

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

*Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису*

БОДНАР Віталій Михайлович

УДК 622.691.4.004.67

ДИСЕРТАЦІЯ

**ОПТИМІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ
СИСТЕМ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ НАДІЙНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховищ

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук
Дисертація містить результати власних досліджень. Використані ідеї,
результати і тексти інших авторів мають посилання на відповідне джерело.
_____ Боднар В.М.

Науковий керівник
доктор технічних наук, професор
Грудз Ярослав Володимирович

Івано-Франківськ – 2021

АНОТАЦІЯ

Боднар В.М.. Оптимізація обслуговування газотранспортних систем для забезпечення їх надійної експлуатації. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. (185 – Нафтогазова інженерія та технології). - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2020

В період дефіциту постачання газу в Україну особливе значення надається скороченням недопоставок його споживачам, тобто повному і безперервному їх газозабезпеченню. З іншого боку зростають втрати газу, пов'язані з технологічними затратами на транспортування, зокрема, викликані нестационарністю газових потоків і частими змінами режимів роботи газотранспортної мережі.

Розглядається задача оптимального планування управління газотранспортними об'єктами за умов безперервного забезпечення споживачів природним газом в заданих обсягах та мінімізації втрат при експлуатації газотранспортної системи.

Наведено загальні принципи вибору обсягу запасних частин в процесі експлуатації систем газопостачання для випадків відновлювальних і не відновлювальних елементів. Розглядається номенклатура як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності відповідно до технічної документації заводів-виготовлювачів і містить механічні деталі, вузли і агрегати. Критерії оцінки достатності комплекту запасних частин вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, заснованої на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів. Попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип

розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування. В результаті запропоновано методику розрахунку обсягу запасних частин в процесі експлуатації систем газопостачання.

Розглядається процес керування технічним станом магістральних газопроводів, які включають різнотипні елементи і мають складну розгалужену і за кільцьовану структуру. Задача відноситься до категорії оптимізації процесу обслуговування. Метою дослідження є оптимізація графіка профілактичних ремонтів системи газопостачання, яка включає незалежні підсистеми. Оптимальний графік технічного обслуговування визначиться з умови вибору значень моментів часу, що забезпечують екстремум показників якості функціонування комплексу технологічних об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи газопостачання. Як критерій оптимальності процесу обслуговування запропоновано використати техніко-економічний показник, зокрема середні сумарні питомі витрати на експлуатацію системи. Отримані в результаті проведених досліджень залежності дають змогу оцінювати режими обслуговування складної системи газопостачання, що включає різнотипні, територіально розосереджені, але функціонально взаємозалежні технологічні об'єкти системи газопостачання в регіоні центральної бази технічного обслуговування і ремонту, вони дають можливість розраховувати оптимальний графік планових ремонтів системи газопостачання.

Проведено класифікацію відмов і пошкоджень лінійної частини і її окремих елементів, сформульовано варіанти технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт та модульно-технологічну структуру ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Розроблено методику оцінки показників ремонтпридатності лінійної частини магістральних газопроводів і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у ході технічного обслуговування і ремонту.

Ключові слова: магістральний газопровід, технічне обслуговування, оптимізація, математична модель.

SUMMARY

Bodnar VM. Optimization of maintenance of gas transportation systems to ensure their reliable operation. - Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

Thesis for a Candidate Degree in Engineering, specialty 05.15.13 - Pipeline transportation, oil and gas storage. (185 - Oil and Gas Engineering and Technology). - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2020

In the period of shortage of gas supply to Ukraine, special attention is given to reducing the supply of gas to its consumers, that is, their complete and uninterrupted gas supply. On the other hand, gas losses associated with technological transportation costs are increasing, in particular due to the unsteady flow of gas and frequent changes in the modes of operation of gas transmission networks.

The problem of optimal planning of gas transportation facilities management under conditions of uninterrupted supply of natural gas to consumers in the given volumes and minimization of losses during operation of the gas transportation system is smoothed out.

The general principles of choosing the volume of spare parts in the operation of gas supply systems for the cases of renewable and non-renewable elements are given. The nomenclature is considered as a list of numbers and names of spare tools and accessories, compiled in a specific grouping and sequence in accordance with the technical documentation of the manufacturing plants and containing mechanical parts, components and assemblies. The criteria for assessing the adequacy of a spare part set are selected from the condition that the system

operation process is sufficiently reliable, based on estimates of the likelihood of failure occurring during the period of regular replacement of elements. Demand for spare parts and materials is random and is considered as a stationary process described by the Poisson distribution. The principle of calculation is to determine the likelihood that the mechanism will fill all the service channels and all waiting places according to the theory of queuing. As a result, a method for calculating the volume of spare parts during the operation of gas supply systems is proposed.

The process of controlling the technical condition of the main gas pipelines, which include different types of elements and have a complex branched and ringed structure, is considered. The task belongs to the category of service process optimization. The purpose of the study is to optimize the schedule of preventive repairs to the gas supply system, which includes independent subsystems. The optimal maintenance schedule will be determined from the condition of choosing the values of the moments of time that provide the extremum of quality indicators of the functioning of the complex of technological objects in the area of centralized maintenance of the gas supply system. As a criterion for the optimality of the maintenance process, it is proposed to use a technical and economic indicator, in particular the average total unit operating costs of the system. The dependencies obtained from the conducted researches make it possible to estimate the modes of servicing of a complex gas supply system, which includes various, geographically dispersed, but functionally interdependent technological objects of the gas supply system in the region of the central base of maintenance and repair. .

The classification of failures and damages of the linear part and its individual elements is carried out, variants of technology of carrying out preventive and repair and restoration works and modular-technological structure of repair and maintenance units are formulated. The method of estimation of indexes of maintenance of linear part of main gas pipelines and efficiency of functioning of repair and maintenance units during maintenance and repair is developed.

Keywords: main gas pipeline, maintenance, optimization, mathematical model.

Список публікацій здобувача

1. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Тутко Т.Ф. Підвищення ефективності технічного обслуговування магістральних газопроводів//Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2018 - №1(45) – С.200-210.
2. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М. Підвищення надійності експлуатації систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування //Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2018 - №2(46) – С.137-151.
3. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Чернецький М.С. Підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту магістральних газопроводів //Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2019 - №1(53) – С.104-115.
4. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Самсоненко В.В. .Прогнозування ремонтних робіт магістральних газопроводів в умовах централізованої системи обслуговування. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. №3(68) , 2018 – С. 31 – 38.
5. Grudz, V., Grudz, Y., Zapukhliak, V., Chudyk, I., Poberezhny, L., Slobodyan, N., & Bodnar, V. (2020). Optimal gas transport management taking into account reliability factor. *Management Systems in Production Engineering*, 28(3), 202-208.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ДІЮЧОЇ СИСТЕМИ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	14
1.1 Газотранспортна система України як об’єкт обслуговування і ремонту.	14
1.2 Аналіз організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів.....	20
1.3 Формування критерію ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ.....	29
1.4 Комплексна постановка задач дослідження.....	35
РОЗДІЛ 2 ПРИНЦИПИ КЕРУВАННЯ ТРАНСПОРТОМ ГАЗУ З УРАХУВАННЯМ ЧИННИКА НАДІЙНОСТІ.....	43
2.1 Математичне моделювання оптимального планування транспорту газу.	44
2.2 Реалізація математичної моделі.....	48
2.3 Підвищення надійності експлуатації систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування.....	53
Висновки до розділу 2.....	69
РОЗДІЛ 3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	70
3.1 Математичне моделювання прогнозу обслуговування магістральних газопроводів в умовах централізованої системи	71
3.2 Дослідження процесу обслуговування складної газотранспортної системи.....	79
3.3 Підвищення ефективності обслуговування об’єктів газотранспортного комплексу у складних умовах.....	85
Висновки по розділу 3.....	97

РОЗДІЛ 4 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПІДРОЗДІЛІВ У СИСТЕМІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ	98
4.1 Принципи оптимізації функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів.....	98
4.2 Методика оперативного прогнозування заходів технічного обслуговування і ремонту на лінійній частині магістрального газопроводу.	104
4.3 Практична реалізація заходів підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів.....	110
Висновки по розділу 4.....	117
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	118
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	120

ВСТУП

Актуальність тематики. Система газопостачання в Україні являє собою складну енергетичну систему, що характеризується великою потужністю, значною довжиною, складною структурою, різним віком і станом магістральних газопроводів. Старіння газопроводів, велике число аварій і ушкоджень на лінійній частині (ЛЧ) серйозно ускладнюють процес технічної експлуатації об'єктів газотранспортної системи, збільшують матеріальні витрати.

У цих умовах набуває актуальності задача забезпечення надійності функціонування газотранспортних систем з метою безперебійного постачання газу, зниження втрат газу, запобігання аварій і забруднення навколишнього середовища. Причому проблеми безпеки і екологічності магістрального транспорту газу вимагає особливої уваги з обліком можливих катастрофічних наслідків аварій і несправностей.

У нових умовах господарювання немаловажний економічний аспект цієї проблеми, оскільки аварії й ушкодження на ЛЧ приводять до великих утрат газу, збиткам від недопоставки палива народному господарству, вимагають витрат на ремонтно-відбудовчі роботи.

Як відомо, методи підвищення надійності газопровідних систем поділяються на доексплуатаційні (схемні і конструктивні) і експлуатаційні. Впливати на надійність функціонуючого газопроводу можна, лише забезпечивши правильну технічну експлуатацію. Експлуатація, крім безпосереднього використання основного і допоміжного технологічного устаткування для виконання виробничих задач по транспортуванню газу, містить у собі також систему технічного обслуговування і ремонту, що представляє сукупність взаємозалежних засобів, документації технічного обслуговування і ремонту, виконавців, необхідних для підтримки і відновлення якості об'єктів і їхніх елементів, що входять у систему.

З огляду на той факт, що аварійність магістральних газопроводів залишається досить високою, а темпи їх "старіння" значно випереджають

темпи виконання капітального ремонту, одним з головних засобів підтримки експлуатаційної надійності лінійної частини є система технічного обслуговування і ремонту (ТОіР ЛЧ МГ).

Основними задачами системи ТОіР ЛЧ МГ є:

- ефективний контроль за технічним станом елементів об'єктів і систем лінійної частини;
- аналіз одержуваної інформації з метою оптимального планування ремонтно-відбудовчих заходів;
- проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт на ЛЧ МГ;
- своєчасне виявлення й оперативне усунення відмовлень і несправностей.

В останні роки питанням удосконалювання ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ присвячений цілий ряд наукових розробок, що торкаються окремі аспекти технології, організації і керування системою ТОіР.

Методи і підходи до рішення перерахованих задач базуються на результатах основоположних досліджень вчених галузі В.Л. Березина, П.П. Бородавкіна, Л.Г. Телегіна, Н.Х. Халлієва, Е.М. Ясіна, К.Е. Рашепкіна, З.Г. Галиулліна, А.Ф. Комягіна й ін.

Разом з тим, аналіз досвіду експлуатації газотранспортних систем і наукових досліджень у цій області доводить необхідність подальшого пророблення задач удосконалювання організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини і її елементів.

З позицій системного аналізу система ТОіР ЛЧ МГ характеризується визначеним складом, структурою і режимом функціонування.

У залежності від умов експлуатації ремонтно-експлуатаційного підрозділу мають різну потужність і структуру, ступінь централізації і концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів.

У зв'язку з вищевикладеним, дуже актуальними є задачі підвищення ефективності використання наявних ресурсів (матеріальних, технічна, людських і ін.), удосконалювання планування контрольно-відновлювальних заходів (КВЗ) і керування ремонтно-експлуатаційними підрозділами (РЕП) у ході обслуговування ЛЧ із метою забезпечення надійної і безперебійної роботи газотранспортних систем.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота носить прикладний характер і виконана в рамках Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року.

Мета і задачі дослідження. Розробка заходів підвищення ефективності технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів за рахунок оптимальної організації системи, своєчасного виявлення і локалізації перед аварійних ситуацій, прийняття раціональних рішень в ході експлуатації.

Вказана мета досягається шляхом реалізації наступних задач:

1. Вдосконалення структурної схеми системи ТОіР за рахунок вибору раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

2. Оптимізація розбивки лінійної частини МГ на відособлені ділянки обслуговування і закріплення їх за конкретними РЕП.

3. Ефективне планування контрольно-відновлювальних заходів на МГ за рахунок вибору оптимальної періодичності КВЗ на ЛЧ і її елементах (зосереджених об'єктах).

4. Підвищення ефективності діяльності окремого РЕП за рахунок вибору раціональної технології ремонтно-відновлювальних і профілактичних робіт.

5. Вибір доцільної комплектації й оснащення технічними засобами ремонтних бригад і підрозділів.

Об'єкт дослідження: лінійна частина магістральних газопроводів.

Предмет дослідження: система обслуговування і ремонту ЛЧ МГ.

Методи дослідження: Теоретичні дослідження оптимального розміщення РЕП в регіоні газотранспортного комплексу, математичне моделювання стратегічного планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ, формування модульно-технологічної структури РЕП на основі математичного аналізу відмовлень і ушкоджень, методика раціонального планування виробничого експерименту.

Наукова новизна одержаних результатів. Сформовано комплексний підхід до задачі вдосконалення системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ з врахуванням випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень.

Встановлено закономірності впливу розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів на ефективність системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ і зосереджених об'єктів.

Створено і реалізовано математичні моделі стратегічного планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ МГ і зосереджених об'єктах.

Вирішено задачі оптимізації періодичності патрулювання ЛЧ МГ і її об'єктів та планування контрольно-відновлювальних заходів в умовах неповної інформації про стан системи.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблено методику оцінки ефективності функціонування і вдосконалення схеми розміщення РЕП у газотранспортній системі. На основі реалізації математичних моделей створено методи стратегічного планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ і зосереджених об'єктах, вибору раціональних способів і засобів контролю. Сформовано модульно-технологічну структуру РЕП і розроблено методику оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у ході ТОіР. Вирішено часткові задачі з вибору технології робіт і раціональної комплектації й оснащення технологічних модулів при різних обмеженнях на ресурси.

Особистий внесок здобувача. В рамках комплексного підходу до проблеми організації ефективної системи ТОіР ЛЧ МГ розроблено принципи

формування оптимальної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування газотранспортного комплексу.

Виконано теоретичні дослідження і створено математичну модель раціонального проведення контрольних-відновлювальних заходів на ЛЧ МГ, та обслуговування зосереджених об'єктів.

Розроблено методику оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у ході ТОіР.

Автор брав безпосередню участь в плануванні і проведенні виробничого експерименту з оцінки адекватності розробленої методики і впровадженні запропонованих рекомендацій у виробництво.

Апробація результатів роботи. Основні результати дисертаційної роботи висвітлені в доповідях і повідомленнях на:

- семінарі-нараді „Організація експлуатації та ремонту газотранспортної системи НАК „Нафтобаз України””(м. Яремча, 2015)
- міжнародній виставці „Нафта і газ: новітня техніка і технології”(м. Київ, 2016)

Результати дисертаційної роботи в повному обсязі доповідалися на наукових семінарі кафедри газонафтопроводів і газонафтосховищ та між кафедральному семінарі інституту нафтогазової інженерії Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. (Івано-Франківськ, 2020).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 5 друкованих робіт, з яких 4 статті у фахових журналах України.

Структура і обсяг дисертації. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел, що містить 101 найменування, та додатків. Текстова частина викладена на 129 сторінках комп'ютерного набору і містить 16 рисунків і 9 таблиць.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ДІЮЧОЇ СИСТЕМИ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

1.1 Газотранспортна система України як об'єкт обслуговування і ремонту

Сьогодні за споживанням природного газу (81,3 млрд м³) Україна знаходиться на 4-му місці в світі, поступаючись тільки США, Росії та Великобританії. Видобуток газу в країні стабілізувався на рівні 18,1 млрд м³, що задовольняє 22,3 % його потреб. Проте найбільш відмінною особливістю газової промисловості України є її газотранспортна система (ГТС).

Діюча система магістральних газопроводів України сьогодні виконує такі функції:

- транспорт газу від родовищ України та газу, що купується в Росії, територією України та його розподіл між споживачами;
- забезпечення транзиту російського газу до країн Центральної та Західної Європи, а також до Молдови, Білорусі та південних областей Росії (в цей час більш ніж 90 % експортних поставок газу Росії здійснюється територією України). Нашою газотранспортною системою щорічно передається біля 100 млрд. м³ газу до 15 країн Центральної і Західної Європи;
- подачу газу в значних обсягах з ціллю його закачування в підземні сховища газу (ПСГ) і його відбір з ПСГ

Газотранспортна система ДК "Укртрансгаз" одна з найбільших, але разом з тим і одна з найстаріших в Європі - її розвиток розпочався в 1924 р. Особливо швидко система почала розвиватися з 1967 р., який вважається початком експорту українського, а потім і російського газу до країн Центральної і Західної Європи, початком функціонування найбільшого на сьогодні коридору транзиту російського газу. Необхідно зазначити, що на середину 60-х

років припадає і початок функціонування міжнародної системи транспорту газу в Західній Європі. Як можна побачити, розвиток української системи відбувався відповідно до розвитку загальноєвропейської сітки і на теперішній час ГТС України є невід'ємною частиною міжнародного транспорту газу.



Рисунок 1.1 - Газотранспортна система АТ "Укртрансгаз"

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від найбільших у світі газовидобувних регіонів Росії, Центральної Азії та Близького Сходу до основних споживачів цього газу - країн Західної, Центральної і Східної Європи, визначає надзвичайно важливу роль газотранспортної системи ДК "Укртрансгаз" як транзитної системи. За об'ємом транзиту газу Україна впевнено займає перше місце в світі.

На території держави створена найбільша система транзитних магістральних газопроводів, яка забезпечує близько 93 % експортних поставок російського газу, що складає більш ніж чверть загального об'єму споживання газу в Європі. Газотранспортна система ДК "Укртрансгаз" технологічно з'єднана з

системами магістральних газопроводів Росії, Беларусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини, Польщі, а через них з газопроводами всього європейського континенту.

Об'єм транзиту російського газу до Європи територією України (без врахування транзитних поставок до країн СНД) протягом останніх років щорічно зростав і в 1996 р. досяг рівня 116,5 млрд. м³. У 1997 р. об'єм транзиту зменшився до 108,4 млрд. м³ у зв'язку зі зниженням споживання газу країнами імпортерами, викликаним відносно теплою зимою, проте в поточному році планується збільшення об'єму транзиту газу.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб у газі країн Західної, Центральної і Східної Європи викликає необхідність збільшення об'ємів його поставок. За прогнозами очікується, що частка газу у використанні первинних енергоресурсів в Західній Європі збільшиться в 2010 р. до 24 %, а в 2025 р. до 27%, і споживання газу відповідно складе 550-575 млрд. м³ і 580-600 млрд. м³. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії і Середньої Азії.

Українська ГТС вже сьогодні має резерви збільшення транзитних поставок газу до країн Західної, Центральної і Східної Європи на 20-25 млрд. м³ на рік.

Щоб зрозуміти величину та рівень проблем, які постали перед газотранспортною системою України, необхідно проаналізувати і хоча б у загальних рисах показати стан справ складових цієї системи, які самі по собі, по суті, також є великими складними і своєрідними галузями державної ваги.

Загальна протяжність ГТС ДК "Укртрансгаз" на сьогодні складає біля 35 тис. км, у тому числі магістральні газопроводи-відводи — 12,5 тис. км. Проектна пропускна спроможність ГТС на вході в Україну складає 292 млрд. м³ на рік (800 млн. м³ на добу). Загальна потужність компресорних станцій (КС) складає 5492 МВт. Число газорозподільних станцій (ГРС) складає 1307 одиниць, а газовимірювальних станцій (ГВС) - 100 одиниць.

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,82 %, діаметром 1020-1220 мм - 23,34 %; 720-820 мм - 14,93 % (рис. 1.2).

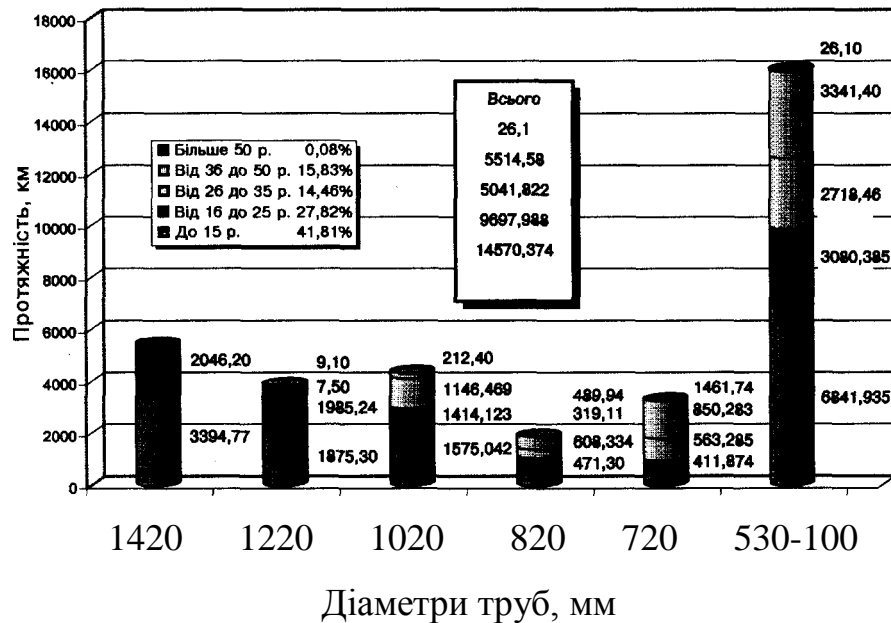


Рисунок 1.2 - Термін експлуатації газопроводів

Водночас ГТС має у своєму складі 59,43 % газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк - 33 роки, більш третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів. Сьогодні в системі ДК"Укртрансгаз" в експлуатації знаходиться 78 компресорних станцій (121 компресорний цех) з працюючими 779 газоперекачувальними агрегатами двадцяти типів, як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва, в тому числі 449 агрегатів із газотурбінним

приводом, що складає 80 % від загальної потужності, 175 - із електроприводом і 155 газомотокомпресорів. На магістральних газопроводах працює 60 компресорних станцій з газотурбінним приводом, 12 – на станціях підземного зберігання газу,

Для підвищення забезпеченості власними енергетичними ресурсами в Україні здійснюється розроблена Національна програма «Нафта і газ України до 2010 року». Вона стала основою створення Концепції науково-технічної політики НАК «Нафтогаз України». Необхідність такого документа стосовно перспектив розвитку газової промисловості очевидна.

Особливе місце при цьому належить функціонуванню і розвитку газотранспортної системи як найбільш фондомісткої підгалузі газової промисловості країни. Нижче розглядаються основні напрямки науково-технічної політики у транспорті газу і шляхи розвитку ГТС України.

Подальший розвиток газотранспортної системи залежить від обсягів і напрямків поставок газу. Згідно з існуючою домовленістю транзит російського газу через територію України в 2005 р. передбачається в обсязі 144 млрд. м³.

Тому разом з роботами з реконструкції діючих газопроводів проводяться роботи з їх розширення і будівництва нових.

Для обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів в лінійних виробничих управліннях магістральних газопроводів (ЛВУМГ) створена лінійно-експлуатаційна служба (ЛЕС), яка оснащена відповідними технічними засобами, транспортом і фахівцями для проведення земляних, монтажних і вогневих робіт на трасі газопроводів. В задачі ЛЕС входить оперативний контроль за станом лінійної частини газопроводів, зокрема їх герметичністю, і ліквідація пошкоджень (свищів, механічних деформацій, вмятин) на трасі газопроводів.

Для проведення капітальних ремонтів і реконструкції газопроводів (як лінійної частини (ЛЧ), так і компресорних станцій (КС)) створено виробниче ремонтно-технічне підприємство (ВРТП) «Укргазенергосервіс», яке об'єднує 10 регіональних управлінь. До нмх відносяться:

- Бердичівське управління
- Боярське управління
- Гайсинське управління
- Дніпропетровське управління
- Управління “Електрогаз” (м. Боярка)
- Івано-Франківське управління
- Київське спеціалізоване пусконаладжувальне управління
- Стрийське управління
- Харківське управління
- Черкаське управління

Створені ремонтно-експлуатаційні підприємства (РЕП) оснащені відповідною технікою для проведення капітальних ремонтів і реконструкції газопроводів, транспортними засобами, виробничими підприємствами для проведення ремонтів техніки та фахівцями відповідної кваліфікації.

Всі ці проекти дадуть можливість довести потужність газотранспортної системи України з транзиту газу в європейські країни до 160 млрд. м³ на рік.

Стратегічним ресурсом газотранспортної системи є її транзитні коридори, через які транспортується газ в країни Центральної та Західної Європи. Для експортних поставок газу використовується більше половини встановленої потужності магістральних газопроводів. Сукупно газотранспортна система щорічно транспортує більше 200 млрд. м³ і є однією з найпотужніших у світі. Це зумовлює необхідність наукового обґрунтування критеріальних показників оптимального обслуговування магістральних газопроводів з врахуванням наднормативних умов їх експлуатації. Дослідження в цьому напрямку пов’язані з розробкою концепції формування математичних моделей, методів та алгоритмічної схеми розрахунків, адаптованих до критичних зрушень в галузевій структурі систем газопостачання.

1.2 Аналіз організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів

Потужність сучасних газопроводів така, що відмовлення й ушкодження на ЛЧ МГ приводять до значних утрат газу, витратам на проведення ремонтно-відновлювальних робіт, великим збиткам від недопоставки газу споживачам [7]. Так, середньорічні втрати газу при аваріях складають 240.1 млн.м³ при загальному обсязі заміни труб у 5031 пог. м. Сумарний річний час простою газопроводів у ході ліквідації аварій складає 3554 години. В останні роки намітилася тривожна тенденція росту питомої ваги аварій по причинах механічних ушкоджень у ході експлуатації (з 10.3% у 1984 р. до 27.5% від загальної кількості аварій у 1987 р.). При такому ж положенні справ прогнозування і запобігання можливих аварій стає дуже важко.

Крім аварій на лінійній частині газопроводів, до непередбачених зупинок перекачування газу приводять також численні несправності, дефекти й ушкодження, багато хто з яких не можуть бути відразу ліквідовані в силу недостатньої потужності експлуатаційних підрозділів.

В останні роки спостерігається ріст кількості несправностей (свищів, тріщин і ін. дефектів) є наслідком широкого впровадження в практику експлуатації МГ засобів і методів раннього виявлення вогнищ розвитку відмовлень. З іншого боку, це вимагає використання дорогої техніки й апаратури, веде до додаткових витрат у підвищенню собівартості транспортування газу [49].

Значний збиток [18, 77] від недопоставки газу споживачу в зв'язку з порушенням технологічних процесів, простоїв робочої сили, недовипуском продукції і необхідністю заміни газу (на час АВР) альтернативним паливом. Збиток від недоподачі газу звичайно вважають лінійною функцією від часу простою газопроводу [6]. Причому питомий збиток, кожного споживача залежить від типу виробництва (галузі промисловості) і складає в середньому 153 руб на 1000 м³ недопоставленого газу.

Ефективна і діюча система технічного обслуговування і ремонту (ТОіР) є одним з основних методів забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів. Ціль створення і функціонування такої системи - забезпечення безперебійної й ефективної роботи газотранспортних магістралей, зниження народногосподарських витрат і втрат газу в ході транспортування. Основні виробничі задачі системи ТОіР ЛЧ МГ [54]:

- систематичний контроль за станом лінійної частини і її об'єктів;
- обробка результатів контролю і прийняття рішень про виконання тих чи інших робіт;
- проведення комплексу профілактичних, планових і інших відновлювальних робіт;
- невідкладне відновлення ЛЧ, ліквідація аварій і ушкоджень.

Система ТОіР ЛЧ МГ являє собою складну динамічну систему, ефективність якої визначається різними факторами, що впливають на успішність виконання кожної з перерахованих задач. Характер цього впливу дуже складний, по багатьом аспектам носить випадковий характер і некерований. Оцінювати ефективність і виробляти рішення по удосконалюванню настільки складної системи необхідно з позицій системного підходу на основі комплексного розгляду всіх питань, що стосуються задач, структури, складу, стратегій і режиму функціонування, організаційно-технологічного забезпечення системи ТОіР ЛЧ МГ.

Склад, структура, виробничі задачі, що ставляться перед підрозділами, що здійснюють експлуатаційне обслуговування ЛЧ МГ, визначені в діючих галузевих нормативних документах [54, 67, 68]. До цих підрозділів відносяться:

- лінійні експлуатаційні служби (ЛЕС) при лінійних виробничих управліннях МГ (ЛВУ МГ);
- виробничі відділи по експлуатації газопроводів (ВВЕГ);
- аварійно-відбудовні потяги (АВП) при газотранспортних об'єднаннях;

- спеціалізовані служби (групи) (електрохіміст, теплоелектротехнічні лабораторії й ін.);

Структура ЛЕС може варіюватися в залежності від конкретних умов експлуатації (наявності матеріально-технічних, людських ресурсів, природно-кліматичних умов і ін.). Істотно розрізняються між собою потужність, комплектація, оснащення служб і підрозділів, що також визначає неоднакові можливості РЕП у ході ТОіР.

У залежності від особливих умов експлуатації (гори, болота, водяні перешкоди, значна розгалуженість і довжина ділянки, що обслуговується,) до складу ЛЕС включається так званий аварійний опорний пункт (АОП). Ціль створення АОП - підвищення оперативності й ефективності технічного обслуговування, виявлення і локалізації аварій на лінійній частині.

Система ТОіР ЛЧ МГ знаходиться в постійному розвитку. Будівництво нових газотранспортних систем, “старіння” газопроводів, впровадження сучасних засобів контролю за станом лінійної частини, створення нових могутніх транспортних вузлів у складі системи газопостачання - усе це вимагає розробки нових форм організації системи ТОіР, що забезпечують більш ефективне обслуговування ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації.

Досвід експлуатації лінійної частини МГ країни дозволяє виявити наступні основні організаційні форми системи ТОіР [59, 52]:

- традиційна;
- базова;
- комбінована ,
- аварійно-централізована,

Традиційна форма має на увазі обслуговування ділянок газопроводів силами лінійно-експлуатаційних служб при ЛПУ МГ (плановий огляд, профілактика, ППР, аварійний ремонт), і доцільна для районів України із розвитою інфраструктурою і мережею доріг. Особливості експлуатації газопроводів в умовах степів призвели до створення базової форми

організації ТЕ, що заснована на обслуговуванні ЛЧ МГ двома типами ЛЕС. У рамках кожного ЛВУ створені ДЕС для проведення планових оглядів і ліквідації невеликих ушкоджень і несправностей. За окремими ЛВУ закріплені великі базові ремонтно-відновлювальні служби (БРВС), оснащені могутньою технікою для проведення складних аварійно-відновлювальних робіт на ділянках своїх і сусідніх ЛВУ.

Комбінована форма організації ТОіР передбачає поряд зі створенням малопотужних ЛЕС (для проведення робіт з обслуговування й аварійно-відбудовного ремонту) формування аварійно-відбудовних потягів (АВП), призначених для виконання великих планових робіт. Дана схема забезпечує значну концентрацію ресурсів у рамках АВП і сприяє більш ефективному використанню машин і механізмів.

У районах Західного Сибіру (Росія) одержала поширення аварійно-централізована форма організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування, при якій частини АВП поєднуються управлінням ремонтно-профілактичних робіт, покликаним виконувати всі роботи по обслуговуванню і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів.

Необхідно відзначити, що на сьогоднішній день не має науково-обґрунтованих принципів доцільності використання будь-якої організаційної форми системи ТОіР ЛЧ МГ з врахуванням специфіки експлуатації конкретної газотранспортної системи. Це обумовлює необхідність розробки методики формування оптимальної організаційної структури системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування і раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

Кожна з перерахованих форм організації системи обслуговування МГ характеризується визначеним рівнем концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів. Однією з основних тенденцій, що склалися в галузі, є централізація обслуговування газотранспортних магістралей, котра створює умови для більш ефективного й ощадливого використання матеріально-технічних і трудових ресурсів, впровадження нової високопродуктивної

техніки і передових методів проведення ремонтно-відновлювальних робіт, що, в остаточному підсумку, дозволяє домогтися скорочення експлуатаційних витрат і втрат у результаті виникнення несправностей і аварій на лінійній частині магістральних газопроводів, підвищити оперативність і продуктивність ремонтних підрозділів, забезпечити надійну і безперебійну роботу газотранспортну систему.

В працях ведучих учених галузі Э.М. Ясина, К.Е. Ращепкина, А.Ф. Комягина, З.Т. Галиуллина й ін. уперше на наукову основу були поставлені питання розробки й вдосконалювання централізованого обслуговування і ремонту магістральних трубопроводів [15, 80].

Заслужують на увагу розробки по централізації системи аварійно-відбудовного обслуговування магістральних і промислових нафтопроводів, що вирішують подібні задачі стосовно до транспорту нафти.

В області організації ефективного обслуговування ТОіР присутні дві тенденції [26], що мають право на існування: централізація і децентралізація. Завдання полягає у виборі оптимального співвідношення між ними в рамках єдиної системи ТОіР. Адекватність одержуваних при реалізації подібної задачі рішень визначає рівень ефективності експлуатаційного обслуговування трубопровідних систем [20].

Створення централізованої системи обслуговування магістральних трубопроводів забезпечує умови для впровадження і використання сучасних високопродуктивних методів ТОіР, прогресивної техніки [27, 28, 56]. На основі математичних методів теорії масового обслуговування економічно обґрунтована ефективність централізованих форм організації лінійних експлуатаційно-ремонтних служб [62]. Однак, не розглянуте питання формування раціональної структурної схеми розміщення виробничих підрозділів у системі ТОіР.

Дослідження показують, що централізована система обслуговування в 1.5 рази ефективніше традиційної децентралізованої при використанні сучасних швидкохідних засобів транспортування РЕП у ході роботи [37].

На сьогоднішній день проведений ряд досліджень по розробці схеми розміщення пунктів базування РЕП і визначенню ділянок обслуговування на ЛЧ [23, 44]. Основою для рішення подібних задач є показники безвідмовності досліджуваної системи. Звичайно для характеристики надійності використовується показник середньої інтенсивності аварій (відмовлень) за одиницю часу λ , обумовлений статистично. В залежності від умов експлуатації середня інтенсивність відмовлень ЛЧ МГ коливається від $0.2 \cdot 10^{-3}$ 1/км рік до $1.5 \cdot 10^{-3}$ 1/км рік [63]. Статистика по відмовленнях дозволяє побудувати, так звану, епюру надійності. Далі вибираються ділянки з підвищеною аварійністю і ставиться задача оптимального розміщення пунктів базування РЕП (АВП) за критерієм мінімального часу на доставку техніки і людей на трасу для проведення АВП (задача "комівояжера"). При цьому враховується структура дорожньої мережі шляхом використання спеціальних коефіцієнтів:

- коефіцієнта збігу траси трубопроводу з під'їзними коліями:

$$K_c = \frac{\sum l_i}{L} \quad (1.1)$$

де L - довжина ділянки трубопроводу; l_i - довжина автодоріг на ділянках рівнобіжного проходження траси.

- коефіцієнта удалености траси від автодоріг:

$$K_n = \frac{\sum h_i}{n} \quad (1.2)$$

де h_i - віддалення автодороги від траси; n - число ділянок.

- коефіцієнта перетинань траси трубопроводу з автомобільними дорогами:

$$K_n = \frac{N}{100 \text{ км}} \quad (1.3)$$

де N - число перетинань автодорогами траси трубопроводу.

Час доставки визначається як функція:

$$t_{\ddot{a}} = f(K_C, K_Y, K_n) \quad (1.4)$$

Шляхом прорахунку варіантів розміщення пунктів розміщення АВП визначається найкраща схема обслуговування системи трубопроводів.

Інший підхід складається у визначенні оптимального плеча обслуговування газопроводу за умови базування АВП безпосередньо на трасі (наприклад, на промплощадці КС) [5]. Як критерій розрахунку l_{opt}^* прийняті сумарні питомі витрати, включаючи витрати на АВБ і на резервування при недоставці газу споживачу. З результату отримане наступний вираз для оптимального плеча обслуговування:

$$l^* = \sqrt{\frac{(3 + E \cdot k) \cdot V}{3_y \cdot \Delta q \cdot \lambda \cdot n \left[1 + X_* \sqrt{\frac{1 + c^2}{\lambda n L}} \right]}} \quad (1.5)$$

де 3 - річні експлуатаційні витрати; E - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; K - капітальні вкладення; V - швидкість транспортування АВП; 3_y - питомі витрати по резервуванню; λ - інтенсивність відмовлень; n - число ниток; L - загальна довжина МГ; C - коефіцієнт варіації часу; X_* - корінь рівняння $\Phi(x) = \beta$.

Існуючі шляхи вдосконалювання ремонтно-експлуатаційного обслуговування газотранспортних систем мають три основних напрямки [3, 50]:

- зниження питомих витрат на відбудовні роботи в ході ТОіР;
- зменшення втрат газу в атмосферу;
- зниження збитку і тривалості простою газопроводу в результаті аварії (недовідпускання газу).

$$\Phi(\bar{3}_p + \bar{Y}_{щн} + \bar{Y}_{щпот}) \Rightarrow \min \quad (1.6)$$

Методи досягнення цих цілей дуже різні і поєднують у собі задачі вдосконалювання технології виконання робіт, впровадження нової техніки і

засобів малої механізації, оптимізації планування й організації робіт з ТОіР, доцільній централізації і спеціалізації РЕП, раціональному розміщенню лінійних служб і підрозділів, організації ефективної системи матеріально-технічного постачання.

Наукові розробки в цій області поєднують широке коло питань вдосконалення технічних засобів для виробництва ТОіР на об'єктах ЛЧ, технології і нових методів ремонту й обслуговування лінійної частини, оптимальної організації і керування процесом контролю і відновлення МГ [41, 65, 71].

Можна відзначити наступні тенденції розвитку системи ТОіР ЛЧ МГ:

- розвиток і широке впровадження в практику експлуатації газотранспортних систем нових ефективних методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ [30, 84, 85];

- розвиток високопродуктивних методів ремонту МГ із метою скорочення часу простою МГ (у тому числі без зупинки перекачування газу) [3, 31, 48];

- створення спеціалізованих служб і підрозділів по контролі стану ЛЧ МГ (у тому числі повітряне патрулювання і дефектоскопія) з метою своєчасного виявлення й оперативної ліквідації аварій і ушкоджень [45, 70, 81];

- створення могутніх спеціалізованих підрозділів по усуненню великих аварій і виконанню планових робіт великого обсягу (АВП, базові ЛЕС і ін.).

Вибір раціональної технології й вдосконалення організації робіт при ТОіР ЛЧ МГ, у даний час здійснюється або на основі особистого досвіду окремих керівників, або шляхом найпростіших детермінованих розрахунків на мережних моделях за критерієм мінімуму тривалості робіт [61], трудозатрат [52]. Подібний підхід не дозволяє робити адекватну оцінку ефективності тих чи інших організаційно-технологічних рішень з врахуванням специфіки конкретної системи ТОіР, її структури, стратегій і

режиму контрольно-відновлювальних заходів, стану і рівня безвідмовності ЛЧ, випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень і відмовлень на МГ.

Однієї з найважливіших характеристик системи ТОіР ЛЧ МГ є режим функціонування РЕП у ході обслуговування. Режим функціонування визначається насамперед стратегією обслуговування, прийнятою в даній системі, і графіком (періодичністю) контрольно-відновлювальних заходів (КВЗ) [16, 19].

В даний момент, у зв'язку з "старінням" багатьох газопроводів системи газопостачання, підвищеними вимогами по безпеці і екологічності магістрального транспорту газу, особливо гостро стоїть питання забезпечення діючого й ефективного контролю стану лінійної частини в ході експлуатації. Діючі нормативні документи не містять конкретних рекомендацій з плануванню КВЗ на ЛЧ МГ і носять дуже загальний характер [54]. Причому, терміни проведення оглядів, їхня періодичність і обсяги повинні встановлюватися в рамках кожного підрозділу виходячи з конкретних умов (характер місцевості, наявність населених пунктів, технічний стан МГ і ін.). Приймаються такі рішення, як правило, без наукового опрацювання, на основі традиційних схем і інструкцій.

Широке поширення одержало вертолітне патрулювання траси газопроводів з використанням лазерного устаткування по виявленню витоків газу (типу "Огляд", "Локатор-М") автомобільне обстеження з газоаналізаторами (типу "Шукач-1"), що характеризуються великою вартістю й експлуатаційними витратами. Так середня вартість однієї години роботи контрольної ланки, оснащеної "Локатором" складає 768 у.о., з яких на аренду вертольота іде в середньому 530 у.о. [81].

Аналіз закордонного досвіду експлуатаційного обслуговування МГ і наукових розробок у цій області показує, що велика частина досліджень присвячена питанням удосконалювання старих і створення нових методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ, перспективних технологій і механізмів для проведення ремонтно-відновлювальних робіт [84, 85,29].

Не розглядаються питання ефективності використання тих чи інших технічних засобів у ході ТОіР, планування термінів контролю і профілактики ЛЧ і її елементів з врахуванням нерівномірного розподілу показників надійності по довжині МГ, випадкового характеру появи відмовлень і ушкоджень. Не вирішені задачі організації територіально-виробничої системи ТОіР складної регіональної мережі МГ з урахуванням конфігурації ЛЧ. Питання вибору раціональних стратегій ТОіР ЛЧ МГ розглядаються на основі загальних підходів і методів теорії надійності складних систем, пропонується спрощена модель руйнування ізольованого газопроводу і методика оцінки кількісних показників безвідмовності [16, 19, 47]. Однак, у запропонованих моделях не враховується можливість використання різних методів і засобів контролю стану МГ, що характеризуються визначеною вартістю і дозволеною здатністю. Не розглядаються питання стратегічного планування КВЗ на окремих елементах (зосереджених об'єктах) ЛЧ МГ, що вимагають сполученого виконання контрольних, профілактичних (чи регулювальних) робіт з метою виявлення схованих відмовлень [60, 73]. Істотно впливає на ефективність КВЗ структура спеціалізація і потужність ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Ці параметри, у свою чергу, багато в чому визначаються прийнятою технологією й оснащеністю бригад, служб і підрозділів, характером робіт у потоці вимоги на ремонтно-відбудовче і профілактичне обслуговування.

1.3 Формування критерію ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ

Формування комплексу показників для оцінки ефективності системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування газопроводів з урахуванням основних факторів і істотних структурно-технологічних зв'язків - є важливим етапом розробки узагальненої моделі системи ТОіР ЛЧ МГ. Рішення задачі аналізу системи і наступний перехід до синтезу оптимальних параметрів

системи повинні базуватися на універсальних техніко-економічних показниках ефективності.

Система ТОіР ЛЧ МГ має всі ознаки складної системи і характеризується наявністю великого числа різнорідних елементів і об'єктів, різноманітних видів робіт з ТОіР, різних типів РЕП (по потужності, оснащеності і комплектації). Окремі елементи системи мають між собою складний функціональний зв'язок. Тому для оцінки ефективності функціонування системи ТОіР існує багато різних показників. Найбільше часто використовувані з них: економічні витрати і характеристики тривалості ТОіР [2, 80]. До них відносяться: вартість роботи (витрати на ремонтно-відбудовчі роботи) Z_p ; тривалість виконання відбудовних робіт T_p ; трудомісткість ремонтних і інших робіт (в люд. годинах). Становить інтерес розгляд середньої тривалості робіт з ТОіР, обумовлене як математичне чекання тривалості одного набору робіт даного виду за деякий період експлуатації:

$$T_{CP} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_{pi} \quad (1.7)$$

а також середньої пжцоемкости і середніх витрат на проведення ТОіР (визначених аналогічно). Відношення середньої сумарної тривалості робіт до наробітку системи на відмовлення - є питома сумарна тривалість робіт з ТОіР.

Аналогічним образом, питома сумарна вартість робіт з ТОіР (витрати на ТОіР);

$$\bar{z}_{\Sigma P} = \frac{z_{\Sigma P}}{t'_p} \quad (1.8)$$

де t'_p - наробіток на відмовлення.

Існує також ряд комплексних показників надійності експлуатованої системи, що враховують як властивість безвідмовності, так і ремонтпридатності. Найбільш розповсюджені серед них: коефіцієнти

готовності, надійності, технічного використання, оперативної готовності й інші [42].

Задача вибору показників ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ зводиться до обґрунтування доцільного набору параметрів, що дозволяють врахувати (з розумним ступенем деталізації) найбільш значні фактори функціонування системи.

Дослідження суті питання доводить, що визначальними факторами в питанні вдосконалювання системи ТОіР є: структура, розміщення й оснащення підрозділів, технологія ремонтно-експлуатаційного обслуговування, організація і керування ходом виконання робіт, стратегія контрольно-відновлювальних заходів.

Показник ефективності функціонування системи (у задачі аналізу) повинний виступати як критерій оптимальності при рішенні задач удосконалювання системи. Причому розглядати подібну проблему необхідно з позицій народногосподарської ефективності [40, 69].

Система ТОіР ЛЧ МГ, як важливий засіб забезпечення експлуатаційної надійності МГ вимагає значних матеріально-технічних, трудових витрат, що багато в чому визначають ефективність системи в цілому.

Це обумовлює доцільність використання як параметр для оцінки ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ найбільш розповсюдженого техніко-економічного показника ефективності - сумарних питомих витрат.

В загальному виді, метою підвищення ефективності функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ є забезпечення надійної роботи об'єктів МГ із найменшими сумарними витратами (на створення, оснащеності і зміст ремонтно-експлуатаційних підрозділів і на проведення КВЗ) і збитками від втрат і недопоставок газу споживачам унаслідок простоїв (чи зниження продуктивності) газопроводів у ході ремонтно-відновлювальних робіт. Таким чином, середні сумарні питомі витрати виступають не тільки як параметр оцінки ефективності ТОіР, але і як критерій оптимальності організаційно-технологічних рішень по вдосконалюванню досліджуваної системи:

$$\bar{C}_{\Sigma} = \bar{C}_{\Sigma \text{ ДАІ}} + \bar{C}_{\Sigma \text{ ДІД}} + \bar{O}_{\text{У}} \quad (1.9)$$

де $\bar{Z}_{\Sigma \text{ РЕП}}$ - середнє питомі витрати на будівництво, оснащення, комплектацію і утримання ремонтно-експлуатаційних підрозділів; $\bar{Z}_{\Sigma \text{ ТОіР}}$ - середньо питомі витрати на проведення заходів щодо ТОіР; $\bar{Y}_{\text{ЦІ}}$ - середній питомий збиток споживачів від недоподачі газу при зниженні пропускної здатності газопроводів у ході АВР.

При комплексному розгляді процесу функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ необхідно врахувати вплив безлічі випадкових і керованих факторів, що визначають значення тих чи інших параметрів системи, що впливають на її ефективність.

Система обслуговування і ремонту сучасних магістральних газопроводів має складну структуру і склад, різні форми організації робіт на лінійній частині, що забезпечує різний рівень ефективності експлуатації МГ. Більш високий рівень ефективності система ТОіР ЛЧ МГ досягається при відшуканні значень параметрів (і їхнього співвідношення), що забезпечують екстремальне значення цільової функції. У рамках сформульованого вище комплексу задач по вдосконалюванню системи ТОіР лінійної частини газопроводів, що поєднує питання розробки оптимальної структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів, планування контрольних-відновлювальних заходів і організації робіт на об'єктах лінійної частини, цільова функція приймає різні значення і залежить від великої кількості факторів. При рішенні кожної з перерахованих оптимізаційних задач цільова функція \bar{Z}_{Σ} є математичним виразом взаємозв'язку параметрів, що підлягають оптимізації, і вартісних (затратних) показників ефективності, що забезпечують нормальне функціонування системи.

Таким чином, ціль і задачі формування критерію ефективності системи ТОіР зводиться до детального пророблення й оцінки всіх складових цільовий функції з врахуванням їх взаємного впливу.

Значення складових цільової функції формується в результаті розв'язку часткових задач:

- на вибір стратегії і режиму КВЗ;
- формуванню схеми розміщення РЕП;
- розбивці ЛЧ газ об транс кравець системи на експлуатаційні ділянки;
- закріпленню окремих ділянок за конкретними РЕП;
- вибору технології КВЗ;
- комплектації РЕП технікою і людьми.

Суперечливий характер впливу перерахованих керованих факторів на цільову функцію обумовлює необхідність використання комплексного підходу, тобто спільного рішення часткових задач. Суть реалізації комплексного підходу зводиться до розбивки проблеми на часткові задачі, дослідженню кожної окремої задачі й об'єднанню результатів дослідження часткових задач. Для цього використовуються принципи, покладені в основу декомпозиційних методів дослідження складних ієрархічних систем. Формалізація подібної математичної багатофакторної моделі дозволяє шляхом перебору альтернативних варіантів вихідних параметрів і різних обмежень здійснювати пошук оптимальних організаційно-технологічних рішень за критерієм мінімуму цільової функції - середніх сумарних питомих витрат у системі ТОіР:

$$\min_{R,L,S,M,H} \bar{z}_{\Sigma}(R,L,S,M,H) \quad (1.10)$$

де R - характеристики розміщення РЭП у регіоні обслуговування;

L - характеристики прикріплення ділянок системи ЛЧ МГ, що обслуговуються РЕП; S - стратегія і режим контрольно-відбудовних заходів (КВЗ), прийнятих в кожному РЕП; M - характеристики потужності, оснащеності, комплектації РЕП; H - прийнята технологія й організація робіт.

При розгляді подібної задачі глобальної оптимізації перераховані характеристики системи ТОіР ЛЧ МГ R, L, S, M, H відіграють роль аргументів, виступаючи як керуючі параметри.

Оптимальне планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ здійснюється шляхом вибору раціональної стратегії обслуговування об'єктів МГ і режимів функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у рамках діючої систем ТОіР:

$$\min_s \bar{Z}_\Sigma(S...a, b, c) \quad (1.11)$$

де a, b, c - різні системні обмеження.

Задача планування КВЗ містить у собі безліч часток підзадач, розглянутих докладно в третьому розділі даної роботи.

Найважливішим засобом підвищення ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ є удосконалювання структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування, що поєднує часткові задачі по визначенню пунктів базування підрозділів, установленню границь (зон) обслуговування; прикріпленню експлуатаційних ділянок ЛЧ МГ за конкретними РЕП:

$$\min_{R,L} \bar{Z}_\Sigma(R, L...a, b, c) \quad (1.12)$$

За умови сформованої структури системи ТОіР, прийнятої стратегії і режимі контрольно-відбудовних заходів на МГ розглядається питання вибору технології й організації робіт з обслуговування лінійної частини з залученням певних виробничих потужностей і ресурсів:

$$\min_{M,H} \bar{Z}_\Sigma(M, H...a, b, c) \quad (1.13)$$

де a, b, c - величини, що характеризують граничні умови функціонування системи (обмеження за часом, матеріалам, ресурсам і т.д.).

Запропонований у роботі комплексний підхід дозволяє здійснювати пошук оптимальних варіантів організації ТОіР ЛЧ МГ як при удосконалюванні (коректуванню) діючих, так і при проектуванні створюваних систем обслуговування.

В рамках комплексного підходу можливо провести більш детальне дослідження окремих задач вдосконалювання організації системи ТОіР ЛЧ МГ на різному рівні.

1.4. Комплексна постановка задач дослідження

Дослідження діючої системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ у рамках системи газопостачання, основних тенденцій у розвитку магістрального транспорту газу показує необхідність підвищення ефективності заходів щодо забезпечення надійності магістральних газопроводів у ході експлуатації з метою скорочення загальних витрат, втрат і збитків.

Аналіз перспективних досліджень і теоретичних розробок в області удосконалювання техніки, технології, організації і керування системи ТОіР ЛЧ МГ підтверджує актуальність комплексного розгляду перерахованих проблем. Тільки системний підхід, як головний принцип дослідження складних технічних і організаційно-управлінських об'єктів з обліком максимально можливого числа факторів, що впливають на функціонування системи, дозволяє вирішити задачу оцінки ефективності ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ і вироблення оптимальних організаційно-управлінських і технологічних рішень.

Функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ складний динамічний процес, для моделювання і подальшого дослідження якого необхідно вирішити кілька етапних задач [39].

Перший етап полягає в так званому представленні системи в компактній формі, що полегшує опис системи, а також формулювання і рішення наступних задач. Така інформація містить у собі поняття, склад і ціль функціонування досліджуваної системи, сукупність правил її функціонування, які визначають, що повинна робити система для досягнення поставленої перед нею мети, а також структурну схему. Наявність твердої структурної схеми у виді сукупності безлічі блоків (елементів, об'єктів) і визначених зв'язків між ними визначають головну відмінність пропонованого

поняття системи ТОіР ЛЧ МГ від абстрактних моделей, досліджуваних у загальній теорії складних систем.

Для кількісної оцінки ступеня досягнення системою поставлених перед нею цілей необхідно ввести визначені характеристики її функціонування. Причому, кожна характеристика описує якусь одну сторону функціонування системи і лише визначена сукупність таких показників дозволяє оцінити ефективність системи в цілому (Рис. 1.3).

Вибір показників і визначення виразів або числових значень різних характеристик функціонування системи на основі вивчення її структури, принципів роботи, факторів, що впливають на неї, формують наступний етап - розрахунок представленої системи. Перераховані етапи дослідження системи ТОіР необхідні для переходу до етапу аналізу процесу її функціонування, що полягає у визначенні виду залежностей різних характеристик і показників структури, режиму функціонування і некерованих факторів. Сукупність етапів представлення, розрахунку і аналізу системи утворить основу для формалізації багатофакторної моделі системи ТОіР ЛЧ МГ складної структури. Модель у даному випадку представляє більш просту систему, ніж вихідна, зі збереженням найбільш істотних рис і відображенням найбільш важливих структурно-технологічних зв'язків.

Для можливості подальшого дослідження системи за допомогою моделі, остання повинна поєднувати в собі властивості концептуальної моделі, що характеризує причинно-наслідкові зв'язки, істотні для опису системи, а також математичної моделі, що описує функціонування системи з кількісної і якісної сторін.

Розробка такої моделі дозволяє виконати розрахунки з оцінки процесу функціонування системи при визначених значеннях параметрів структури, режимів роботи (показників функціонування), при впливі різних випадкових факторів. Перебір і розрахунок таких альтернативних варіантів дозволяє вирішити наступну етапну задачу - синтез системи з метою визначення її оптимальної структури і стратегії функціонування по заданій безлічі робіт,

значенню параметрів підрозділів і необхідних значень різних характеристик функціонування системи.

Отже, систему ТОіР ЛЧ МГ можна представити як сукупність робіт, що формують потік заявок на проведення ремонтно-експлуатаційного обслуговування і засобів для їхнього виконання (підрозділів).

Під засобами будемо розуміти сукупність машин, механізмів і персоналу РЕП (модулі). Потужність і склад РЕП (модулів) залежать від їхнього призначення, ієрархічного рівня, масштабів розв'язуваних задач (рис. 1.4).

Сукупність модулів і стійких зв'язків між ними з урахуванням розміщення, ієрархії, розподілу ресурсів утворюють структуру системи. Режим функціонування системи визначає сукупність правил і принципів проведення системи для рішення поставлених виробничих цілей. Сюди відносяться питання технології, стратегії, організації і керування виробничим процесом.

Перераховані структурно-режимні характеристики системи відносяться до розряду так званих керованих факторів, впливаючи на який можна змінювати вихідні показники функціонування системи. Однак, на систему впливає велике число некерованих випадкових факторів, що характеризують стан об'єктів, що обслуговуються, вплив зовнішніх умов (навколишнього середовища) і інших непередбачених подій. Усе це визначає багатофакторність моделі системи ТОіР ЛЧ МГ і необхідність ймовірнісного підходу при її розробці.

Метою дисертаційної роботи є розробка методів підвищення ефективності ТОіР МГ за рахунок оптимальної організації системи територіально-раззосереджених ремонтно-експлуатаційних підрозділів обслуговування лінійної частини, своєчасного виявлення і локалізації передаварійних ситуацій на ЛЧ, прийняття раціональних організаційно-технологічних рішень в ході експлуатації.



Риснок 1.3 - Етапи розробки і дослідження узагальненої моделі системи ТОіР ЛЧ МГ складної структури.

Відповідно до мети, в дисертаційній роботі поставлені і вирішені наступні основні задачі:

1. Вдосконалювання структурної схеми системи ТОіР за рахунок:

- вибору раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ;
- розбивки ЛЧ МГ на відособлені ділянки обслуговування;
- закріплення ділянок за конкретними РЕП.

2. Ефективне планування контрольно-відновлювальних заходів на МГ за рахунок:

- вибору оптимальної періодичності КВЗ на ЛЧ і її елементах (зосереджених об'єктах);
- вибору доцільних методів і засобів контрольних перевірок стану герметичності ЛЧ в ході патрулювання.

3. Підвищення ефективності діяльності окремого РЕП за рахунок:

- вибору раціональної технології ремонтно-відновлювальних і профілактичних робіт;
- доцільної комплектації й оснащення технічними засобами ремонтних бригад і підрозділів.

Рішення перерахованих задач дослідження складається з етапів:

- вибір і обґрунтування показників для оцінки ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ;
- розробка структурної схеми розміщення РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ;
- оцінка ефективності структурної схеми системи ТОіР ЛЧ МГ;
- методика формування регіональної схеми розміщення РЕП з врахуванням специфіки експлуатації;
- формалізація розрахункової схеми руйнування ЛЧ МГ і її об'єктів;
- математична модель КВЗ на ЛЧ МГ;
- матмоделі КВЗ на окремих елементах(зосереджених об'єктах) ЛЧ;
- планування КВЗ з врахуванням специфіки експлуатації ЛЧ МГ;

- аналіз відмовлень і ушкоджень на ЛЧ МГ і формування модульно-технологічної структури РЕП;
- методика оцінки ефективності функціонування РЕП в ході ТОіР.

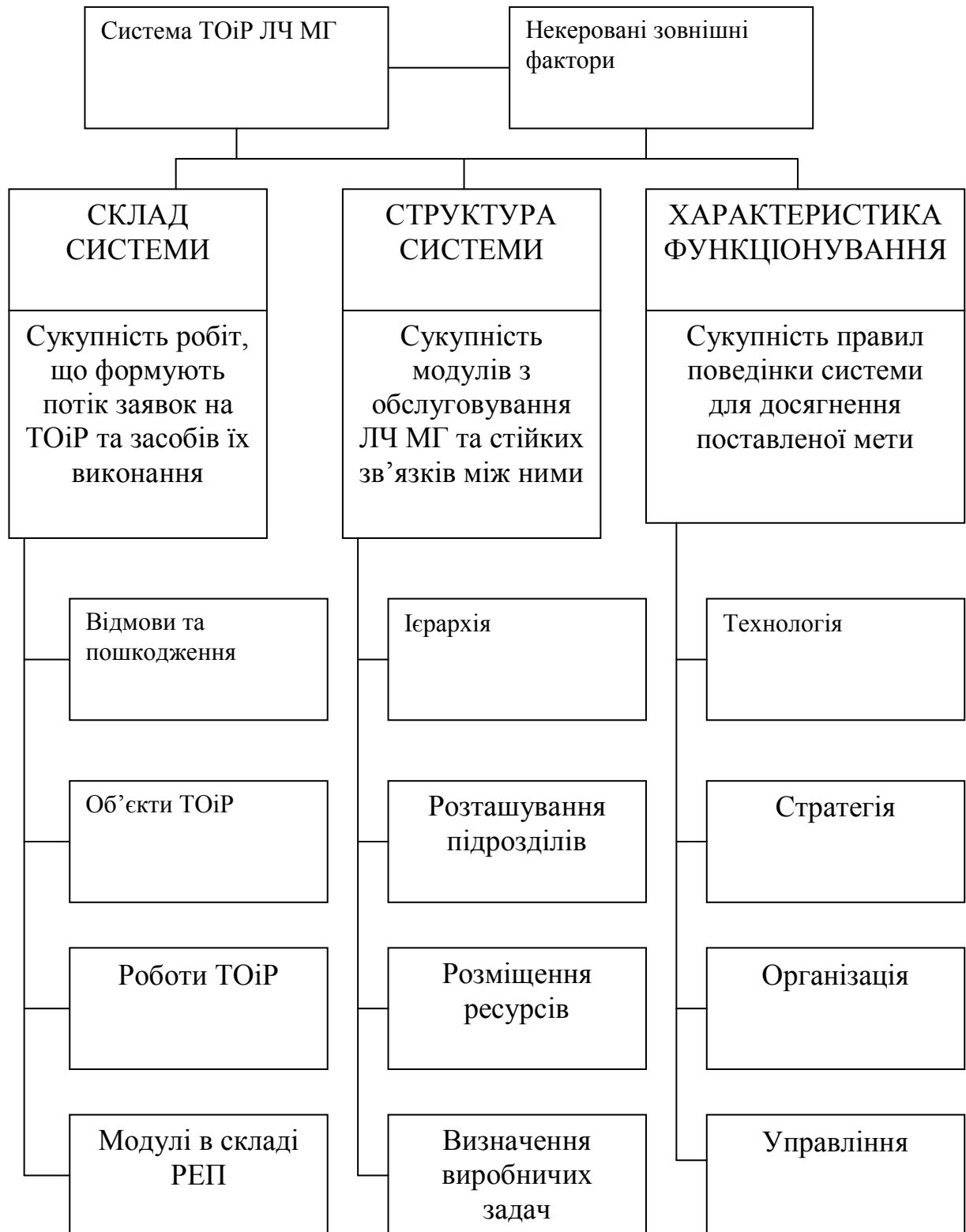


Рисунок 1.4 - Загальна схема представлення системи ТОіР ЛЧ МГ

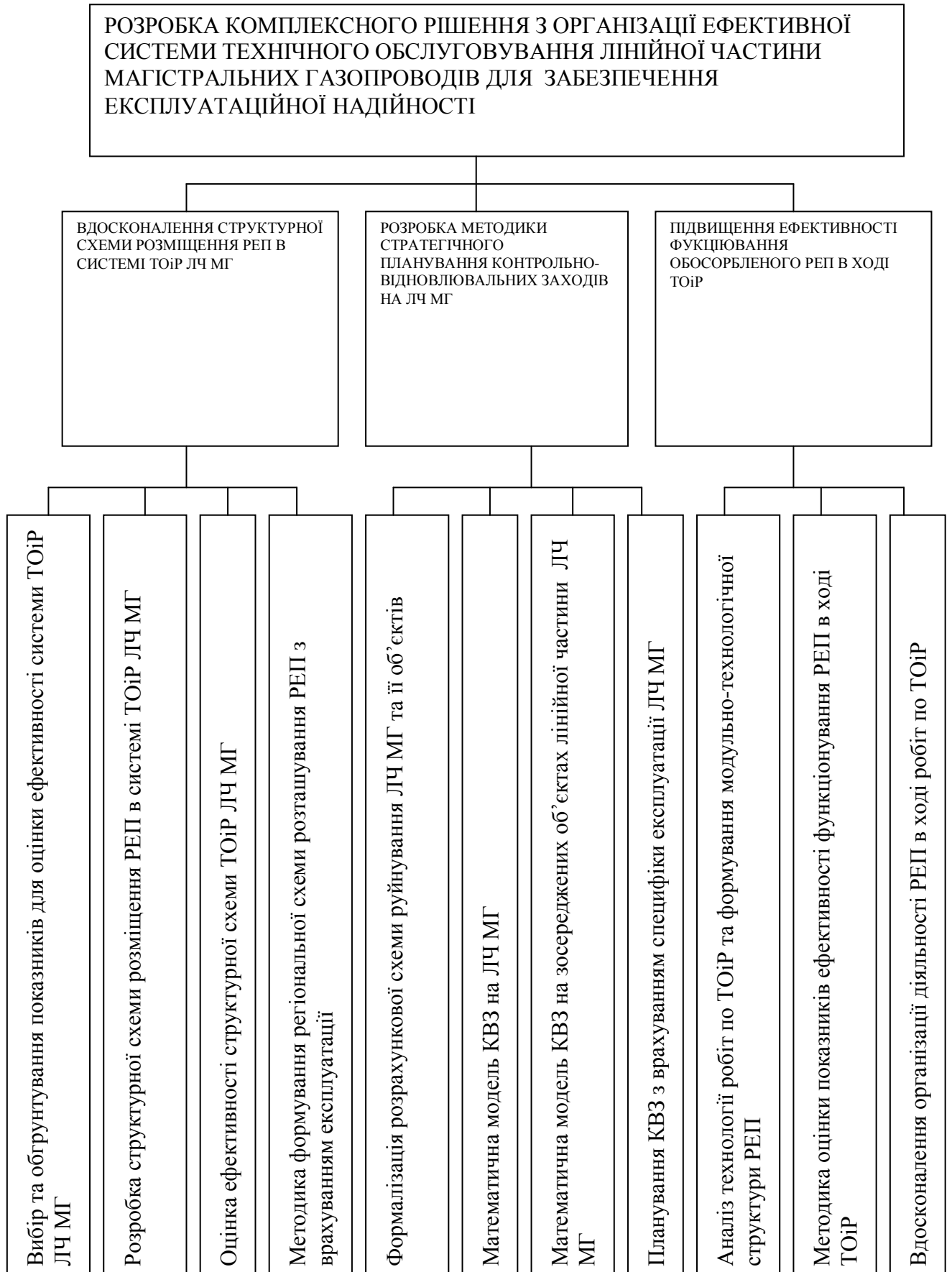


Рисунок 1.5 - Основні задачі й етапи дослідження

- розробка структурної схеми розміщення РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ;
- оцінка ефективності структурної схеми системи ТОіР ЛЧ МГ;
- методика формування регіональної схеми розміщення РЕП з врахуванням специфіки експлуатації;
- формалізація розрахункової схеми руйнування ЛЧ МГ і її об'єктів;
- математична модель КВЗ на ЛЧ МГ;
- математичні моделі КВЗ на окремих елементах(зосереджених об'єктах) ЛЧ;
- планування КВЗ з врахуванням специфіки експлуатації ЛЧ МГ;
- аналіз відмовлень і ушкоджень на ЛЧ МГ і формування модульно-технологічної структури РЕП;
- методика оцінки ефективності функціонування РЕП в ході рсбіт по ТОіР;
- організація діяльності РЕП в ході робіт з ТОіР.

Розроблений комплекс математичних моделей для оцінки ефективності ТОіР ЛЧ МГ із врахуванням структури, режиму функціонування системи, складу підрозділів, принципів організації і технології КВЗ, дозволяє вирішити задачу синтезу оптимальних рішень при різних значеннях вихідних даних і граничних умовах.

Критерій оптимальності в даному випадку комплексним показником ефективності функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ, що поєднує воедино керовані фактори експлуатації й обслуговування магістральних газопроводів.

РОЗДІЛ 2

ПРИНЦИПИ КЕРУВАННЯ ТРАНСПОРТОМ ГАЗУ З УРАХУВАННЯМ ЧИННИКА НАДІЙНОСТІ

В період дефіциту постачання газу в Україну особливе значення надається скороченням недопоставок його споживачам, тобто повному і безперервному їх газозабезпеченню. З іншого боку зростають втрати газу, пов'язані з технологічними затратами на транспортування, зокрема, викликані нестаціонарністю газових потоків і частими змінами режимів роботи газотранспортної мережі [1,2].

Як відомо, втрати від недопоставок газу споживачам значно перевищують втрати, пов'язані з технологічними затратами на транспорт газу [3]. Тому тут розглядається задача вибору оптимального співвідношення між вартістю і надійністю перекачування газу. Зазначена задача досліджується за допомогою змішаної моделі, заснованої на використанні методів динамічного програмування і математичних методів теорії надійності.

Для задоволення вимог максимізації навантаження газотранспортної системи при відповідних технологічних обмеженнях і гарантії безперервності в постачанні споживачам заданої витрати газу зазвичай вирішуються такі основні завдання:

- прогнозування навантаження протягом певного інтервалу часу (доби, тижня і т. д.);
- виділення набору газоперекачувальних агрегатів компресорної станції;
- відшукання оптимального розподілу загального навантаження між газоперекачувальними агрегатами, що мінімізує сумарну вартість перекачування.

Ці три проблеми тісно пов'язані між собою. У зв'язку з цим зазначені проблеми об'єднуються під загальною назвою планування перекачування газу.

2.1 Математичне моделювання оптимального планування транспорту газу

З метою вирішення завдання оптимального планування перекачування газу перш за все відшукуються очікувані втрати через недостатню надійність постачання споживачів газом. Відмови при постачанні газу викликані випадковим характером функціонування системи, який проявляється в відмовах окремих елементів, а також у випадковому коливанні навантаження системи. Кожен агрегат системи в процесі функціонування може перебувати в стані відмови і в стані роботи з частковою втратою вихідної потужності. Ймовірності стану системи представляються у вигляді добутку ймовірностей стану окремих елементів.

Нехай $M_i(t_1, t_2)$ - математичне очікування частки часу знаходження системи в стані i протягом інтервалу (t_1, t_2) , тоді

$$M_i(t_1, t_2) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} P_i(t) dt \quad (2.1)$$

де $P_i(t_i)$ - ймовірність того, що в момент t_i система знаходиться в стані i .

Ймовірності станів всієї системи, що складається з R агрегатів, в дискретному виді матиме вигляд

$$P_i(t) = \prod_{r=1}^R Pr_r(t) \quad (2.2)$$

Якщо $t = n\Delta t$ де Δt - крок часу, то вираз (2.2) набуде вигляду

$$P_i(n\Delta t) = \prod_{r=1}^R Pr_r(n\Delta t)$$

Тоді інтервал (2.1) можна представляти в дискретному вигляді

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^N \frac{P_i(k\Delta t) + P_i(k+1)\Delta t}{2} = \frac{I_i(t_1, t_2)}{(t_1 - t_2)} \quad (2.3)$$

Очікуване число переходів в стан i на інтервалі часу (t_1, t_2) визначається формулою

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \int_{t_1}^{t_2} P_j(t) \lambda_{ji} dt \quad (2.4)$$

де λ_{ji} - інтенсивності переходів зі стану i в стан $i + 1$, $j = i + 1$.

У дискретній формі маємо

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_i(t_1, t_2)$$

Припустимо, що для перекачки газу на інтервал часу (t_1, t_2) виділено певну кількість агрегатів R і прогнозована кількість перекачування становить G_0 . Протягом зазначеного інтервалу часу справжнє навантаження G може коливатися щодо величини G_0 відповідно до нормального закону розподілу.

Недостатність в постачанні газу, яка виникає в результаті відмови деяких агрегатів і внаслідок випадкових збурень, теоретично може коливатися від 0 до G (на практиці діапазон зміни нестачі кількості газу досить вузький через акумулюючу здатність газопроводу). В силу цього передбачається, що залежність між загальними вартісними втратами і величиною нестачі кількості газу є лінійною

$$C^n = C_1 H,$$

де C^n - вартісні втрати;

C_1 - коефіцієнт;

H - нестача газу споживачам.

При нормальному законі розподілу випадкових величин загальні втрати підсумовуються як втрати на перекачування та втрати через недоподачу газу. Ці втрати можна подати таким чином

$$W = C_2 \sum_j \sum_i [\sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_{ij}(t_1, t_2)] u_{ij}^n A_j + C_3 \sum_j \sum_i I_{ij}(t_1, t_2) H_{ij} A_j,$$

де C_2, C_3 - коефіцієнти, що враховують вартість від перекачування і недоподачі;

u_{ij}^n - дискретна зміна втрат за час Δt ;

A_j - коефіцієнт, що враховує розподіл втрат по нормальному закону.

Кількість перекачуваного газу G_0 , значені втрати і недостача H приймають дискретні значення в інтервалах $n\Delta t$, де число можливих значень H залежить від числа станів всієї системи, причому кожному стану відповідає певне значення потужності комбінацій агрегатів. Для цього можна використовувати наближений метод розрахунку пропускної здатності системи, заснований на однотипності рівнянь падіння тиску для різних елементів. В якості універсального рівняння для агрегату можна використати вираз

$$P_i^2 - \alpha P_j^2 = \varphi Q_{ij} + \psi Q_{ij}^2, \quad (2.5)$$

де Q – продуктивність газопроводу.

Дане рівняння використовується також для еквівалентування груп паралельно включених агрегатів компресорної станції, що і є звичайним з'єднанням ГПА. Коефіцієнти α, φ, ψ є параметрами r -го агрегату, який вважається відомим; P_{1r}, P_{2r} - тиски на вході і виході r -го агрегату, тобто

$$P_{1r}^2 - \alpha P_{2r}^2 = \varphi_r Q_{ij} + \psi_r Q_{ij}^2,$$

$$Q = \sum_{r=1}^R m_r Q_r,$$

де r — номер ГПА в групі;

R — число ГПА в групі;

m_r — коефіцієнт, що дозволяє виключити з розгляду непрацюючі елементи, рівний 1, або 0.

Для двох послідовно з'єднаних елементів еквівалентні коефіцієнти

$$\alpha = \alpha_1 \alpha_2; \varphi = \varphi_1 + \alpha_1 \varphi_2; \psi = \psi_1 + \alpha_1 \psi_2.$$

Отримані рівняння не в повному обсязі визначають пропускну здатність системи через обмеження на продуктивність кожного агрегату, тому їх доцільно звести до іншого виду відносно витрат на перекачування

$$f_1(Q) = f(\varepsilon_i, N_i, \eta_i, n_i, C_i), \quad (2.6)$$

де ε_i - ступінь підвищення тиску;

N_i - потужність агрегату;

η_i - к. к. д. ;

n_i - частота обертання;

C_i - питомі витрати.

Позначивши a_r, b_r нижні і верхні межі вихідної потужності кожного агрегату, матимемо

$$A_R \leq G \leq B_R,$$

де

$$A_R = \min(a_1, a_2, \dots, a_R); B_R = \sum_{r=1}^R b_r$$

З графіків споживання можна отримати верхні і нижні границі необхідної кількості газу для k -го споживача на кожному кроці обчислення. Тоді мінімум вартості в одиницю часу є оптимальним рекурентним співвідношенням:

$$f_R(G) = \min\{f_R(x) + f_{R-1}(G - x)\}$$

де x - поточна кількість перекачуваного газу.

Якщо $\varepsilon_i, \eta_i, n_i$ - постійні величини, то використання останніх співвідношень дає оптимальну схему виділення агрегатів і розподілу навантаження між ними. При сталості $\varepsilon_i, \eta_i, N_i$ можна отримати оптимальне керування у вигляді зміни частоти обертання n_i .

2.2 Реалізація математичної моделі

З урахуванням втрат через ненадійність перекачування газу завдання оптимального планування представляється в такий спосіб. Для прогнозованого добового споживання відрізок в 24 години розділяється на 12 інтервалів, тому можна вважати, що покази вважаються постійними. Ці інтервали називатимемо етапами. На кожному етапі визначається програма перекачування газу, яка мінімізує сумарні витрати на перекачування з урахуванням надійності газопостачання. Для вирішення поставленої задачі використовується метод динамічного програмування [5]. Якщо встановлено R агрегатів на КС, то загальне число можливих комбінацій агрегатів складає R , звідки можна отримати розмірність вирішуваної задачі динамічного програмування.

Мінімум сукупних затрат f_{nj} для комбінації j на етапі nj можна знайти за допомогою рекурентного співвідношення

$$F_{nj} = \min\{F_{n-1} + f_{nj} + W_{nj}\} \quad (2.7)$$

Для першого етапу $n = 1$ оптимальна комбінація визначається виразом

$$F_{1j} = \min\{f_{1j} + W_{1j}\} \quad (2.8)$$

Після того, як пройдено усі n етапів, мінімальні сукупні витрати на перекачування газу визначаються з рівняння

$$F_N = \min F_{Nj} \quad (2.9)$$

Для цієї задачі вводяться наступні припущення. На даній КС всі (робочі і резервні) ГПА однотипні і їх вихідні характеристики надійності однакові. Відключення і включення ГПА як в аварійних, так і в планових ситуаціях миттєве.

У обмеження входить автоматичне відключення ГПА при визначенні часу експлуатації.

Рішення завдання дискретного динамічного програмування здійснюється за допомогою стандартного алгоритму. Ідея алгоритму полягає в наступному.

Розглядається послідовність моментів часу $0, 1, \dots$. Керована система в кожен момент часу може знаходитися в одному з j станів. Управління системою, що знаходиться в момент часу n в стані j_n , полягає в тому, що приймається рішення про переведення її в момент $n+1$ в стан j_{n+1} . Визначена

локальна ціна такого переходу, тобто число (для всіх можливих пар j_n, j_{n+1}). У початковий момент часу $n = 0$ система може знаходитися в якомусь фіксованому j_0 стані. У кінцевий момент часу N система повинна знаходитися в одному із заданих j_N станів. Завдання полягає у визначенні такої послідовності станів (траєкторії) $f_0, f_1, \dots, f_n, \dots, f_N$, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи, тобто функції

$$R(f_0, f_1, \dots, f_N) = \Phi_0(f_0) + \sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N)$$

де Φ_0, Φ_N - витрати на початковий і кінцевий стан системи.

Рішення задачі здійснюється спеціальним алгоритмом, що використовує типову для динамічного програмування функцію Беллмана $F_N(j)$, яка визначається наступним чином: нехай система в момент n знаходиться в стані j . Потрібно перевести її до моменту N , мінімізуючи за рахунок вибору станів f_{n+1}, \dots, f_N значення

$$\sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N), j_N = j \quad (2.10)$$

Мінімум (2.10) знаходиться методами динамічного програмування, в результаті чого обчислюється функція $F_N(j)$ для всіх n і j . Це рівняння отримується на підставі наступного принципу оптимальності: перехід зі стану j в момент n в деякий стан j_N в момент часу N можна здійснити в два етапи. Спочатку система переводиться в стан в момент $n + 1$, а потім з цього стану оптимальним чином за ціну, $F_{n+1}(i)$ - в кінцевий стан. Загальна вартість такого переходу складає

$$f_{j_n, i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)$$

Так як j вважається фіксованим, то параметром оптимізації є номер стану i в момент $n + 1$. Тоді рівняння динамічного програмування буде

$$F_n(j) = \min\{f_{j=i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)\}$$

Алгоритм рішення полягає в наступному.

1. Функція $F_N(j)$ задається початковими даними

$$F_N(j) = \Phi_N(i).$$

2. Визначається $F_{N-1}(j)$ в попередній момент $N - 1$ за формулою

$$F_{N-1}(j) = \min\{f_{j,i}^{N+1/2} + F_N(i)\},$$

рішення цього завдання здійснюється методом перебору.

3. Аналогічні розрахунки тривають для іншого моменту $N - 2$

$$F_{N-2}(j) = \min\{f_{j,i}^{N+1/2} + F_N(i)\}$$

Таким чином, знайшовши всі $F_N(j)$, вирішуємо задачу $\min\{\Phi_0(j) + F_0(j)\}$ і визначаємо першу точку траєкторії j_0 . Потім визначають точки $j_1 = i_{1/2}(j_0)$, $j_2 = i_{1+1/2}(j_1)$ і так далі до побудови всієї траєкторії.

На основі викладеної методики прогнозування оптимальних параметрів режиму газопостачання з урахуванням чинника надійності проведено розрахунки оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ за 24.08.2017 р періоду компресорного закачування

газу в сховище. Результати розрахунків приведено у вигляді графіків на рисунку 2.1.

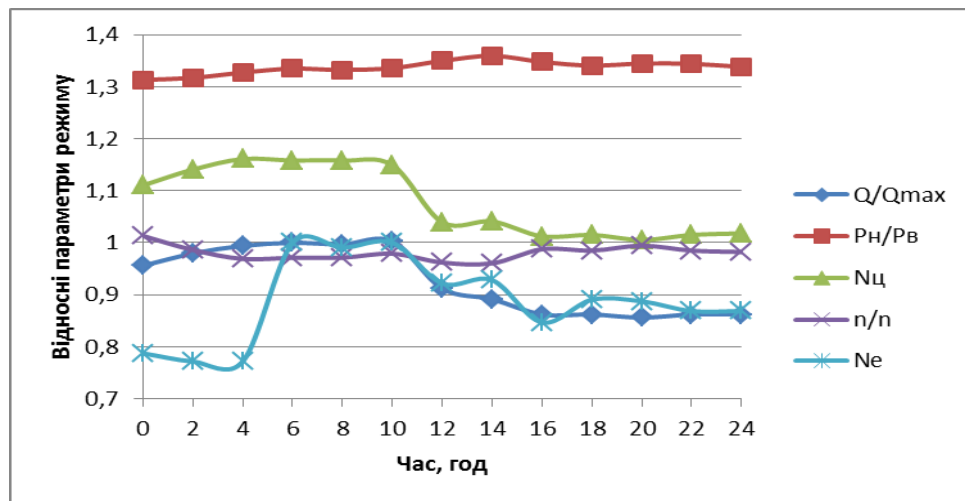


Рисунок 2.1 – Результати розрахунку оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ

Вихідними даними для реалізації поставленої оптимізаційної задачі служили реальні показники експлуатації компресорної станції в період закачування газу в сховище. Серед них інтенсивність відмов силової частини газомотокомпресора склала 0.001344 1/год і для компресорної 0.001275 1/год. Максимальна продуктивність закачування за фактичними даними становила 102,64 тис.м³/год. В результаті проведених обчислень за запропонованою методикою оптимізації визначено оптимальні розрахункові параметри компресорних циліндрів N_c , швидкість обертання колін валу n/n_n та ефективну потужність компресора N_e . Прогнозні параметри впроваджено у виробництво, і їх порівняння з фактичними показало задовільну збіжність.

Таким чином, вирішено важливу технологічну задачу оптимального планування перекачування газу з врахуванням очікуваних втрат через недостатню надійність забезпечення споживачів газом, і випадковим навантаженням системи, яка полягає в тому, що що приймається рішення про

переведення керованої системи з початкового стану в кінцевий шляхом такої послідовності станів, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи.

2.3 Підвищення надійності експлуатації систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування

Для математичного опису процесу функціонування системи формування і складування запасів і для можливості прогнозування параметра потоку заявок на запасні частини і устаткування для аварійного і профілактичних ремонтів необхідно мати можливість оцінювати інтенсивність відмов (параметр потоку) на лінійній частині магістрального газопроводу і компресорних станціях

Комплект запасних інструментів і приладдя (ЗІП) повинен містити всі необхідні а процесі експлуатації елементи. Іноді відсутність необхідних елементів в комплектах ЗІП набагато збільшує час відновлення апаратури. Проте створення надмірних розмірів ЗІП економічно нераціонально, оскільки при цьому відбувається заморожування величезних засобів і нерідко дефіцитних елементів. Отже, правильне комплектування ЗІП, оптимізація його за вартістю - важлива проблема у вирішенні питань ремонтпридатності основного устаткування систем газопостачання.

Кількість необхідних елементів в комплектах запасних частин газового устаткування визначається розрахунком залежно від причин відмов і середньої кількості очікуваних відмов (замін), раптових (поломка) і поступових (зношування, старіння, корозія) відмов.

Кількість запасних частин для основного газового устаткування залежить від рівня технічної експлуатації, термінів умов і режимів експлуатації, кваліфікації обслуговуючого персоналу, рівня організації і матеріального постачання резервними елементами і ін.

Інтенсивність відмов залежить від часу поповнення ЗІП, його необхідної достатності, організації постачання і ступеня його відновлюваності.

За характером використання елементи устаткування можна диференціювати на відновлювані (блоки, вузли, модулі і т.д.) і невідновлювані. До невідновлюваних відносяться такі елементи устаткування які після відмови недоцільно відновлювати. Відновлювані елементи групового устаткування ремонтують або на місці експлуатації силами обслуговуючого персоналу чи виїзних ремонтних бригад, або в спеціальних ремонтних службах.

Аналітично інтенсивність відмов елементів визначається співвідношенням:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (2.11)$$

де $f(t)$ - щільність імовірності часу безвідмовної роботи;

$P(t)$ - імовірність безвідмовної роботи за час t .

Припущення про те, що інтенсивність відмов є постійною величиною приймається за робочу гіпотезу H_1 , тобто при H_1 $\lambda(t) = \lambda$, а припущення, що це не так, за альтернативну гіпотезу, тобто H_a - $\lambda(t) = \text{const}$. Нехай T_1, T_2, \dots, T_m являють собою вибірку, обсягом n незалежних спостережень (безаварійна робота різноманітних елементів) із генеральної сукупності з довільною щільністю імовірності. Вважається, без обмеження сукупності, що вибірка являє собою ряд значень, розташованих у порядку зростання: T_1, T_2, \dots, T_m .

Інтервали D_i і нормалізовані інтервали D_{H_i} визначаються в такий спосіб:

$$\begin{aligned} D_1 &= T_1, & D_{H_1} &= mD_1 \\ D_2 &= T_2 - T_1, & D_{H_2} &= (m-1)D_2 \\ &\dots & & \\ D_m &= T_m - T_{m-1}, & D_{H_m} &= D_m \end{aligned}$$

Припустимо

$$V_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{при } D_{Hi} \leq D_{Hj} \\ 0 & \text{при } D_{Hi} < D_{Hj}, i > j \end{cases} \quad (2.12)$$

Статистика V_n визначена в такий спосіб:

$$V_n = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^i V_{ij}. \quad (2.13)$$

Тоді робоча гіпотеза діє до рівня m , якщо $V_m > V_{m,\alpha}$, де граничне значення $V_{m,\alpha}$ визначається так, щоб $P\{V_m > \gamma_{m,\alpha} / H_0\} = \alpha$. У цьому випадку робоча гіпотеза не діє. При $V_m < V_{m,\alpha}$ приймається робоча гіпотеза.

Евристична перевірка гіпотези за допомогою даного критерію може бути обгрунтована в такий спосіб. При робочій гіпотезі нормалізовані інтервали D_{Hi} розподілені незалежно, кожний по експонентному закону так, що

$$P\{V_{i,j} = 1\} = 0,5 \text{ при } i, j = 1, \dots, m, i \neq j \quad (2.14)$$

При справедливості альтернативної гіпотези $P\{V_{i,j} = 1\} > 0,5$ при $i, j = 1, 2, \dots, m$ коли $i < j$, так як для більш ранніх моментів часу розміри інтервалів повинні бути більші, ніж для пізніших. Таким чином, кожне значення $V_{i,j}$ і отже, V_m буде більше при альтернативній гіпотезі. Тому при великих V_m робоча гіпотеза відхиляється.

Для практичного застосування критерію необхідно знати розподіл V_m , виходячи з якого можна знайти $V_{m,\alpha}$.

Розподіл імовірностей $P\{V_m = k\}$ при справедливості робочої гіпотези визначається такою формулою з [102]:

$$P\{V_m = K\} = \frac{\Pi_m(k)}{m!}, k = 0, 1, 2, \dots, \quad (2.15)$$

де $\Pi_m(k)$ - число перестановок нормалізованих інтервалів D_{Hi} , у яких має місце точно k випадків $D_{Hi} > D_{Hj}$ при $i > j$.

Для $\Pi_m(k)$ справедливо таке рекурентне співвідношення (при $m > 2$):

$$\Pi_m(k) = \Pi_{m-1}(k) + \Pi_{m-1}(k-1) + \dots + \Pi_{m-1}(k-m+1), \quad (2.16)$$

де $\Pi_{m-1}(k) = 0$ при $k < 0$.

На основі зазначених співвідношень імовірність $P(V_m = k)$ може бути підрахована для будь-якого значення m . Для цього використовуються табличні значення функції розподілу

$$F(\gamma) = P\{V_m \leq k\} - \text{для } m \geq 10$$

отриманої за допомогою написаної раніше рекурентної формули для $\Pi_m(k)$.

Визначивши V_m по дослідних даних, знаходимо процентну точку $V_{m,\alpha}$ розподілу V_m , що задається рівнянням

$$F\{V_{m,\alpha}\} = 1 - \alpha$$

Порівняння V_m і $V_{m,\alpha}$ закінчує розв'язок задачі.

Якщо при аналізі надійності газотранспортної системи використовувати зведення про заявки на аварійний ремонт, коли відбувається їх заміна, то за даними про їх безаварійну роботу до моменту аварії утворюється не оцінка інтенсивності відмов $\lambda(t)$, а оцінка параметра потоку відмов $\omega(t)$. Параметр (або інтенсивність) потоку відмов дорівнює середньому числу відмов в одиницю часу:

$$\omega(t) = \omega(i\Delta t) = \omega_i = \frac{m_i(\Delta t)}{M^* \Delta t}, \quad (2.17)$$

$$i = 1, 2, \dots, \lfloor T_p / \Delta t \rfloor,$$

де $m_i(\Delta t)$ - кількість елементів труб, замінених в i -ому інтервалі напрацювання $[i \Delta t, (i+1) \Delta t]$;

M^* - кількість елементів труб, замінених на початку експлуатації.

T_p - час, протягом якого ведеться спостереження за об'єктом (тобто час ресурсу).

Прийнятій моделі зміни інтенсивності аварій відповідає наступна щільність імовірності часу безаварійної роботи:

$$f(t) = \lambda e^{-\int_0^t \lambda(\bar{t}) d\bar{t}} = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.18)$$

Параметр потоку відмов $\omega(t)$, що утворюється при експлуатації з заміною аварійних ділянок трубопроводу, якщо інтенсивність аварій на цих ділянках $\lambda(t)$ відома, задається фундаментальною формулою теорії відновлення:

$$\omega(t) = f(t) + \int_0^t f(t-\tau)\omega(\tau) d\tau \quad (2.19)$$

де $f(t)$ - щільність імовірності часу безаварійної роботи.

Процес формування комплекту запасних частин складається з двох етапів: визначення номенклатури запасних вузлів, елементів і розрахунку їх кількості.

Номенклатурою запасних частин є перелік номерів і найменувань ЗП, складених за певними групами і послідовностями відповідно до технічної документації заводів-виготовлювачів і містить механічні деталі, вузли і агрегати; деталі, комплекти і складальні одиниці електроустаткування, гідрообладнання, прилади паливної апаратури і систем живлення; вироби з гуми, пластмас, пробки і інших матеріалів. У номенклатуру запасних частин включаються також елементи систем, ресурс яких є меншим повного ресурсу системи до списання; елементи, які можуть мати в процесі експлуатації випадкові і аварійні пошкодження, які можуть виникнути при розбірно-складальних операціях; елементи, які можуть бути загублені в процесі експлуатації. Вказана номенклатура повинна розроблятися на початок випуску системи і уточнюватися в процесі їх експлуатації.

Номенклатура запасних частин газового устаткування в ремонтних комплектах залежить від умов і досвіду експлуатації аналогічних деталей; можливості попередження їх відмов; середнього ресурсу деталей; методики і досвіду ремонту устаткування на місці або на ремонтній базі.

При використанні агрегативного методу ремонту у складі ЗП повинні знаходитися знімні агрегати (блоки, модулі). Якщо ремонт знімних

відновлюваних елементів відбувається на місці експлуатації, то ЗІП додатково повинен містити невідновні елементи механізму.

Під час розрахунку кількості запасних елементів може статися так, що деякі деталі, включені в попередню номенклатуру, необхідно з неї виключити у випадку, якщо результати розрахунку свідчать, що вірогідність відмови їх в період експлуатації або ремонту незначна.

Для виявлення кількості запасних елементів для газового устаткування необхідно визначити залежність цієї кількості від стратегії профілактичного обслуговування. Профілактичні стратегії передбачаються в такому виді [1,5]:

- **нульова або базова стратегія**, яка полягає в наступному: при технічному обслуговуванні замінюють елементи, що тільки відмовили, тобто устаткування експлуатують без профілактичних замінів елементів;

- **групова стратегія замінів**, при якій належить встановлювати оптимальний інтервал замінів T_3 . При цьому в моменти часу $T_3, 2T_3, 3T_3 \dots$ замінюють всі елементи даного типу, включаючи і ті з них, які недавно поставлені замість тих, що відмовили;

- **стратегія замінів із напрацювання або індивідуальна стратегія**. В цьому випадку елемент, що знаходиться в системі, замінюють при напрацюванні T_3 . Якщо відмова відбулася до цього часу, то профілактична заміна нового елемента, поставленого замість того, що відмовив, відтермінується і її здійснюють тільки після фактичного досягнення цим елементом нормативного ресурсу.

Розглянемо вплив роду відмов устаткування систем газопостачання на кількість запасних частин. Розрізняють два різновиди відмов: раптові і поступові. У разі раптової відмови невідновлювані елементи в системі замінюють справними елементами з числа запасних, а елементи, що відмовили, не ремонтують. ЗІП поповнюється з фондів загального складу.

Незалежно від методики ремонту газового устаткування можуть бути здійснені три схеми забезпечення її запасними елементами [2]:

1. Нормальна, коли є одиничний і груповий комплекти запасних елементів.
2. Одиночна, коли відсутній груповий комплект запасних елементів.
3. Групова, коли відсутні одиничні комплекти запасних елементів.

Час відсутності необхідного елемента в комплекті запасних елементів назвемо часом відновлення елемента ЗП. Він складається з часу доставки елемента, заміни його на складі і очікування заміни або ремонту.

Середній час відновлення механізму можна представити у вигляді чотирьох компонентів [3]:

$$T_{ВП} = T_{АР} + T_{ЗЧ} + T_{ОР} + T_{П},$$

де $T_{АР}$, $T_{ЗЧ}$, $T_{ОР}$ - середній час відповідно активного ремонту, вимушеного простою устаткування через відсутність в ЗП необхідних елементів (час постачання), вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через адміністративні чинники (виклик бригади ремонту і т.д.).

Цей вираз зручніше представити у вигляді:

$$T_{ВП} = T_{ен}^* + T_{ЗЧ},$$

де $T_{ен}^* = T_{АР} + T_{ОР} + T_n$ - середній час відновлення устаткування при необмеженому (ідеальному) комплекті ЗП, тобто за відсутності затримки в постачанні.

У свою чергу середній час відновлення устаткування можна виразити через середній час відновлення устаткування при відмові певних елементів:

$$T_{ВП} = \sum_{i=1}^N t_{ВПi} q_i \quad (2.20)$$

де $t_{ВПi}$ - середній час відновлення устаткування при відмові i -го елемента;

$$t_{ВПi} = t_{ВПi}^* + t_{ЗЧi}.$$

$t_{ВПi}^*$, $t_{зчi}$ - компоненти тільки для i -го елементу; N - кількість елементів в механізмі; q_i - вірогідність відмови устаткування i -го елементу при достовірному факті відмови устаткування.

Не порушуючи спільності в (2.11), можна перейти від конкретного елементу до групи однотипних елементів заміною $t_{ВПi}$ на $t_{ВПj} q_j$

$$T_{ВП} = T_{ВП}^* + T_{зч} = \sum_{j=1}^k t_{ВПj} q_j .$$

Звідки

$$T_{зч} = \sum_{j=1}^k t_{зчj} q_j ,$$

де k - кількість груп елементів в механізмі (номенклатура елементів); $t_{ВПj}$ - середній час вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через елементи J -ї групи;

q_j - вірогідність відмови механізму через елементи J -ї групи при відмові механізму взагалі, тобто умовна вірогідність відмови устаткування через елементи J -ї групи.

Величина $T_{зч}$ може бути прийнята за критерій достатності ЗІП. Проте ЗІП безпосередньо впливає на коефіцієнт готовності газового устаткування, яким задається в технічному завданні на апаратуру, що обумовлює необхідність пов'язати критерій достатності ЗІП з коефіцієнтом готовності механізму [6,7], який можна записати так:

$$K_{Г} = \frac{T_{р}}{T_{р} + T_{ВП}^* + T_{зч}} ,$$

де $T_{р}$ - напрацювання на відмову або

$$K_{Г} = \frac{T_{р}}{T_{р} + T_{ВП}^*} * \frac{T_{р} + T_{ВП}^*}{T_{р} + T_{ВП}^* + T_{зч}} = K_{Г}^* P_{D} , \quad (2.21)$$

де $K_G^* = \frac{T_P}{T_P + T_{ВП}^*}$ - коефіцієнт готовності устаткування при необмеженому

комплекті ЗПІ;

$P_D = \frac{T_P + T_{ВП}^*}{T_P + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}}$ - коефіцієнт забезпеченості ЗПІ устаткування КС

запасними елементами.

З (2.21) слідує, що коефіцієнт забезпеченості механізму ЗПІ істотно впливає на коефіцієнт готовності механізму і відображає ступінь зменшення його за рахунок ЗПІ.

Таким чином, якщо середній час відновлення устаткування $T_{ВП}$ і коефіцієнт готовності механізму K_G - критерії ремонтпридатності, то середній час простою механізму $T_{ЗЧ}$ через ЗПІ і коефіцієнта забезпеченості устаткування механізму ЗПІ P_D - критерії забезпеченості устаткування запасними елементами. Для приблизного розрахунку визначення кількості запасних частин використовуємо принцип, заснований на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів.

Тривалість простою між двома регулярними або плановими оглядами залежить від надійності механізму і визначається середнім числом його відмов і часом, що витрачається на усунення цих відмов. Якщо середнє напрацювання на відмову механізму рівне T_0 , то можна знайти, наскільки часто він відмовлятиме за час t_0 між двома регулярними оглядами (T_0 - напрацювання механізму, рівне поточному часу за вирахуванням загальної тривалості простою). Якщо між двома регулярними оглядами на механізм не впливають відмови унаслідок зносу, і його працездатність змінюється за експоненціальним законом [3], вірогідність безвідмовної роботи між двома оглядами:

$$P(t_0) = \exp(-t_0/T_0), \quad (2.22)$$

Середній час між оглядами $T_{ср}$ - обчислюють для напрацювання t_0 аналогічно тому, як розраховують середнє напрацювання на відмову

інтеграцією $P(t)$ від нуля до безмежності. Середній час між оглядами фактично є середнім часом між плановими і позаплановими оглядами:

$$T_{\text{ср}} = \int_0^{t_0} P(t) dt$$

У разі експоненціального закону:

$$T_{\text{ср}} = \int_0^{t_0} \exp(-t / T_0) dt = T_0 [\exp(-t / T_0)]_0^{t_0} = T_0 Q(t_0)$$

Якщо прийнята планова регулярна заміна деталей, кількість відмов через зношення може бути значно зменшена, а практично їх можна зовсім виключити, завдяки правильному вибору періоду заміни. Вірогідність того, що механізм відмовить під час роботи, різко зменшується, якщо в період між регулярними замінами елементів можуть відбутися тільки раптові відмови [2,4], число однотипних елементів, що підлягають заміні, зважаючи на відмови в період до регулярної заміни τ_3 складатиметься:

$$k = NQ(\tau_3),$$

де N - число однотипних елементів газового устаткування; $Q(\tau_3)$ - вірогідність відмови одного елемента за період напрацювання між двома регулярними замінами (τ_3).

Якщо $Q(\tau_3)$ мале і наголошуються тільки раптові відмови, може бути використане наближення:

$$Q(\tau_3) = \frac{\tau_3}{T_0},$$

Звідси

$$k = \tau_3 \frac{N}{T_0}.$$

Точний розрахунок номенклатури і кількості запасних частин ґрунтується на обліку фізичної моделі виникнення відмов, показників безвідмовності і

довговічності, а також значення регламентованої вірогідності, обслуговуючої необхідний рівень надійності виробу при регулярній заміні деталей із ЗП.

Кількість запасних частин одиночного комплекту встановлюється розрахунковим методом залежно від характеристик для елемента причин відмови, тобто за раптовими відмовами (поломка) або за поступовими (зношування, старіння, корозія). Кількість запасних частин кожного типорозміру може бути визначене як для одного і того ж типу машин, так і для устаткування різних типів, зважаючи на те, що вони володіють конструктивною спадкоємністю.

Попит на запасні частини і матеріали може носити детермінований або випадковий характер. У останньому, більш загальному випадку, попит розглядають у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона [4], який позначає вірогідність отримати m_i відмов і-го типу елементів устаткування системи газопостачання за час t , якщо інтенсивність відмов цих елементів λ_i :

$$P_{m_i, \lambda_i, t} = \frac{(\lambda_i t)^{m_i}}{m_i!} \exp(-\lambda_i t) \quad (2.23)$$

Вірогідність того, що число відмов m_i не перевищить числа запасних частин k_{3i} :

$$P(m_i \leq k_{3i}, \lambda_i, t) = \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^l}{l!} \exp(-\lambda_i t) \quad (2.24)$$

Число k_{3i} запасних частин буде достатнім, якщо

$$P(m_i \leq k_{3i}) \geq P_D$$

де P_D - достатність запасних частин (близька до одиниці).

Середнє число замін елементів даного вигляду:

$$m_i = N \lambda_i t, \quad (2.25)$$

де N – число елементів i -го типу в устаткуванні системи газопостачання.

З (2.15) знаходимо сумарну інтенсивність замін конструктивних елементів

$$\Lambda_3 = N\lambda_i, \quad (2.26)$$

Підставивши (2.26) в (2.24), отримаємо вірогідність того, що за час t число елементів, що відмовили, не перевищить числа запасних частин k_{3i} :

$$P(m_i \leq k_{3i}) = P_3 = \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!} \exp(-\lambda_i t) \geq P_D \quad (2.27)$$

Для зручності проведення розрахунків часто користуються іншою формулою:

$$1 - P_3 = 1 - \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!} \exp(-\lambda_i t) = \sum_{k_3+1}^{\infty} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!} \exp(-\lambda_i t) \geq P_D \quad (2.28)$$

де $1 - P_3 = P(m \geq k_3)$ - вірогідність того, що замінювана кількість елементів i -го типу буде більша від числа запасних частин k_{3i} .

Отже, якщо відомі значення Λ_3 і t , то, задавшись достатністю запасних частин P_D можна встановити необхідну кількість запасних частин k_3 .

Залежність складу ЗП від допустимої його недостатності також очевидна. Ступінь недостатності вимірюється вірогідністю того, що число елементів, що відмовили, буде більшим числа елементів, що знаходяться в ЗП для заміни. Якщо в ЗП є два елементи, а вірогідність того, що за час T відбудеться більше двох відмов, рівна $0,1$, то це означає, що достатність ЗП рівна $0,9$, а недостатність - $0,1$. Коефіцієнт достатності ЗП P_D задається зазвичай $0,9...0,99$.

Запишемо процедуру визначення числа запасних частин деякого i -го типу для елементарного випадку, коли потік відмов - простий і замінювані елементи не відновлюються. Нехай інтенсивність відмов i -го типу елементів

рівна λ_i час поповнення i -го типу елементів T_{inon} , число i -х елементів N_i , достатність ЗІП P_D .

Визначимо значення сумарної інтенсивності відмов i -го елемента

$$\Lambda_3 = \lambda_i N_i.$$

Заповнимо таблицю I значеннями вірогідності наступним чином. За час поповнення ЗІП T_{inon} відбудеться деяке число m_i випадкових відмов. В залежності від числа $m_i = 0, 1, 2, 3, \dots, k_{3i}$ і числа Λ_3 будуть мінятися P_{mi} , Λ_3 . Другий рядок таблиці заповнюється значеннями P_{mi} , Λ_3 , розрахованими по (2.14), де λ_i замінено Λ_3 . Третій рядок заповнюється для кожного m_i , причому кожне значення рівне сумі всіх елементів в попередньому рядку аж до даного. Четвертий рядок - доповнення третього до одиниці.

Таблиця 2.1 - Значення вірогідності P_{mi}, Λ_3 залежно від m_i і k_{3i}

k_{3i}	$k_{3i}=0$	$k_{3i}=1$	$k_{3i}=2$...	k_{3i}
$P(m_i, \Lambda_3)$	P_0, Λ_3	P_1, Λ_3	P_2, Λ_3	...	P_{k_3}, Λ_3
$P(m_i \leq k_{3i})$	$P(m_i \leq 0)$	$P(m_i \leq 1)$	$P(m_i \leq 2)$...	$P(m_i \leq k_{3i})$
$P(m_i > k_{3i})$	$P(m_i > 0)$	$P(m_i > 1)$	$P(m_i > 2)$...	$P(m_i > k_{3i})$

Якщо кількість запасних частин кожного типу k_{3i} має необхідну вірогідність P_i , вірогідність достатності загальної кількості запасних частин P_D всіх типів протягом часу експлуатації устаткування буде рівна твору всієї приватної вірогідності P_i :

$$P_D = \prod P_i.$$

Необхідна кількість запасних частин для підтримки працездатності устаткування компресорних станцій магістральних газопроводів слід визначати в такому порядку. З таблиці I виберемо таке значення P_D , яке не

менше заданого значення достатності ЗП P_D . Число k_{zi} відповідне цьому значенню P_D , рівне числу запасних елементів в ЗП можна також скористатися рядком таблиці. У цьому випадку $1 - P_z$ повинне бути менше допустимої недостатності ЗП.

Величину P_i залежно від наслідку відмови об'єкту приймають:

- при відмові з важкими наслідками, пов'язаними з небезпекою для людського життя - 0,95...0,99;
- при відмові в режимі роботи (викликає збитки від простою) - 0,90...0,99;
- при невиконанні функції в заданому обсязі (факт відмови) - 0,95...0,96.

У практичних розрахунках вважають, що вірогідності можна прийняти рівними. Тоді

$$P_i = \sqrt[k]{P_D}$$

Або наближено

$$P_i = 1 - \frac{1 - P_D}{k}$$

Для кожного типу запасних частин устаткування систем газопостачання середня очікувана кількість відмов протягом часу T_p (час експлуатації) можна визначити так [5,6]:

$$m_i = N\lambda_{pi}T_{pi} + N\lambda_{оци}T_{оци} \quad (2.29)$$

де λ_{pi} - інтенсивність відмов i -го елемента в робочому режимі; T_p - напрацювання i -го елемента; $\lambda_{оци}$ - інтенсивність відмов i -го елемента у відключеному режимі (режимі зберігання); $T_{оци}$ - час очікування i -го елемента; N - кількість елементів i -го типу.

Для підтримки працездатності устаткування протягом заданого часу з вірогідністю, достатньо близькою до одиниці, кількість запасних частин

кожного типу повинна відповідати не середньому очікуваному, а достатньому, щоб із заданою вірогідністю підтримати працездатність механізму.

Достатня кількість запасних частин k_{3i} І-го типу визначається таким чином:

- за заданою вірогідністю знаходимо P_D ;
- знаходимо P_i для кожного типу запасних частин.

Інтенсивність відмов:

$$\Lambda_{3i} = \frac{m_i}{T_k} \quad (2.30)$$

Далі використовується методика, що описана вище.

Питання оптимізації об'ємів запасів розглядаються в теорії управління запасами, яка дає наступний вираз функції витрат:

$$C = C_3 \sum_{m=0}^{k_3-1} (k_3 - m)P(m) + C_n \sum_{m=k_3-1}^{\infty} (m - k_3)P(m) \quad (2.31)$$

де C_3 - питомі (віднесені до однієї одиниці зберігання) витрати, пов'язані з постачанням і зберіганням запасу на складі; $P(m)$ - вірогідність відмови m деталей за час t ; C_n - питомі (віднесені до однієї одиниці зберігання) збитки від простоїв агрегату через брак деталей на складі.

Перший член (2.31) є математичним очікуванням витрат, пов'язаних з постачанням і зберіганням запасу на складі; другий - математичне очікування збитків від простоїв агрегатів через брак там деталей.

Оптимальна величина запасу k_{3opt} відповідає мінімуму функції визначається при відомих значеннях величин C_3 і C_n за умови:

$$P(m \leq (k_{3opt} - 1)) \leq E \leq P(m \leq k_{3opt}) \quad (2.32)$$

Причому

$$E = \frac{C_n}{C_3 + C_n},$$

З (2.32) видно, що показник E , по суті, оцінює економічно обґрунтований рівень вірогідності забезпечення достатності запасних елементів P_{Donm} . Практично можна прийняти

$$E = P_{Donm}.$$

Або

$$E = P(m \leq k_{3onm}).$$

При спрощених розрахунках питомі витрати C_3 можна приймати вартість деталі, а питомі збитки C_n оцінювати твором середнього значення годинної собівартості елементів, що відмовили, за час простою через відсутність запасних деталей на складі.

Таким чином, приведені принципи вибору обсягу запасних частин під час експлуатації систем газопостачання для випадків відновлювальних і не відновлювальних елементів дали змогу створити методику, яка містить засади формування номенклатури як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності, критерії оцінки достатності комплекту запасних частин, які вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, засновану на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів. Показано, що попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування.

Висновки по розділу 2

1. Вирішено важливу технологічну задачу оптимального планування перекачування газу з врахуванням очікуваних втрат через недостатню надійність забезпечення споживачів газом, і випадковим навантаженням системи, яка полягає в тому, що приймається рішення про переведення керованої системи з початкового стану в кінцевий шляхом такої послідовності станів, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи.
2. Приведені принципи вибору обсягу запасних частин під час експлуатації систем газопостачання для випадків відновлювальних і не відновлювальних елементів дали змогу створити методичку, яка містить засади формування номенклатури як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності, критерії оцінки достатності комплекту запасних частин, які вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, засновану на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів.
3. Показано, що попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування.

РОЗДІЛ 3

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Система магістральних газопроводів, з точки зору процесу обслуговування, є надзвичайно складною технічною мережею з розгалуженою і за кільцюваною газотранспортною сіткою, спорудженою з різнотипних газопроводів як її елементів, компресорних (КС) та газорозподільних станцій (ГРС), пов'язаних між собою складними функціональними залежностями. Тому процес профілактичного обслуговування газотранспортної системи (ГТС) слід розглядати як багатофакторну оптимізаційну задачу в умовах централізованої системи обслуговування.

Одним з визначальних способів забезпечення надійності є технічне обслуговування магістралі, спрямоване на ефективне попередження аварійних ситуацій і усунення наслідків аварій лінійної частини. Тут доводиться стикатися з суперечливою проблемою: якщо зосередити зусилля на профілактичному обслуговуванні, то це підвищить надійність магістралі, але вимагатиме великих матеріальних витрат; в той же час, якщо все обслуговування звести до ліквідації аварійних ситуацій, виключивши заходи попереджувального характеру, показники надійності системи виявляться вельми низькими. Очевидно, існує оптимальний розподіл ресурсів, призначених для виконання різних видів експлуатаційного обслуговування.

Однак пошук такого оптимального рішення утруднений через цілого ряду невизначеностей, пов'язаних з прогнозуванням змін експлуатаційних умов, появою несправностей, аварій і т. д. Все це ускладнює вибір раціональної системи технічного обслуговування лінійної частини. Розробка оптимальної системи технічного обслуговування полягає в побудові

комплексу взаємопов'язаних заходів по чисельності персоналу, кількості аварійно-відновлювальних бригад, раціональному їх розміщенню, регламенту профілактичних робіт, технічного оснащення, технології і транспортному забезпеченню ремонтних робіт, а також резерву запасних частин і матеріалів на аварійно-відновлювальні ремонти.

3.1 Математичне моделювання прогнозу обслуговування магістральних газопроводів в умовах централізованої системи

Розглянемо процес керування технічним станом об'єктів у регіоні централізованого обслуговування системи газопостачання, що включає незалежні і безупинно функціонуючі об'єкти (розглянуті як технічні підсистеми). Під незалежними підсистемами розуміють незалежність їхніх відмов - допущення, що є основним, як правило, при розгляді надійності трубопровідних систем з позиції системного підходу.

Як підсистеми беруться до уваги окремі КС, ГРС, багатониткові ділянки лінійної частини трубопроводів, а також окремі вузли (перемички, запірна арматура).

Географічно централізована система обслуговування ГТС опирається на ряд пунктів, розміщених вздовж траси магістрального газопроводу і обладнаних спеціальною ремонтною технікою, яка дозволяє раціонально проводити роботи з обслуговування різних об'єктів. Збільшення числа опорних пунктів призведе, з одного боку, до прискорення робіт з відновлення технічного стану газотранспортної системи (підвищення експлуатаційної надійності) і до здорожчання процесу обслуговування загалом за рахунок збільшення витрат на їх утримання. Тому має місце оптимізаційна задача вибору раціонального числа опорних пунктів централізованої системи обслуговування і їх розміщення вздовж траси газопроводу. При цьому виникає задача оптимального керування централізованою системою

обслуговування, яка повинна за наявності даної кількості технічних засобів і їх розміщення в опорних пунктах забезпечити максимально високу надійність експлуатації ГТС.

Мета задач керування обслуговуванням - складання оптимального графіка планових відновлювальних ремонтів технологічного устаткування на об'єктах зони централізованого обслуговування і ремонту об'єктів ГТС.

При виведенні основних залежностей, що описують процес обслуговування системи і дають змогу одержати оптимальні його показники, використовуються наступні припущення для технологічного устаткування об'єктів системи газопостачання:

1) потік відмов технологічного устаткування є пуасоновським нестационарним. Імовірність появи K відмов на i -му технологічному об'єкті системи газопостачання за час (t_1, t_2) визначиться як:

$$P_K^{(i)}(t_1, t_2) = \frac{[\Lambda_i(t_2) - \Lambda_i(t_1)]^K}{K!} \exp[-\Lambda_i(t_1) - \Lambda_i(t_2)]; \quad (3.1)$$

2) планові профілактичні роботи на окремих об'єктах системи газопостачання незалежні;

3) тривалість аварійного ремонту ξ_1 технологічного устаткування на i -му об'єкті є випадковою величиною з довільною функцією розподілу $G_1(x)$ і з математичним очікуванням $\tau_{\text{ср}}^{\text{AP}(i)}$;

4) середня тривалість планових попереджувальних ремонтів на i -му об'єкті обслуговування детермінована і стала, тобто $\tau_{\text{ср}}^{\text{пр}} = \text{const}$;

5) порядок організації обслуговування: i -тий експлуатований об'єкт через деякий календарний період часу τ_i після проведення планового ремонту ($i - 1$)-го технологічного об'єкта і триваючого $\tau_{\text{ср}}^{\text{пр}(i-1)}$, виводиться на плановий ремонт із середньою тривалістю $\tau_{\text{ср}}^{\text{пр}(i-1)}$ для $i = 1$ підсистеми, з номером $(i - 1)$ буде m -на підсистема.

У практиці експлуатації основного устаткування газотранспортної

системи виділяються два випадки планового обслуговування: а) планові ремонти проводяться при нормально функціонуючому об'єкті включенням резервних блоків; б) планові ремонти пов'язані з порушенням основного технологічного режиму об'єкта обслуговування. Оскільки основні об'єкти системи газопостачання є резервованими, доцільно розглянути перший випадок проведення планових заходів, однак для більшої простоти висновків розглянемо другий випадок, після чого врахуємо специфічні особливості першого підходу.

Оптимальний розклад технологічного обслуговування визначиться з умови вибору значень $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_m$, що забезпечують екстремум показників якості функціонування комплексу технологічних об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи газопостачання.

Як критерій оптимізації системи ремонтів варто використовувати техніко-економічний показник, зокрема середні сумарні питомі витрати на експлуатацію системи. У цьому випадку розв'язок задачі полягає в описі показника середніх сумарних питомих витрат $C(\vec{\tau})$ і зводиться до процедури

$$\min_{\tau} C(\vec{\tau}) = C(\vec{\tau}^*), \quad (3.2)$$

де $\vec{\tau}$ - m -мірний вектор.

Функція мети визначиться з залежності:

$$C(\vec{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^r a_i C}{K_r(\vec{\tau})}, \quad (3.3)$$

де r - число станів системи газопостачання; a_i - середні питомі витрати, зв'язані з перебуванням комплексу об'єктів системи газопостачання в i -тому стані; $K_i(\vec{\tau})$ - коефіцієнт, визначений як частка часу, яку система проводить у i -му стані в стаціонарному процесі обслуговування; $K_r(\vec{\tau})$ - коефіцієнт готовності системи (комплексу експлуатованих об'єктів) газопостачання загалом.

Якщо припустити, що кожний з територіально розосереджених об'єктів обслуговування може перебувати в трьох станах: справного функціонування, у планово-попереджувальному ремонті (ППР) та аварійному ремонті (АР), то загальне число станів системи газопостачання складе $r = q^m$, де $q = 3$.

Введемо в розгляд випадковий вектор $\eta(t)$, що характеризує стан системи газопостачання в довільний момент часу t ; i -тий компонент $\eta(t)$ ($i = 1, 2, \dots, m$) вектора $\eta(t)$ має реалізації:

$$\eta(t) = \begin{cases} 1, & \text{якщо } i - \text{тий об'єкт знаходиться в робочому стані } E_1^{(i)}; \\ 2, & \text{якщо на } i - \text{тому об'єкті проводяться ППР і він перебуває в стані } E_2^{(i)}; \\ 3, & \text{якщо } i - \text{тий об'єкт системи газопостачання знаходиться в стані АР } E_3^{(i)}. \end{cases}$$

Таким чином, навіть при невеликому m число станів системи загалом є суттєво великою множиною. Число розглянутих станів системи газопостачання можна значно скоротити, якщо врахувати, що регіональна система газопостачання обслуговується однією централізованою базою.

Припустимо, що на централізованій базі обслуговування системи наявна спеціалізована бригада планового обслуговування й аварійна бригада з високою оперативною готовністю, тобто обслуговування є роздільним. Тоді події, що полягають у реалізації станів $E_2^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$, - несумісні, що впливає з умови почергового планового обслуговування об'єктів системи. Події, що відповідають станам $E_1^{(i)}$, $E_3^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$, - сумісні, так само як і події $E_2^{(i)}$, $E_3^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$.

Якщо припустити, що одночасне настання більш двох аварійних відмов технологічних об'єктів у регіоні однієї централізованої бази обслуговування є подією малоюмовірною, так само як і проведення планових робіт, коли в системі аварійно вийшло з ладу більше одного об'єкта, число розглянутих станів може бути додатково скорочено.

Припустимо також, що технологічне устаткування на кожному з об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи обслуговується за зручною

в практичній реалізації і дуже ефективною стратегією технічного обслуговування - стратегією календарного планування [2]. Тоді система загалом повертається у вихідний стан після проведення планових робіт на i -тій підсистемі стосовно її стану в момент закінчення попередніх планових робіт на тій же підсистемі. Отже, випадковий процес зміни станів $\eta(t)$ - процес відновлення з періодом

$$t_p = \sum_{i=1}^m \left(\tau_i + \tau_{cp}^{(i)} \right), \quad (3.4)$$

що дає змогу скористатися математичним апаратом теорії відновлення.

З огляду на (3.3) і (3.4), а також зроблені допущення про структуру обслуговування, функція мети набуває вигляду:

$$C(\vec{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^m a_{pp}^{(i)} M\{T_2^{(i)}(\vec{\tau})\} + \sum_{i=1}^m a_{AP}^{(i)} M\{T_3^{(i)}(\vec{\tau})\} + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1, K>i}^m (a_{AP}^{(i)} + a_{AP}^{(K)}) M\{T_3^{(i,K)}(\vec{\tau})\} + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1, K \neq i}^m (a_{pp}^{(i)} + a_{AP}^{(K)}) M\{T_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau})\}}{M\{T_1(\vec{\tau})\}} \rightarrow \quad (3.5)$$

(•)

де $M\{T_1(\vec{\tau})\}$ - математичне очікування (МО) часу безвідмовної роботи системи газопостачання за період відновлення випадкового процесу $\eta(t)$;

$M\{T_2^{(i)}(\vec{\tau})\}$ - МО часу перебування i -го об'єкта системи газопостачання в плановому попереджувальному ремонті при справній роботі інших $m - 1$ експлуатованих об'єктів;

$M\{T_3^{(i)}(\vec{\tau})\}$ - МО часу перебування i -го технологічного об'єкта в аварійному відновлювальному ремонті при нормальній роботі інших $m - 1$ об'єктів системи;

$M\{T_3^{(i,K)}(\vec{\tau})\}$ - МО часу спільного перебування i -го і K -го ($K \neq 1$) об'єктів системи газопостачання в аварійному відмовленні при справній роботі інших;

$M\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}(\tau)\}$ - МО часу простою і-го технологічного об'єкта в плановому ремонті разом з K -м в аварійному ремонті ($K \neq 1$) при нормальній роботі інших $m = 2$ об'єктів системи газопостачання.

Тоді

$$M\{\Gamma_1^{(i)}(\tau)\} = \sum_{i=1}^m \int_0^{\tau_i} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda_j (\xi_{ij} + x)] dx. \quad (3.6)$$

Середній час перебування і-го експлуатованого об'єкта системи газопостачання в плановому відбудовному ремонті при справному функціонуванні інших об'єктів комплексу визначиться аналогічним чином:

$$M\{\Gamma_2^{(i)}(\tau)\} = \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} S_i(\theta) d\theta. \quad (3.7)$$

де $S_i(\theta)$ - імовірність безвідмовної роботи $m - 1$ об'єктів системи в момент θ з інтервалу $(0, \tau_{cp}^{np(i)})$, $i = 1, 2, \dots, m$ (рис. 1.12).

Оскільки остання подія спостерігається при настанні $m - 1$ спільних подій, то

$$S_i(\theta) = \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{ij}(\theta), \quad (3.8)$$

де $P_{ij}(\theta)$ - імовірність того, що j -й об'єкт системи газопостачання нормально функціонують у даний момент.

Враховуючи дані припущення, вираз для $P_{ij}(\theta)$ у (3.8) визначиться аналогічно (3.5):

$$P_{ij}(\theta) \approx \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + \theta)]. \quad (3.9)$$

Підставивши (3.8) і (3.9) у (3.7), одержимо:

$$M\{\Gamma_2^{(i)}(\tau)\} = \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + \theta)] d\theta. \quad (3.10)$$

Аналогічно (3.4) середній час перебування і-го експлуатованого об'єкта в

аварійному ремонті при безвідмовній роботі інших технологічних об'єктів системи газопостачання за період відновлення процесу $\eta(t)$:

$$M\left\{\Gamma_3^{(i)}(\tau)\right\} = \int_0^{t_p} U_i(t) dt = \sum_{K=1}^m \int_0^{\tau_i} U_i(t) dt. \quad (3.11)$$

де $U_i(t)$ - імовірність перебування i -го об'єкта в аварійному відновленні (позначимо подію A) при нормальній роботі інших об'єктів системи (події B_j , $J = 1, 2, \dots, m$, $j \neq i$).

Оскільки подія A і події B сумісні, то

$$U_i(t) = P_{Ki}^A(t) \prod_{\substack{j=1 \\ J \neq i}}^m P_{Kj}^B(t), \quad K = 1, 2, \dots, m, \quad (3.12)$$

де $P_{Ki}^A(t)$ - імовірність застати i -тий експлуатований об'єкт у стані аварійного ремонту в момент t , $0 \leq t \leq \tau_K$; $P_{Kj}^B(t)$ - імовірність перебування j -го об'єкта обслуговування системи газопостачання в працездатному стані в момент t з інтервалу $(0, \tau_K)$.

Подія A спостерігається при реалізації трьох неспільних подій:

A_1 , що полягає в тому, що до моменту t i -тий технологічний об'єкт зовсім не відмовляв, але аварійне відмовлення настало саме до цього моменту;

A_2 - до моменту t устаткування i -го об'єкта системи відмовляло, але його працездатність була відновлена проведенням аварійних ремонтів і до розглянутого моменту часу t відмовило в черговий раз;

A_3 - i -тий експлуатований об'єкт системи відмовляв і до моменту t його черговий аварійний ремонт ще не закінчився.

Очевидно, $A = A_1 \cup A_2 \cup A_3$. Подія типу A полягає в тому, що при зроблених припущеннях про експлуатоване устаткування системи газопостачання можна вважати, що

$$P_{Ki}^A(t) \approx \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t), \quad K = 1, 2, \dots, m, \quad (3.13)$$

де ξ_{Ki} визначається з (3.4).

Оскільки події B_j ідентичні подіям \bar{A} , $j = 1, 2, \dots, m$, $J \neq i$), то

$$P_{Ki}^B(t) \approx 1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t). \quad (3.14)$$

Підставивши (3.10) у (3.9), з обліком (3.12) і (3.13) запишемо:

$$M\left\{\Gamma_3^{(i)}(\vec{\tau})\right\} = \sum_{K=1}^m \tau_{cp}^{AP(i)} \int_0^{\tau_K} \lambda_j (\xi_{Ki} + t) \prod_{\substack{J=1 \\ j \neq i}}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t)\right] dt. \quad (3.15)$$

C - перебування інших об'єктів системи в справному функціонуванні до цього ж моменту t;

$$P_J^C(t) \approx 1 + \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + t), \quad J = 1, 2, \dots, m, \quad j \neq i \neq K.$$

На підставі попередніх висновків

$$M\left\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\} = \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} P_K^B(t) \prod_{\substack{J=1 \\ J \neq i \neq K}}^m P_J^C(t) dt. \quad (3.16)$$

Для кожного з об'єктів системи можна записати:

$$M\left\{\Gamma_2^{(i)}(\vec{\tau})\right\} = \tau_{cp}^{np(i)} - M\left\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\};$$

$$M\left\{\Gamma_1^{(i)}(\vec{\tau})\right\} = t_p - M\left\{\Gamma_3^{(i)}(\vec{\tau})\right\} - M\left\{\Gamma_3^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\}.$$

Остаточний вираз для функції мети $C(\vec{\tau})$ запишемо підстановкою (3.6), (3.10), (3.15) і (3.2-3.10) у (3.6).

$$C(\vec{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^m a_{np}^{(i)} \int_0^{\tau_{cp}^{np(i)}} \prod_{j=1, j \neq i}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + t)\right] dt +}{\sum_{i=1}^m \int_0^{\tau_i} \prod_{J=1}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + t)\right] dt} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\sum_{i=1}^m a_{AP}^{(r)} \sum_{i=1}^m \tau_{cp}^{AP(i)} \int_0^{\tau_i} \lambda_r (\xi_{ir} + t) \prod_{J=1, J \neq r}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + t)\right] dt +}{(\bullet)} \rightarrow \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{i=1}^m \sum_{\substack{K=1 \\ K > r}}^m \left(a_{AP}^{(r)} + a_{AP}^{(K)} \right) \sum_{i=1}^m \tau_{cp}^{AP(r)} \tau_{cp}^{AP(K)} \int_0^{\tau_i} \lambda_r(\xi_{ir} + t) \lambda_K(\xi_{iK} + t) \times \\
& \rightarrow \frac{\quad}{(\bullet)} \rightarrow \\
& \times \prod_{J=1, J \neq r}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + t) \right] dt + \sum_{i=1}^m \sum_{\substack{K=1 \\ K \neq i}}^m \left(a_{пр}^{(i)} + a_{AP}^{(K)} \right) \tau_{cp}^{AP(K)} \times \\
& \rightarrow \frac{\quad}{(\bullet)} \rightarrow \\
& \times \int_0^{\tau_{cp}^{пр(i)}} \lambda_K(\xi_{iK} + \tau_i + t) \prod_{J=1, J \neq i \neq K}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + \tau_i + t) \right] dt \\
& \rightarrow \frac{\quad}{(\bullet)} \rightarrow
\end{aligned}$$

де вираз для ξ_{ij} , $i, j = 1, 2, \dots, m$ визначаються з (3.9).

Як вказувалося раніше, планові відновлювальні ремонти основного устаткування, проведені на ряді об'єктів системи газопостачання, не пов'язані з порушенням технологічного режиму роботи об'єкта, що обслуговується. У цих випадках не виключені можливості настання аварійних відмов і під час проведення власне планового ремонту технологічного устаткування. Тоді події $E_3^{(i)}$ можуть відбуватися на всьому періоді відновлення випадкового процесу $\eta(t)$, що характеризує стан системи.

3.2 Дослідження процесу обслуговування складної газотранспортної системи

Отримані залежності дають змогу досліджувати режими обслуговування складної системи газопостачання, що включає m різнотипних, територіально розосереджених, але функціонально взаємозалежних (загальними цілями функціонування) технологічних об'єктів системи газопостачання в регіоні

центральної бази технічного обслуговування і ремонту, вони дають змогу розраховувати оптимальний графік планових ремонтів системи газопостачання, що включає m різнотипних розосереджених безупинно функціонуючих технологічних об'єктів.

У випадку обслуговування двох однакових об'єктів системи газопостачання ($m = 2$) розв'язок розглянутої задачі зводиться до оптимізації виду:

$$\min_{\tau_1, \tau_2} C(\tau_1, \tau_2) = C(\tau_1^*, \tau_2^*). \quad (3.18)$$

У випадку двох однакових підсистем, якщо виконується умова $1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \lambda(0) \geq 0$, мінімум функції $1 - K_r(\tau_1, \tau_2)$ досягається при $\tau_1 = \tau_2$. Оскільки для ряду технологічних об'єктів системи газопостачання умова $1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \lambda(0) \geq 0$, як правило, виконується, то для експлуатованого устаткування зводиться до

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*). \quad (3.19)$$

Тоді з (3.17) запишемо наступний вираз для функції мети:

$$C(\tau) = \frac{a_{\text{пр}} \tau_{\text{cp}}^{-\text{пр}} + a_{\text{АР}} \tau_{\text{cp}}^{\text{АР}} \left[\Lambda\left(\tau + \tau_{\text{cp}}^{-\text{пр}}\right) + \Lambda(\tau) + \Lambda\left(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{-\text{пр}}\right) \right]}{\tau - \tau_{\text{cp}}^{\text{АР}} \left[\Lambda(\tau) + \Lambda\left(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{-\text{пр}}\right) + \tau_{\text{cp}}^{\text{АР}} \int_0^{\tau} \lambda(t) \lambda(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{пр}} + t) dt \right]}. \quad (3.20)$$

Рівняння для визначення локальних екстремумів показника якості обслуговування в розглянутій системі визначиться з умови $dC(\tau)/d\tau$.

$$\begin{aligned}
& \frac{\tau - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \left[\int_0^{\tau} \lambda(t) dt + \int_0^{\tau} \lambda \left(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} + t \right) dt - \right.}{1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \left\{ \lambda(\tau) - \lambda \left(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} \right) + 2\lambda \left(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} \right) - \right.} \rightarrow \\
& \left. - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \int_0^{\tau} \lambda(t) \lambda \left(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} + t \right) dt \right\}}{\rightarrow} - (3.21) \\
& \left. - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \left[2\lambda(\tau) \lambda \left(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} \right) - \lambda(\tau) \lambda \left(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} \right) + \lambda'(\tau) \int_0^{\tau} \lambda \left(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} + t \right) dt \right] \right\} \\
& - \left[\int_0^{\tau} \lambda(t) dt + \int_0^{\tau_{\text{cp}}^{\text{np}}} \lambda(\tau + t) dt + \int_0^{\tau} \lambda \left(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} + t \right) dt \right] = \frac{a_{\text{np}} \tau_{\text{cp}}^{\text{np}}}{a_{\text{AP}} \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}}}
\end{aligned}$$

Розв'язком (3.20) може бути безліч значень $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_m$, яким функція лівої частини $\psi(t)$ стає рівною значенням правої частини:

$$\frac{a_{\text{np}} \tau_{\text{cp}}^{\text{np}}}{a_{\text{AP}} \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}}} = \text{const}.$$

Оптимальні показники якості обслуговування обох об'єктів системи газопостачання - періодичність планових ремонтів і відповідне мінімальне значення середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію - визначаються для значення $\tau_i = \tau^*$, при цьому досягається глобальний екстремум функції мети $C(\tau) \rightarrow C(\tau^*)$.

Якщо глобальний екстремум функції мети $C(\tau)$ досягається для значень аргументу $\tau^* = \infty$, це означає, що проведення планових ремонтів технологічного устаткування на експлуатованих об'єктах системи газопостачання недоцільне. У цьому випадку розв'язок матиме вигляд:

$$C(\infty) = \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}{\tau_{cp}}. \quad (3.22)$$

Оскільки система складається з двох незалежно функціонуючих підсистем, функція розподілу часу безвідмовної роботи системи загалом $F(x)$, необхідна для визначення τ_{cp} у (3.22), визначиться як

$$F(x) = F_1(x) * F_2(x), \quad (3.23)$$

тобто є композицією функцій розподілів часу безвідмовної роботи обох об'єктів обслуговування системи.

Оскільки в даному випадку розглядаються однакові об'єкти обслуговування, то

$$F(x) = \int_0^{\infty} f(x-z)f(z)dx, \quad (3.24)$$

де $f(t)$ - щільність розподілу часу безвідмовної роботи кожної з підсистем; $f(t) = dF_i(t)/dt$, $i = 1, 2$.

На рисунку 3.1 зображено графік функції середніх сумарних питомих витрат $C(\tau)$ на обслуговування і ремонт двох однакових ГРС, розглянутих як єдиний комплекс.

Слід зазначити, що показник середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію вироджується в середні питомі втрати.

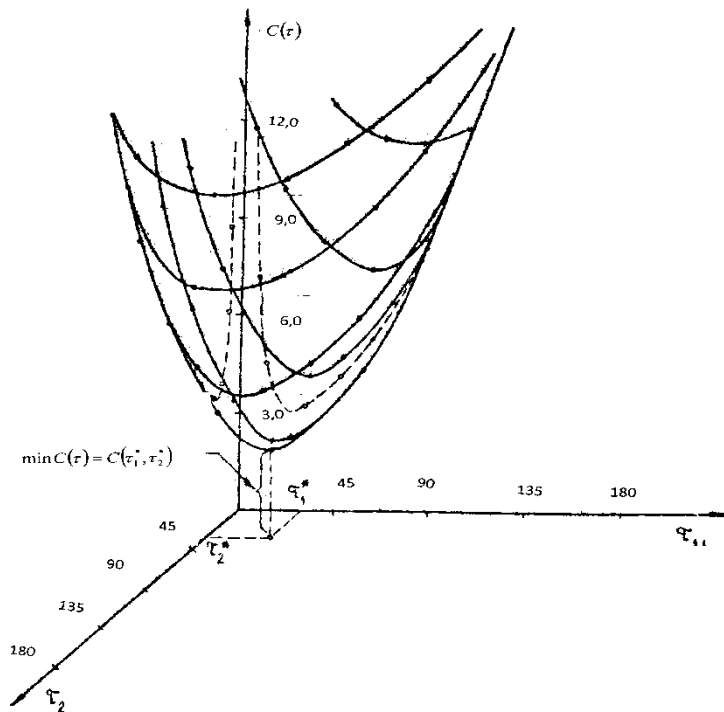


Рисунок 3.1 - Показники обслуговування і ремонту двох ГРС, розглянутих як єдиний комплекс

Як бачимо, імовірність перебування системи в стані аварійної відмови одночасно двох об'єктів обслуговування і пов'язані з ними втрати – значення C_3 - дуже малі щодо інших станів і втрат, що викликаються їхньою реалізацією. Ця обставина є визначальною для розглянутих об'єктів системи газопостачання, що володіють високою працездатністю. Аналіз процесу обслуговування системи газопостачання, що включає різні за чисельністю і

характеристиках ГРС і ГРП, не змінює це уявлення про відносне кількісне співвідношення втрат $C_1 - C_5$.

Аналізовані стратегії обслуговування й отримані залежності дають змогу розраховувати оптимальні показники процесу обслуговування і ремонту основного устаткування системи газопостачання в рамках кожної зі стратегій - календарна періодичність τ^* , напрацювання θ^* стан K^* до планових попереджувальних ремонтів, а також відповідні екстремальні значення показника якості обслуговування і ремонту $C(\tau^*)$, $C(\theta^*)$ чи $C(K^*)$. У практиці експлуатації систем газопостачання через різні причини іноді виникають проблеми, пов'язані з дотриманням оптимальних графіків планових ремонтів. Тому доцільно враховувати й оцінювати можливості і наслідки перенесення чергового планового профілактичного ремонту. При цьому виникають дві типові ситуації.

1. Дострокове проведення профілактичного ремонту бажано в тому випадку, якщо виникає відмова експлуатованого устаткування, оптимальний термін якого наблизився до значень τ^* , θ^* або K^* . Іноді доцільно не тільки усунути виниклу відмову, але і провести позачергові регламентні роботи.

2. Відтягування терміну початку планових попереджувальних заходів, коли до оптимального моменту τ^* , θ^* або K^* не існує достатніх умов для їхнього проведення: відсутні резервне устаткування, чи запчастини достатня оперативна готовність ремонтних бригад або виникали різні розуміння оперативно-управлінського характеру.

У практиці експлуатації систем газопостачання профілактичні допуски для різного типу устаткування і різних експлуатаційних умов визначаються на підставі виробничого досвіду обслуговуючого персоналу. У теоретичних і прикладних дослідженнях організації ремонтного обслуговування устаткування систем газопостачання профілактичні допуски задаються заздалегідь. Значення Δ_1 і Δ_2 можна вибирати в границях 10...15% відповідних номінальних розрахункових чи нормативних знач

3.3 Підвищення ефективності обслуговування об'єктів газотранспортного комплексу у складних умовах

На даний час через слабо розвиненою мережі вздовж трасових доріг в гірських умовах і недостатньою прохідністю наявних в розпорядженні газотранспортних підприємств транспортних засобів у вітчизняній практиці експлуатації трубопроводів широко поширена, розосереджена система обслуговування. Така система вимагає додаткових витрат на утримання зайвого персоналу і великого числа аварійно-відновлювальних пунктів.

Розвиток мережі магістральних трубопроводів в гірських і важкопрохідних районах вимагає вдосконалення системи технічного обслуговування газопроводів на рівні сучасних досягнень науки і техніки. Цій меті відповідає обслуговування трубопроводу з одного або декількох вузлових пунктів траси за допомогою авіації.

Така система відрізняється кращою організаційної структурою і при досить високій мобільності вимагає менше ремонтного персоналу, але в значній мірі залежить від стану погодних умов, оскільки збіг необхідності в обслуговуванні трубопроводу з періодами несприятливої погоди викликає затримку вильоту бригади до місця виконання робіт. Це знижує ефективність використання повітряного транспорту для обслуговування ремонтних робіт в зв'язку з несвоєчасною ліквідацією аварій та наслідків від них.

Таблиця 3.1 - Характеристики погодних умов

Параметри при	Місяці											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$K_{100 \times 1}$												
N	57,2	45,8	36,4	18,0	5,9	2,9	4,5	8,2	14,4	30,5	44,0	54,3
τ_i	4,4	3,4	3,4	2,7	1,7	1,2	1,2	2,0	2,1	3,3	3,8	3,8
$\frac{N}{\tau_i}$	13,0	13,5	10,7	6,7	3,5	2,4	3,7	4,1	6,9	9,2	11,6	14,2

При обслуговуванні трубопроводу з періодами нельотну погоду викликає затримку вильоту бригади до місця виконання робіт. Це знижує ефективність використання повітряного транспорту для обслуговування ремонтних робіт в зв'язку з несвоєчасною ліквідацією аварій та наслідків від них.

Стационарна ймовірність події, що полягає в затримці вильоту відновлювальної бригади до місця робіт через нельотну ситуації, визначається співвідношенням

$$\rho = \lambda_n \tau \quad (3.25)$$

де λ_n - параметр потоку, що характеризує розподіл льотних ситуацій;

τ - середній час тривалості нельотну ситуації.

Згідно з даними таблиці 1, для конкретної системи трубопроводів значення λ_n і τ можуть бути отримані з виразів:

$$\lambda_n = \frac{\sum_{i=1}^{12} N \tau_i}{8760} \quad \tau = \frac{\sum_{i=1}^{12} \tau_i}{12} \quad (3.26)$$

де 8 760-загальний річний фонд часу (годин);

N - середньомісячна повторюваність умов погоди (число випадків);

τ_i - повторюваність періодів середньої безперервної тривалості умов погоди

$K_{100 \times 1}$ (годин);

$\frac{N}{\tau_i}$ - інтенсивність виникнень умов $K_{100 \times 1}$

$K_{100 \times 1}$ - мінімум метеоумови, коли висота хмар > 100 м, а горизонтальна видимість > 1 000 м

Подальші розрахунки зводяться до порівняння збитку від простою перекачування нафтопроводом в разі використання повітряного або

наземного виду транспорту для доставки до місця аварії бригади і засобів для ліквідації ушкоджень. Це порівняння виконується за формулами:

$$q_1 = 8400C_0(p\lambda(\theta_0 + \theta_1) + (1-p)\lambda\theta_1) \quad (3.27)$$

$$q_2 = 8400C_0\lambda\theta_2 \quad (3.28)$$

де 8400-середньорічний фонд робочого часу, C_0 - питомий збиток від простою нафтопроводу, θ_0 - час затримки вильоту через погану погоду, θ_1 - час знаходження повітряного транспорту в дорозі, θ_2 - час знаходження наземного транспорту в дорозі, λ - параметр потоку відмов газопроводу.

Централізована система обслуговування вимагає значно менше ремонтного персоналу, ніж при зосередженому обслуговуванні. Потрібне кількість відновлювальних бригад на централізованому пункті визначається, виходячи зі стану системи трубопроводів, що підлягають обслуговуванню в кожен певний момент часу. При дослідженнях таких систем може бути застосований однорідний марковський процес з кінцевим числом станів [1], під якими розуміється число несправних в даний момент елементів (трубопроводів чи обладнання).

У загальному випадку число станів дорівнює 2^m , де m – число об'єктів обслуговування. Оскільки марковський ланцюг досить повно характеризує ймовірності переходу, тобто ймовірності попадання системи трубопроводів в кожне з можливих станів, складається у відповідності до [2] система рівнянь, що описують ці ймовірності.

Якщо параметри потоку відмов і відновлення об'єктів рівні відповідно λ_i і μ_i , а через нуль позначено стан справності всіх об'єктів (k - порядковий номер стану), то для стаціонарних ймовірностей станів отримуємо:

$$\begin{aligned}
p_0(t+dt) &= p_0[1 - (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_i)dt] + p_1\mu_0dt + \dots + p_\zeta\mu_jdt; \\
p_1(t+dt) &= p_1[1 - (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_i)dt] + p_0\lambda_0dt + \dots + p_\eta\mu_jdt; \\
&\dots \\
p_k(t+dt) &= p_k[1 - (\mu_1 + \mu_2 + \mu_3 + \dots + \mu_j)dt] + p_{k-1}\lambda_1dt + \dots + p_{k-1}\mu_jdt;
\end{aligned} \tag{3.29}$$

Після нескладних алгебраїчних перетворень в припущенні, що dt прямує до нуля, отримаємо

$$\begin{aligned}
-(\lambda_0 + \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_i)p_0 + p_1\mu_1 + \dots + p_\zeta\mu_j &= 0 \\
-(\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_i + \mu_0)p_0 + p_0\mu_0 + \dots + p_\eta\mu_j &= 0 \\
&\dots \\
-(\mu_0 + \mu_1 + \mu_2 + \dots + \mu_j)p_k + p_{r-1}\lambda_1 + \dots + p_{k-1}\lambda_i &= 0
\end{aligned} \tag{3.30}$$

З коефіцієнтів при шуканих ймовірностях переходів складається стохастична матриця, що володіє наступними властивостями:

$$0 \leq p \leq 1 \qquad \sum_0^m p_k = 1$$

В загальному випадку така матриця має вигляд:

$$\begin{array}{ccc}
P_{c_m^k} & P_{c_m^k} & P_{c_m^k} \\
C_m^k - \left[\sum_{i=1}^m (1-\delta)\lambda_i + \sum_{i=1}^m (1-\delta)\lambda_i \right] & \delta\mu_j & \delta\mu_j \tag{3.31} \\
C_m^k & - \left[\sum_{i=1}^m (1-\delta)\lambda_i + \sum_{i=1}^m (1-\delta)\mu_i \right] & \delta\mu_j \\
C_m^k & \delta\lambda_j & - \left[\sum_{i=1}^m (1-\delta)\lambda_i + \sum_{i=1}^m (1-\delta)\mu_i \right]
\end{array}$$

При цьому

$$\delta = \begin{cases} 1 \dots \text{при} \dots i = j \\ 0 \dots \text{при} \dots i \neq j \end{cases}$$

Матриця (3.31) побудована з $m+1$ груп рядків і такого ж числа стовпців. Кількість рядків в кожній групі визначається числом сполучень C_m^k , де k – порядковий номер групи, причому, дотримується умова

$$0 \leq k \leq m$$

У формулах, що визначають діагональні елементи матриці, число доданків (λ_i) першої суми рівне $m-k$, а число доданків (μ_i) другий суми рівне k . Індеси i та j при λ і μ приймають будь-які дійсні значення від 1 до m і належать підмножині цілих додатних чисел A_1 і A_2 , які складають єдину множину A , причому. A_2 доповнює A_1 до множини A , що може бути записано наступним чином

$$\begin{aligned} i \in A_1CA & & i = (1, m) \\ A_1 = A | A_2 & & (3.32) \\ j \in A_2CA & & j = (1, m) \end{aligned}$$

Отримана матриця вірна для випадку, коли число ремонтних бригад, що беруть участь в процесі відновлення, дорівнює числу що виникають вимог на обслуговування.

У практиці експлуатації найбільш цікавий варіант обслуговування з обмеженим числом ремонтних бригад, тобто якщо $m > n$, де n - число бригад.

Матриця переходу в цьому випадку будується аналогічно матриці при $m = n$, лише з тією різницею, що загальне кількість членів в формулах, що визначають діагональні елементи, і в кожному стовпці матриці не повинно перевищувати n .

На підставі розв'язку системи рівнянь (3.29) оптимізується число бригад на централізованому пункті з умов отримання мінімуму витрат через простій трубопроводу, через нестачу бригад і витрат на утримання зайвого ремонтного персоналу. Попередні розрахунки, виконані відповідно до даної методики, показали, що обслуговування 4-х трубопроводів може виконуватися силами однієї авірійно-відновлювальної бригади.

Тоді для загальної оцінки ефективності, організації централізованої системи обслуговування виконується порівняння можливого річного збитку від простою трубопроводів, витрат на оренду того чи іншого виду транспорту, а також витрат на утримання ремонтних бригад за формулами:

$$Q_1 = q_1 + r_1 c_1 + n_1 c_2 \quad (3.33)$$

$$Q_2 = q_2 + r_2 c_2 + n_2 c_3$$

де Q_1 ; Q_2 - загальні річні витрати відповідно при централізованому і децентралізованому обслуговуванні;

r_1 ; r_2 - необхідне кількість відповідно повітряних і наземних транспортних засобів;

c_1 ; c_2 - вартість річної оренди однієї одиниці відповідно повітряного і наземного транспорту;

n_1 ; n_2 - кількість ремонтних бригад відповідно при централізованому і децентралізованому обслуговуванні;

c_3 - річні витрати на утримання однієї ремонтної бригади.

Виконані розрахунки показують, що загальні витрати на децентралізоване обслуговування приблизно в 1,5 рази перевищують витрати на централізоване обслуговування.

З точки зору забезпечення запасними частинами і матеріалами, попит на які створюється в результаті виходу з ладу окремих елементів трубопроводу, проблема для нафтопроводів полягає перш за все у визначенні розміру і розміщення аварійного запасу труб, як найбільш великого і дорогого резервного обладнання.

Існує певна аналогія між підтримкою деякого рівня запасів при наявності випадкового попиту на ці запаси і надійністю технічної системи, коли попит створюється виходами з ладу окремих її елементів

Мінімум очікуваних витрат, пов'язаних з утриманням резерву і збитком від затримки в ліквідації пошкодження через несвоєчасне забезпечення трубами, визначається з співвідношень [3]:

$$W_j = \sum_{i=0}^{\infty} W_{ij} p_i \quad (3.34)$$

$$W_{ij} = \begin{cases} C_j & \dots \dots \dots \text{при} \dots i = j \\ C_j + (i - j)U & \dots \dots \dots \text{при} \dots i \neq j \end{cases} \quad (3.35)$$

де W_j - загальні збитки від простою трубопроводу і витрат на зберігання труб;

W_{ij} - збитки для випадку, коли запас становить одиниць i труб, а потрібно j одиниць;

C_j - вартість одиниці труб аварійного запасу;

U - ущерб від простою трубопроводу через затримку в доставці труб.

Розрахунки, виконані за цією методикою, показали, що аварійний запас труб не повинен перевищувати 0,1% від протяжності трубопроводу і при централізованій системі обслуговування може бути розміщений на централізованому аварійно-відновлювальному пункті.

Забезпечення надійної роботи обладнання магістрального трубопроводу вимагає певного рівня резерву запасних частин. Відсутність резерву або його недостатній обсяг може привести при відмовах основного обладнання до значних збитків у зв'язку з вимушеним простоєм трубопроводу. У той же час надмірно завищений резерв запасних частин веде до замороження коштів, морального зносу невикористаного обладнання і супроводжується складськими витратами.

У зв'язку з цим виникає задача про знаходження оптимального рівня резерву запасних частин, при вирішенні якої необхідно враховувати випадковість в потреби на запасних частин. При цьому слід враховувати, що

забезпечення кожної перекачуючої станції запасними частинами тільки з власного резерву може бути пов'язане зі значними економічними затратами. Так, електродвигунів основних насосних агрегатів, силових трансформаторів, арматури великих проходів нараховується на насосній станції зазвичай одиниці і математичне очікування потреби в запасних частинах до названих видів, обладнання може бути дуже малим. У той же час вихід з ладу будь-якого із зазначених типів обладнання при відсутності запасних частин до нього може серйозно порушити роботу трубопроводу, так як ці види обладнання можуть мати специфічні особливості і випускатися промисловістю в обмежених кількостях.

Тому доцільним є створення об'єднаного резерву, обслуговуючого всі об'єкти трубопроводу. Однак особливістю магістрального трубопроводу є лінійна протяжність на багато сотень і тисячі кілометрів, внаслідок чого однотипне обладнання може знаходитися на значній відстані один від одного і доставка запасних частин з резерву до місця використання може вимагати значних витрат часу. Цей фактор слід враховувати при визначенні загального рівня резерву і вибору пунктів, в яких повинні розміщуватися запасні частини.

В якості критерію оптимальності при призначенні резерву запасних частин можуть бути взяті розрахункові витрати, що враховують затрати на створення і зберігання резерву, збитки від затримок доставки запасних частин до місця використання і збиток, що наноситься трубопроводу відсутністю запасних частин при його пошкодженні.

Розглянемо задачу забезпечення резервом n одиниць однотипного обладнання, розташованих в точках $y_1, y_2, y_3 \dots + y_n$. Очевидно, розрахунок резерву може проводитися окремо на кожен вид однотипного обладнання. При сформованій системі планування виділення фондів запасних частин, і устаткування зазвичай проводиться на один рік, тому розрахунки можна проводити виходячи з умови, що поповнення резерву до рівня x проводиться один раз на рік.

При найбільшій величині резерву запасних частин, рівній x одиниць, збитки від недостатнього рівня резерву будуть мати місце щоразу, коли загальна потреба в запасних частинах m , ($m = 0, 1, 2, \dots$) за аналізований період буде більше резерву, тобто. при $m > x$. Якщо позначити через p_m ймовірність виникнення вимоги на m одиниць запасних частин для всього трубопроводу, то математичне очікування числа вимог, які не будуть задовільнені, складе

$$M = \sum_{m=x+1}^{\infty} (m-x)p_m \quad (3.36)$$

Тоді при величині втрат, які несе трубопровід при виникненні вимоги внаслідок відсутності одиниці запасного обладнання, рівних c_2 , збитки від недостатнього рівня резерву складуть

$$y = c_2 \sum_{m=x+1}^{\infty} (m-x)p_m \quad (3.37)$$

Знаходження величини c_2 може бути виконано з урахуванням конкретних умов експлуатації обладнання і його відповідальності. У тому випадку, коли відсутність запасних частин веде до простою всієї системи трубопроводу або його частини, рівному проміжку часу, протягом якого необхідне обладнання вишуковуються з інших зовнішніх джерел, то величина c_2 може бути оцінена виразом

$$c_2 = c_0 T$$

де c_0 - збиток, що наноситься народному господарству простоєм трубопроводу (або його частини) в одиницю часу; T - час, необхідний для вишукування запасного обладнання.

У деяких випадках, через відсутність резервного обладнання, трубопровід може бути пущений в роботу за тимчасовою схемою. Надалі, для забезпечення нормальної експлуатації, виникає необхідність переходу на основну схему роботи. Цей перехід може бути здійснений тільки при зупинці

трубопроводу або його частини, в зв'язку з чим будуть мати місце певні збитки від простою. У цьому випадку величина c_0 може бути оцінена виразом

$$c_2 = c_0 t$$

де t - час простою трубопроводу (або його частини), пов'язаний з переходом на роботу за загальною схемою.

У тих випадках коли можливі обидва рішення, показані вище, в якості оцінки може бути прийнята величина, менша з (3.36), (3.37).

Збитки, які несе трубопровід від наявності невикористання обладнання, можна визначити за формулою

$$y = c_1 x \tag{3.38}$$

де c_1 - витрати на створення і зберігання одиниці запасного обладнання, які можна виразити в наступному вигляді:

$$c_1 = KE + c,$$

де K - вартість одиниці запасного обладнання; E - нормативний коефіцієнт економічної ефектності;

c - складські витрати (витрати на зберігання і переконсервацію обладнання).

Крім того, при визначенні величини c_1 в деяких випадках може виявитися доцільним облік старіння і морального зносу обладнання, що знаходиться на зберіганні.

Розглянемо питання про збитки, які несе трубопровід внаслідок втрат в доставці запасних частин, пов'язаних з їх транспортуванням. При експлуатації протягом проміжку часу між моментами поповнення резерву кожен об'єкт (обладнання) може вимагати m одиниць запасних частин ($m=0, 1, 2, \dots$) і ця потреба може бути охарактеризована ймовірністю p_m , причому

$$\sum_{m=0}^{\infty} p_m = 1 \quad ; \quad \sum_{m=0}^{\infty} m p_m = \lambda_0,$$

де λ_0 - математичне очікування потреби в запасних частинах для кожного об'єкта.

Тоді при середній швидкості транспортування запасних частин, рівній v збитки, що розглядаються для n одиниць обладнання складуть

$$y_3 = n \sum_{m=1}^x \frac{c_0}{v} m p_m L_m(x), \quad (3.39)$$

де $L_m(x)$ - середня відстань підвезення m запасних частин, яку можна отримати наступним чином.

Трубопровід ділиться на x ділянок так, щоб на кожній з них було n/x одиниць обладнання. Якщо n/x дробове, то число одиниць обладнання на кожній ділянці заокруглюється в меншу сторону.

Розміщення одиничного резерву на кожному такому ділянці повинно бути виконано таким чином, щоб середня відстань, на яку необхідно підвозити запасні частини, була мінімальною.

Місцезнаходження резерву може бути знайдено як «центр ваги» системи об'єктів рівного ваги, розміщених на одній прямій, при цьому координати розміщення резервів $Z_j (j=1, x)$ будуть рівні

$$Z_j = \frac{\sum_{i=n_{j-1}+1}^{n_j} y_i}{n_j - n_{j-1}}, \quad (3.40)$$

де $n_j = E(jn/x)$ - ціла частина дробового jn/x .

Отримані значення Z_j можуть бути округлені до співпадання з координатами розміщення перекачувальних станцій або аварійно-відновлювальних пунктів. Тоді, в випадку її виникнення вимоги на m запасних частин i -го об'єкта середня відстань підвезення складе

$$l_{im} = \frac{\sum_{j=1}^m l_j}{m}$$

де l_j , ($j = 1, x$) ряд відстаней від j - го пункту до місцерозташувань резервів, розташованих в порядку зростання.

З урахуванням викладеного, в середньому по трубопроводу величину $L_m(x)$ можна оцінити

$$L_m(x) = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n l_{jm} \quad (3.41)$$

Таким чином, отримана наближена оцінка для віддалей підвезення запасних частин.

З урахуванням викладеного постановку задачі вибору і розміщення резерву можна записати у вигляді

$$\min \left[c_1 x + c_2 \sum_{m=x+1}^{\infty} (m-x) p_m n \frac{c_0}{v} \sum_{m=1}^x m p_m L_m(x) \right] \quad (3.42)$$

Оптимізація (3.25) може бути виконана методом послідовних наближень. У першому наближенні задачу можна вирішувати у вигляді

$$\min \left[c_1 x + c_2 \sum_{m=x+1}^{\infty} (m-x) p_m \right] \quad (3.43)$$

Отримане значення x дозволяє з допомогою (3.40-3.42) визначити $L_m(x)$ і вирішити задачу в постановці (3.42). Наступні ітерації дають уточнення значення x , а остаточним результатом є значення x , яке співпадає в двох суміжних ітераціях.

Таким чином, запропоновані підходи дозволяють розвинути методику централізованого обслуговування газотранспортних систем в складних трасових умовах і забезпечити достатній рівень надійності їх експлуатації.

Висновки по роздвлу 3

1. На основі аналізу стратегій обслуговування отримані залежності, що дають змогу розраховувати оптимальні показники процесу обслуговування і ремонту основного устаткування комплексу газопостачання за умов централізованої системи обслуговування в рамках кожної: календарна періодичність, напрацювання, стан до планово-попереджувальних ремонтів, а також відповідні екстремальні значення показника якості обслуговування і ремонту, що дає змогу розв'язати практичні проблеми підвищення надійності систем газопостачання, пов'язані з дотриманням оптимальних графіків планових ремонтів у складних експлуатаційних умовах
2. Вирішено задачу розміщення одиничного резерву на кожній ділянці, яке повинно бути виконано таким чином, щоб середня відстань, на яку необхідно підвозити запасні частини, була мінімальною.
3. Запропоновані підходи дозволять розвинути методикау централізованого обслуговування газотранспортних систем в складних трасових умовах і забезпечити достатній рівень надійності їх експлуатації

РОЗДІЛ 4

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РЕМОНТНО-ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПІДРОЗДІЛІВ У СИСТЕМІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Удосконалювання організації функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу є актуальною задачею підвищення ефективності технічного обслуговування, рішення якої дозволяє в значній ступені скоротити фінансові, матеріальні, трудові і тимчасові витрати, сприяє всілякій економії ресурсів.

Принцип системності розгляду задач по удосконалюванню обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу вимагає дослідження процесу функціонування окремого ремонтно-експлуатаційного підрозділу в рамках сформованих вище структурних схем системи Технічного обслуговування і ремонту і моделей контрольно-відбудовного обслуговування лінійної частини. Комплексний підхід обумовлений також необхідністю оцінки показників ремонтпридатності лінійної частини магістрального газопроводу і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу, використовуваних у якості вихідних даних у представлених вище моделях технічного обслуговування і ремонту.

4.1 Принципи оптимізації функціонування ремонтно- експлуатаційних підрозділів

Лінійна частина магістрального газопроводу - складна лінійно-протяжна технічна система, що складається з великого числа елементів, об'єктів і підсистем, що потребують проведення контрольно-профілактичних і ремонтно-відновлювальних заходів.

Умовно розіб'ємо лінійної частини магістрального газопроводу на наступні системи:

- лінійно-протяжні об'єкти обслуговування;
- елементи (зосереджені об'єкти) лінійної частини;
- технологічно незалежні лінійно-протяжні об'єкти обслуговування;
- технологічно незалежні елементи обслуговування.

До лінійно-протяжних об'єктів віднесемо ділянки власне лінійної частини. Технологічно незалежні лінійно-протяжні об'єкти містять у собі земляний покрив траси газопроводу, проїзди і дороги вздовж траси, ЛЕП, лінії зв'язку й автоматичного керування лінійними кранами. До елементів (зосереджених об'єктів) лінійної частини відносяться запірна арматура; повітряні переходи через струмки і яри, місця перетину із залізними чи шосейними дорогами, конденсатосбірники, продувні свічки, вузли прийому-запуску очисних пристроїв, компенсатори, установки ЕХЗ, підвідні переходи. Технологічно незалежними елементами обслуговування будемо вважати аварійні запаси труб, додаткові спорудження (площадки збереження, огорожі, кілометрові стовпчики, покажчики й ін.).

Аналізуючи структурне дерево об'єктів і підсистем лінійної частини магістрального газопроводу легко зрозуміти, що працездатність лінійної частини визначається станом елементів, що безпосередньо беруть участь у технологічному процесі перекачування газу (власне труба, кранове господарство, відводи, переходи й ін.), що забезпечує визначений рівень пріоритету зазначених об'єктів у потоці вимог на обслуговування {1,2}.

Існує велика кількість причин і видів відмов на об'єктах лінійної частини, для того, щоб систематизувати їх скористаємося методами аналізу дерев відмовлення [3,4,5].

У розглянутій задачі при побудові дерева відмов обмежимося лише видами і причинами аварій, що визначають специфіку і технологічні особливості проведення ремонтно-відновлювальних робіт. Верховою подією

в представленому дереві відмовлень лінійної частини є порушення працездатності ділянки газопроводу, що виявляється миттєво і самостійно.

Особливістю дерева відмовлень є те, що його "крона" звужується, тобто різноманіття причин відмовлень різних об'єктів зводиться до набору характерних видів аварій на лінійній частині, загальних для всіх елементів системи, і далі, до декількох найбільш розповсюджених заходів для їхнього відновлення.

Отже, види відмов (аварій) на об'єктах лінійної частини магістрального газопроводу зводяться до наступного технологічного комплексу ремонтних робіт [6,7]:

- заміна ділянки газопроводу (при ушкодженні ділянок значної довжини);
- заміна окремих елементів лінійної частини (трійників, відводів і ін.);
- врізання котушок (при заміні ушкоджених ділянок незначної довжини);
- врізання запірних вузлів (кранів).

Подібний поділ представлених наборів робіт з відновлення об'єктів лінійної частини обумовлено визначеними розходженнями в технології, послідовності і складі виробничих операцій відповідно до діючого нормативними документами і реальною практикою технічного обслуговування і ремонту на газопроводах. Перераховані комплекси робіт віднесемо до першого рівня пріоритету в потоці заявок на відновлення працездатності системи. Іншими словами, поява кожного з вищевказаних відмовлень на лінійної частини вимагає негайного його усунення незалежно від наявності заявок на технічне обслуговування і ремонт більш низького рівня пріоритету (будемо називати ці роботи аварійно-відбудовними - АВР).

На відміну від відмов, що виявляються самостійно і миттєво, ушкодження і несправності лінійної частини виявляються тільки в результаті спеціальних перевірок. Крім ушкоджень, зв'язаних з порушенням герметичності газопроводу (витоків, свищів), необхідно враховувати

несправності (руйнування) об'єктів, що представляють погрозу нормальному функціонуванню системи, і потребують також негайних заходів для їх усунення [4,6,8].

Такий підхід дозволяє визначити границі другого рівня пріоритету в потоці заявок на ремонтно-відновлювальних робіт на лінійній частині [7,9]. До другого рівня пріоритету віднесемо:

- несправності на елементах (об'єктах), що безпосередньо впливають на працездатність усієї системи (свищі і витоки на трубі, лінійній арматурі й інших об'єктах);

- відмовлення об'єктів і систем, технологічно не зв'язаних з лінійною частиною, але виробничі функції яких впливають на працездатність системи (відмовлення системи автоматичного керування лінійними кранами, обривши лінії зв'язку, ЛЕП і ін.);

- граничні (передаварійні) стани об'єктів систем, здатні привести до серйозних відмовлень (ушкодження опор повітряних переходів, спливання труби на болотах, розмив відкосів і оголення труби, випучення труби в ході експлуатації).

Вищеперераховані роботи будемо називати ремонтно-відновлювальними (РВР) і віднесений їхній до другого рівня пріоритету. Умовно розділимо роботи з експлуатаційного обслуговування на два рівні пріоритету: третій рівень - профілактичні роботи та поточне обслуговування (ПР); четвертий рівень - контрольні перевірки (КП).

Результати проведеного дослідження системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістрального газопроводу дозволяють сформувати ієрархічну об'єктно-технологічну структуру і створити перелік технологічних наборів робіт з технічного обслуговування і ремонту з розбивкою по рівнях пріоритету (АВР, РВР, ПР, КП) і об'єктах, що потребують проведення тих чи інших заходів.

Кожний з наборів робіт являє собою сукупність елементарних технологічних операцій. Кожна операція має свої кількісні і якісні характеристики (тривалість, вартість, витрати за матеріалами, необхідна техніка і механізми і т.д.):

$$R_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I r_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (4.1)$$

де r_{ijv}^{KN} - i -а операція в складі j -ого набору робіт N -ого рівня пріоритету здійснюваного на v -ому об'єкті k -тим ремонтно-експлуатаційним підрозділом.

Реальна оснащеність виробничих підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту не відповідає вимогам діючих нормативів. Аналогічна ситуація складається в галузі у питаннях комплектації ремонтно-експлуатаційних підрозділів обслуговуючим персоналом. Тому задачі підвищення ефективності використання наявних у розпорядженні технічних засобів (включаючи транспортні) при проведенні відновлювальних заходів на основі наукової організації технічного обслуговування і ремонту і оптимального керування технічними ресурсами отримують у даний момент усе більш важливе значення. Пропонується наступна модульно-технологічна модель ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу.

Опираючись на приведену вище класифікацію ремонтно-експлуатаційних заходів на об'єктах лінійної частини, загальний обсяг робіт на магістральному газопроводі ($v = 1, V$) можна оцінити як:

$$R_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I r_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (4.2)$$

де $N = 1, 2, 3, 4$ - рівні пріоритету робіт; v - найменування об'єкта лінійної частини; j - найменування технологічного набору робіт даного рівня пріоритету.

Для виконання цього обсягу робіт необхідно залучити визначені потужності (набір машин і механізмів і обслуговуючий їхній персонал).

Сукупність технічних засобів і людських ресурсів прийнято називати модулем.

Сукупність машин, механізмів і персоналу кожного ремонтно-експлуатаційного підрозділу, необхідна для виконання загального обсягу (комплексу) робіт на лінійній частині будемо вважати комплексним модулем M_v^k . Для виконання j -го технологічного набору робіт N -го пріоритету по ремонту і відновленню v -го об'єкта лінійної частини потрібно задіяти M_{jv}^{KN} технологічний модуль ($M_{jv}^{KN} \in M_v^k$). Склад технологічного модуля визначається насамперед технологією виконуваних робіт, а також особливими умовами, наявністю того чи іншого типу техніки, тимчасовими обмеженнями й іншими факторами.

Аналіз технології виконання робіт показує, що лише невелика частина, ремонтно-експлуатаційних заходів вимагає використання могутньої техніки й устаткування. До них відносяться:

- усі роботи першого рівня пріоритету (аварійно-відбудовні роботи) по заміні ділянок газопроводу, урізанню котушок, трійників, лінійних кранів і інших елементів;
- роботи, з ліквідації мікросвищів і ушкоджень;
- роботи з ліквідації істотних переміщень газопроводу з проектних оцінок;
- роботи з відновленню ґрунтового обвалування магістрального газопроводу і ліквідації розмивів і зсувів на об'єктах лінійної частини.

Крім того, кожний з видів (наборів) робіт на об'єктах лінійної частини (включаючи профілактику і контрольні перевірки) вимагає використання визначених, як правило однотипних, транспортних засобів. Тип і кількість транспортних засобів залежать від особливих умов експлуатації (природно-кліматичні умови, наявність доріг, характеристики інфраструктури й ін.), а також від можливості і доцільності придбання й експлуатації того чи іншого виду техніки.

Нехай кожен технологічний модуль M_{jv}^{KN} складається з набору так званих операційних модулів m_{ijv}^{KN} , що представляють собою елементарні набори техніки і персоналу для виконання окремих технологічних операцій Γ_{ijv}^{KN} .

Технологічні модулі відрізняються за призначенням й об'єктами застосування, за числу операційних модулів, що входять у їхній склад, за оснащеності технікою, кількістю і кваліфікацією обслуговуючого персоналу:

$$M_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I m_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (4.3)$$

Така модульно-технологічна структура дозволяє вирішувати задачі оцінки ефективності функціонування окремого ремонтно-експлуатаційного підрозділу у ході технічного обслуговування і ремонту і вибору оптимальної технології робіт і комплектації підрозділів.

Розроблені математичні моделі структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування і планування контрольних-відновлювальних заходів у системі технічного обслуговування і ремонту вимагають визначення показників ремонтпридатності лінійної частини магістрального газопроводу, що характеризують ефективність функціонування окремого експлуатаційного підрозділу.

підрозділу.

4.2 Методика оперативного прогнозування заходів технічного обслуговування і ремонту на лінійній частині магістрального газопроводу

Запропонована комп'ютерноорієнтована методика призначена для оперативного розрахунку загальних витрат на проведення заходів щодо технічного обслуговування і ремонту на лінійній частині магістрального газопроводу і їхньої сумарної тривалості. Використання методики дозволяє робити багаторазову оцінку техніко-економічних показників ефективності

функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу, що обумовлює доцільність її застосування при рішенні деяких організаційно-управлінських задач, що виникають у ході експлуатаційного обслуговування елементів і систем лінійної частини магістрального газопроводу.

Розроблений алгоритм розрахунку дає можливість оцінити:

- вартість виконання визначених комплексів робіт на різних об'єктах лінійної частини магістрального газопроводу;
- вартість експлуатації машин і механізмів при виконанні робіт на лінійній частині;
- вартість експлуатації транспортних засобів у процесі технічного обслуговування і ремонту;
- вартість загубленого (стравленого) газу при проведенні РВР;
- тривалість виконання ремонтно-відновлювальних робіт на об'єктах лінійної частини;
- час на збір і підготовку ремонтно-експлуатаційного підрозділу до виконання робіт;
- час на транспортування і перебазування ремонтно-експлуатаційного підрозділу в ході робіт.

Методика розроблена в рамках загальної моделі системи технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу і комплексного підходу по підвищенню її ефективності.

При розробці методики враховувалися наступні положення принципового характеру:

- відомі місце розташування пункту базування ремонтно-експлуатаційного підрозділу, довжина і технологічні характеристики ділянок у регіоні обслуговування, структура і характеристики доріг і проїздів;
- ремонтно-експлуатаційний підрозділ оснащено й укомплектовано визначеним набором машин і механізмів, а також обслуговуючим їх персоналом;

- визначена спеціалізація, виробничі задачі і режим функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу у ході тих чи інших контрольно-відновлювальних заходів.

Необхідність створення подібної методики обумовлена трудомісткістю і неточністю існуючих методів розрахунку експлуатаційних витрат з використанням довідково-нормативної документації. Разом з тим, діючі норми та нормативи безумовно враховуються в даній розробці як складові частини бази даних.

В основу методики покладені результати розробки об'єктно-технологічної і модульної структури системи технічного обслуговування і ремонту. Велике число об'єктів (елементів) лінійної частини, різноманіття видів робіт технічного обслуговування і ремонту, випадковий характер процесу руйнування магістрального газопроводу, багатоваріантність організаційно-технологічних рішень у ході експлуатації обумовлюють значний обсяг обчислень і розрахунків, що вимагає використання сучасних обчислювальних засобів, для упорядкування вихідної і нормативної інформації, що відбиває найбільш стійкі властивості об'єктів обслуговування і процесів технічного обслуговування і ремонту, сформована база даних у виді набору інформаційних масивів.

В відповідності з розробленою об'єктно-технологічною модульною структурою технічного обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу будь-який обсяг робіт (R_v^k відбудовних, профілактичних, контрольно-регульованих) на різних об'єктах лінійної частини, виконуваних комплексним модулем M^k , можна розбити на елементарні операції r_{ijv}^{KN} виконуваним операційним модулем (де i - номер операції).

Кожна з елементарних технологічних операцій характеризується відповідно до діючих нормативних документів визначеною тривалістю і трудомісткістю t_{ijv}^{KN} (чол/година), τ_{ijv}^{KN} (година).

Крім того, кожний операційний модуль характеризується визначеним набором машин і механізмів (чи відсутністю такого) і кадровим складом персоналу. Машина чи механізм у складі модуля, характеризується нормою амортизаційних відрахувань і нормативним числом днів роботи в році n_{ijv}^{KN} , h_{ijv}^{KN} . Кожний працівник модуля в відповідності зі своєю кваліфікацією і видом виконуваної роботи має тарифну ставку z_{ijv}^{KN} .

Тоді, заробітна плата за виконання і-ої операції обчислюється як:

$$z_{ijv}^{KN} = z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} \quad (4.4)$$

Вартість експлуатації механізма при виконанні і-ої операції модулем:

$$\begin{aligned} W_{ijv}^{KN} &= w_{ijv}^{KN} \cdot \varpi_{ijv}^{KN} \\ w_{ijv}^{KN} &= \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \end{aligned} \quad (4.5)$$

де ϖ_{ijv}^{KN} час роботи машини при виконанні і-ої операції;

Необхідно відмітити, що через суттєвий вплив випадкових факторів на процес виробництва ремонтно-експлуатаційних заходів, тривалість робіт лінійної частини кожний раз приймає різні величини. Безумовно, можна оцінити τ_{ijv}^{KN} по нормативно-довідковій літературі, але це не відповідає реальним умовам експлуатації. Тому в даному випадку доцільно використовувати ретроспективну інформацію про тривалість проведення тих чи інших робіт на лінійній частині. При відсутності подібної інформації, τ_{ijv}^{KN} будемо приймати на основі існуючих нормативів або статистичних даних по експлуатації інших газотранспортних систем.

Подібний підхід дозволяє оцінити вартість та тривалість любых наборів робіт певного виду (рівня пріоритету) на різних об'єктах та елементах лінійної частини.

Так для j-ого технологічного набору робіт (N-ого рівня пріоритету) на v-ому об'єкті (елементі) маємо:

$$\begin{aligned}
3_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} \\
T_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \varpi_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.6}$$

Для оцінки вартості і тривалості всіх робіт, вартість експлуатації машин і механізмів, проведених на v -ому об'єкті лінійної частини:

$$\begin{aligned}
3_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
T_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.7}$$

Аналогічно, витрати на експлуатацію машин і механізмів, вартість і тривалість однотипних j -х комплексів робіт різних рівнів пріоритету лінійної частини:

$$\begin{aligned}
3_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
T_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.8}$$

Витрати на експлуатацію техніки, вартість і тривалість однотипних j -х наборів робіт N -го рівня пріоритету на об'єктах (елементах) лінійної частини:

$$\begin{aligned}
3_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
T_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
W_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
\end{aligned} \tag{4.9}$$

Оцінюючи, таким чином, загальні витрати на заробітну плату й експлуатацію машин і механізмів, і тривалість робіт з ремонту і профілактики об'єктів (елементів) лінійної частини одержимо:

$$\begin{aligned}
 Z_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J (z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN}) \\
 W_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \cdot \varpi_{ijv}^{KN} \\
 T_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN}
 \end{aligned} \tag{4.10}$$

Тоді на основі (7) – (10) справедливі наступні вирази:

$$\begin{aligned}
 S_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
 S_v^{KN} &= \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
 S_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
 S_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN}
 \end{aligned} \tag{4.11}$$

Загальні витрати на матеріали, запчастини й устаткування при Технічного обслуговування і ремонту об'єктів (елементів) лінійної частини магістрального газопроводу:

$$S_v^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN}$$

У підсумку, з врахуванням усіх перерахованих вище параметрів, одержуємо загальні сумарні витрати на проведення ремонтно-експлуатаційне обслуговування об'єктів систем лінійної частини магістрального газопроводу (з урахуванням усіх видів робіт), здійснюваного К-м ремонтно-експлуатаційним підрозділом:

$$Z_{\text{PEO}}^{\text{K}} = \sum_{n=1}^{\text{N}} \sum_{v=1}^{\text{V}} \sum_{j=1}^{\text{G}} \sum_{i=1}^{\text{I}} \left[z_{ijv}^{\text{KN}} \cdot t_{ijv}^{\text{KN}} + \frac{n_{ijv}^{\text{KN}}}{h_{ijv}^{\text{KN}}} \omega_{ijv}^{\text{KN}} + s_{ijv}^{\text{KN}} \cdot l_{ijv}^{\text{KN}} + Z_{ijv\text{TP}}^{\text{KN}} \right] +$$

$$+ \sum_{n=1}^{\text{N}} \sum_{v=1}^{\text{V}} \sum_{j=1}^{\text{G}} C_{jv}^{\text{KN}}$$

Загальна сумарна тривалість ремонтно-експлуатаційних заходів на лінійній частині магістрального газопроводу:

$$T_{\text{PEO}}^{\text{K}} = \sum_{n=1}^{\text{N}} \sum_{v=1}^{\text{V}} \sum_{j=1}^{\text{G}} \sum_{i=1}^{\text{I}} \left(\tau_{ijv}^{\text{KN}} + \tau_{ijv\text{TP}}^{\text{KN}} + \tau_{ijv}^{\text{KN}} \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} \right) - \right.$$

$$\left. - \tau_{\text{обс}}^{\text{KN}} \left(m_{ijv}^{\text{KN}} \right) \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} + e^{-2\bar{\lambda}_M t_M} \right) + K_n \cdot \tau_{ijv}^{\text{KN}} \cdot N_{\text{КЛ}} \right)$$

Дана методика дозволяє проводити оперативний розрахунок показників ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу при обслуговуванні лінійної частини і її елементів за допомогою різних технічних засобів відповідно до стану системи й обраною технологією робіт, варіюючи параметрами j - (технологія робіт), v - (об'єкти лінійної частини), N - (рівень пріоритету, вид обслуговування) легко визначити показники ремонтпридатності, що фігурують в математичних моделях планування КВЗ (Z_{AB} , Z_n , $Z_{\text{ПР}}$) і структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційного підрозділу у системі технічного обслуговування і ремонту ($Z_{\text{ТР}}$, τ_p , $\tau_{\text{ТР}}$). Є цікавим питання підвищення ефективності функціонування окремого ремонтно-експлуатаційного підрозділу у ході технічного обслуговування і ремонту при відомій (сформованій) схемі розміщення і визначеному режимі контрольно-відбудовних робіт за рахунок вибору оптимальної технології робіт і раціональної комплектації підрозділів і бригад, що виїжджають на трасу.

4.3 Практична реалізація заходів підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів

З метою апробації розробленої методики було проведено виробничий експеримент при заміні лінійного крана на трасі газопровода Угерсько-

Чернівці силами та засобами ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ „Укртрансгаз”. Суть експерименту полягала в прогнозуванні поопераційних термінів технологічного процесу заміни крана на основі запропонованої методики і визначенні витрат на заміну крана без врахування вартості самого крана і вартості матеріалів і порівнянні прогнозних показників з фактичними.

На газопроводі Угерсько-Чернівці на 05.04.16 запланована технологічна операція заміни лінійного крана Ду500 на 103 км траси в районі с. Угринів зв'язку з технічною несправністю діючого. Початок технологічної операції по заміні крана призначено на 8.00 05.4.16, при цьому земляні роботи риття котловану і його облаштування, а також відєднання СКЗ були проведені завчасно і в технологічний регламент не входили. Вартість крана Ду500 і супутніх матеріалів (електроди, ізоляційні матеріали і т.д.) у витрати по заміні крана не включалися, оскільки кран, що встановлювався на заміну пошкодженого, був у вжитку, а пошкоджений кран планувалося відремонтувати і використовувати в подальшому.

Кран №125 Ду500 підземного встановлення з пневмоприводом, встановлений на 103 км газопроводу Угерсько-Чернівці, розміщений на газопроводі діаметром 529x11 мм з стандартною обв'язкою, яка включає крани №125А, №125В і кран свічки №125С. Технологічна схема ділянки робіт подана на рисунку 4.1.

Оснащення і комплектація ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ, а також склад і кваліфікаційна характеристика бригади, що приймала участь в технологічній операції заміни крана, приведені в таблиці 4.1

Зміст та послідовність робіт в ході технологічної операції заміни лінійного крана з вказанням прогнозних термінів тривалості кожної з операцій, а також розрахункова вартість операцій з врахуванням використання техніки, витрати енергоносіїв, чисельності персоналу і його кваліфікації подано в таблиці 4.2.

Таблиця 4.1 - Оснащення і комплектація підрозділів, що використовуються

I. Оснащення РЕП при ЛЕС Богородчанського ЛПУМГ

№ п/п	НАЙМЕНУВАННЯ	Тип (марка)	<i>Кількість</i>
1	2	3	4
1	Трубоукладач	ТЕ-35-60	2
2	Бульдозер	ДТ-75	I
3	Екскаватор	Э-501	I
4	Трейлер з тягачем	Г-лаз-бз?	I
5	Аварійний автомобіль	АМГ-1	I
6	Агрегат електрозварювальний	АДЦ-305	I
7	Електростанція	ПЭС-15Б	I
8	Казан бітумний	ИСТ-36	I

2. Склад бригади

№ п/п	Професія	<i>Розряд</i>	<i>Кількість</i>
1	I. Лінійний трубопровідник	5-й	2
		4-й	2
		3-й	4
		2-й	3
2	2. Електрозварювач ручного	6-й	2
3	3. Газорезчик	5-й	I
4	4. Машиністи та водії тех. засобів (згідно штотного розписання)		

Таблиця 4.2 – Зміст та послідовність робіт по заміні лінійного крана

Вид р о б і т	Час робіт		Вартість грн
	Початок	Кінець	
1	2	3	4
1. Організація зв'язку	8.00	8.05	22,72
2. Перевірка положення кранів, їх технічний стан і набивка систем	8.05	8.35	76,74
3. Перекриття кранів: №125Д25ВД22Д21Д23Д23А,31,2 проведено до початку робіт			
4. Стравлювання газу на дільниці, що підлягає ремонту до тиску 20-50мм вод.ст.	8.35	9.00	119,51
Демонтаж техн. манометрів та встановлення V-подібного манометра	9.00	9.05	
та контроль тиску на кр.№121Д25В.			12,41
5. Земляні роботи проведено до початку робіт			
6. Виключення СКЗ. Проведено до початку робіт.			
7. Виконання вогневих робіт			
7.1. Перевірка котловану на загазованість.	9.05	9.10	
7.2. Встановлення електричної перемички	9.10	9.20	42,71
7.3. Сверління отвору Д5-8мм на місці робіт	9.20	9.35	36,18
7.4. Вирізка отвору для видалення конденсату	9.35	9.50	92,78
7.5. Видалення конденсату	9.50	10.10	39,91
7.6. Герметизація отвору 5-8мм , вирізка технологічного отвору та встановлення гумової кулі.	10.10	10.50	43,92
7.7. Вирізка заглушок з катушками	10.50	11.30	974,35
7.8. Підгонка крана та заварка	11.30	14.00	1798,84
8. Вилучення гумової кулі, герметизація технологічного отвору	14.00	14.20	36,22
9. Виключення V-подібних манометрів та встановлення технічних	14.20	14.25	9,75
10. Витиснення газоповітряної суміші (кр.№121.123В)	14.25	14.40	39,18
11. Стравлення газу, включення V-подібних манометрів	14.40	14.55	19,42
12. Заварка технологічного отвору	14.55	15.10	148,50
13. Виведення персоналу та механізмів за охоронну зону	15.10	15.15	22,05
14. Контроль зварних стиків	15.15	15.45	265,17
15. Ізоляція роботи .	15.45	16.00	724,35
16. Контроль якості ізоляції	16.00	16.05	96,15
17. Засипка ділянки газопроводу.	16.05	16.15	122,21
18. Виключення V-подібних манометрів	16.15	16.20	12,17
19. Продувка газопроводу привідкриттям кр.№121,125В	16.20	16.30	21,15
21. Випробування і включення в роботу газопроводу	16.30	18.30	212,71
22. Внесення змін в документацію та складання актів.			

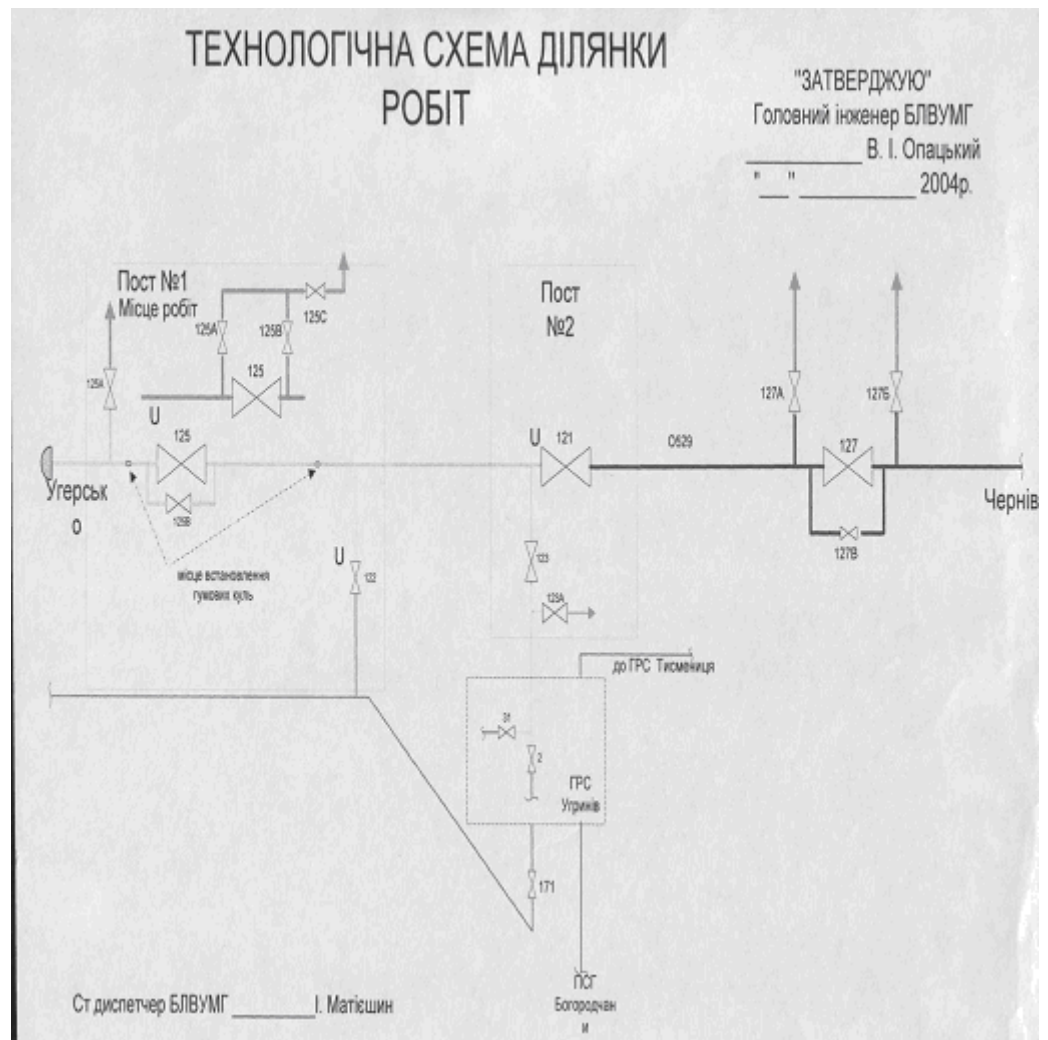


Рисунок 4.1 – Технологічна схема проведення робіт по заміні лінійного крана



Рисунок 4.2 – Заміна лінійного крана

При розрахунках враховувалися обмеження на загальний час простою газопровода (зниження продуктивності) на даній ділянці: $\tau \leq \tau_{\text{доп}}$; а також на загальний обсяг використуваних матеріалів (обмеження на ресурси): $S_{\text{v CB}}^{\text{K}} \leq S_{\text{v CB факт}}^{\text{K}}$.

Задача вибору оптимального варіанта технології, організації робіт і комплектації підрозділів зводиться до пошуку схеми провадження робіт, що відповідає мінімальному значенню показника ефективності, розробленого в представленій вище методиці:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{\text{KN}}; m_{jv}^{\text{KN}}} \bar{z}_{\Sigma}(R_{jv}^{\text{KN}}; m_{jv}^{\text{KN}}; \tau) \\ \tau \leq \tau_{\text{доп}} \\ m_{jv}^{\text{KN}} \leq M_{\text{факт}}^{\text{K}} \\ S_{\text{v CB}}^{\text{K}} \leq S_{\text{v CB факт}}^{\text{K}} \end{cases} \quad (4.12)$$

В результаті розрахунків отримана ефективна схема провадження робіт. За критерієм мінімуму середніх сумарних витрат (4989,11 грн.) доцільно провести ремонтно-відновлювальні роботи силами ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ із заміною лінійного крана Ду500 на газопроводі Угерсько-Чернівці. Розрахунковий час проведення всіх технологічних операцій (з врахуванням тривалості випробовування за нормами 2 год.) склав (з заокругленням до цілого) 555 хв, що передбачало закінчення робіт за планом о 18.30. Фактично роботи було завершено о 18.18, що на 12 хв. менше планового часу. Зменшення витрат часу в порівнянні з плановим пояснюється меншими його затратами на операцію видалення конденсату.

Отримані результати підтверджують ефективність використання даної розробки в ході організації робіт з ТОіР ЛЧ газотранспортних систем з метою більш ефективного керування матеріально-технічними ресурсами, скорочення втрат і простоїв газопроводів.

Висновки по розділу 4

1. Проведено класифікацію відмовлень і поврадений на ЛЧ і її окремих елементах. Сформульовано варіанти технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт. Сформовано модульно-технологічну структуру РЕП.

2. Розроблена комп'ютерноорієнтована методика з оцінки показників ремонтпридатності ЛЧ МГ і ефективності, функціонування РЕП у ході ТОіР.

3. Вирішено часткову задачу про вибір оптимальної технології і комплектації РЕП у ході робіт з ТОіР з урахуванням специфіки експлуатації МГ. Проведено розрахунки по заміні лінійного крану на газопроводі Угерсько-Чернівці ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ ДУ Укртрансгаз.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу наукову і задачу, яка полягає у встановленні закономірностей організації і технології процесу обслуговування газотранспортних систем і дозволяє скоротити витрати на підтримання надійності лінійної частини газопроводів на належному рівні, а саме:

1. Вирішено задачу оптимального планування перекачування газу з врахуванням очікуваних втрат через недостатню надійність забезпечення споживачів газом, і випадковим навантаженням системи, яка полягає в тому, що приймається рішення про переведення керованої системи з початкового стану в кінцевий шляхом такої послідовності станів, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи.

2.Приведені принципи вибору обсягу запасних частин під час експлуатації систем газопостачання для випадків відновлювальних і не відновлювальних елементів дали змогу створити методикку, яка містить засади формування номенклатури як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності, критерії оцінки достатності комплекту запасних частин, які вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, засновану на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів. Показано, що попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування.

3.На основі аналізу стратегій обслуговування отримані залежності, що дають змогу розраховувати оптимальні показники процесу обслуговування і ремонту основного устаткування комплексу газопостачання за умов централізованої системи обслуговування в рамках кожної: календарна періодичність, напрацювання, стан до планово-попереджувальних ремонтів,

а також відповідні екстремальні значення показника якості обслуговування і ремонту, що дає змогу розв'язати практичні проблеми підвищення надійності систем газопостачання, пов'язані з дотриманням оптимальних графіків планових ремонтів у складних експлуатаційних умовах.

4. На основі аналізу можливих відмовлень і ушкоджень на об'єктах лінійної частини і технології проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт сформована модульно-технологічна структура ремонтно-експлуатаційного підрозділу та комп'ютерноорієнтована методика оцінки показників ремонтпридатності і ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційного підрозділу у ході технічного обслуговування і ремонту

5. Вирішено часткові задачі з вибору технології робіт і раціональної комплектації й оснащення технологічних модулів при різних обмеженнях на ресурси. Виконано розрахунки і видані рекомендації з організації ремонтно-відновлювальних робіт лінійно-експлуатаційною службою Богородчанського ЛВУМГ; розроблені методики, алгоритми і програми апробовані і прийняті до впровадження в промислову експлуатацію в "Укртрансгаз".

1. Аксенов В.С. Определение сквозных дефектов в подземных трубопроводах без их вскрытия. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1978. № I. С.5-7.
2. Александров А.В. Надежность систем дальнего газоснабжения. М.: Недра, 1976. 318 с.
3. Алыданов А.П., Велиолин И.И., Гуссак В.Д. Современные способы организации и проведения ремонтных работ на магистральных газопроводах. Транспорт и хранение газа. 1987. с.52-57.
4. Альшанов А.П., Галиуллин З.Т., Гуссак В.Д. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. Транспорт и хранение газа. М. ВНИИЭГАЗпром, 1975. 36 с.
5. Альшанов А.П., Печейкин В.А. Расчет и техникоэкономическое обоснование оптимального плеча обслуживания линейно-эксплуатационных служб магистральных газопроводов с учетом природно-климатических факторов. Реф. сб. Транспорт и хранение газа. 1980. № 6. С.10-17.
6. Альшанов А.П., Печейкин З.А. К вопросу оценки народно-хозяйственного ущерба от недоотпуска газа промышленности. - Экономика, организация и управление в газ. промышленности. ВНИИЭГАЗпром. 1970, № II, С.45-55.
7. Ашанов А.А., Чистяков А.И. Анализ причин аварийности трубопроводов. Газовая промышленность. 1983. № 10, С.2-5.
8. Байхельт Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход: Пер. с нем. М.: Радио о связь, 1988. 392 с.
9. Банди Б. Методы оптимизации, вводный курс: Пер. с англ. М.: Радио и связь, 1983. 128 с.: ил.
10. Бахвалов И.С. Численные методы. М.: Наука, 1973. 631 с

11. Барзилович Е.Ю. Модели технического обслуживания сложных систем. М.: Высшая школа, 1982. 231 с.
12. Барзилович Е.Ю., Павленко М.И. Некоторые новые результаты в использовании минимаксных подходов для решения задач технического обслуживания. В кн.: Основные вопросы теории и практики надежности. М.: Советское радио, 1975. 202с.
13. Барлоу Р.З., Прошан Ф. Статистическая теория надежности и испытания на безотказность. М.: Наука, 1984. 327 с.
14. Богданофф Дж., Козин Ф. вероятностные модели накопления повреждений: Пер. с англ. М.: Мир, 1989. 344 с.
15. Березин В.Л., Громов Н.И., Поточное строительство магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1988. 259 с.
16. Березин В.Л., Ращепкин К.Е., Телегин Л.Г. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1978. 343 с.
17. Березина И.В., Шибнев А.Б., Яковлев Е.И. Организация технического обслуживания и ремонта объектов магистральных газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1984. 52 с.
18. Березин В.Л. Телегин Л.Г., Шибнев А.В. Ретроспективные данные о надежности в задачах выбора стратегии капитального ремонта магистральных трубопроводов. М.: ЦНТИП ВНИИСТа, 1984. .69 с.
19. Берхман Е.И. Экономика систем газоснабжения. Л.: Недра, 1975. 375 с.
20. Биргер И.А. Техническая диагностика. М.: Машиностроение, 1978. 139с
21. Бусленко Н.П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем. М.: Наука, 1977. 536 с
22. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. М.: Наука, 1978. 399с

23. Бусленко Н.П., Калашников В.В., Коваленко И.Н. Лекции по теории сложных систем. М.: Сов.радио,1973. 439 с
24. Бусленко Н.П., Шрейдер Ю.А. Методы статистических испытаний (метод Монте-Карло) и его реализация в цифровых машинах.- М.: Физматгиз, 1961. 226 с
25. Бутузов И.А., Минаковский В.М. Обобщенные переменные теории переноса. Киев.:Вища школа, 1970. 100 с
26. Вазов В., Форсайд Д. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных. М.:Иностранная литература,1963. 487 с
27. Васильев Г.Г., Шибнев А.В., Яковлев Е.И. Вопросы планирования и организации ремонта газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1989. 59 с.
28. Векштейн М.Г., Тугунов П.И., Галеев В.Б. Централизованное аварийно-восстановительное обслуживание линейной части магистральных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1975. 90 с.
29. Векштейн М.Г., Хайруллин Ф.Г., Каримова Р.З. Определение оптимальной численности бортоператоров и периодичности воздушного патрулирования магистральных нефтепроводов. М.: Недра, Нефтяное хозяйство, 1980 № 2, с.66-68.
30. Вопросы математической теории надежности/ Е.Ю.Барзилович, Ю.К.Беляев, В.А.Каштанов и др.; Под ред. Б.В.Гнеденко. М.: Радио и связь, 1983. 376 с.
31. Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа. М.,Недра,1975. 160 с.
32. Герасимов В.В., Веремеенко А.А., Веремеенко С.А. Оптимизация централизованного обслуживания магистральных нефтепродуктопроводов. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.1998. № 2, с.3-10.

33. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация: Пер. с англ. М.: Мир, 1985. 509 с.
34. Гнеденко Б.В., Коваленко И.Н. Введение в теорию массового обслуживания. 2-е изд. М.: Наука, 1987. 336 с.
35. Гумеров А.Г., Галюк В.Х., Зарипов Р.Х. и др. Централизованная система технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1976. 52 с.
36. Гумаров А.Г., Толкачев Ю.М., Зарипов Р.Х. и др. Основные положения по разработке и внедрению технологии централизованного ТОиР внутрипромысловых трубопроводов, Уфа, 1983. 170 с.
37. Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем. Киев.: УМКВО, 1991. 159 с
38. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Костів В.В. Технічна діагностика трубопровідних систем. Івано-Франківськ: Лілея-НВ. 2012. 512 с.
39. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б. Обслуговування і ремонт газопроводів. Івано-Франківськ:Лілея-НВ, 2009. 711 с.
40. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Тутко Т.Ф. Підвищення ефективності технічного обслуговування магистральних газопроводів//Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2018 - №1(45) – С.200-210.
41. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М. Підвищення надійності експлуатації систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування //Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2018 - №2(46) – С.137-151.
42. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Чернецький М.С. Підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту магистральних газопроводів //Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2019 - №1(53) – С.104-115.
43. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Самсоненко В.В. .Прогнозування ремонтних робіт магистральних газопроводів в умовах централізованої

системи обслуговування. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.2018.№3(68).С.31-38.

44. Гухман А.А Введение в теорию подобия.-М.:Высшая школа,1973. 254с.

45. Гумеров А.Г., Черняев Ю.И., Зарипов Р.Х. и др. Основные положения по разработке и внедрению технологии централизованного технического обслуживания и ремонта внутрипромысловых трубопроводов. Уфа, 1983. 17 с.

46. Джексон Л. Обследование линейной части газопроводов корпорации British Gaz . Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах. 1985. № 3, С.1-8.

47.Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу/ Крижанівський С.І., Гончарук М.І., Грудз В.Я та ін. Київ:ІнтерпресЛТД, 2006.. 282 с.

48. Жидкова М. А.. Трубопроводный транспорт газа. Киев: Наукова думка, 1973.142 с

49. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах, М.: Недра, 1988, 160 с.

50. Капцов И.И., Гончаров В.Н., Гончар В.Н. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности. Газовая промышленность, 1990. №4. С.28-30

51. Кирия С.В. Перспективные методы и организационные формы ремонта магистральных газопроводов.Труды МИНГ и ГП, вып. 215, 1989. с.153-156.

52. Кирия С..В., Шибнев А.В., Кокшаров А.Д. Оптимизация режима обследования и ремонта магистральных газопроводов. ЦНИИТЭнефтехим, 1989. № 9. С.60-62.

53. Кирия С.В., Шибнев. А.В., Седых А.А. Выбор рационального режима обследования системы магистральных трубопроводов по обнаружению свищей и утечек на линейной части. Методы и

технические средства контроля герметичности технологического оборудования, магистральных трубопроводов и массовой продукции: тез. докл. Всесоюз.научн.-техн. конф. (г. Севастополь, 24 апреля 1989 г.). Севастополь, 1989, С.68-69.

54. Королева И.А., Ким А.О., Грудз В.Я. Направления совершенствования систем управления газотранспортными комплексами в современных условиях: Проблемы развития нефтегазового комплекса страны. Тез.докл. н Всесоюз. научн.-техн. конф.(г. Красный Курган, 12 сентября 1991 г). Красный Курган, 1991.С.54

55. Кирия С.В., Шибнев А.В., Хрусталева И.И. Комплексное совершенствование системы технического обслуживания и аварийно-восстановительного ремонта магистральных газопроводов. Роль молодежи в решении конкретных научно-технических проблем нефтегазового комплекса страны. Тез. докл. Всесоюз. научн.-техн. конф.(г. Красный Курган, 2 октября 1989 г). Красный Курган, 1989. С. 133.

56. Коваленко И.Н., Москатов Г.К., Барзилович Е.Ю. Полумарковские модели в задачах проектирования систем управления летательными аппаратами. М.: Машиностроение, 1973. 176 с.

57. Комягин А.Ф. Централизация технического обслуживания газопроводов. М.: Недра, 1978. 283 с.

58. Керування режимами газотранспортних систем / В.Я.Грудз, М.П.Лінчевський, В.Б.Михалків Київ: Укргазпроект, 1996. 140 с.

59. Левин В.И. Структурно-логические методы исследования сложных систем с применением ЭВМ. М.: Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. 304 с.

60. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.:ИЦ «ЕЛИМА», 2004. 1104с.

61. Белов .В.В., Сорокин Е.П. Методы и приборы для контроля технического состояния линейной части газопроводов Транспорт и подземное хранение газа. 1986. № II. С.1-6.
62. Надежность технических систем: Справочник/ Ю.К.Беляев, В.А.Богатырев, В.В.Болотин и др.; под ред. П.А.Ушакова. М.: Радио и связь, 1985. 608 с.
63. Надежность трубопроводной пневмогидроарматуры/ В.В. Хильчевский, А.Е. Ситников, В.А. Ананьевский. М.: Машиностроение, 1989. 208 с.
64. Новоселов В.Ф., Вермеенко А.А., Сайдашев М.А. Рациональное обслуживание сети магистральных нефтепроводов. М.:ВНИИОЭНГ, 1985. 44 с.
65. Нолжиков. Л.С Новые формы организации обслуживания магистральных газопроводов в сложных природно-климатических условиях. Транспорт и подземное хранение газа. 1986. № II. С.9-11.
66. Нормы времени на обслуживание и ремонт линейной части магистральных газопроводов. М.: ЦНИСгазпром, 1973. 49 с.
67. Огибалов А.А., Шибнев А.В. Оптимизация периодичности проверок объектов линейной части газопроводов. Транспорт, переработка и использование газа в народном хозяйстве. 1984. № 12. С.7-9.
68. Плюк Б.А., Черчович Н.И Опыт устранения утечек на линейной части трубопровода. Транспорт и подземные хранения газа. 1986. № 7. С.1-4.
69. Панов В.М., Кирия С.В. Перспективные методы и организационные формы ремонта магистральных газопроводов. Труды МИНГ, вып. 215.1989. с.153-156.
70. Петрова Г.Г., Пыжьянов. В.Ф. Поиск утечек на трубопроводах акустическими приборами. Строительство трубопроводов, 1977. № 4. С.23-31.

71. Плахов А.Ю., Попов В.Н., Кокина М.Е., Матюшин С.Р. Передовые формы организации труда при техническом обслуживании и ремонте линейной части газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1988. 25 с.
72. Попов В.И., Плахов А.Ю., Лукьянов С.П., Кокина М.Е. Методика расчета стоимости эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. ВНИИЭГАЗпром, 1988. №6. С34-36.
73. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. М.: Недра, 1989. 125 с.
74. Райншке К., Ушаков И.А. Оценка надежности систем с использованием графов /Под ред. И.А.Ушакова. М.: Радио и связь, 1988. 208 с.
75. Ращепкин К.Е., Зарипов Р.Х., Гумеров А.Г. и др. Основные положения по разработке и внедрению централизованной системы управления, технологии обследования и ремонта магистральных нефтепроводов. Уфа, 1975. 40 с.
76. Рихтер К.Ю., Фишер П., Шнейдер Г. Статистические методы в транспортных исследованиях: Пер. с нем.М.: Транспорт, 1982. 304 с.
77. Руководство по оптимальной организации производства ремонтно-строительных работ на газопроводах на уровне РСУ (ПМК).Р.459. М.: Изд. ВИИСТ, 1982. 133 с.
78. Руководство по оптимальной организации производства ремонтно-строительных работ на газопроводах на уровне треста. М.: ВИИСТ, 1984. 123 с.
79. Самойлов Б.В. Оптимизация предупредительных ремонтов арматуры// Нефтяное хозяйство, 1986, № 9. С.34-36.
80. Стояков В.М., Клюк Б.А. Совершенствование организации ремонтных работ на магистральных газопроводах. Транспорт и подземное хранение газа. 1988, № 9, С.1-4.

81. Столяров Р.Н., Ращепкин К.Е., Гумеров А.Г. Вопросы организации аварийно-восстановительной службы на магистральных нефтепроводах. М.: ВНИИОЭНГ, 1979. 64 с.
82. Сухарев Е.Р., Ставровский Е.Р., Брянских Е.Р. Оптимальное развитие систем газоснабжения. М.: Недра, 1981. 294 с.
- 83 Трубопровідний транспорт газу./М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. Київ: АренаЕКО, 2002. 600 с.
84. Телегин Л.Г., Курепин Б.Н., Беспалов В.Н., Задворнов Э.В. Организационно-технологическая надежность магистральных и промышленных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 45 с.
85. Тимашев С.А. Надежность больших механических систем. М.: Наука, 1982. 184 с.
86. Типовой проект организации труда ремонтно-восстановительных бригад линейно-эксплуатационных служб при производстве огневых работ на магистральных газопроводах. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1983. 76 с.
87. Типовой проект организации труда линейного производственного управления магистральных газопроводов в транспорте газа. М.: ЦНИСгазпром, 1981. 108 с.
88. Торчинский Я.М. Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. Л.: Недра, 1988. 239 с.
89. Трубопроводный транспорт газа. / С.А. Бобровский, С.А. Щербаков, Е.И. Яковлев . -М.: Недра, 1982. 560 с.
90. Фарфель С.Я., Гомеров А.Г., Векштейн М.Г., Мавлютов Р.М. Метод решения задачи об оптимальном маршруте патрулирования магистральных нефтепроводов. Изв. Вузов СССР - Нефть и газ, 1983. № 4. С.45-47.
91. Халлыев Н.Х., Порошин В.П., Ивочкин И.А. Совершенствование методов и средств ликвидации отказов на строящихся

- трубопроводах в процессе их испытаний. М.: ВНИИПКтехоргнефтегазстой, 1986. 48 с.
92. Хижинская Л.Л. и др. Классификация методов обнаружения повреждения напорных трубопроводов. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1974. № 6, С.17-19.
93. Хильчевский В.В. и др. Надежность трубопроводной пневмогидроарматуры. М.: Машиностроение, 1989. 208 с.
94. Хинчин А.Я. Работы по математической теории массового обслуживания. М.: Физматгиз, 1963..236 с.
95. Шибнев А.В. К вопросу о прогнозировании ресурса линейной части газопроводов. Деп. во ВНИИЭГАЗпроме, № 661. С.81-84.
96. Шибнев А. В. Определение потокораспределения и текущего состояния сложных систем газоснабжения. Транспорт и хранение и использование газа в народном хозяйства. 1983. № I. С.14-16.
97. Шубин А.С, Филиппов Ю.С., Комаров Е.И. Метод определения ущерба на предприятиях, ограничиваемых в газоснабжении. - Информ, листок Саратовского межотраслевого терр. центра НТИ и пропаганды, № 43778, 1978. 4с.
98. Orynyak I.V., Lokhman I.V. The spring splines procedure with prescribed accuracy for determination of the curvatures of the pipeline based on the 3-D measurements of its position // Rio Pipeline Conference & Exposition 2011, IBP1029_11.
99. Grudz, V., Grudz, Y., Zapukhliak, V., Chudyk, I., Poberezhny, L., Slobodyan, N., & Bodnar, V. (2020). Optimal gas transport management taking into account reliability factor. *Management Systems in Production Engineering*, 28(3), 202-208.
100. Fun Chen. New approach dewloped for estimating pour points of grucle oil blend /Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. // *Oil S Gas Journal* . – 2003. – №11. – p. 60-64.

101. Energy Charter Secretariat. Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries. – www.encharter.org. – January 2006. 86 p.

Додаток А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

1. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Тутко Т.Ф. Підвищення ефективності технічного обслуговування магістральних газопроводів//Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2018 - №1(45) – С.200-210. **(фахове наукове видання України)**
2. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М. Підвищення надійності експлуатації систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування //Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2018 - №2(46) – С.137-151. **(фахове наукове видання України)**
3. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Чернецький М.С. Підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі технічного обслуговування і ремонту магістральних газопроводів //Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2019 - №1(53) – С.104-115. **(фахове наукове видання України)**
4. Грудз В.Я. , Грудз Я.В. Боднар В.М., Самсоненко В.В. .Прогнозування ремонтних робіт магістральних газопроводів в умовах централізованої системи обслуговування. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. №3(68) , 2018 – С. 31 – 38. **(фахове наукове видання України)**
5. Grudz, V., Grudz, Y., Zapukhliak, V., Chudyk, I., Poberezhny, L., Slobodyan, N., & Bodnar, V. (2020). Optimal gas transport management taking into account reliability factor. Management Systems in Production Engineering, 28(3), 202-208.**(Scopus)**

