймовірностей станів відповідних цехів.

Таблиця 5.2

Результати розрахунків раціональних режимів компресорної станції Долина, оснащеної ГПА ГТК10-2

Вихідні дані: номінальне число обертів нагнітача. $n_{ном}=5200$ об/хв; продуктивність при н.у. = 32,4 млн. н.м³/добу ; $P_{вх}, P_{вих}$ вказані в таблиці для кожної схеми

Дата заміру	Схема підключення	Обсяг транспортування газу Q , млн.м³/добу	Тиск на вході КС $P_{вх}$, кгс/см ²	Тиск на виході КС $P_{вих}$, кгс/см ²	Оберти у відносних одиницях, n	Приведена продуктивність $q_{пр}$, м³/хв	Ступінь стиску ϵ	Температура T , град.С	Коефіцієнт корисної дії	Потужність N , кВт
15.05.1998	II-2	47,3	29,9	37	1,1/0,725	676,5/452,7	1,2/1,038	315/320	0,832/0,547	1204/325,9
25.06.1998	II-2	47,3	29,9	43	1,1/1,075	676,5/305,3	1,2/1,202	315/331	0,832/0,856	1204/1260
16.08.1998	II-1	20	41,7	45	0,7	322,3	1,086	306,8	0,846	432,7
23.06.1999	I-2	20	41,7	52	0,83/0,85	282/271,8	1,12/1,11	310/230	0,815/0,834	630/363
13.08.1999	I-1	20	41,7	45	0,7	322	1,08	307	0,827	432
05.09.1999	II-1	47,3	29,9	35	1,05	314	1,17	314	0,834	1037

Примітка: в чисельнику вказано значення параметра першої ступені, в знаменнику - другої

Таблиця 5.3

Результати розрахунків раціональних режимів КС-21, оснащеної ГПА ГТК-10і

Вихідні дані: номінальне число обертів нагнітача. $n_{ном}=6500$ об/хв; продуктивність при н.у. = 17,6 млн. н.м³/добу ; $P_{вх}, P_{вих}$ вказані в таблиці для кожної схеми

Дата заміру	Схема підключення	Обсяг транспортування газу Q , млн.м³/добу	Тиск газу, кг/см ²		Оберти у відносних одиницях, n	Приведена продуктивність $q_{пр}$, м³/хв	Ступінь стиску ϵ	Температура газу, °С		Коеф-т корисної дії η	Потужність N , кВт
			вхід	вихід				вхід	вихід		
10.03.2006	IV+3	73,1	47,4	65,2	0,95	999,002	0,898428	16	45	0,78	7597,2
07.04.2006	V+2	92,9	54,4	73,7	0,933846	1123,003	0,887333	19	47	0,75	7305
15.07.2006	III+4	52,8	39,7	51,9	0,895846	951,329	0,91961	21	44	0,77	7499,8
01.08.2006	V+2	7,6	59,1	60,5	0,91	89,22991	0,888044	27	51	0,67	6525,8
25.10.2006	III+4	16	59,8	63,6	0,75	219,563	0,880258	22	39	0,65	6331
12.01.2007	III+4	53,7	56,2	71,9	0,86	682,7737	0,884911	20	42	0,69	6720,6
11.02.2007	II +5	30,9	59,1	72,3	0,725846	437,4974	0,877599	19	35	0,7	6818
06.03.2007	II +5	12,8	59,4	62	0,285385	442,0665	0,866722	12	29	0,72	7012,8
17.03.2007	III+4	2	60,1	61,1	0,87	22,35338	0,865152	12	30	0,67	6525,8
21.05.2007	V+2	75,9	44	68,7	0,872462	1254,966	0,910902	21	40	0,78	7597,2
05.11.2007.	IV+3	72	49,7	70,1	0,961692	939,6396	0,898222	20	51	0,76	7402,4
06.01.2008	IV+3	65,3	46,7	65,1	0,976615	882,568	0,899928	16	47	0,69	6720,6
15.03.2008	IV+3	69,5	54,2	71,8	0,9	875,3572	0,887748	19	46	0,7	6818
08.08.2008	II+5	33,8	48,2	60,1	0,911692	481,4214	0,901294	20	45	0,72	7012,8
06.01.2009	VI+1	73,4	44,7	61,3	0,947692	1032,713	0,894916	8	41	0,68	6623,2
05.04.2009	I+6	17,2	54	61,4	0,795846	232,7139	0,873053	8	25	0,69	6720,6
25.05.2009	III+4	51,2	48,6	63	0,909231	707,5858	0,894658	15	40	0,71	6915,4
10.06.2009	IV+3	69,7	55,9	71	0,875846	879,7085	0,886806	21	45	0,67	6525,8

Таблиця 5.4

Результати розрахунків раціональних режимів КС-39, оснащеної ГПА ГТК-25і

Вихідні дані: номінальне число обертів нагнітача. $n_{ном}=4670$ об/хв; продуктивність при н.у. = 42,7 млн. н.м³/добу;

$P_{вх}, P_{вих}$ вказані в таблиці для кожної схеми

Дата заміру	Схема підключення	Обсяг транспортування газу Q , млн.м³/добу	Тиск газу, кг/см2		Оберти у відносних одиницях, n	Приведена продуктивність $q_{пр}$, м³/хв	Ступінь стиску ε	Температура газу, °С		Коеф-т корисної дії η	Потужність N , кВт
			вхід	вихід				вхід	вихід		
25.01.2006	II+1	94,9	45,8	65,9	0,950749	1371,515	0,906209	20	49	0,75	17955
21.02.2006	II+1	93	53,9	74,2	0,860171	1245,185	0,890855	21	49	0,72	17236,8
17.04.2006	II+1	92,6	53,4	74	0,867238	1242,652	0,891868	21	49	0,72	17236,8
13.07.2006	II+1	94,4	44,1	57,2	0,850107	1640,832	0,916459	27	48	0,78	18673,2
29.04.2007	I+2	46,9	47,1	65	0,850107	721,3398	0,899071	16	38	0,76	18194,4
08.06.2007	II+1	92,2	55,5	67,7	0,729979	1434,599	0,892517	25	44	0,74	17715,6
13.10.2007	I+2	46,7	48	66,9	0,910064	678,721	0,904953	23	46	0,77	18433,8
09.02.2008	II+1	92,2	47,2	69,5	0,939186	1316,775	0,905488	22	50	0,73	17476,2
26.06.2008	II+1	92,5	53	70,8	0,859957	1298,164	0,8996	27	50	0,73	17476,2
16.08.2008	II+1	90,3	55,9	68,8	0,777516	1308,556	0,891743	25	43	0,77	18433,8
12.10.2008	I+2	47,1	45,3	63,3	0,904283	737,5688	0,911292	24	46	0,79	18912,6
29.10.2008	II+1	15	56,4	58,1	0,910064	182,9952	0,889556	24	25	0,68	16279,2
15.12.2008	I+2	47,8	46,6	67,4	0,92334	684,9501	0,900142	16	47	0,74	17715,6
30.01.2009	I+2	47,5	47	66	0,889936	692,8787	0,89695	14	37	0,79	18912,6
07.02.2009	I+2	45	51,7	64,2	0,759101	688,1209	0,885332	13	35	0,77	18433,8
25.02.2009	I+2	46	44,4	63,6	0,925054	674,6182	0,898036	10	36	0,78	18673,2
07.04.2009	I+2	2	55,3	65,7	0,7	30,25377	0,873004	10	23	0,65	15561
24.06.2009	I+2	46,9	56	72,4	0,816702	636,5913	0,887867	22	40	0,77	18433,8
22.07.2009	II+1	94,8	45,5	64,6	0,903212	1485,706	0,911884	25	52	0,73	17476,2

Розглянемо визначення рівня надійності двохцехових компресорних станцій, де обидва цехи мають однакову структуру, і в кожному цеху розташовані дві групи газоперекачувальних агрегатів, з'єднаних послідовно..

На рисунку 5.2 ілюструє ймовірності різних станів окремих цехів та можливі комбінації станів між цехами (позначені стрілками) для двохцехової компресорної станції. Тут p_0 – сумарна ймовірність безвідмовної роботи КС при двох станах: при першому – коли не виходить з ладу жодна з паралельних груп агрегатів, при другому – коли одна група агрегатів несправна і заміщається резервною; p_1 – ймовірність, коли дві групи агрегатів в цеху несправні. Розрахунок ймовірності здійснюється за методикою, викладеною в п.2.2.

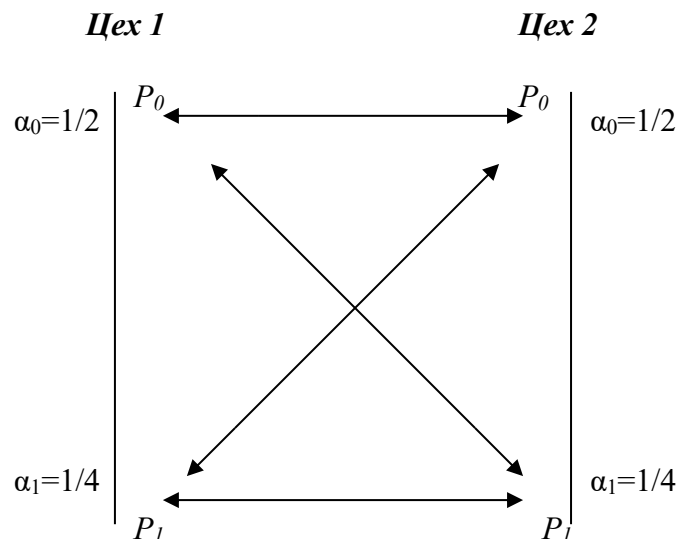


Рисунок 5.3 – Схема станів двоцехової КС

Якщо в цеху із чотирьох робочих ГПА є лише один резервний, то вищезазначені ймовірності обчислюються для кожного елемента окремо, а після цього їх групують.

Коефіцієнт продуктивності двохцехової КС визначається за формулою

$$\pi = 2p_0^2\alpha_0 + p_0p_1(\alpha_0 + \alpha_1) + 2p_1^2\alpha_1, \quad (5.4)$$

де p_0 – сумарна ймовірність безвідмовної роботи КС коли не виходить з ладу жодна з паралельних груп агрегатів чи коли одна група агрегатів несправна і заміщається резервною; p_1 – ймовірність, коли дві групи агрегатів в цеху несправні;

α_i – коефіцієнт відносних продуктивностей цехів.

5.3 Прогнозування показників надійності лінійної частини системи магістральних газопроводів

Надійність елемента є його здатність виконувати задані функції, зберігаючи експлуатаційні показники в заданих межах на протязі часу, що розглядається. Відмовою елементу називається порушення його працездатності.

При відмові елемент виключається з робочого процесу і поступає в сферу обслуговування для відновлювального ремонту.

Відмови допоміжного обладнання, що приводять до виключення елемента з робочого процесу, ототожнюються з відмовою елемента.

У зв'язку з тим, що на показники надійності газопроводів впливає значна кількість факторів, оцінити вплив кожного з них окремо і в комплексі дуже важко, то доцільно використовувати методи статистичного моделювання, які враховують вплив всіх факторів на показники надійності.

В роботах [32, 53] наведені результати визначення показників надійності газопроводів з використанням методів статистичного моделювання. Однак, відсутність даних по пошкодженням трубопроводів за значний період їх експлуатації не дозволяє використовувати вказані залежності для розрахунку показників надійності трубопроводів на значний період їх експлуатації.

Надійність газопроводів, що ремонтуються, визначається наступними параметрами:

- потік відмов ω ;
- наробіток на відмову T ;
- імовірність безвідмовної роботи $P(t)$.

Потік відмов ω визначається за формулою:

$$\omega(t) = n(\Delta t)/\Delta t, \quad (5.5)$$

де $n(\Delta t)$ – кількість відмов за період часу Δt ;

Час напрацювання на відмову:

$$T = 1/\omega(t), \quad (5.6)$$

Імовірність безвідмовної роботи:

$$P(t) = e^{-\omega(t)}, \quad (5.7)$$

де e – основа натурального логарифму;

t – час роботи газопроводу.

Як видно з залежностей (1)...(3), основним параметром є потік відмов, від якого залежать час напрацювання на відмову та імовірність безвідмовної роботи.

Як об'єкт досліджень вибрана система газопроводів під назвою Київ — Західний кордон України (Київ — Захід України, КЗУ), що складається з двох ниток, причому запуск кожної був синхронізований зі спорудженням підвідних потужностей у газотранспортному коридорі Шебелинка — Київ:

- перша введена в експлуатацію у 1970-му разом із магістральним газопроводом Єфремівка — Диканька — Київ;
- друга введена в експлуатацію у 1973-му разом із магістральним газопроводом Шебелинка — Диканька — Київ.^[1]

Перша нитка мала діаметр 1020 мм та загальну довжину 367 км, друга — 1220 мм та 506 км відповідно [4]. Різниця у довжині пояснювалась певними відмінностями маршрутів. До компресорної станції Тернопіль обидві нитки йшли в одному коридорі з газопроводом Дашава-Київ. Після цього КЗУ-1 відхилявся на північ та під'єднувався до компресорної станції Кам'янка-Бузька на трасі трубопроводу Дашава-Мінськ. Це дозволяло постачати блакитне паливо до Білорусі та Прибалтики, а при використанні Дашава-Мінськ у реверсному напрямку і до Польщі. Крім того, у 1973 році ввели в дію другу нитку газопроводу-відгалуження Кам'янка-Бузька — Рівне, яка зокрема могла постачати газ до нещодавно запущеного хімічного комбінату «Рівнеазот».

КЗУ-2 після Тернополя продовжував йти у західному та південному напрямку, де в підсумку під'єднувався до газопроводу Долина-Ужгород-Державний кордон (система «Братерство»), яким здійснювались експортні поставки до ряду країн Європи. Саме завдяки спорудженню системи Київ —

Західний кордон України за період з 1970 по 1975 колишній СРСР збільшив експорт газу більш ніж у 5 разів, довівши його до 19,3 млрд. м³.

Для дослідження неважливо, з якої причини сталася відмова. До уваги беруться лише позапланові відмови, які виводять газопровід з працездатного стану, тобто коли припиняється транспортування газу. Залежність відмов газопроводів КЗУ-I та КЗУ-II подана в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5. Кількість відмов в газопроводах

Рік експлуатації	КЗУ-I	КЗУ-II
1	2	2
2	0	2
3	1	0
4	0	1
5	0	0
6	1	0
7	0	1
8	2	2
9	1	1
10	2	0
11	2	1

Як видно з таблиці кількість відмов спочатку зменшується за перші чотири роки експлуатації, а потім починає зростати, досягаючи певної стабільної величини. За результатами таблиці 1 визначені параметри потоку відмов ω для даних газопроводів. Залежність параметрів потоку відмов ω в часі подана на рисунку 1.

Залежність потоку відмов в часі визначаємо методами математичного моделювання:

для газопроводу КЗУ-I

$$\omega(t) = 9,1636 - 12,334 \cdot t + 6,6328 \cdot t^2 - 1,7561 \cdot t^3 + 0,242 \cdot t^4 - 0,0165 \cdot t^5 + 0,0004 \cdot t^6,$$

для газопроводу КЗУ-II

$$\omega(t) = 4,4364 - 4,6303 \cdot t + 3,3148 \cdot t^2 - 1,2444 \cdot t^3 + 0,227 \cdot t^4 - 0,0192 \cdot t^5 + 0,0006 \cdot t^6,$$

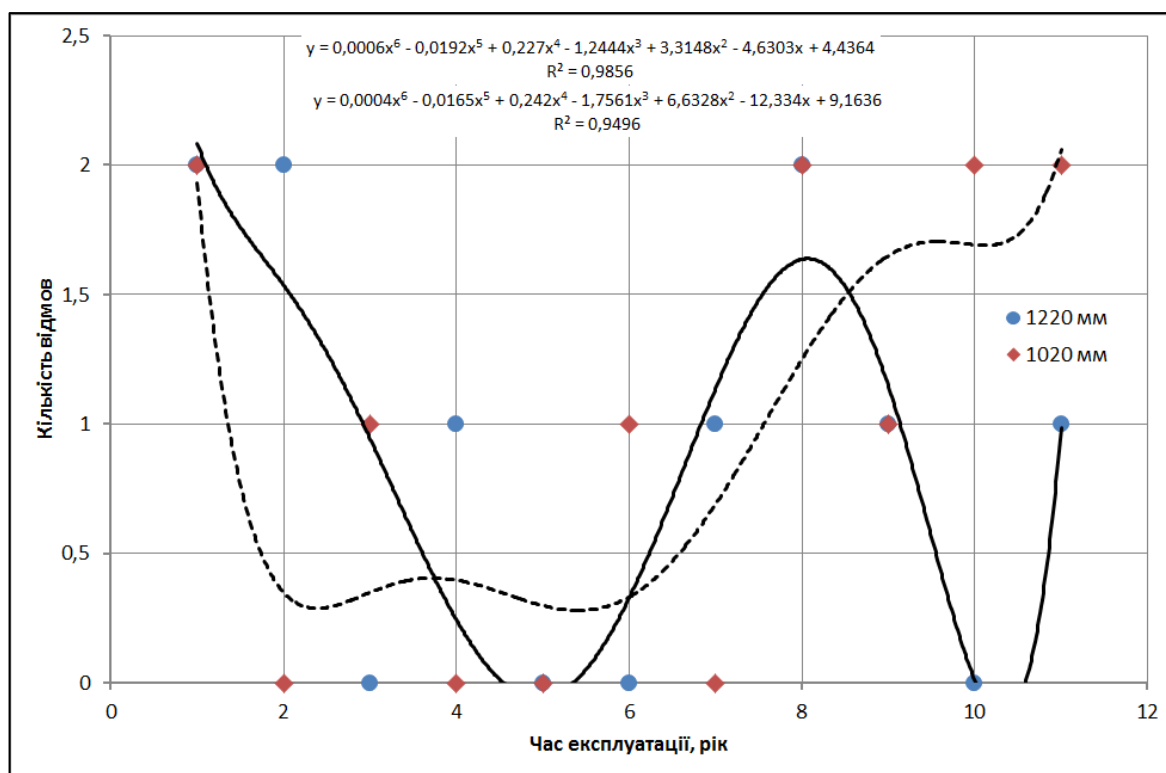


Рисунок 5.4 – Залежність параметру потоку відмов ділянки газопроводу в часі

Використавши одержані математичні моделі потоку відмов визначимо час напрацювання на відмову зазначених газопроводів:

для газопроводу КЗУ-I

$$T = \frac{1}{9,1636 - 12,334 \cdot t + 6,6328 \cdot t^2 - 1,7561 \cdot t^3 + 0,242 \cdot t^4 - 0,0165 \cdot t^5 + 0,0004 \cdot t^6},$$

для газопроводу КЗУ-II

$$T = \frac{1}{4,4364 - 4,6303 \cdot t + 3,3148 \cdot t^2 - 1,2444 \cdot t^3 + 0,227 \cdot t^4 - 0,0192 \cdot t^5 + 0,0006 \cdot t^6}.$$

Залежність часу напрацювання на відмову для газопроводів КЗУ-I та КЗУ-II зображена на рисунку 5.5.

З рисунку видно, що для газопроводу КЗУ-I діаметром 1020 мм наробіток на відмову зростає протягом перших років експлуатації, а після п'яти років починає падати і залишається майже на постійному рівні, приблизно 0,5 року.

Для газопроводу КЗУ-II діаметром 1220 мм картина менш очевидна. Спочатку наробіток на відмову зростає, а потім падає, повторюючи картину газопроводу КЗУ-I. Проте потім є аномалія підйому наробітку на відмову. Це може пояснюватись умовами експлуатації газопроводів, або впливом деяких сторонніх чинників. Хоча аномалія є нетривалою на протязі 2-х років. Подальші дослідження допоможуть встановити причини появи цієї аномалії.

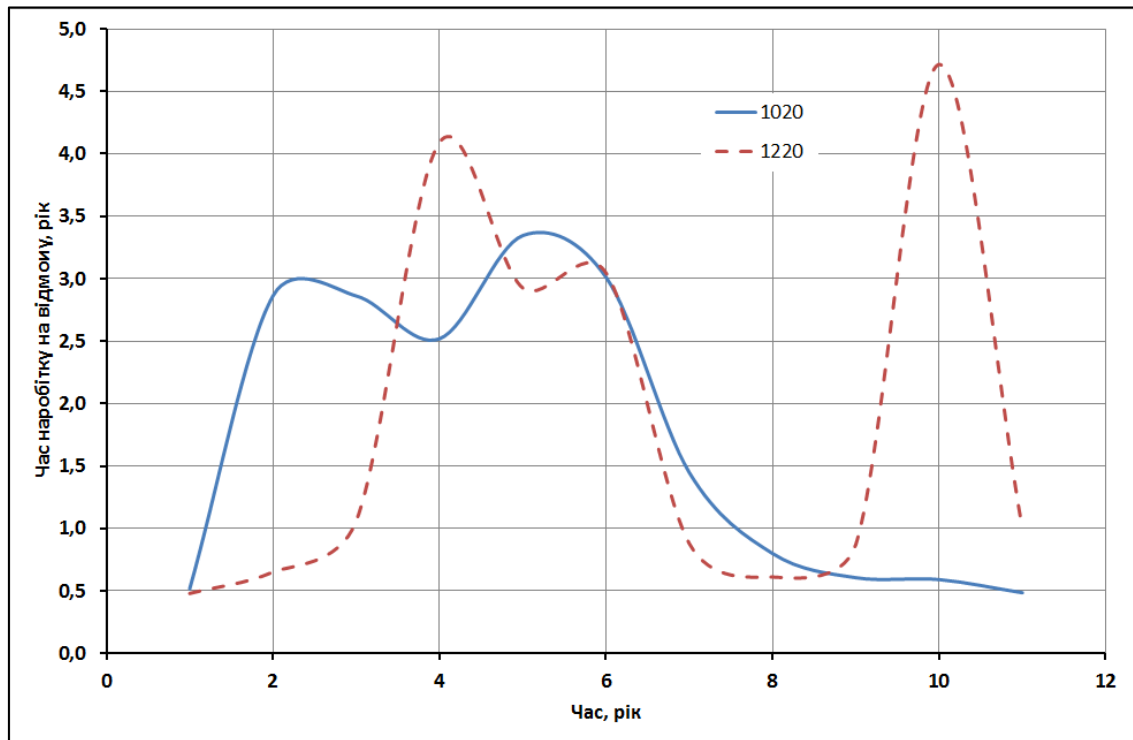


Рисунок 5.5 – Наробіток газопроводів на відмову

Також за розробленими моделями імовірність безвідмовної роботи газопроводів:

для газопроводу КЗУ-I

$$P(t) = e^{-(9,1636 - 12,334 \cdot t + 6,6328 \cdot t^2 - 1,7561 \cdot t^3 + 0,242 \cdot t^4 - 0,0165 \cdot t^5 + 0,0004 \cdot t^6) \cdot t},$$

для газопроводу КЗУ-II

$$P(t) = e^{-(4,4364 - 4,6303 \cdot t + 3,3148 \cdot t^2 - 1,2444 \cdot t^3 + 0,227 \cdot t^4 - 0,0192 \cdot t^5 + 0,0006 \cdot t^6) \cdot t}.$$

Залежність часу імовірності безвідмовної роботи для газопроводів КЗУ-I та КЗУ-II зображена на рисунку 5.6.

Залежність в загальному нагадує залежність часу напрацювання на відмову. Вона чітко виражена для газопроводу КЗУ-I і має аномалію для газопроводу КЗУ-II. Проте з досвіду експлуатації магістральних газопроводів можна зробити припущення, що характер процесів більш характерний для газопроводу КЗУ-I. З часом наробіток на відмову та імовірність безвідмовної роботи відновлюваних об'єктів набувають деякої стабільної величини, яка коливається в межах $\pm 10\%$.

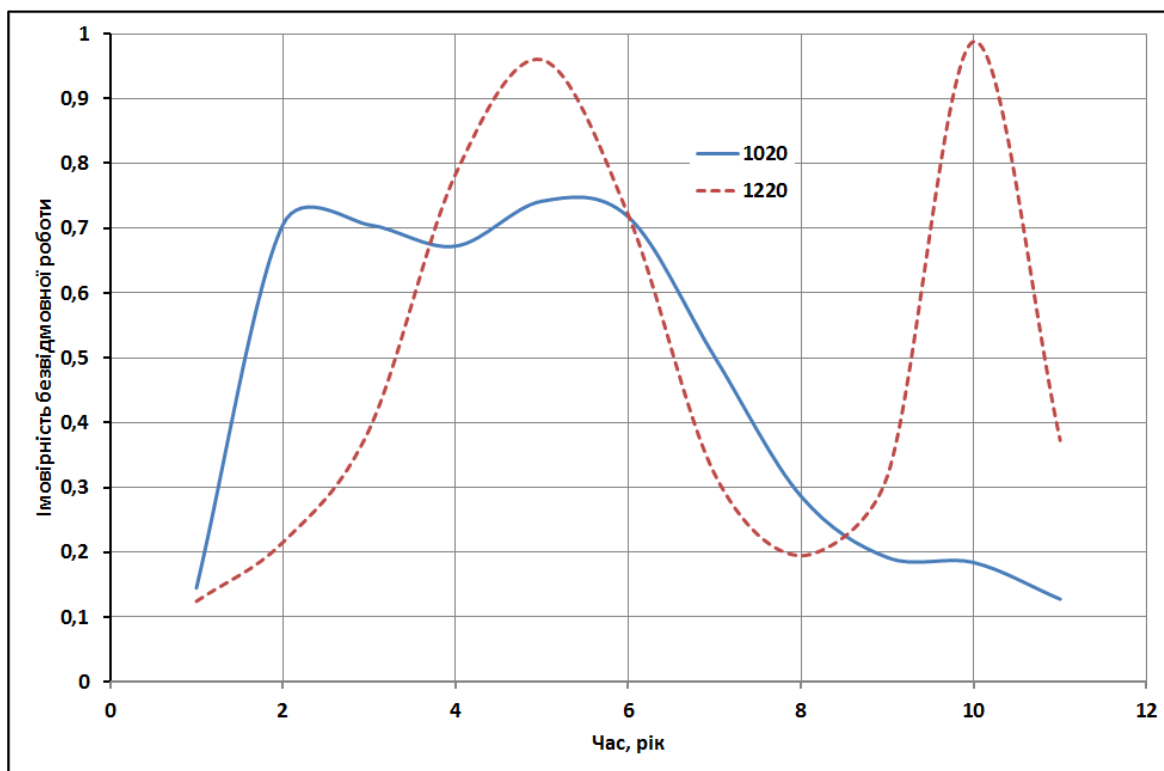


Рисунок 5.6 – Імовірність безвідмовної роботи газопроводів.

Висновки до розділу 5

1. Для ГПА великої одиничної потужності були визначені закони розподілу часу безвідмовної роботи і відновлення. Проведено розрахунок коефіцієнта готовності КС. Оцінка надійності різних схем КС здійснювалась при однакових інтенсивностях відмов і відновлень для ГПА великої і малої одиничної потужності.
2. Розроблена методика оцінки надійності КС з різними схемами з'єднання агрегатів, і представлені результати розрахунків коефіцієнта продуктивності, вираженого через початкові показники надійності. З використанням методу Монте-Карло було проведено моделювання надійності багатоцехових компресорних станцій, і отримані закони розподілу ймовірності продуктивності.
3. Для лінійної частини складних газотранспортних систем запропоновано методику і проведено розрахунки за даними періоду їх активної експлуатації, що дозволяє оцінити показники надійності газотранспортної системи в цілому.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу науково-прикладну задачу, яка полягає в конкретизації залежності надійності функціонування газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій від ефективності обслуговування, що дає можливість підвищити надійність і економічність системи перекачування газу, а саме:

1. Побудована математична модель оцінки впливу технічного стану ГПА на показники надійності газопостачання та отримані розрахункові залежності і алгоритм застосування моделі, дали змогу побудувати залежність оцінка впливу оптимізації обслуговування обладнання з урахуванням їх технічного стану на коефіцієнт готовності та коефіцієнт надійності ГПА.
2. Встановлено залежність ймовірності стану процесу і характеристики надійності від параметрів процесу, таких як небезпека відмови та випадковий час ремонту елемента.
3. Розроблена методика оцінки надійності КС з різними схемами з'єднання агрегатів, і представлені результати розрахунків коефіцієнта продуктивності, вираженого через початкові показники надійності. З використанням методу Монте-Карло було проведено моделювання надійності багатоцехових компресорних станцій, і отримані закони розподілу ймовірності продуктивності.
4. Показано, що для багато цехових компресорних станцій схема з'єднання ГПА і цехів впливає на показники надійності газопостачання. При комплектації КС ГПА великої одиничної потужності ймовірність часу безвідмовної роботи буде вища в порівнянні з багатоагрегатною КС, що включає ГПА малої потужності (при паралельному з'єднанні агрегатів).
5. Проведено факторний і кореляційно-регресійний аналіз впливу організаційно-технічних чинників ремонтних робіт на собівартість транспортування 1000 м³ природного газу і обсяг його транспортування. Виявлено чинники, що мають

найбільший вплив на дані техніко-економічні показники. До таких належать встановлена потужність КС, наробіток ГПА, час знаходження агрегатів в ППР, витрати на проведення капітальних ремонтів

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Дволітка М. Я. Оцінювання надійності газоперекачувальних агрегатів за динамікою зміни параметра стану. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. №3(60). С. 49-54.
2. Дволітка М. Я. Оцінювання надійності компресорної станції Богородчани магістрального газопроводу «СОЮЗ». *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. №1(66). С. 81-84.
3. Дволітка М. Я. Методи розрахунку показників надійності магістральних газопроводів. *Міжнародний науковий журнал "Інтернаука"*. 2017. №18(40), том 1. С. 72-74.
4. Грудз В. Я., Дволітка М. Я. Дослідження динаміки витрат на ремонтні роботи газоперекачувальних агрегатів. *Міжнародний науковий журнал "Інтернаука"*. 2018. № 6(46), том 1. С. 21-25.
5. Дволітка М. Я. Прогнозування показників надійності лінійної частини магістрального газопроводу. *Міжнародний науковий журнал "Інтернаука"*. 2018. № 11(51), том 1. С. 61-65.
6. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Стасюк Р. Б., Дволітка М. Я., Копачук Н. В., Козак О. Ф. Прогнозування безвідмовної експлуатації багатоцехових компресорних станцій. *Нафтогазова енергетика*. 2024. №1(41). С. 46-52.
7. Yaroslav Hrudz, Volodymyr Hrudz, Mykhailo Dvolitka, Nazar Terefenko, Shmidt Volodymyr, Horal Liliana. Improving security of compressor stations on pipelines using a comprehensive multifactor experiment. *Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Kadr Menedżerskich*. 2025. №14. С. 33-46.
8. Дволітка М. Я. Оптимальні достовірні інтервали при інформаційному аналізі результатів випробувань. *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп. міжнар. наук.-техн. конф., м. Івано-Франківськ, 15-19 трав. Івано-Франківськ, 2017. С. 308-309.*

9. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів: монографія / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, В.Б. Михалків, В.В. Костів. - Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711
10. Бабієв Г. М. Енергоощадні технології в системі транспортування газу / Г. М. Бабієв // Вісник НГСУ. – 2004. – № 4. – С. 21–23.
11. Багнюк А.З. Прогнозування технічного стану і показників надійності обладнання компресорних станцій./А.З. Багнюк, В.Я. Грудз, О.Т. Мартинюк та ін.//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2014. - №4(12). - С.73-76.
12. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу. Нафтова і газова промисловість. 2003. № 1. С. 51-53.
13. Грудз Я.В., Дрінь Н.Я., Шологон В.Д., Стасюк Р.Б, Мартинюк Р.Т. Дослідження впливу температурного режиму газопроводів на енергоефективність транспорту газу. Нафтогазова енергетика. 2011. № 2. С. 43-47.
14. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Дрінь Н.Я., Стасюк Р.Б. Дослідження процесу фільтрації газу в ґрунті у разі появи витоків із газопроводу. Нафтогазова енергетика. 2014. №1(21). С. 70-74.
15. Грудз В.Я., Запухляк В.Б, Грудз В.Я. (мол.), Побережний Л.Я., Дрінь Н.Я., Стасюк Р.Б. Прогнозування потенційних ризиків виникнення витоків на газопроводах. Вісник Тернопільського національного технічного університету. 2019. №4. С. 78-81.
16. Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів. Нафтова і газова промисловість. 2003. № 2. С. 56-57.
17. Брагін Ю. В. Економіко-математичне моделювання: навч. посібник / Брагін Ю. В. – К.: УМК ВО, 1990. – 196 с.
18. Гончарук М.І., Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу. Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. 2003. № 1(5). С. 54-59.

19. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Фейчук В.Д. Діагностування малих витоків з трубопроводу. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 1999. №36. С.42-44.
20. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Фейчук В.В., Дрінь Н.Я., Стасюк Р.Б. Математичне моделювання фільтрації газу в ґрунті внаслідок виникнення малих витоків в газопроводі. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2011. №3(40). С. 66-69.
21. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Дрінь Н.Я., Дем'янчук Я.М. Вплив фільтраційного опору ґрунту на інтенсивність аварійних витоків із газопроводу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. №2(55). С. 68-73.
22. Никоноров О. Б. Роль газотранспортної інфраструктури України в розвитку водневої енергетики. Нафтогазова галузь України. 2020. № 5. С. 3-8.
23. Використання локальних моделей для оцінки залишкового ресурсу магістральних трубопроводів / В.М. Івасів, В.І. Артим, В.М. Нікітюк, О.М. Козак // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / Під заг. ред. В.В.Панасюка – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка НАН України, 2004. – С. 557-562.
24. Карп І. М., Уніговський Л. М. Водень: сучасний стан проблеми та напрями майбутнього використання. Нафтогазова галузь України. 2020. № 5. С. 15-23.
25. Дорошенко Я. В., Карпаш М. О., Стецюк С. М., Бабельський Р. М., Воловецький В. Б. Перспективи та проблемні питання становлення і розвитку водневої енергетики в Україні. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022. № 1(82). С. 7-33.
26. Костогриз К. П. Перші випробування українських газових мереж на водні . Нафтогазова галузь України. 2020. № 5. С. 24-30.
27. Карпаш М. О., Олійник А. П., Райтер П. М., Яворський А. В. Оцінка ймовірностей виникнення факторів негативного впливу при аварійному

вибуху водню та газоводневих сумішей. Нафтогазова галузь України. 2020. № 5.

28. Карпаш М. О., Олійник А. П., Райтер П. М., Яворський А. В., Уніговський Л. М. Дослідження герметичності газорозподільних мереж у разі їх використання для постачання газоводневих сумішей. Нафтогазова галузь України. 2020. № 6. С. 14-23.
29. Середюк М. Д. Особливості газодинамічних процесів у газових мережах середнього і високого тиску за транспортування газоводневих сумішей. Міжнародний науковий журнал «Інтернаука». Київ, 2021. № 2 (102). С.87-95.
30. Середюк М. Д. Газодинамічні режими експлуатації газових мереж низького тиску при транспортуванні газоводневих сумішей. Міжнародний науковий журнал «Інтернаука». Київ, 2021. № 1 (101). Т.1. С. 52-62.
31. Середюк М.Д. Особливості газодинамічного розрахунку внутрішніх газових мереж при застосуванні газоводневих сумішей. Міжнародний науковий журнал «Інтернаука». Київ, 2021. № 11 (111). С. 73-80.
32. ISO 20765-1. Natural gas – Calculation of thermodynamic properties: Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications. ISO Copyright Office: Geneva, 2005.
33. ISO 6976:2016. Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition. BSI Standards Limited, 2016.
34. Середюк М.Д., Малик В.Я., Болонний В.Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів. ІваноФранківськ: Факел, 2003. 435 с.
35. Грудз В.Я., Грудз Я.В, , Слободян В.І Енергетична ефективність використання високопотужних газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях багатониткових систем. //Нафтогазова енергетика.
36. Грудз В.Я., Грудз Я.В, , Слободян В.І Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. № 2. С..

37. Грудз В.Я., Козак Л.Ю., Лютак З.П., Слободян В.І. Рекуперация енергії при транспортуванні газу магістральними трубопроводами / Матеріали науково-практичної конференції факультету нафтогазопроводів. - Івано-Франківськ, 7-8 травня 1998 року, С.48-49.
38. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Слободян В.І, Дацюк А.В. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем. Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції «Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопровідного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів галузі» . – Івано-Франківськ, 2-3 вересня 2010 р. С. 9-12.
39. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б. Обслуговування і ремонт газопроводів. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. 710 с
40. Грудз В.Я., Лінчевський М.П., Михалків В.Б. Керування режимами газотранспортних систем. Київ: Укргазпроект, 1996. 140 с
41. Данилюк М. О. Організаційно-економічні основи реформування нафтогазового комплексу України / Данилюк М. О. – К.: Манускрипт, 1998. – 237 с.
42. Данилюк М. О. Управління витратами на промислових підприємствах: науково-практичний посібник: наукове видання / Данилюк М. О., Лещій В. Р. – Івано-Франківськ: ПП Супрун, 2006. – 172 с.
43. Дедечек О. Г. Електродугова металізація – сучасний метод відновлення зношених деталей ГТУ / О. Г. Дедечек, С. Г. Салій // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2002. – № 4. – С.17–18.
44. Довідник працівника газотранспортного підприємства / [В. В. Розгонюк та ін.]. – К.: Росток, 2001. – 1091 с.
45. Дослідження динаміки витрат на ремонтні роботи газоперекачувальних агрегатів / В. Я. Грудз, М. Я. Дволітка // Міжнародний науковий журнал "Інтернаука" . - 2018. - № 6(1). - С. 21-25

46. Думинець О. С. Прогнозування витрат підприємства / О. С. Думинець // Фінанси України. – 1999. – № 2. – С.111.
47. Надійність техніки. Терміни та визначення: ДСТУ 2860-94. – К.: Держстандарт України, 1995. – 92 с. – (Національний стандарт України).
48. Аналіз надійності. Основні положення: ДСТУ 2861-94. – К.: Держстандарт України, 1995. – 32 с. – (Національний стандарт України).
49. Програма забезпечення надійності. Загальні вимоги: ДСТУ 2863-94. – К.: Держстандарт України, 1995. – 92 с. - (Національний стандарт України).
50. Запухляк В. Б. Методи безвогневого врізання в діючі трубопроводи: анотації міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» / Запухляк В. Б., Шиян Т. П., Степ'юк М. Д. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – С. 134.
51. Канарчук В. Є. Надійність машин: підручник / Канарчук В. Є., Полянський С. К., Дмитрієв М. М. – К.: Либідь, 2003. – 424 с.
52. Ковалко М. П. Трубопровідний транспорт газу / [Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б., Тимків Д. Ф., Шлапак Л. С., Ковалко О. М.]. – К.: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
53. Козак Л.Ю., Слободян В.І. Використання пружної енергії стиснутого газу як один з заходів по зниженню техногенного впливу на навколишнє середовище // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2000. - № 37, (том 9). - С. 37-41.
54. Козак Л.Ю., Слободян В.І. Турбодетандерна установка. Деклараційний патент, від 29.03.02, Бюл. №12, 2003
55. Козак Л.Ю., Слободян В.І., Корольов С.К. Дослідження ефективності турбодетандерної установки з реактивно-струменевою турбіною // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. - № 38, (том 5). - С.96-105

56. 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.
57. Є.І. Крижанівський, Ф.В.Козак, Л.Ю. Козак. Зниження обсягів споживання природного газу для теплопостачання шляхом використання теплових насосів// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. № 2. С..
58. Магістральні газопроводи – Укртрансгаз. Електронний ресурс. Режим доступу: <http://utg.ua/utg/gts/trunk-pipelines.html>.
59. Методи розрахунку показників надійності магістральних газопроводів / Дволітка М. Я. // Міжнародний науковий журнал "Інтернаука". — 2017. — №18.
60. Методика оцінки втомної довговічності та залишкового ресурсу великогабаритних деталей з допомогою локальних моделей / В.М.Івасів, В.І.Артим, Т.І.Смоляк, О.М.Козак, В.М.Нікітюк // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2005. – № 1. – С. 19-24.
61. Оцінювання надійності газоперекачувальних агрегатів за динамікою зміни параметра стану. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, (3(60), Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., & Дволітка, М. Я. (2016). Журнал “Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ”
62. Оцінювання надійності компресорної станції богородчани магістрального газопроводу «СОЮЗ»./ Дволітка, М. Я. (2018)// Журнал “Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ”
63. Оцінювання роботоздатності сталі 17Г1С після тривалої експлуатації на газогоні / О.Т.Цирульник, М.І.Греділь, О.З.Студент, Г.М.Никифорчин // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2008. – Т.13. – № 4. – С. 49-55.
64. Пат. 18066 Україна, МПК G01N 3/00, G01M 3/00. Процес визначення залишкового ресурсу нафтогазопроводів та збільшення нормативного

терміну їх експлуатації за результатами дослідження вирізаних дефектних ділянок / Івасів В.М., Говдяк Р.М., Івченко О.Г., Лопушанський А.Я., Кравець О.А., Дрогомирецький М.М., Василюк В.М., Ільницький Р.М., Артим В.І.; патентовласник ІФНТУНГ.— № u200605396; заявл. 17.05.2006; опуб. 16.10.2006, Бюл. № 10. — 6 с.

65. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”, затверджене наказом Міністерства фінансів України від 27.04.2000 р. № 92, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 18.05.2000 р. № 288/4509 (зі змінами і доповненнями).
66. Похмурський В.І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації / В.І.Похмурський, Є.І.Крижанівський // Науковий вісник ІФНТУНГ. — 2009. — № 3. — С. 5-10.
67. Сагадєєв Р. Г. Діагностичне обслуговування обладнання і трубопроводів КС / Сагадєєв Р. Г., Алєєв Ю. В. // Газова промисловість. — 2005. — № 6. — С.54–57.
68. Самойлов Б. В. Розрахунок оптимальних термінів заміни обладнання / Самойлов Б. В. // Газова промисловість. — 1985. — випуск 5. — С.15–18.
69. Саприкін С. О. Оптимальне планування ремонтів газоперекачувального обладнання за комплексними результатами вібраційного і параметричного діагностування / Саприкін С. О., Сімкіна Р. А. // Нафтова і газова промисловість. — 2006. — №3. — С.32–36.
70. Степ'юк М. Д. Критерії надійності функціонування локальної системи / Степ'юк М. Д. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. — 2009. - №1(19). — С.114 — 117.
71. Степ'юк М. Д. Проблеми енергозбереження газотранспортних підприємств в умовах кризи / Степ'юк М. Д., Гораль Л. Т., Мілевська В. І. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. — 2009. — №3(21). — С.136–140.
72. Степ'юк М. Д. Прогнозування надійності ГПА — основа безперебійного газопостачання / Степ'юк М. Д., Гораль Л. Т.// Нафтогазова енергетика.

Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №4(9). – С.27–31.

73. Степ'юк М. Д. Основні показники експлуатаційної надійності ГПА: збірник матеріалів Всеукраїнської науково-практичної конференції «Оптимізація наукових досліджень – 2009»/ Степ'юк М. Д. – Миколаїв: НУК, 2009. – С.228 – 230.
74. Степ'юк М. Д. Моделювання залежності кількості аварійних зупинок від напрацювання ГПА в умовах КС: збірник матеріалів Всеукраїнської науково-практичної конференції «Передовий науково-практичний досвід – 2009» / Степ'юк М. Д. – Миколаїв: НУК, 2009. – С.159–164.
75. Сусак О.М., Касперович В.К., Андрішин М.П. Трубопровідний транспорт газу: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 345 с.
76. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії : ДСТУ 4219:2003. – К.: Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики, 2003. – (Національний стандарт України).
77. УМГ «Київтрансгаз». Електронний ресурс. Режим доступу: <http://utg.ua/utg/about-company/affiliates/kyivtransgas>.
78. Щербінін А.П. Подовження строку експлуатації ресурсних деталей ГТУ – реальний шлях до зниження вартості їх ремонту /Щербінін А. П. // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз». – 2007. – № 2. – С.15–16.
79. Режимы газотранспортных систем / [Яковлев Є. І., Казак О. С., Михалків В. Б., Тимків Д. Ф., Грудз В. Я.]. – Львів.: Світ, 1991. – 170 с.
80. Boyce, Meherwan P. Gas turbine engineering handbook / Meherwan P. Boyce. – 2nd ed. – 816 p.
81. Chong M. Prediction of Heat and mass transfer during compression in reciprocating compressors / Chong M., Watson H. // Proceedings on the 1976 Purdue compressor Technology Conference. – West Lafayette, Purdue University, 1976. – p.466–472.

82. E. Shashi Menon. Gas pipeline hydraulics. Includes bibliographical references and index. ISBN 0-8493-2785-7 / E. Shashi Menon. – CRC Press Taylor & Francis Group., 2005. – 381 p.
83. Gopal V. N. Gas Z-factor equations developed for computer / Gopal V. N. // Oil and Gas Journal, and.8,1977. – p.58–60.
84. Mill L. D. Temperature reveals compressor ills / Mill L. D. // Oil and Gas Journal,1971,v,69,№33. – p.73–77.
85. Parry S. Discussion notes. Industrial reciprocating and rotary compressors, design and operational problems / Parry S. // Proceeding of the Institution of mechanical Engineers,1969-70,184. – part 3R. – 241-248/.
86. Pipeline rules of thumb handbook: quick and accurate solutions to your everyday pipeline problems / W.E. McAllister, editor—5th ed, Rev. ed. of: Pipe line rules of thumb handbook. 4th ed. 1998. ISBN 0-7506-7471-7 Gulf Professional Publishing is an imprint of Butterworth–Heinemann. Copyright © 2002 by Butterworth–Heinemann. 632 pages
87. Wambsgangss M. Dynamics of a reciprocating compressor with automatic reed valves / Wambsgangss M., Cohen R. // Proceeding of the XII International Congress of Refrigeration. – Madrid, 1967. –779-799.
88. План розвитку газотранспортної системи на 2023 – 2032 роки Оператора газотранспортної системи ТОВ «ОПЕРАТОР ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ» (Розпорядження КМУ від 09 червня 2023 р. № 1040) [Електронний ресурс] .
89. Гораль Л. Т. Теорія і практика реструктуризації газотранспортної системи: монографія / Л. Т. Гораль – Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2011. – 326 с.
90. A. Tomasgard et al. "Optimization models for the naturalgas value chain." Geometric modelling, numerical simulation, and optimization. Springer, Berlin, Heidelberg, 2007.pp. 521-558.
91. D. Woldeyohannes, and M.A. Abd Majid. "Simulationmodel for natural gas transmission pipeline network system." Simulation Modelling Practice and Theory 19.1, pp.196-212, 2011.

92. G-Y. Zhu, M.A. Henson, and L. Megan. "Dynamic modeling and linear model predictive control of gas pipeline networks." *Journal of Process Control* 11.2, pp. 129-148.
93. H. Su et al. "An integrated systemic method for supply reliability assessment of natural gas pipeline networks." *Applied Energy* 209, pp. 489-501, 2018.
94. Herrán-González et al. "Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network." *Applied Mathematical Modelling* 33.3, pp. 1584-1600, 2009.
95. J.S. Simonoff, C.E. Restrepo, and R. Zimmerman. "Risk management of cost consequences in natural gas transmission and distribution infrastructures." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 23.2, pp. 269-279, 2010.
96. L. Contesse, J.C. Ferrer, and S. Maturana. "A mixed-integer programming model for gas purchase and transportation." *Annals of Operations Research* 139.1 pp. 39-63, 2005.
97. L. Poberezhny et al. "Minimizing Losses During Natural Gas Transportation." *Strojnícky casopis – Journal of Mechanical Engineering* 69.1, pp. 97-108, 2019.
98. L. Ya. Poberezhnyi, et al. "Corrosive and mechanical degradation of pipelines in acid soils." *Strength of Materials* 49.4, pp. 539-549, 2017.
99. M.G. Sukharev and A. M. Karasevich. "Reliability models for gas supply systems." *Automation and Remote Control* 71.7, pp. 1415-1424, 2010.
100. P. Cimellaro, O. Villa, and M. Bruneau. "Resilience-based design of natural gas distribution networks." *Journal of Infrastructure Systems* 21.1. 05014005, 2015.
101. P.W. MacAvoy. *The natural gas market: Sixty years of regulation and deregulation*. Yale University Press, 2008.
102. Q.P. Zheng et al. "Optimization models in the natural gas industry." *Handbook of Power Systems I*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2010. pp. 121-148.
103. R.Z. Ríos-Mercado et al. "A reduction technique for natural gas transmission network optimization problems." *Annals of Operations Research* 117.1-4, pp. 217-234, 2002.

104. R.Z. Ríos-Mercado, and C. Borraz-Sánchez. "Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review." *Applied Energy* 147, pp. 536-555, 2015.
105. V.M. Zavala. "Stochastic optimal control model for natural gas networks." *Computers & Chemical Engineering* 64, pp.103-113, 2014.
106. V. Zapukhliak et al. "Mathematical Modeling of Unsteady Gas Transmission System Operating Conditions under Insufficient Loading." *Energies* 12.7, pp. 13-25, 2019.
107. W. Yu et al. "Gas supply reliability assessment of natural gas transmission pipeline systems." *Energy* 162, pp. 853-870, 2018.
108. *Management Systems in Production Engineering* 2020, Volume 28, Issue 3
109. Ye.I. Kryzhanivskyi et al. "Enerhetychna bezpeka derzhavy: vysokoefektyvni tekhnolohii vydobuvannia, postachannia i vykorystannia pryrodnoho hazu" Kyiv: Interpres LTD, 2006.
110. Grudz V.Ya. The research of gas leak from the / V.Ya. Grudz, Ya.V. Grudz, N.Ya. Drin, R.B. Stasiuk // *Journal of hydrocarbon power engineering*. Ivano-Frankivsk, 2014. No 2. P.103-107.

ДОДАТКИ

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
АТ УКРТРАНСГАЗ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

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



О. Кондрат

2024 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер
АТ «Укртрансгаз», к.т.н.



В. Рудко

2024 р.

ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ
НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ І ОПТИМІЗАЦІЯ ЇХ
ОБСЛУГОВУВАННЯ

Івано-Франківськ – 2024

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник

Доктор технічних наук, професор

Доктор технічних наук, професор

Доктор економічних наук, професор

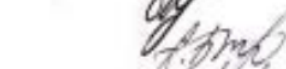
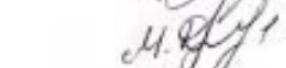
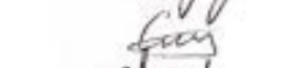
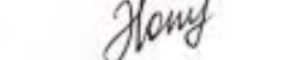
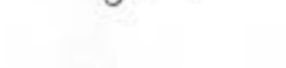
Кандидат технічних наук, доцент

Аспірант

Аспірант

Аспірант

Аспірант

	Грудз В.Я.
	Грудз Я.В.
	Запукхляк І.Б.
	Іванов О.В.
	Гершун Б.І.
	Дволітка М.Я.
	Туровський О. А.
	Запукхляк Н.М.

Від НАК «Нафтогаз України»:

Т.в.о. Генерального директора

АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник технічного департаменту

АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник БМУ-4 БМФ

«Укргазпромбкд», к.т.н.

	Малютін Р.Ю.
	Новіков Н.Я.
	Боднар В.М.