

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

СТАШИНСЬКИЙ ОЛЕКСАНДР ПЕТРОВИЧ

УДК 004.061.5:621.6(043.5)

**ІНФОРМАЦІЙНА ТЕХНОЛОГІЯ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ
ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО ПЕРСОНАЛУ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО
ПІДПРИЄМСТВА**

05.13.06 – інформаційні технології

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

доктор технічних наук, професор

Квасніков Володимир Павлович

Київ – 2015

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ В АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМАХ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ ГТС.....	14
1.1 Функціональність диспетчерського управління ГТС	15
1.2 Апаратно-програмний комплекс диспетчерських пунктів УМГ.....	16
1.2.1 Система автоматизованого керування КС.....	18
1.2.2 Система лінійної телемеханіки	24
1.3 «Людино-машинна» система як основа управління об'єктами ГТС	31
1.4 Аналіз проблем розробки комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень	35
1.5 Постановка наукової задачі	43
Висновки по розділу 1	44
РОЗДІЛ 2 ФУНКЦІОНАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ КОМПЛЕКСУ ПІДТРИМКИ ДИСПЕТЧЕРСЬКИХ РІШЕНЬ ЯК ІНФОРМАЦІЙНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ.....	45
2.1 Організація комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень в інформаційній структурі газотранспортного підприємства	46
2.2 Інформаційна взаємодія компонентів комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень.....	51
2.3 Система підтримки прийняття рішень КПДР.....	58
2.4 Моделювання технологічних процесів в комп'ютерному комплексі підтримки диспетчерських рішень	65
2.4.1 Математичне моделювання процесів течії газу в трубопровідній системі	65
2.4.2 Математичне моделювання процесів роботи компресорної станції	71
2.4.3 Адаптація математичних моделей об'єктів ГТС	75

Висновки по розділу 2	79
РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ ТА АЛГОРИТМИ РІШЕННЯ РЕЖИМНО- ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗАДАЧ В КОМПЮТЕРНОМУ КПДР	80
3.1 Метод вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів	81
3.2 Метод вирішення задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу	87
3.3 Представлення інформаційних зв'язків об'єктів «модельованих схем» газотранспортної системи	95
Висновки по розділу 3	110
РОЗДІЛ 4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ КПДР ДЛЯ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ДИСПЕТЧЕРА ГТС	112
4.1 Інформаційно-програмний модуль «Аналіз режиму роботи магістрального газопроводу в експлуатаційних умовах»	113
4.2 Інформаційно-програмний модуль «Оптимізація режиму роботи компресорних станцій»	125
4.3 Інформаційно-програмний модуль «Регулювання швидкості руху очисного пристрою»	133
Висновки по розділу 4.	138
ВИСНОВКИ	140
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	143
Додаток А. Акт впровадження результатів дисертаційних досліджень	154
Додаток Б. Схема організації комплексу підтримки диспетчерських рішень. .	158
Додаток В. Приклад ідентифікації ситуації по аварійному закритті технологічного крану на компресорній станції	159
Додаток Д. Вибірки результатів спостережень експериментальних досліджень	161

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АПО	апарати повітряного охолодження
АРМ	автоматизоване робоче місце
АСУТП	автоматична система управління технологічними процесами
БД	база даних
БДРЧ	база даних реального часу
БЗ	база знань
ВДС	виробнича диспетчерська служба
ВЦН	відцентровий нагнітач
ГПА	газоперекачувальний агрегат
ГТП	газотранспортне підприємство
ГТС	газотранспортна система
ГТУ	газотурбінна установка
ДП	диспетчерський пункт
ІТ	інформаційні технології
КПДР	комплекс підтримки диспетчерських рішень
КС	компресорна станція
ЛВУ МГ	лінійно-виробниче управління магістральних газопроводів
ЛМС	людино-машинна система
ЛЧ	лінійна частина
МГ	магістральний газопровід
ОДУ	об'єднане диспетчерське управління
ОП	очисний пристрій
ПЗ	програмне забезпечення
ПК	персональний комп'ютер
РП	робоча пам'ять
САК	система автоматизованого керування
СЛТМ	система лінійної телемеханіки
СППР	система підтримки прийняття рішень

ТС	трубопровідна система
УМГ	управління магістральних газопроводів
УОГ	установка очистки газу
ЦДП	центральний диспетчерський пункт
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Диспетчерський контроль та збір даних)

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку енергетичної галузі України характеризується широким зростанням у сферах її діяльності інтегральних інтелектуальних технологій, що на сьогоднішній день дозволяє досягти якісно новогорівня комп'ютеризації функцій управління технологічними процесами та обладнанням, в тому числі і в сфері транспортування та зберігання природного газу.

Вважаючи газотранспортну систему України важливим стратегічним об'єктом держави, впровадження новітніх інформаційних технологій для вдосконалення процесів збору обробки та передачі інформації режимних та експлуатаційних параметрів роботи основних її об'єктів є важливою та актуальною на сьогоднішній день.

Стрімке зростання інформаційних технологій, доступність високоякісних сенсорів, впровадження промислових мікроконтролерів нового покоління з розвиненою периферією разом із збільшенням обсягу інформації, що обробляється в інформаційних системах диспетчерських пунктів газотранспортних підприємств сформували значний інтерес до реалізації складних програмних алгоритмів управління широким колом об'єктів в реальному масштабі часу.

Забезпечення надійності, відмовостійкості роботи систем трубопровідного транспорту є однією із першочергових задач для народного господарства, одним із основних шляхів вирішення якої являється розробка і вдосконалення моделей і методів прийняття рішень за умов невизначеності при створенні автоматизованих систем управління.

Це обумовлює необхідність вдосконалення існуючих методів збору та обробки інформації, в яких розробляються ефективні підходи до розробки апаратно-програмних комплексів та власне програмного забезпечення систем управління об'єктами газотранспортної системи, зокрема систем підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу.

На сучасному світовому ринку вартість програмного забезпечення технологічного обладнання не нижче вартості самого обладнання. Тому на газотранспортних підприємствах провідних держав-транспортерів газу пострадянського простору намітилася тенденція до розробки вітчизняного програмного забезпечення для цифрової обробки даних систем телеметрії, дистанційного керування системами телемеханіки іт.п.

В першу чергу, перед фахівцями ІТ поставлена задача побудови зручного і доступного для диспетчера людино-машинного інтерфейсу, який дозволяє ефективно здійснювати керування технологічним процесом транспортування газу та контроль за характерними параметрами технологічного обладнання. Дана функція реалізована по принципу системи підтримки прийняття рішення, коли в разі виникнення певного відхилення в технологічному процесі видається повідомлення про це та рекомендовані дії, які повинен здійснити диспетчер в цій виробничій ситуації. Саме такі перспективи має система підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу.

Технологічні процеси ГТС відбуваються під безпосереднім «наглядом» впроваджених ефективних систем автоматизації виробничих процесів. Проте, це ніяк не занижує міру відповідальності оперативно-диспетчерського персоналу, робота котрих полягає в миттєвому прийнятті вірного рішення. Особливо це стосується аварійних ситуацій, коли від дій оператора і загальної злагодженої роботи колективу залежить швидкість і правильність ліквідації великих аварій, а також завчасне передбачення їх виникнення.

У світлі поставлених проблем якісна підготовка фахівців трубопровідного транспорту навичкам оптимальної і безаварійної експлуатації трубопровідних систем служить одним з найбільш важливих інструментів підвищення промислової безпеки енергетичних об'єктів і зниження витрат на їх функціонування. Швидкий і ефективний процес такої підготовки може бути здійснений на базі широкого використання комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень, інтерфейс яких наближений до реальних

систем управління. Впроваджуючи КПДР на підприємствах, керівництво суттєво підвищує професійний рівень диспетчерського персоналу, які приймають рішення в результаті отримання, передачі та обробки інформації автоматизованих систем управління.

В сучасній навчальній практиці КПДР стають все більш розповсюдженими і більш доступними засобами для професійної підготовки спеціалістів різного рівня кваліфікації [1]. Широкі мультимедійні можливості в поєднанні з відносно низькими фінансовими затратами роблять цей напрямок досить привабливим, як для підприємств так і для технічних університетів. Розробка КПДР з використанням сучасних програмних засобів дає можливість реалізувати різні по складності експерименти, направлені на підвищення ефективності режиму роботи ГТС, економії природного газу при його транспортуванні, проведенню заходів щодо якісної очистки внутрішньої порожнини МГ, на основі нових інформаційних технологій відтворити методики обробки різного роду штатних та нештатних ситуацій, які виникають при роботі об'єктів ГТС.

Значний внесок у розробку методів побудови і використання КПДР для підготовки фахівців трубопровідного транспорту внесли вітчизняні вчені: Л.І.Григор'єв, С.О.Сарданашвілі, В.А.Дятлов, В.Є.Селезньов, В.В.Альошин, С.М.Прялов, О.М.Карасевич, М.Г.Сухарев, В.С.Панкратов, В.Г.Герке та ін.

У розвитку сучасних автоматизованих методів проектування інформаційних систем КПДР, заснованих на використанні новітніх розробок в галузі теорії і практики управління великий внесок внесли зарубіжні вчені М.Тірпак, J.Marko, A.Heringh, J.Henderson, G.Johannsen та ін.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана на кафедрі комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій Національного авіаційного університету і пов'язані з Законом України № 433-IV "Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні та в рамках програм НАК «Нафтогаз України» згідно розпоряджень Кабінету Міністрів України «Про схвалення Енергетичної

стратегії України на період до 2030 року» та «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення ГТС України на 2009-2015 роки», науково-виробничими планами Управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз», а також відповідно до держбюджетної теми Міністерства освіти і науки України НДР «Розробка методології системи інтелектуального керування мобільними роботами» (№ держреєстрації 0110U000211) етап II: Розробка методології та програмного забезпечення інтелектуального керування мобільними роботами (2011р.), де автор був виконавцем роботи (розділ 2.3, 3.2)

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка інформаційних технологій для аналізу структурних, інформаційних і функціональних моделей об'єктів магістральних газопроводів для підтримки прийняття рішень диспетчерським персоналом при управлінні газотранспортним підприємством. Для досягнення поставленої мети вирішені наступні завдання:

- аналіз апаратно-програмних комплексів диспетчерського пункту лінійного виробничого управління метою визначення можливостей диспетчера в частині експлуатації ГТС;

- розробка функціональної, інформаційної структури комп'ютерного КПДР, а також системи збору та обробки інформації та системи підтримки прийняття рішень диспетчерським персоналом;

- розробка математичних моделей об'єктів ГТС для прийняття рішень за умов невизначеності для забезпечення надійності роботи диспетчерського персоналу в експлуатаційних умовах;

- розробка інформаційно-програмного забезпечення для реалізації експлуатаційних завдань диспетчерського персоналу.

Об'єкт дослідження. Процес прийому, передачі та обробки інформації в автоматизованих системах управління газотранспортною системою.

Предмет дослідження. Моделі та методи підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу ГТС на основі розробки інформаційно-програмного забезпечення в спеціалізованій комп'ютерній системі КПДР.

Методи дослідження. основані на теоріях автоматичного управління (для розділів 1,2), прийняття рішень (для розділів 2,4) та методах імітаційного моделювання (для розділу 3), динамічного програмування (для розділу 4), аналітичних та числових методах побудови і реалізації процесів, що виникають при експлуатації складних ГТС (для розділів 3,4).

Наукова новизна отриманих результатів:

- вперше розроблено метод вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів, що базується на принципах динамічного програмування, в якому стандартна функція мети доповнюється системою обмежень фактичних режимних параметрів газових потоків, що дозволяє не змінювати загальний режим роботи трубопровідної системи при її оптимізації;

- вперше розроблено метод регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу, який на відміну від раніше відомих базується на основі прогнозування змін режимів роботи суміжних компресорних станцій, яке забезпечується створеною інформаційною технологією;

- удосконалено метод прийняття рішень на основі використання продукційної моделі представлення знань, в якому управління системою продукційних правил здійснюється за принципом визначення вагових ознак, що дозволило описувати класи різних виробничих ситуацій, які мають місце на об'єктах магістральних газопроводів та застосовувати типові процедури їх вирішення;

- отримало подальший розвиток імітаційне моделювання роботи об'єктів магістральних газопроводів з використанням методів комбінування стаціонарних та нестаціонарних процесів течії газу.

Практичне значення отриманих результатів:

- обґрунтовано раціональний варіант побудови комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень, що забезпечує підтримку

прийняття рішень диспетчерським персоналом при мінімальних часових та виробничих затратах.

- розроблено алгоритм вирішенні задачі з оптимізації режимів роботи багатониткових систем газопроводів, та задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу,

- розроблено спеціалізоване програмне забезпечення, що дозволяє реалізувати на практиці запропоновані алгоритми, які вперше було впроваджено в подібні комп'ютерні комплекси.

- проведені експлуатаційні випробування ІТ підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу газотранспортного підприємства

- запропонована ІТ може бути використана у системах інтелектуальної обробки інформації промислових підприємств, зокрема для трубопровідного транспорту нафти та нафтопродуктів.

Результати дисертаційного дослідження впроваджені у вигляді алгоритмів, програмних модулів в УМГ “Черкаситрансгаз” (Акт впровадження від 03.12.13р.)

Результати дисертаційного дослідження впроваджені в навчальний процес кафедри інформаційно-вимірювальних систем (Акт впровадження від 26.02.14р.)

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

Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Особистий внесок здобувача в роботах, опублікованих в співавторстві, такий:

- здійснено обґрунтування проблеми ефективності впровадження комп'ютерних КПДР для диспетчерського персоналу газотранспортного підприємства [2];

- проведено дослідження існуючих методів математичного моделювання технологічних процесів ГТС, на основі яких запропоновано ряд математичних моделей роботи основних об'єктів ГТС при стаціонарних та нестаціонарних режимах течії газу, необхідних для вирішення режимно-технологічних завдань диспетчерського персоналу [3];

- розроблено метод вирішення задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу, описано програмний алгоритм реалізації даного методу. Показано, що на відміну від раніше відомих, даний метод базується на основі прогнозування змін режимів роботи суміжних компресорних станцій [4].

- проведено системний аналіз виявлення та ліквідації аварії на лінійній частині МГ, орієнтований на вирішення задачі правильності виходу та локалізації її наслідків [5].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертації доповідались і обговорювались на:

- Третій, четвертій та п'ятій Міжнародній науково-практичній конференції «Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси» (Київ, 2010, 2011, 2012рр.);

- Міжнародній науково-технічній конференції «ABIA-2011» (Київ, 2011 р.);

- Міжнародній науково-технічній конференції «Безпека інформаційних технологій» (Київ, 2011 р.);

- Міжнародній науково-практичній конференції «Обробка сигналів і негаусівських процесів» (Черкаси, 2011 р.);

- Другій та третій науково-практичній конференції «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (Івано-Франківськ 2009, 2011рр.);

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

- Науково-практичній конференції «Інформаційно-вимірвальні технології, технічне регулювання та менеджмент якості» (Одеса 2010р.);
- Міжнародній науковій конференції «Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах» (Вінниця, 2011р.);
- Міжнародній науково-технічній конференції «Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования»(Харків, 2012р.);
- Міжнародній науково-технічній конференції «Перспективи розвитку нафтогазової галузі» (Ялта, Крим, 2010р.);
- IV Międzynarodowej Naukowo-Badawczej konferencji Młodych Uczonych „Perspektywy rozwoju przemysłu naftowego i gazowego”(Krakow, Rzeczpospolita Polska, 2011r.);
- Thefourthworldcongress «Aviation in the XXI-st century»(Kyiv, Ukraine 2011.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 21 наукова праця, із них 8 у наукових фахових виданнях, 7 одноосібних (1 стаття входить до міжнародної наукометричної бази даних «IndexCopernicus»), 13 тез доповідей на міжнародних конференціях.

Структура та обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і 5 додатків. Загальний обсяг роботи складає 163 сторінки, 38 рисунків, 16 таблиць, список використаних джерел з 97 найменувань, додатки на 10 сторінках.

РОЗДІЛ 1

ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ В АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМАХ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ ГТС

Засоби, системи та об'єкти інформаційних технологій – це програмно-технічні комплекси, технології та методики забезпечення життєдіяльності ГТС, є її невід'ємною технологічною складовою частиною і призначені для автоматизації управлінських та виробничих процесів функціонування як всієї ГТС, так і її окремих елементів [6]. До переліку об'єктів ІТ входять:

- автоматизовані системи керування технологічними процесами, системи диспетчерського керування та системи телемеханіки;
- загальносистемне та офісне програмне забезпечення;
- апаратне забезпечення, зокрема засоби обчислювальної техніки, оргтехніка, мережеве та комунікаційне обладнання, абонентські засоби зв'язку;
- мережі та системи зв'язку і телекомунікацій.

Областю застосування ІТ в ПАТ «Укртрансгаз» є комплексна автоматизація управлінських та виробничих процесів в усіх адміністративних та структурних підрозділах. Інформаційну взаємодію між автоматизованими системами структурних підрозділів забезпечує мережа зв'язку і телекомунікацій.

На виробничих об'єктах ГТС сфера відповідальності ІТ охоплює системи оповіщення та телекомунікацій, лінійної телемеханіки і в напрямку автоматизації технологічних процесів обмежується диспетчерським пунктом КС (ЛВУ), який взаємодіє з САК та іншими локальними системами (засобами) автоматизації, вимірювання та обліку, розташованими як на КС, так і на лінійній частині МГ [6].

1.1 Функціональність диспетчерського управління ГТС

Диспетчерське управління ГТС України являє собою три взаємопов'язаних рівня:

- Об'єднане диспетчерське управління ПАТ «Укртрансгаз»;
- Виробничо-диспетчерська служба управління магістральних газопроводів (до яких відноситься УМГ «Черкаситрансгаз»);
- Диспетчерський пункт компресорної станції лінійного виробничого управління магістральних газопроводів.

Базова режимна задача ОДУ - раціональний розподіл потоків газу по єдиній системі газопостачання України, виходячи з пріоритетів внутрішніх та експортних поставок газу, а також транзиту природного газу через територію України у країни Західної та Центральної Європи.

Головна режимна задача ВДС УМГ - оперативне планування, контроль і управління режимами роботи ГТС з метою забезпечення заданих ОДУ параметрів транспорту газу, надійної, економічної та безпечної роботи ГТС підприємства. ВДС УМГ контролює: виконання плану по транспортуванню природного газу, його розподіл між споживачами; технологічні режими роботи газопроводів; економічність функціонування основного обладнання трубопровідної мережі підприємства. Вона стежить за оптимізацією режимів транспортування газу, виконанням графіків ремонтних робіт основного обладнання КС, ГРС, ліквідацією аварій на газопроводах, газодинамічним станом трубопроводів та ін.

На рівні диспетчерської служби ЛВУМГ здійснюються контроль і управління об'єктами ГТС, що розташовані в межах їхнього обслуговування.

Завдання диспетчера КС, як правило, зводиться до контролю та аналізу роботи ГПА, а також до підтримання такого режиму їх функціонування, який б забезпечив задані вимоги по транспортуванню газу при мінімальних витратах на його перекачування [7].

Спираючись на вищесказане, можна виділити наступні основні функції диспетчерської служби ГТП [8]:

- підтримання заданого технологічного режиму транспортування природного газу виходячи з умов надійності, економічності та безпеки роботи об'єктів ГТС;
- контроль величин і змін експлуатаційних параметрів технологічного обладнання КС і ГРС, а також контроль положень кранів на кранових майданчиках лінійних ділянок МГ та управління ними;
- контроль виконання планів прийому газу від постачальників і видачі його споживачам відповідно до керівних розпоряджень, а також контроль планово-попереджувальних ремонтних робіт технологічного обладнання;
- оперативне виявлення аварійних ситуацій на газопроводах та участь в їх ліквідації і локалізації наслідків;
- документування поточної обстановки в газотранспортній мережі підприємства;

Далі слід докладніше розглянути перелік завдань та опис комплексу засобів диспетчерського пункту управління магістральними газопроводами.

1.2 Апаратно-програмний комплекс диспетчерських пунктів УМГ

Як зазначалось раніше, безпосереднє управління об'єктами ГТС розташованих в межах обслуговування існуючих ЛВУМГ покладено на диспетчера ЛВУМГ і здійснюється з диспетчерського пункту ЛВУМГ. Під його управлінням і контролем знаходяться диспетчерський пункт КС та система лінійної телемеханіки, що належать до даного ЛВУМГ. Диспетчер здійснює загальне керівництво змінним персоналом КС, в розпорядженні яких знаходиться система автоматизованого керування КС. В диспетчерському пункті КС встановлено декілька автоматизованих робочих місць, пов'язаних з відповідними САК (САК газоперекачувальних агрегатів, САК апаратів повітряного охолодження газу, САК допоміжного обладнання і систем КС). На самому верхньому рівні ієрархії знаходиться SCADA-система, яка забезпечує обмін інформації з системами рівня об'єднання (рис. 1.1) [9].

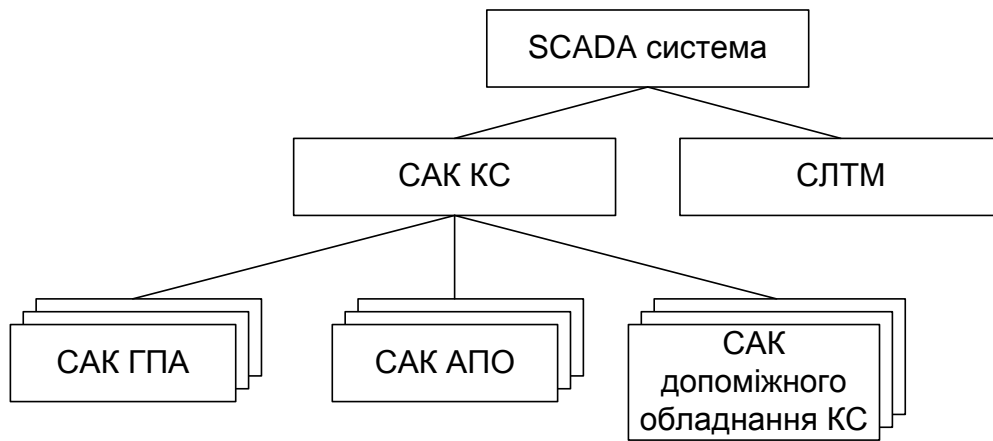


Рисунок 1.1 - Структура апаратно-програмного комплексу диспетчерського пункту

У неї надходить інформація з основних систем рівня КС та СЛТМ, однак на рівень УМГ інформація передається не в повному обсязі, а тільки найбільш актуальна її частина. На АРМ SCADA-системі відображаються мнемосхеми і значення параметрів від усіх основних систем ЛВУМГ, а також інформація про основні параметри сусідніх ЛВУМГ.

У загальному випадку управління транспортом газу здійснюється з АРМ систем нижніх рівнів ієрархії, однак в екстрених випадках можливе управління і з верхніх рівнів, аж до центрального диспетчерського пункту ВДС УМГ [10,11].

Основними функціями САК КС є:

- збір параметрів з систем нижчих рівнів управління КС, відображення їх на мнемосхемах, архівування інформації про параметри роботи КС;
- управління і контроль стану трубої обв'язки КС;
- видача попереджувальних і аварійних сигналів у разі виявлення відхилень в параметрах роботи основного та допоміжного обладнання КС;
- передача інформації SCADA-системі, прийом команд від SCADA-системи, передача їх на інші рівні;

Основними функціями СЛТМ є:

- формування команд управління та регулювання на об'єкти: контрольований пункт, станція катодного захисту, ГРС та інші;

- автоматичний збір результатів вимірювань, сигналізації з датчиків, встановлених на об'єктах;
- обробка прийнятої інформації і видача результатів обробки на автоматизоване робоче місце;
- формування повідомлень про несанкціоновані зміни і несправність на об'єктах;
- архівування інформаційних повідомлень, дій диспетчера по управлінню системою лінійної телемеханіки;

Саме системами САК КС та СЛТМ керує диспетчер ЛВУМГ при організації транспорту газу, локалізації аварійних ситуацій і перерозподіленні потоків газу по магістральних газопроводах [12].

1.2.1 Система автоматизованого керування КС

Система автоматизованого керування КС призначена для [13]:

- автоматизованого керування безперервним процесом транспортування газу з метою забезпечення заданих технологічних параметрів постачання газу з мінімальними енергетичними витратами;
- автоматичного контролювання технологічних параметрів та стану технологічного обладнання КС;
- автоматичного виконання технологічних алгоритмів пуску, зупинки та функціонування КС при аварійних ситуаціях із забезпеченням захисту технологічного обладнання.

Система автоматизованого керування КС передбачає:

- збір, відображення і обробку режимно-технологічної інформації;
- контроль та діагностику фактичного технічного стану основного і допоміжного обладнання КС;
- підготовку керівних рішень і створення керівних дій, їх передачу до виконавчих механізмів з подальшою реалізацією;
- контроль виконання керівних рішень та дій у динаміці технологічного процесу.

Система автоматизованого керування КС здійснює:

- автоматизоване дистанційне керування обладнанням та системами КС;
- автоматичне контролювання параметрів технологічного процесу режимів роботи та стану обладнання КС зі збереженням інформації у SCADA-системі;
- обмін інформаційними та керівними повідомленнями з локальними САК;
- реєстрування відхилень параметрів від норми, тобто вихід значень технологічних параметрів за попереджувальні та аварійні уставки;
- автоматичне ведення архівів технологічних параметрів та стану технологічного обладнання із зберіганням на сервері SCADA-системи;
- автоматичне контролювання та реєстрування подій (при зміні режиму роботи САК КС, спрацюванні попереджувальної та аварійної сигналізації, захистів, зміні стану та режиму роботи технологічного або електротехнічного обладнання, при діагностуванні технічних засобів системи тощо).

Система автоматизованого керування КС має дворівневу структуру керування з розподіленням функцій між рівнями [12-15]:

Верхній рівень - АРМ диспетчерського пункту, призначене для реалізації функцій контролю та дистанційного керування технологічним процесом;

Нижній рівень - системи автоматичного керування, на яких реалізуються функції вимірювання параметрів, автоматичного контролю, керування, регулювання режимами та захист основного та допоміжного технологічного обладнання КС при взаємодії з АРМ ДП. Структура комплексу технічних засобів САК КС наведена на рис.1.2.

Відповідно до вказаної структури до складу АРМ ДП верхнього рівня входять:

- пульт диспетчерського персоналу у складі двох головних робочих станцій – основної та допоміжної – призначених для обробки та зберігання інформації про хід технологічного процесу і стан обладнання КС, відображенні

інформації у складі відеокадрів на екранах ПК АРМ ДП, видачі команд керування основним і допоміжним обладнанням КС;

- щит індикації технологічної мнемосхеми КС (ЩІ-ТМ-КС) - призначений для цифрової індикації основних контрольованих технологічних параметрів КС, світлової індикації стану обладнання, клапанів та кранів КС на технологічній схемі КС у збільшеному форматі.

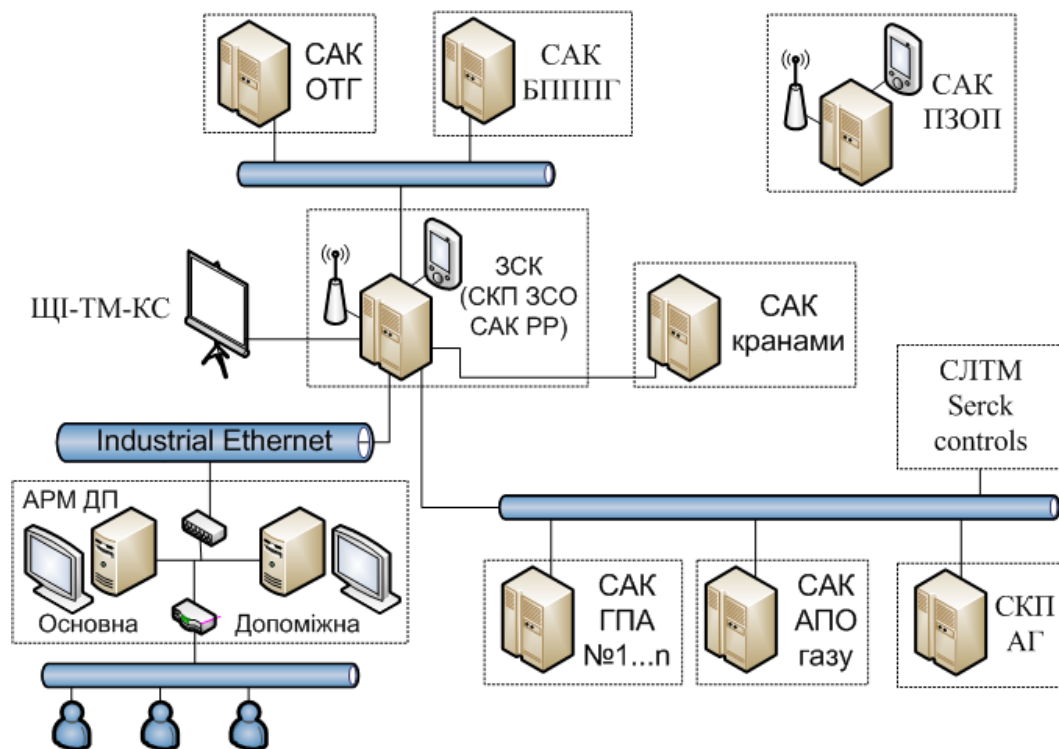


Рисунок 1.2 - Структура комплексу технічних засобів системи автоматизованого керування компресорною станцією

За допомогою мережевого обладнання, яке встановлено у ДП, забезпечується інформаційний та керівний зв'язок АРМ ДП з локальними САК, основним та допоміжним обладнанням, а також із головними станціями СЛТМ.

До складу локальних САК нижнього рівня входять:

- САК ГПА [15] з метою підтримання оптимального режиму їх роботи відповідно до заданих параметрів;
- загальностанційна система керування (ЗСК), яка об'єднує в своєму

складі функції:

1) системи контролювання параметрів загальностанційним обладнанням (СКП ЗСО), що здійснює збір, обробку та відображення основних параметрів, сигналів і подій на КС, захист технологічного обладнання в аварійних ситуаціях, контроль за допоміжними процесами;

2) системи автоматизованого керування та регулювання режиму (САК РР), яка призначена для автоматичної стабілізації заданого режиму КС, реалізації технологічних алгоритмів перевірки готовності до пуску, нормальної, аварійної та екстреної зупинки КС, захист за технологічними уставками від нештатних та аварійних ситуацій;

- САК технологічними кранами (САК кранами), що здійснює керування кранами обв'язки КС, збирання і зберігання інформації про їх стан (крани обв'язки ГПА, загальностанційні крани, крани допоміжного обладнання та системам КС, крани вузла підключення);

- САК системи очистки технологічного газу (САК ОТГ) - призначена для забезпечення надійного ефективного та безперебійного очищення газу, що надходить на УОГ КС та автоматичного дренажу рідини;

- САК АПО газу - призначена для підтримання заданої температури компримованого газу на виході КС, а також збирання, обробку та відображення параметрів технологічного процесу АПО газу;

- САК блоку підготовки паливного та пускового газу (САК БПППГ) - призначена для автоматичного контролю технологічних параметрів процесу підготовки паливного, пускового та імпульсного газу для безперебійного забезпечення ним обладнання та системи КС;

- СКП аварійних турбогенераторів (СКП АГ), призначена для контролю технологічних параметрів аварійних турбогенераторів електрозабезпечення КС в заданих режимах;

- САК прийому-запуску очисного пристрою (САК ПЗОП) - призначена для автоматизації процесів запуску та приймання очисних пристроїв очищення магістрального газопроводу;

- САК інших допоміжних систем та об'єктів КС таких як: котельня, автоматична насосна пожежна установка, системи опалення та вентиляції, електротехнічне обладнання, системи газовиявлення та пожежогасіння та ін.

Взаємодія між компонентами САК КС здійснюється за допомогою сучасних мереж передачі даних, що забезпечують ефективну взаємодію всіх рівнів керування, включаючи взаємодію локальних САК між собою.

Зв'язок АРМ ДП з контролерами ЗСК та САК кранами здійснюється за допомогою локальної мережі Ethernet зі швидкістю обміну до 10 Мбіт/с.

Зв'язок САК ГПА, ЩІ-ТМ-КС, САК АПО та СКП АГ з АРМ ДП здійснюється за допомогою локальної мережі RS-485 за протоколом MODBUS, з максимально можливою швидкістю у діапазоні від 300 до 115200 біт/с., через ЗСК.

Зв'язок САК БПППГ та САК ОТГ з АРМ ДП здійснюється за допомогою оптично-волоконного каналу зв'язку через ЗСК.

Зв'язок САК ПЗОП з АРМ ДП здійснюється за допомогою бездротового зв'язку через ЗСК.

Програмно-технічні засоби САК забезпечують приймання таких сигналів від давачів технологічних параметрів:

- дискретних сигналів типу «сухий контакт» з регульованою тривалістю циклу опитування;
- уніфікованих аналогових сигналів струму та напруги;
- сигналів від перетворювачів (зокрема від термоелектричних перетворювачів, від термоперетворювачів опору, частотних сигналів);
- уніфікованих цифрових сигналів.

САК КС забезпечує видачу сигналів засобам керування:

- виведення дискретних сигналів керування;
- виведення уніфікованих аналогових сигналів керування.

За способом збору вся вхідна інформація, яка надходить у САК КС поділяється на дві групи:

- а) оперативна інформація, яка реєструється давачами аналогових і

дискретних сигналів та автоматично надходить у базу даних;

б) нормативно-довідкова та службова інформація, яка вводиться у діалоговому режимі з клавіатури ПК.

Давачі аналогових і дискретних сигналів встановлюються безпосередньо на технологічних об'єктах, що контролюються та підключаються до модулів зв'язку з об'єктом у складі контролерів локальних САК. Опитування давачів здійснюється контролерами автоматично.

При функціонуванні САК КС одержані сигнали обробляються на рівні локальних САК, де для аналогових сигналів здійснюється аналогово-цифрове перетворення, масштабування, аналіз на достовірність, порівняння з режимними, попереджувальними та аварійними уставками, обчислення швидкості зміни параметра та контроль відхилення, а для дискретних сигналів здійснюється порівняння поточних значень з даними попереднього опитування та логічна обробка змінених.

Отримані від давачів локальних САК значення аналогових та дискретних параметрів автоматично передаються каналами зв'язку на верхній рівень САК КС та записуються у БДРЧ сервера головної робочої станції.

Нормативно-довідкова інформація, яка необхідна для заповнення паспортів параметрів, а також для вирішення розрахункових задач, вводиться в БДРЧ у діалоговому режимі з клавіатури ПК після першої інсталяції САК КС, а також при її зміні. У БДРЧ заносяться значення контрольованих параметрів, значення стану дискретних об'єктів, а також коди подій, які використовуються для виявлення аварійних і передаварійних станів, для оновлення інформації на екрані моніторів ПК, для архівації даних з метою подальшого аналізу, для ведення протоколу подій, які виникають у процесі роботи САК КС. Розрахункові параметри, що є результатами розв'язку задач з розрахунку технологічних параметрів реального часу для контролю та спостереження за режимом роботи обладнання КС та технологічних параметрів, для планування і моделювання режимів роботи обладнання КС, також заносяться у БДРЧ. Зв'язок усіх програмних комплексів, які функціонують у САК КС, також

здійснюється через БДРЧ.

У процесі функціонування САК КС діалог диспетчерського персоналу з системою здійснюється за допомогою відеокадрів, що відображаються на екранах ПК АРМ ДП. Відображення інформації здійснюється засобами SCADA системи.

Зв'язок АРМ ДП з суміжною системою телемеханіки Serck Controls Limited здійснюється за допомогою локальної мережі RS-485 за протоколом MODBUS.

1.2.2 Система лінійної телемеханіки

Система лінійної телемеханіки - система нижнього ієрархічного рівня оперативного управління, призначена для керування технологічними об'єктами ГТС та взаємодії з іншими системами управління [16]. Об'єктами контролю й керування комплексу телемеханіки є:

- кранові вузли на лінійних ділянках газопроводів і відводах на ГРС;
- кранові вузли на газорозподільних станціях;
- вузли комерційного обліку витрати газу;
- станції катодного захисту;
- інші технологічні об'єкти, що мають уніфіковані виходи і стандартні протоколи.

На даний час УМГ "Черкаситрансгаз" експлуатує три газопроводи, що проходять з Сходу/Північного сходу на Захід України: Союз, Прогрес, Уренгой-Помари-Ужгород. Центральний диспетчерський пункт ВДС УМГ "Черкаситрансгаз" здійснює керівництво об'єктами, розташованими на 10 компресорних станціях по всій довжині газопроводу, на яких використовуються головні/резервні персональні робочі станції системи лінійної телемеханіки, укомплектовані фірмою Serck Controls Limited (SCL) [9]. Станції працюють в режимі сервер/клієнт, об'єднані в мережу і інтегровані в центральному диспетчерському пункті ВДС УМГ. Кожна головна станція в змозі працювати незалежно. Це означає, що в разі несправності зв'язку між

головними станціями, оперативне управління буде підтримуватися. Програмне забезпечення системи лінійної телемеханіки SCL (SCX V5.1) функціонує на всіх серверах і клієнтах на основі операційної системи Windows NT.

В апаратне забезпечення SCX входять вузли SCX і пристрої КП/КС. Вузли SCX - це комп'ютери та робочі станції, на яких працює програмне забезпечення SCX. Пристрої КП/КС - це мікропроцесорні модулі, розміщені біля об'єктів або вимірювальних пристроїв, вони здійснюють моніторинг і управління підпорядкованими ним об'єктами і передають цю інформацію назад на головні станції. Власні модеми дозволяють здійснювати зв'язок на великі відстані між пристроями КП/КС і вузлами ДПКС, а також підтримувати зв'язок між головними станціями. Схема розташування системи SCL показана на рис.1.3-1.5. Рис.1.3 представляє всю систему в цілому, рис.1.4 показує архітектуру інформаційних зв'язків від ЦДП до ДПКС, рис.1.5 показує розподіл інформаційних зв'язків від ДПКС до пристроїв КП/КС [9].

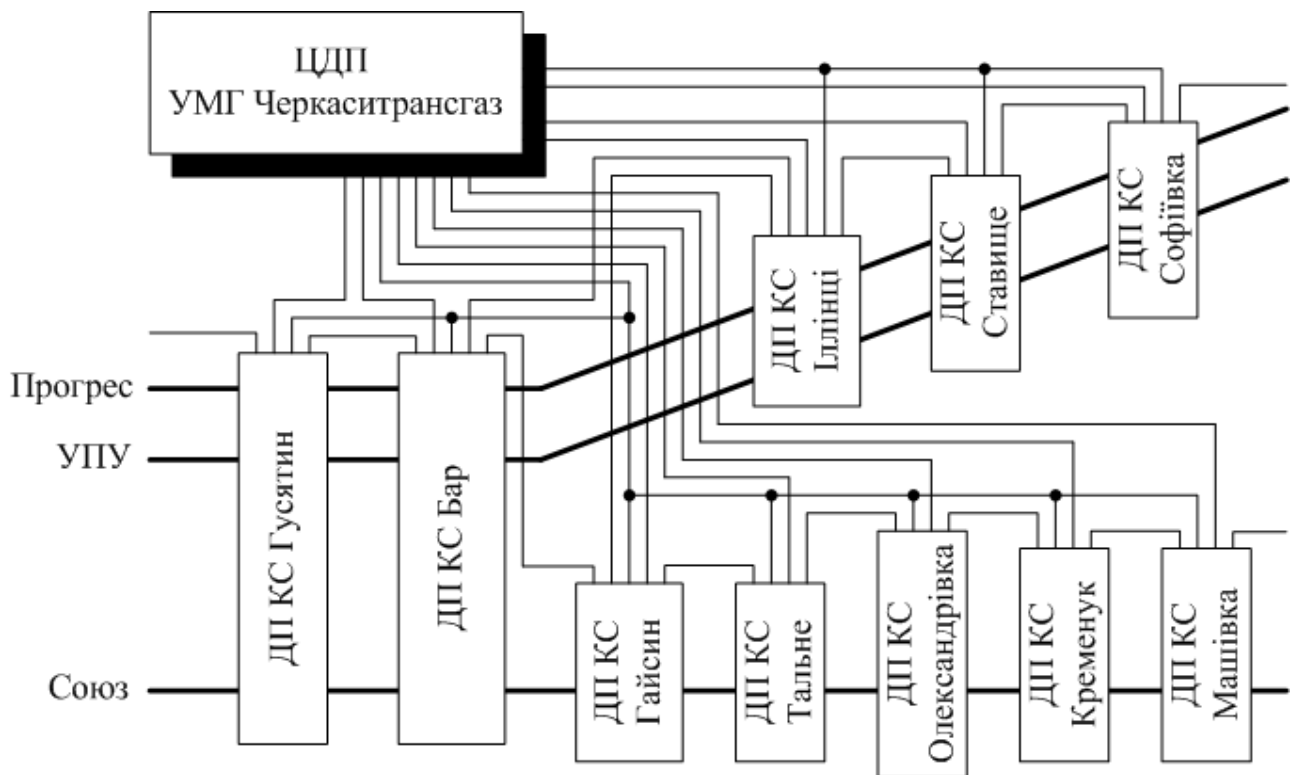


Рисунок 1.3 - Загальна схема інформаційних зв'язків системи лінійної телемеханіки

Крім систем управління SCL, на віддалених об'єктах управління ГТС розташовані кілька комбінованих комп'ютерів Superflo, які збирають інформацію з вимірювальних приладів і передають її на деякі об'єкти ДПКС.

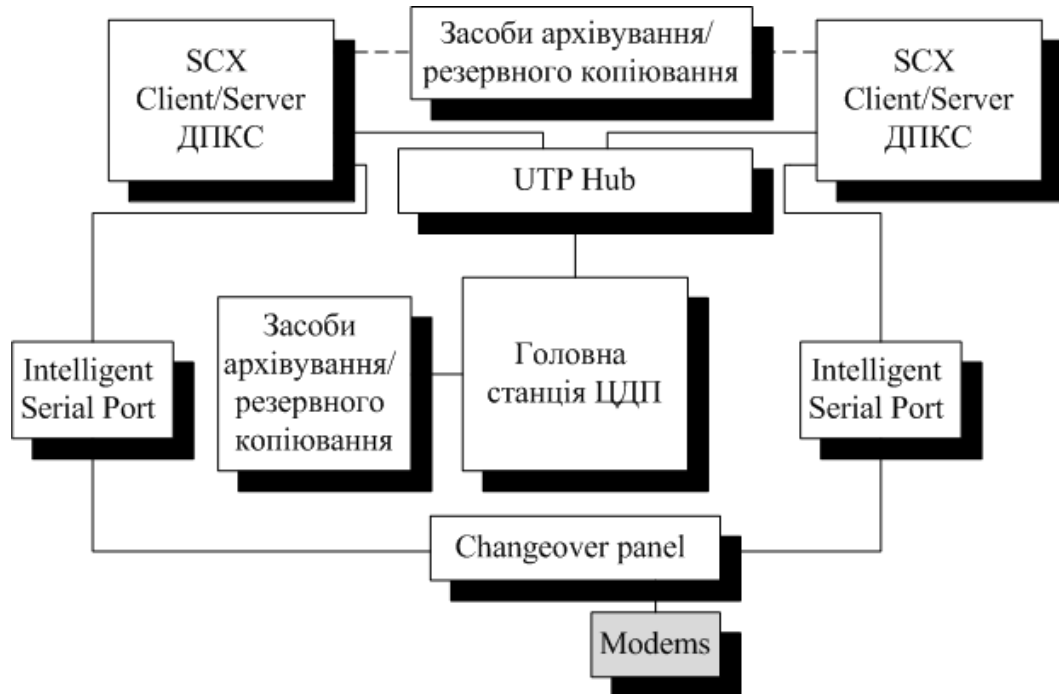


Рисунок 1.4 - Архітектура інформаційних зв'язків від центрального диспетчерського пункту до диспетчерських пунктів компресорних станцій

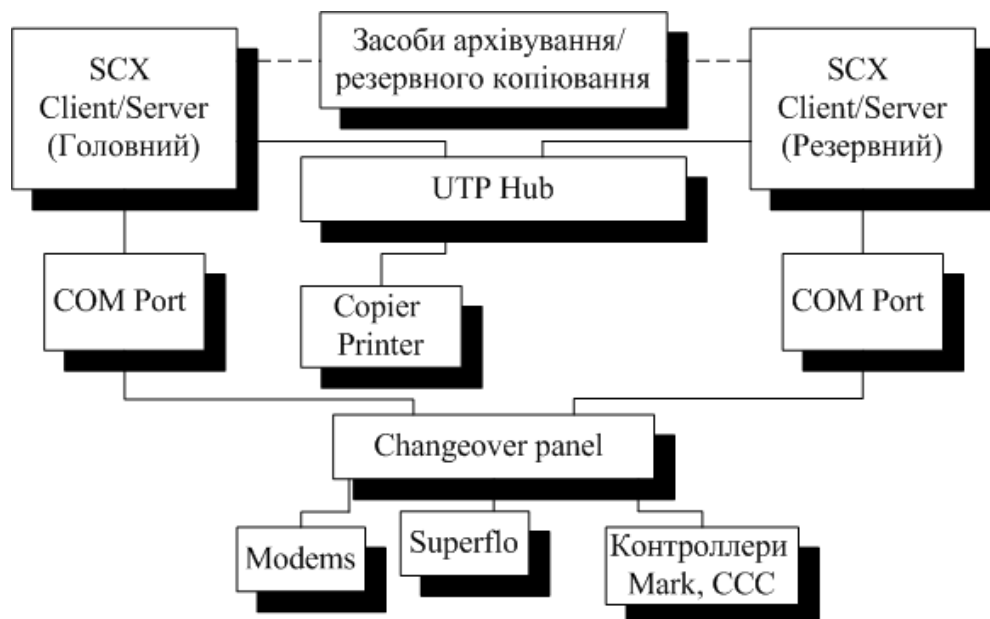


Рисунок 1.5 - Розподіл інформаційних зв'язків від диспетчерських пунктів компресорних станцій до пристроїв КП/КС

Для підвищення швидкості обміну інформації між головними станціями, а також використання всіх можливостей існуючої архітектури комунікацій і апаратного забезпечення, всі головні станції використовують прямий зв'язок від точки до точки. На об'єктах УМГ «Черкаситрансгаз» використовуються дві багатоточкових лінії зворотного зв'язку між рівнями ЦДП та ДПКС.

Інформація від вузлів КП/КС надходить до головних станцій ДПКС через послідовні (COM) порти ПК. Зв'язок між вузлами кожної головної станції здійснюється по протоколу TCP/IP по локальній мережі Ethernet UTP LAN. Кожна локальна мережа головної станції включає хаб UTP, підтримуючий зв'язок через стандартний порт RJ45. Крім того на станціях ДПКС передбачено зв'язок із Modem та ССС контролерами а також САК КС [13-15, 17].

Використовуючи архітектуру основний/резервний, під час нормального функціонування один із серверів має статус "основного", опитуючи всі телеметричні пристрої. Він постійно оновлює інформацію по телеметрії, системній конфігурації і подіях користувача на другому сервері, що має статус "резервного". При виявленні збою на сервері, який був в стані "основний", резервний сервер переключається у стан "основний" і відновлює зв'язок з усіма телеметричними пристроями. Поки система функціонує в нормальному режимі основний/резервний, БДРЧ "резервного" сервера знаходиться в стані готовності і клієнти SCX можуть відновити дані з резервної бази, що зменшує трафік мережі і навантаження на основний "сервер" [9, 12, 16, 18].

Як зазначалось раніше, в якості програмного забезпечення СЛТМ використовується пакет програмного забезпечення для SCADA - SCX V5.1. в операційному середовищі Microsoft Windows NT 4. SCX опитує і обробляє дані, отримані від КП/КС. Процес обробки таких даних може бути налаштований на обчислення похідних величин (наприклад, інтегрування за проміжок часу, зміни швидкості, підрахунку імпульсів), генерації тривоги, ведення журналу подій, підрахунку перемикачів, виготовлення звітів тощо. Інформація, отримана від КП/КС представляються користувачеві у вигляді: зображення мнемосхем, списків, звукових сигналів тривоги, меню тривоги, графіків і т. п.

SCX забезпечує підтримку ODBC (*Open Database Connectivity*), що дозволяє прикладним програмам, які підтримують ODBC на будь-якому персональному комп'ютері з клієнтським програмним забезпеченням SCX, підключених до локальної мережі телеметрії або корпоративної мережі LAN УМГ, отримувати інформацію з БДРЧ SCX. Доступ до БДРЧ SCX може здійснюватися відомими способами, такими як електронні таблиці Excel або ODBC – запити.

Значення даних і текстові повідомлення зберігаються на диску функцією "історичного зберігання" SCX. Ці значення можуть надалі вилучатись для вивчення. Значення даних можуть бути відображені у вигляді трендів (графіків) або в табличній формі, текстові повідомлення відображаються у вигляді списків. "Історичні" дані та тексти автоматично видаляються з бази даних через визначений час. Перед видаленням вони можуть бути збережені на інші носії як "автономний" архів.

Людино-машинний інтерфейс використовує одне вікно на робочій поверхні Microsoft Windows NT 4 (рис.1.6).

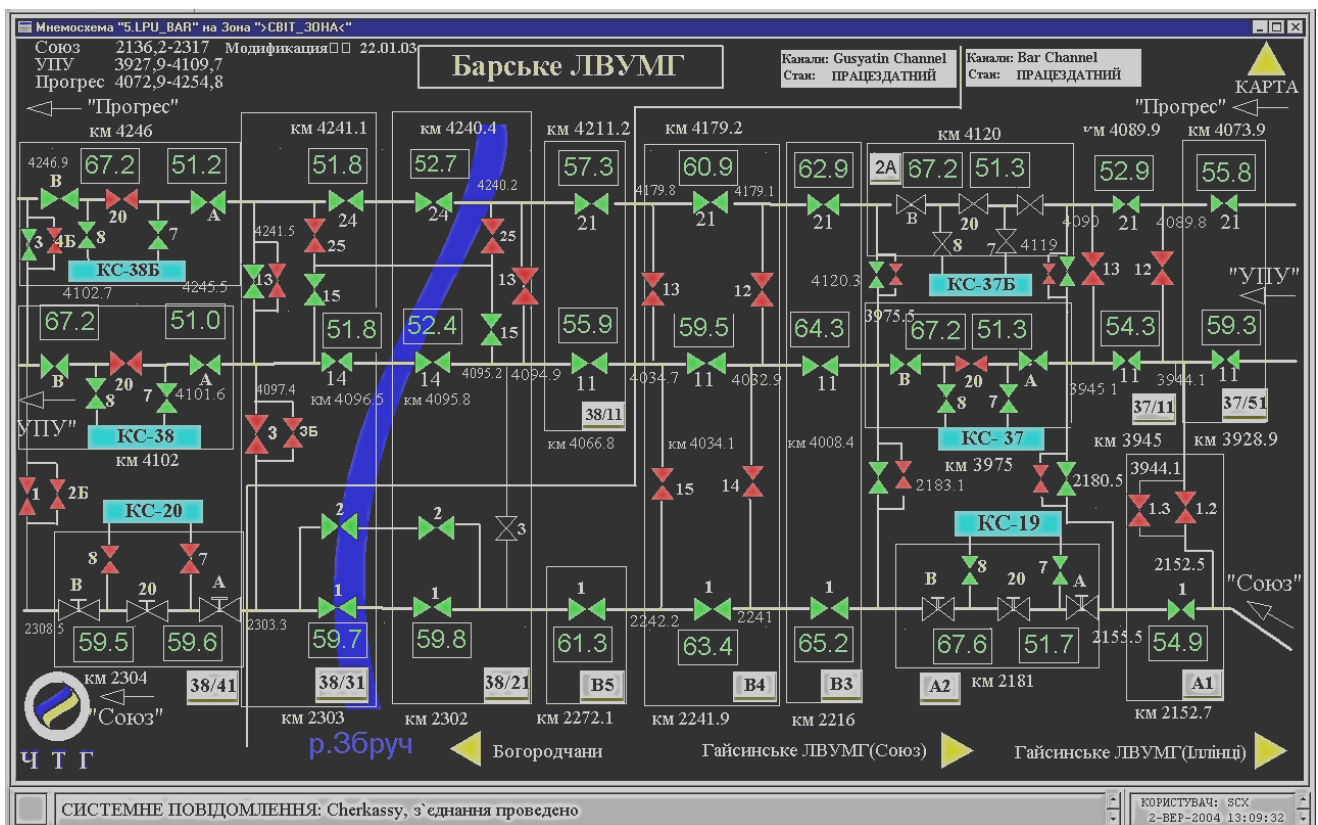


Рисунок1.6 - Людино-машинний інтерфейс системи лінійної телемеханіки

Використовується стандарт Microsoft "Multiple Document Interface" (MDI) для сумісності з іншими додатками Windows.

Доступ до SCX захищений іменами користувачів і паролями. Кожен користувач має свої привілеї та зони, що визначають можливість його роботи в SCX. Кожному користувачеві дозволено доступ до конфігурованої кількості зон, що обмежують доступ до БД; зони можуть визначатися географічними областями або функціями об'єкта управління.

На головних станціях ДПКС пристрої КП/КС скануються за допомогою каналів послідовного зв'язку безпосередньо серверною робочою станцією, яка в цей момент є головною. Пристрої КП/КС в свою чергу опитують та обробляють дані із підпорядкованих їм об'єктів, до яких відносяться [9, 14-16]:

Цифрові точки - містять один або більше біт, та представляють дискретний стан елементів об'єкта управління (наприклад, використання двох біт, в двійниковому записі, "Кран відкритий" може бути представлено як 01, "Кран в момент перестановки" може бути представлено як "11", і " кран закритий "може бути представлено як 10). Кожен стан елементів об'єкта управління може бути налаштований на відпрацювання тривоги, події або відсутність будь-яких дій.

Цифрові вимірювачі - об'єкти, які представляють собою лічильники імпульсів. Повідомлення про значення величини періодично відсилаються і скидаються в нуль. Надсилаються повідомлення про перевищення двох граничних значень, які виникають при несподівано великих значеннях лічильника, та класифікуються як тривога або подія.

Аналогові точки - об'єкти, що містять величини, які представляють результати вимірювань, наприклад, тиску, температури, витрати і т.д. Для таких об'єктів можуть бути сконфігуровані верхні і нижні граничні межі, які викликають тривогу чи подію, коли вимірювана величина потрапляє в них.

Частота змін – значення, похідне від аналогової точки. Воно може генерувати тривогу або подію, коли має місце раптова зміна величини аналогової точки (або не відбувається ніяких змін за певний період часу).

Інтегратор – значення, похідне від аналогової точки. Величина аналогової точки інтегрується в часі. Можуть бути встановлені верхні границі тривоги, повідомлення про результати обчислень можуть періодично відправлятися, значення величини може скидатися в нуль.

Мінімум, максимум, середнє – значення є похідними від аналогових точок, фіксують відповідно найменше, найбільше та середнє арифметичне значення аналогової точки за певний період часу.

Лічильник - являється похідним від цифрових точок. Він фіксує число імпульсів, за яке певний статус вводиться на протязі певного періоду часу.

Цифровий час виконання - значення, похідне від цифрових точок. Воно підраховує загальну тривалість часу, протягом якого точка знаходилася в певному статусі або статусах за певний період часу.

Програмне забезпечення пристроїв КП/КС призначене для виконання команд управління технологічними об'єктами, збору інформації по технологічних параметрах та передачі інформації за запитом ДП. Воно забезпечує:

- виконання команд управління лінійними кранами МГ, кранами на відводах, кранами на перемичках, охоронними кранами, включаючи контроль справності ланцюгів управління і контроль стану кінцевих вимикачів;
- вимірювання тиску до та після крана, температури газу, потенціалу катодного захисту, температури ґрунту, температур зовнішнього повітря;
- контроль сигналізації відкриття дверей приміщення КП;
- контроль режимів основного і резервного живлення КП, виконання команд управління захистом від повного розряду акумуляторів;
- виконання команд телекерування, включення/виключення з передачі на ДП інформації про несправні датчики і об'єкти;
- виконання команд телекерування охоронними кранами ГРС, вхідними і вихідними кранами, включаючи контроль справності ланцюгів управління і стану кінцевих вимикачів;
- контроль загазованості ГРС, аварії ГРС та інше.

1.3 «Людино-машинна» система як основа управління об'єктами ГТС

Починаючи з середини вісімдесятих років, все більше увагу дослідників [19 - 21] стали привертати проблеми інтеграції диспетчерського персоналу в «людино-машинний» інтерфейс.

Від диспетчера потрібно не тільки професійне знання технологічного процесу, основ управління ним, а й досвід роботи в інформаційних системах, вміння приймати рішення (в інтерактивній взаємодії з комп'ютерними комплексами) в нештатних і аварійних ситуаціях і багато іншого. Кваліфікація диспетчера продовжує грати значну роль в ефективності управління технологічними процесами.

Якщо в передових західних країнах диспетчерське управління технологічними процесами, в тому числі транспортом газу, засноване на використанні автоматичних інформаційних систем збору даних і сучасних обчислювальних комплексів (систем типу SCADA) [20], то в Україні ефективність та успішність диспетчерського управління залежала головним чином від досвіду і кваліфікації диспетчерського персоналу. Тут доречно відмітити, що західні системи диспетчерського управління спираються на високий рівень інформаційно-вимірювальних систем, засобів автоматики і зв'язку, що дає можливість, використовуючи нескладні математичні моделі при великих обсягах вихідної інформації, надійно вирішувати режимно-технологічні завдання.

У нашій країні аналогічний результат досягався за рахунок професіоналізму диспетчерського персоналу і в одиницях випадків за рахунок більш складніших математичних моделей, ускладнення яких компенсувало недостатність та брак інформації.

За ознакою функціонального призначення людини в системі управління розрізняють три категорії ергатичних систем.

У першій категорії систем людина бере участь як виконавець.

Для другої характерна чітка регламентація і алгоритмізація функцій людини-оператора з деякими елементами прийняття рішень.

Третя категорія людино-машинних систем призначається для організації управління складним об'єктом, наприклад АСУТП [22], до якої можна віднести СЛТМ та САК КС. Людина в такій системі виконує функції диспетчера. Тимчасові обмеження не такі жорсткі, рішення носять стратегічний характер. У діях диспетчера відбивається його інтелектуальність, його творчість.

Аналізуючи діяльність оперативно-диспетчерського персоналу, слід відзначити проблему технологічного ризику. Технологічні процеси в нафтогазової галузі є потенційно небезпечними, і при виникненні аварій призводять, крім матеріальної шкоди, як до людських жертв, так і до значного екологічного збитку. З впровадженням автоматизованих інформаційних і розрахункових комплексів зменшується ймовірність виникнення аварій та масштаби їх наслідків. Статистика показує, що в основі багатьох аварій за винятком стихійних лих лежить недооцінка ситуації або помилка людини [23].

Особливе місце серед факторів, що сприяють зменшенню технологічного ризику, займає рівень кваліфікації диспетчерського персоналу. Диспетчер, будучи центральною фігурою в управлінні ГТС, несе велике психологічне навантаження. Автоматична система управління технологічними процесами як людино-машинна система управління містить два рівні управління: нижній - «оператор-машина» і верхній - «диспетчер-машина». [11].

Об'єкт «оператор-машина», де основну роль відіграють навички, сенсомоторна реакція, значний експериментальний матеріал, викладений в теорії ергатичних систем та інженерної психології. (Під оператором в транспорті газу розуміють змінний персонал КС - машиніст, змінний інженер).

Значно більш складними є завдання рівня «диспетчер-машина». Основою прийнятих диспетчером рішень є оперативне мислення, якому властиві такі процеси, як аналіз і класифікація ситуацій, планування, вибір рішення завдань, діагностика, самонавчання, адаптація [20, 21, 24, 25].

В загальному, контур диспетчерського управління в складній системі (якою являється ГТС) охоплює наступні етапи вирішення задачі [19]:

- сенсорне сприйняття (з монітора АРМ диспетчера) ситуації що виникла;

- прийняття рішення на основі внутрішньої моделі оперативного мислення і використання комп'ютерних засобів підтримки прийняття рішень;
- розподіл і передача прийнятих рішень для реалізації диспетчерському персоналу підлеглого рівня.

У процесі прийняття рішень диспетчер користується методами, правилами і прийомами. Якщо методи базуються на знаннях технологічного процесу і теоретичних основ управління, то прийоми відображають евристичний характер прийнятих рішень, а правила є результатом накопиченого досвіду.

Конкретно досвід виражається в тому, що в міру вирішення завдань реального управління у диспетчера виробляються правила. У даному випадку термін правило розуміється в тому сенсі, який прийнятий у штучному інтелекті (наприклад, подання у вигляді продукційної моделі - «якщо ..., то»).

Рівень професійної підготовки диспетчера визначається наступними основними факторами [19, 26]:

- рівень освіти (середня, середня професійна, вища і т.д.);
- спеціальність (спеціалізація), по якій отримано освіта;
- рівень професійних знань:
 - технологічного процесу і технології трубопровідного транспорту газу (характеристики, показники, основні фізичні та розрахункові залежності);
 - конкретної технологічної газотранспортної системи (склад обладнання, його характеристики, параметри процесу, обмеження, гранично можливі навантаження і так далі);
 - методик розпізнавання основних категорій аварійних ситуацій, їх запобігання, локалізації, ліквідації наслідків;
 - основ теорії автоматичного, автоматизованого управління технологічними процесами;
 - особливостей людино-машинних систем управління.
- рівня професійних навичок [24]:
 - правильного прийняття рішень з управління різними ситуаціями в

прийнятні терміни на основі знань і досвіду;

- роботи з комп'ютерними інформаційними та обчислювальними комплексами підтримки рішень диспетчерської служби.

В даний час основним джерелом знань і навичок диспетчерського персоналу є виробнича діяльність. Зокрема, у диспетчерському управлінні найбільшу складність представляють завдання:

- ефективного планування стаціонарних режимів газотранспортних систем з міжсистемними перемичками;

- управління динамічними режимами транспорту газу в умовах нерівномірних поставок або споживання газу; часткової чи повної відмови технологічного обладнання на лінійній частині трубопроводів, кранових майданчиках і компресорних станціях.

Більше того, не дивлячись на єдину технологію роботи, кожна ГТС, з точки зору варіантів і можливостей управління, володіє своїми істотними особливостями. Тому у диспетчера повинна бути можливість за допомогою спеціальних комп'ютерних комплексів підтримки [7, 10, 22, 27, 28]:

- проводити тренування на навчально-тренувальних завданнях, заздалегідь розроблених безпосередньо для реальної технологічної системи даної диспетчерської служби;

- виконувати різні обчислювальні експерименти і дослідження на розрахункових схемах конкретної газотранспортної системи;

- моделювати динаміку розвитку технологічного процесу транспорту газу по ГТС в залежності від заданих умов експлуатації;

- імітувати виникнення на ГТС основних нештатних (аварійних) ситуацій:

- аварійне відключення газоперекачувальних агрегатів на КС;
- несанкціоноване відкриття / закриття кранів лінійної запірної арматури;
- часткові або повні розриви трубопроводів;
- порушення тих чи інших технологічних обмежень і т.д.

і при цьому не тільки спостерігати за динамікою зміни значень параметрів режиму, а й імітувати управління об'єктами ГТС.

1.4 Аналіз проблем розробки комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень

Створення та промислове впровадження комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень – це наукоємне, високотехнологічне, трудоємне виробництво. Воно пов'язано не тільки зі створенням самої комп'ютерної програми, але і з необхідністю підготовки або відповідної перебудови багатьох підсистем, що забезпечують цей комплекс: апаратне, системне, програмне, інформаційне, організаційне, програмні та інформаційні інтерфейси зв'язку із суміжними програмними комплексами тощо. Крім того, розробка і промислове впровадження комплексу, як правило, вимагає декількох років спільної роботи розробників і виробників. Потреби ГТП, галузевих проектних, науково-дослідних організацій у створенні та застосуванні промислових КПДР автоматизованого диспетчерського управління в трубопровідному транспорті газу постійно зростають [22, 23, 26, 28-33].

На даний час відома значна кількість такого типу комплексів представлених як вітчизняними так і зарубіжними розробниками, з яких можна виділити наступні:

«Optimum PC»	НДПИ АСУтрансгаз, м. Харків	СРСР
«Астра»	Тюменский филиал ООО «Информгаз	РФ
«Сампаг»	ООО «Мострансгаз», ООО «Ингойл»	РФ
«ДКМ Веста»	РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ООО «Ингойл»	РФ
CorNet	ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ» (г.Саров (Арзамас-16))	РФ
«SDM»	ООО «Вега» , м. Харків	Україна
«Диомаг»	Інститут проблем моделювання в енергетиці НАН України	Україна
«Симоне»	SIMONE Research Group	Чехія
«PSI GAMOS»	PSI AG	Німеччина

Створенням комп'ютерних комплексів, як правило, займаються невеликі колективи, накопичення досвіду у яких відбувається методом «проб і помилок»

[10, 22, 26, 29]. Крім того, в даний час не тільки відсутні будь-які стандарти проектування, розробки, впровадження та супроводження, на які б орієнтувалися розробники і користувачі, але і немає більш-менш загального розуміння того, яким вимогам повинні задовольняти комп'ютерні комплекси, як їх тестувати, оцінювати і порівнювати. Інформаційно-програмне забезпечення багатьох комплексів розроблялося десятиліттями за принципом простого відтворення і не відповідає основним принципам (рис.1.7), які повинні лежати в основі сучасних архітектур КПДР.



Рисунок 1.7 - Основні принципи побудови інформаційно-програмного забезпечення КПДР

Як правило, архітектура комп'ютерних комплексів зводиться до деякого типового набору модулів, конкретна реалізація яких багато в чому визначається суб'єктивними уявленнями і знаннями розробника [34]. Тому багато з них страждають відсутністю системного підходу та завершеності. Механічне

додавання нових функцій і модулів на базі старої архітектури призводить до того, що комп'ютерні комплекси стають громіздкими, слабоприспособленими до використання сучасних інформаційних технологій.

Зокрема, це відноситься до все ще поширеної архітектури розрахункових комплексів, заснованої на структурній технології, характерної для 70 - 80-х років. Вирішенню цієї проблеми може сприяти розробка методології проектування і реалізації КПДР в трубопровідному транспорті газу, яка б обґрунтовувала і в певній степені регламентувала процес проектування, розробки, тестування та їх промислової реалізації.

Така методологія може включати в себе розділи [22, 26, 35, 36]:

- аналіз предметної області:
 - склад модельованих об'єктів, деталізація і складність розрахункових схем ГТС;
 - модельовані технологічні режими експлуатації ГТС;
 - склад режимно-технологічних задач, їх технологічна і математична постановка;
 - склад, обсяг і способи одержання даних;
- вибір типу архітектури комп'ютерного комплексу:
 - монолітний (у вигляді однієї програми);
 - розподілений (у вигляді окремих програм, пов'язаних програмними інтерфейсами);
 - об'єктно-орієнтований;
 - клієнт-сервер;
- вибір мови програмування і інструментального середовища розробки;
- вибір технології реалізації (структурна, об'єктно-орієнтована);
- вибір математичних методів і алгоритмів розв'язання задач;
- архітектура «Інтерфейсу користувача»;
- архітектура «Розрахункового комплексу»;
- архітектура бази даних комплексу;
- вибір апаратного та системного програмного забезпечення;

- оцінка комп'ютерного комплексу по системі характеристик і методика тестування.

Важливе значення в даній методології повинна мати система основних характеристик комп'ютерного комплексу, наприклад [19, 26, 29]:

- склад модельованих об'єктів, деталізація і складність розрахункових схем ГТС;

- модельовані технологічні режими експлуатації ГТС;

- склад режимно-технологічних задач, їх технологічна і математична постановка;

- склад, обсяг і способи одержання даних;

- архітектура комп'ютерного комплексу і технології її реалізації;

- функціональні, ергономічні можливості «інтерфейсу користувача»;

- математичний апарат, застосований для вирішення завдань;

- ступінь адекватності модельованих і прогнозованих режимів фактичним режимам транспорту газу;

- апаратне та системне програмне забезпечення, необхідне для нормальної роботи комплексу;

- відкритість комплексу для спільної роботи з іншими програмними комплексами.

Основні задачі режимно-технологічного характеру, які вирішуються в КПДР, повинні включати в себе ряд розрахункових процедур, схема яких спирається на математичні та алгоритмічні методи, що розроблялися і удосконалювалися багатьма фахівцями протягом не одного десятиліття.

На даний час основні проблеми таких задач пов'язані не стільки з теоретичним опрацюванням методів їх вирішення, скільки з розробкою інформаційно-програмної підтримки та алгоритмів, здатних працювати на реальних розрахункових схемах ГТС, з реальними даними, якими володіють диспетчерські служби, з практичним застосуванням методів і алгоритмів розв'язання задач в реальних системах диспетчерського управління [11, 30, 31, 37].

В розрізі завдань даної дисертаційної роботи, розглядаються проблеми моделювання та «оптимального» планування як стаціонарних, так і нестаціонарних режимів роботи ГТС.

Проблеми моделювання стаціонарних режимів роботи ГТС викликані наступними основними факторами [7, 30, 38, 39, 40-43]:

- велика розмірність розрахункового графа ГТС, який може містити понад 10 тисяч ребер: трубопроводи, компресорні цехи, кранові вузли і т.д.;
- обмеження робочого тиску газу в трубопроводах, режимно-потужнісні обмеження ГПА, які залежать від розрахункових параметрів газового потоку на вході нагнітача;
- порівняно невеликі області допустимих значень параметрів газового потоку на входах і виходах ГТС, які задаються в якості вихідних даних;
- істотний вплив початкових наближень розрахункових параметрів на збіжність обчислювальної процедури розрахунку режиму ГТС.

Теоретичні та обчислювальні методи рішення задач моделювання нестаціонарних режимів МГ ГТС розглядалися [38, 44-47]. В основному ці дослідження стосувалися застосування різних варіантів математичних моделей до розрахунку нестаціонарних потоків газу по трубопроводу, вирішення проблем точності, збіжності, стійкості рішень тих чи інших систем диференціальних або інтегральних рівнянь. При цьому для розрахунку параметрів нестаціонарних режимів по МГ і ГТС на кожному часовому проміжку застосовуються процедури балансування потоків у вузлах розрахункової схеми, аналогічні процедурам моделювання стаціонарних режимів з усіма відповідними проблемами. Основною ж проблемою моделювання нестаціонарних режимів транспорту газу по ГТС є необхідність вирішення завдання компромісу між точністю та адекватністю відображення в моделі реальних нестаціонарних процесів і обчислювальних затрат. В основному мова йде про проблему вибору моделі:

- диференціальні або інтегральні системи рівнянь;
- з розподіленими або зосередженими параметрами;

- системи рівнянь в частинних похідних або зведені до простих похідних;
- ізотермічні, квазіізотермічні або неізотермічні.

В останні роки все більш популярними і поширеними стають методи математичного апарату нечітких моделей (на основі так званої Теорії нечітких множин [48, 49]).

До нечітких даних можна віднести такі емпіричні параметри, як:

- коефіцієнти гідравлічної ефективності та теплообміну трубопроводів з навколишнім середовищем, стан внутрішньої поверхні трубопроводів;
- газодинамічні характеристики нагнітачів, коефіцієнти технічного стану обладнання ГПА, різні поправочні коефіцієнти;
- характеристики регулюючої арматури, байпасних кранів;
- параметри режимно-енергетичних обмежень і так далі.

Багато нечітких даних неможливо віднести ні до імовірнісних, ні до детермінованих. Для них можна тільки задати інтервали значень, межі яких самі по собі будуть нечіткими.

Значно більш широке поширення одержали методи ідентифікації емпіричних параметрів моделей та адаптації моделей до фактичних режимів транспорту газу [19-21, 24, 26, 29-33,37]. При цьому під терміном ідентифікація слід розуміти процедуру оцінки значень параметрів моделі, які не можуть бути виміряні або розраховані прямими методами. Для цього використовуються різні методи непрямой оцінки. Під терміном адаптація моделі розуміється процедура, результатом якої є наближення розрахункових параметрів моделі до фактичних параметрів модельованого процесу відповідно до тієї чи іншої функції мети. Зазвичай в якості функції мети використовують різні статистичні критерії.

До проблем «оптимального планування» режимів ГТС можна віднести основні відомі процедури планування стаціонарного режиму, які зазвичай зводяться до вирішення задачі розрахунку «оптимальних» уставок тиску газу на виходах КС і розрахунку оптимальних схем і обертів ГПА при заданих значеннях граничних параметрів газових потоків ГТС.

Дослідженню і вирішенню завдань оптимізації режимів транспортування

газу по МГ присвячені численні наукові публікації [7, 8, 28, 30, 33, 48-52]. Процедури розрахунку оптимальних режимів включені до складу цілого ряду комп'ютерних комплексів.

Функція мети оптимізаційної задачі може бути різною, але, як правило, вона включає в себе інтегральні витрати на транспорт газу: вартісні, паливного газу, споживаної потужності та ін. У загальному вигляді її можна представити

$$F = \min_B \sum_k^{M_{KC}} [C_k^{KC} (p_{ex,k}^{KC}, Q_{ex,k}^{KC}, T_{ex,k}^{KC}, p_{vux,k}^{KC}, \vec{A}_{k,ГПА}^{KC})], \quad (1.1)$$

де M_{KC} - кількість КС у складі системи; C_k^{KC} - витрати на перекачування газу k -тою КС; $p_{ex,k}^{KC}, Q_{ex,k}^{KC}, T_{ex,k}^{KC}, p_{vux,k}^{KC}$ - розрахункові параметри газового потоку через КС; $\vec{A}_{k,ГПА}^{KC}$ - вектор заданих і розрахункових параметрів КС.

Основна проблема - це вибір методу розв'язання задачі. При цьому найбільш поширеними є три основні підходи.

1. Метод динамічного програмування. Даний метод полягає в тому, що для кожної КС на дискретній множині варіантів параметрів газового потоку вирішується завдання оптимізації режиму. Для кожного варіанта запам'ятовується значення функції витрат. Після цього виконується та чи інша процедура такого розподілу режимних параметрів КС в ГТС, щоб сумарні витрати (відповідно до функції мети) були б мінімальні.

Для реалізації такої схеми рішення задачі рядом авторів [8, 30, 51, 52] були розроблено відповідні алгоритми, які використовують даний метод. Метод динамічного програмування заснований на тому, що на вході і виході кожного КС за допомогою послідовного розрахунку в області допустимих режимів створюється дискретний набір (з якимось фіксованим кроком) значень параметрів газового потоку, що визначають той або інший режим транспорту газу. При цьому передбачається, що витрати по КС можна розрахувати.

2. Принцип максимально високого тиску. Метод заснований на тому, що оптимальним приймається режим з максимально можливими значеннями тиску газу на виходах КС. Одним з методів математичної формалізації даного правила може бути наступна функція мети:

$$F = \max_{\vec{p}_{вих}^{KC}} \sum_{k=1}^{M_{KC}} p_{вих}^{KC_k} (\vec{p}_{вих}^{KC}), \quad (1.2)$$

$$F = \min_{\vec{p}_{вих}^{KC}} \sum_{k=1}^{M_{KC}} (p_{макс}^{TC_k} - p_{вих}^{KC_k} (\vec{p}_{вих}^{KC}))^2, \quad (1.3)$$

де $\vec{p}_{вих}^{KC}$ - вектор уставок тисків газу на виходах КС; $p_{макс}^{TC_k}$ - обмеження на робочий тиск трубопровідної системи.

Якщо функції мети доповнити

1) Системою обмежень:

а) $p_{вих}^{KC_k} \leq p_{макс}^{TC_k}$;

б) $Q_{вих,мін}^{KC_k} \leq Q_{вих}^{KC_k} \leq Q_{вих,макс}^{KC_k}$;

в) $p_{вих,мін}^{KC_k} \leq p_{вих}^{KC_k} \leq p_{вих,макс}^{KC_k}$, $k = 1, \dots, M_{KC}$,

де обмеження (б і в) являються функціями розрахункових параметрів газових потоків на вході і виході відповідних КС,

2) Процедурою розрахунку режиму транспорту газу по МГ з крайовими параметрами газових потоків в початкових та кінцевих вузлах системи.

3) Умовами, що замикають оптимізаційну задачу, тоді емпіричне правило - розрахунок режиму з максимально можливим тиском на виходах КС, зводиться до задачі, яку можна вирішувати методами математичного програмування. Проте слід мати на увазі, що рішення таких задач навіть добре відомими стандартними процедурами далеко не завжди гарантує прийнятний результат.

3. Градієнтний метод нелінійного програмування. Постановка задачі відрізняється від попередньої (принцип максимально високого тиску) тим, що розрахунок уставок тисків на виходах КС повинен виконуватися згідно з яким-небудь критерієм мінімуму інтегральних витрат на транспорт газу:

$$F = \min_{\vec{p}_{вих}^{KC}} \sum_{k=1}^{M_{KC}} [C_k^{KC} (\vec{A}_{k,ГПА}^{KC}, \vec{B}_{вих,k}^{KC}, p_{вих,k}^{KC})], \quad (1.4)$$

де $\vec{B}_{вих,k}^{KC} = (p_{вих,k}^{KC}, Q_{вих,k}^{KC}, T_{вих,k}^{KC})$ - вектор розрахункових параметрів газового потоку на вході КС.

Особливість задачі полягає в тому, що оптимальне рішення знаходиться

на границях значень яких-небудь параметрів управління режимом. Це означає, що отриманий розрахунковий режим, хоча б з огляду незначної похибки вихідних даних і відповідно отриманого рішення, може давати деякі відхилення в плані практичної реалізації.

Однак, незважаючи на великий вклад розробників та диспетчерських служб до цих завдань, в даній області залишається багато невирішених питань. Рішення оптимізаційної задачі, як правило, лежить на одному або декількох обмеженнях. Через це виникає питання про надійність і реалізованість на практиці розрахункового режиму. Саме ж рішення може виявитися оптимальним, або близьким до оптимального, причому проблема математичної оцінки «якості» отриманого рішення поки не знайшла свого вирішення.

1.5 Постановка наукової задачі

Зазначені специфічні особливості характеру виробничої діяльності ДП, неповне вирішення проблем розробки алгоритмічного і інформаційно-програмного забезпечення КПДР – ставлять за необхідність проведення спеціальних наукових досліджень по створенню КПДР з послідуочим використанням його в диспетчерських службах ГТП.

Таким чином, наукова задача даної дисертаційної роботи полягає у вирішенні проблем реалізації КПДР та впровадження його в структуру ГТП.

У процесі досягнення поставленої мети сформульовано наступні завдання:

- 1) розробка функціональної, інформаційної структури комп'ютерного КПДР, систем збору та обробки інформації, системи підтримки прийняття рішень.
- 2) розробка математичних моделей роботи ГТС в експлуатаційних умовах.
- 3) розробка інформаційно-програмного забезпечення для реалізації експлуатаційних завдань диспетчерського персоналу.
- 4) реалізація та впровадження КПДР диспетчера ГТП.

Висновки по розділу

1. Проведено аналіз газотранспортної системи в сфері відповідальності інформаційних технологій. Виділено основні підсистеми ГТС і дано їх короткий опис. Показано, що об'єкти ІТ являються невід'ємною технологічною складовою частиною газотранспортної системи і призначені для автоматизації управлінських та виробничих процесів її функціонування.

2. Розглянуто структуру апаратно-програмного комплексу диспетчерських пунктів управління магістральними газопроводами. Наведено опис функціонування його об'єктів в частині збору, обробки та передачі інформації. Показано, що саме з об'єктами існуючих SCADA систем тісно взаємодіє диспетчер, при організації транспорту газу, локалізації аварійних ситуацій і перерозподіленні потоків газу по магістральних газопроводах.

3. Розглянуто завдання підготовки диспетчерського персоналу та проблеми його інтеграції в «людино-машинний» інтерфейс. Наведено основні фактори, якими визначається рівень професійної підготовки диспетчера. Показано важливість впровадження комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень з метою підвищення ефективності роботи диспетчерського персоналу.

4. Проведено аналіз сучасного стану проблеми розробки комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень для підготовки диспетчерів ГТС. Наведено основні принципи побудови інформаційно-програмного забезпечення КПДР. Описано особливості методології проектування і реалізації КПДР в трубопровідному транспорті газу, а також розглянуто основні підходи до його створення. Наведено основні проблеми моделювання та «оптимального» планування як стаціонарних, так і нестаціонарних режимів роботи ГТС.

5. Сформульовані завдання дослідження.

РОЗДІЛ 2

ФУНКЦІОНАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ КОМПЛЕКСУ ПІДТРИМКИ ДИСПЕТЧЕРСЬКИХ РІШЕНЬ ЯК ІНФОРМАЦІЙНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

Створення та розвиток інтегрованих автоматизованих інформаційних систем, що реалізують технологічні та аналітичні функції підтримки диспетчерських рішень з управління ГТС на рівні центрального диспетчерського пункту і диспетчерського пункту УМГ та ЛВУМГ є однією з концептуальних цілей інноваційного розвитку ПАТ «Укртрансгаз».

Як зазначалось раніше практика прийняття диспетчерських рішень орієнтована на досвід і інтуїцію диспетчера, при цьому вони забезпечуються інформаційною підтримкою в частині надання вихідних даних (нормативів, відображення стану керованих і суміжних технологічних об'єктів та ін.) та обумовлюються жорсткими взаємопов'язаними алгоритмами автоматичного управління, що організовують підтримку заданого технологічного процесу. Диспетчерські завдання орієнтовані на довготривалі інтегровані показники.

Функціональна реалізація таких завдань призводить до необхідності у створенні та впровадженні КПДР [29, 32, 53, 54], що дозволить моделювати і оптимізувати не тільки технологічні процеси, а й дії диспетчера. Важливим, також є розробка моделей на основі ситуаційного аналізу, що оцінюють тенденції зміни технологічних процесів і виробляють попереджуючі дії процесу управління.

Впровадження КПДР для оптимізації та управління технологічними процесами транспорту газу рівня КС, ЛВУ, ЦДП призведе до зниження витрат і зменшення ризиків за рахунок :

- зниження навантаження оперативного персоналу, пов'язаного з обробкою та інтерпретацією поточної інформації ;
- підвищення безпеки експлуатації та якості управління;
- підвищення економічної вигоди за рахунок зниження ресурсоспоживання, більш оптимального виконання диспетчерських завдань.

Основні результати опубліковано в роботах автора [2, 5, 23, 40, 55, 56].

2.1 Організація комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень в інформаційній структурі газотранспортного підприємства

Застосування КПДР в виробничій практиці трубопровідного транспорту слід вважати одним з основних способів вирішення практичних завдань високоточного моделювання трубопровідних систем у процесі їх життєвого циклу [30, 57].

Для розробки архітектури КПДР в частині збору, обробки та передачі інформації, доцільно задалегідь класифікувати основні групи операцій, які диспетчер буде виконувати при використанні КПДР. Такий класифікований список узагальнених операцій має вигляд [31]:

- введення, редагування, аналіз коректності даних топологій і параметрів лінійних частин МГ, КС, ГРС та т.п.;
- постановка виробничої задачі, що вимагає чисельного рішення з застосуванням КПДР;
- задання вихідних даних і граничних умов для рішення поставленого завдання;
- вибір параметрів вирішення цього завдання (глибина чисельного аналізу, необхідна точність обчислень і т.д.);
- управління процесом його вирішення і оперативний контроль за ходом виконання, включаючи аналіз коректності обчислень і обробку помилок;
- висновок результатів розрахунку у вигляді графіків, таблиць, звітів (для візуалізації та аналізу результатів рахунку із можливістю застосування інших сторонніх програмних продуктів).

Аналіз ряду робіт [7, 19, 22, 23, 26, 29, 53, 35, 54, 57, 58] дозволяє сформулювати такі загально-технічні вимоги до роботи КПДР:

- простота у використанні і зручний інтерфейс;
- стійкість і стабільність (відсутність збоїв і відмов як при правильних, так при помилкових діях користувача);

- гнучкість (простота внесення змін до ПЗ з метою її модифікації);
- ергономічність (зручність і простота правильної роботи з ПЗ);
- мобільність (простота перенесення програм на інші ПК);
- самодостатність комплексу - для роботи не вимагає установки ніяких додаткових програмних засобів.

З точки зору методології рішення диспетчерських завдань, КПДР реалізує обчислювальні можливості математичного моделювання трубопровідних систем і володіє відносною простотою застосування при вирішенні виробничих завдань. Стійкість і стабільність експлуатації КПДР в режимі реального часу залежить головним чином від узгодженості роботи КПДР і всієї комп'ютерної системи збору та обробки інформації, а також контролю режимів транспортування газу (як зазначалось, ці функції на ГТП виконує SCADA система). Глибина і якість такої узгодженості повною мірою виявляються коли вихідна інформація для аналізу параметрів транспортування газу по ГТС надходять в КПДР в режимі реального часу безпосередньо з баз даних SCADA-системи.

У процесі своєї експлуатації КПДР ніяк не впливає на працездатність SCADA-системи, а також інших комп'ютерних систем і програм, що застосовуються в диспетчерському центрі конкретного ГТП. Таким чином, на стадії розробки КПДР враховано усі особливості конкретного комп'ютерного середовища, в якому він буде експлуатуватися.

При проектуванні архітектури КПДР проведено аналіз складності його функціональної структури з метою поділу програмної системи КПДР на простіші підсистеми на основі створення роздільних інформаційно-програмних модулів розрахункового ядра КПДР що базуються на архітектурі об'єктно-орієнтованого програмування [27, 29]. У даному випадку розрахункове ядро являє собою набір підсистем, кожна з яких на певному рівні абстракції реалізує складові математичних моделей і алгоритмів їх чисельного аналізу, що дає значні переваги при комп'ютерній реалізації КПДР в порівнянні з архітектурою, в якій всі модулі об'єднані в одну програму.

Внесення правок та змін в елементи КПДР у відповідності до фактичних параметрів реальних трубопровідних систем, проводиться епізодично в процесі їх експлуатації, та додатково налаштовується після проведення реконструкції або модернізації об'єктів магістральної трубопровідної системи та т.п. Для введення змін описів основних сегментів трубопровідної системи ГТП: труба, запірні арматури, ГПА і т.д. в КПДР передбачені можливості редагування топології даних сегментів. Постачальниками вихідних даних про параметри сегментів ГТС служать проектна документація, результати натурних вимірювань, відповідна довідкова інформація. Обсяг вихідних даних повинен задовольняти вимогам, що пред'являються до конкретності постановки виробничої задачі і точності результатів її вирішення. Розрахункове ядро КПДР в цьому випадку визначає правила і накладає обмеження на компоненти і способи опису сегментів, з яких складається ГТС.

За своєю суттю КПДР є спеціалізованою комп'ютерною інформаційно-аналітичною системою, яка забезпечує високоточні розрахункові оцінки фактичних параметрів стану і режимів роботи трубопровідної системи [43]. Запропонований варіант схеми організації КПДР представлений в додатку Б.

Його першим елементом є база даних, що містить у вигляді спеціально відформатованих записів вихідну та оперативну інформацію про стан роботи системи, параметри трубопроводів, показники технологічних режимів, правила управління транспортуванням природного газу для конкретного ГТП і т.д.

Як зазначалось раніше, КПДР використовує БДРЧ існуючих SCADA систем: системи лінійної телемеханіки, системи автоматизованого керування КС та ін., яка забезпечує зберігання повного обсягу інформації про хід технологічного процесу параметри, уставки, коефіцієнти перетворення аналогових параметрів і т.д. БД має відкритий інтерфейс користувача (рис. 2.1), через який інші клієнтські програми отримують всю необхідну для них інформацію про хід технологічного процесу і стан системи.

База даних реального часу також забезпечує розсилку змінених даних всім зацікавленим у цих даних клієнтам. Система управління БДРЧ при

розміщенні та організації перерахованої інформації проводить попередню фільтрацію даних з метою, виключення необґрунтованого дублювання.

POINTID	XKEY	NAME	OWNNM	DESC	OS	PNTTYP	TYPNAM
{POINT(#5),0,0}	КС Вхідний тиск	КС Вхідний тиск	Sofiyska Outstation		{OS(#11),0,0}	{PNTTYP(#4),0}	Analogue Inpu
{POINT(#6),0,0}	ГПА-1 положення 6 крану	ГПА-1 положення 6 крану	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#7),0,0}	ГПА-1 пуск	ГПА-1 пуск	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#8),0,0}	2ГПА-1 Кран 6	2ГПА-1 Кран 6	Sofiyska Outstation		{OS(#11),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#9),0,0}	ГПА-2 готовність до нагрзуки	ГПА-2 готовність до нагрзуки	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#10),0,0}	ГПА-2 зупинка/охолодженн	ГПА-2 зупинка/охолодження	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#11),0,0}	ГПА-2 положення 6 крану	ГПА-2 положення 6 крану	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#12),0,0}	ГПА-2 пуск	ГПА-2 пуск	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#13),0,0}	Чтение файла	Чтение файла	Gaysin Outstation	тестова точка	{OS(#1),0,0}	{PNTTYP(#14),0}	Computed Anal
{POINT(#14),0,0}	ГПА-3 готовність до нагрзуки	ГПА-3 готовність до нагрзуки	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#15),0,0}	ГПА-3 положення 6 крану	ГПА-3 положення 6 крану	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#16),0,0}	КС Кран 6Р	КС Кран 6Р	Ilyintsi Outstation		{OS(#8),0,0}	{PNTTYP(#2),0}	2 Bit Digital Inp
{POINT(#17),0,0}	ГПА-4 готовність до нагрзуки	ГПА-4 готовність до нагрзуки	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#18),0,0}	ГПА-4 положення 6 крану	ГПА-4 положення 6 крану	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#19),0,0}	2КС ГПА-2 Т газу на вході на	2КС ГПА-2 Т газу на вході нагн	Sofiyska Outstation	PT204	{OS(#11),0,0}	{PNTTYP(#4),0}	Analogue Inpu
{POINT(#20),0,0}	ГПА-5 готовність до нагрзуки	ГПА-5 готовність до нагрзуки	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#21),0,0}	ГПА-5 положення 6 крану	ГПА-5 положення 6 крану	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#22),0,0}	2ГПА-2 Кран 6	2ГПА-2 Кран 6	Sofiyska Outstation		{OS(#11),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#25),0,0}	ГПА-1 положення 6 крану	ГПА-1 положення 6 крану	Mashivka Outstation		{OS(#6),0,0}	{PNTTYP(#1),0}	1 Bit Digital Inp
{POINT(#26),0,0}	КС Кран 7 відкритий	КС Кран 7 відкритий	Talne Outstation		{OS(#14),0,0}	{PNTTYP(#2),0}	2 Bit Digital Inp
{POINT(#1),0,0}	B4 Управління Інвертора 110 В	B4 Управління Інвертора 110 В	Bar Outstation		{OS(#3),0,0}	{PNTTYP(#6),0}	1 Bit Digital Ou
{POINT(#2),0,0}	Кол_agr_крем	Кол_agr_крем	Monitor Points		{OS(#16),0,0}	{PNTTYP(#4),0}	Analogue Inpu

Рисунок 2.1 -База даних реального часу комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень

Другий елемент – інтерфейс користувача, який забезпечує взаємодію диспетчера із компонентами КПДР та призначений для зручного і наглядного представлення інформації про хід технологічного процесу та хід процесу взаємодії з КПДР, а також для максимального використання користувачем функціональних особливостей елементів КПДР.

Третьою частиною КПДР є побудований з універсальних сегментів набір модельованих схем трубопровідної системи, які мінімально відрізняється від повної топології реальної технологічної схеми з урахуванням її конструктивного виконання (детально даний елемент буде розглянуто в розділі 3).

Четвертий елемент - програмно-математичний комплекс, який оперує трьома попередніми складовими[56], та за своєю суттю являє собою розрахункове ядро комп'ютерного КПДР.

Представлений програмно-математичний комплекс розроблений на основі архітектури об'єктно-орієнтованого програмування та складається з єдиної програмної оболонки, яка поєднує в собі набір інформаційно-програмних модулів, направлених на виконання відповідних їм функціональних завдань КПДР:

- 1) Інформаційно-програмний модуль «Аналіз режиму роботи об'єктів ГТС в експлуатаційних умовах»;
- 2) Інформаційно-програмний модуль «Оптимізація режиму роботи КС»;
- 3) Інформаційно-програмний модуль «Регулювання швидкості руху очисного пристрою».

Кожен з цих модулів для належного свого функціонування використовує наступні комплекси програмних процедур:

- 1) Комплекс процедур збору та обробки інформації;
- 2) Комплекс процедур підтримки прийняття рішень;
- 3) Комплекс процедур моделювання технологічних процесів.

В якості технологічної платформи розробки програмних продуктів КПДР виступає Microsoft VisualStudio, а мова програмування – С++ [56, 59-62]. Даний засіб є самостійним програмним забезпеченням для функціонування якого немає необхідності в наявності інших програмних продуктів. Середовище функціонування – операційні системи сімейства Windows.

Впровадження та подальша експлуатація запропонованого комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень не вимагає від фахівців трубопровідного транспорту поглибленої підготовки в області математичного моделювання, інформаційних технологій, обчислювальної механіки, газової динаміки та термодинаміки, математичної оптимізації та ін. Робота з даним програмно-математичним продуктом максимально наближена до реальних умов праці відповідних фахівців газотранспортної системи [23].

В подальшому детальніше будуть розглядатись приведені компоненти КПДР, будуть описані методи та алгоритми покладені в основу їхньої роботи та проведений аналіз їх функціональних особливостей.

2.2 Інформаційна взаємодія компонентів комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень

Особливість комп'ютерного КПДР як «людино-машинної» системи полягає в одночасній роботі всіх компонентів комплексу та власне користувача, який, вирішуючи свої завдання, безпосередньо взаємодіє з елементами КПДР за допомогою відповідних інформаційно-технічних систем. У цих умовах окрім якості імітаційних моделей, що використовуються в розрахунковому ядрі комплексу, ключовим для дотримання принципу подібності роботи користувача КПДР та з реальною системою управління ГТС є максимальна наближеність інтерфейсів модельованих систем до реальних. В роботах [63-65] під модельованою системою розуміється не просто сам технологічний процес, але і набір інструментальних засобів, що забезпечують збір та обробку інформації, необхідної для здійснення диспетчерського управління, автоматичного регулювання та прийняття рішень диспетчером.

В запропонованій ЛМС КПДР існують два типи інформаційних потоків:

- Інформація, що надходить з БДРЧ в розрахункове ядро КПДР, тобто залежна від часу модельованого процесу;
- Інформативні повідомлення для користувача, на основі аналізу інформації одержаної за результатами математично-програмних розрахунків.

Така структура системи диктується, по-перше, постійним ускладненням систем управління процесами, а, по-друге, бажанням відокремити інтерфейсні функції від функцій переробки технологічної інформації [25]. Іншим принциповим моментом у даному підході є виділення в самому диспетчерському інтерфейсі інформації рівня практичних рекомендацій, діалогів від рівня масштабних розрахунків, та поглибленого аналізу модельованої системи. Основне призначення діалогу - робота з вмістом людино-машинної інформації з метою виконання різного роду поставлених технологічних завдань із залученням відповідних баз знань. Очевидно в цьому плані, ключовим моментом, що визначає можливості ЛМС, є саме якість

організації діалогу, та новий рівень реалізації функцій подання інформації, яка відкривається сучасними ІТ.

Діалог в ЛМС повинен давати відповідь на питання про інформацію, яка поступає в тій чи іншій формі диспетчеру. Розглянутий механізм реалізується у КПДР за допомогою комплексу процедур збору та обробки інформації. Структура взаємодії компонентів комплексу процедур збору та обробки інформації із іншими компонентами КПДР та власне із користувачем наведена на рис.2.2.

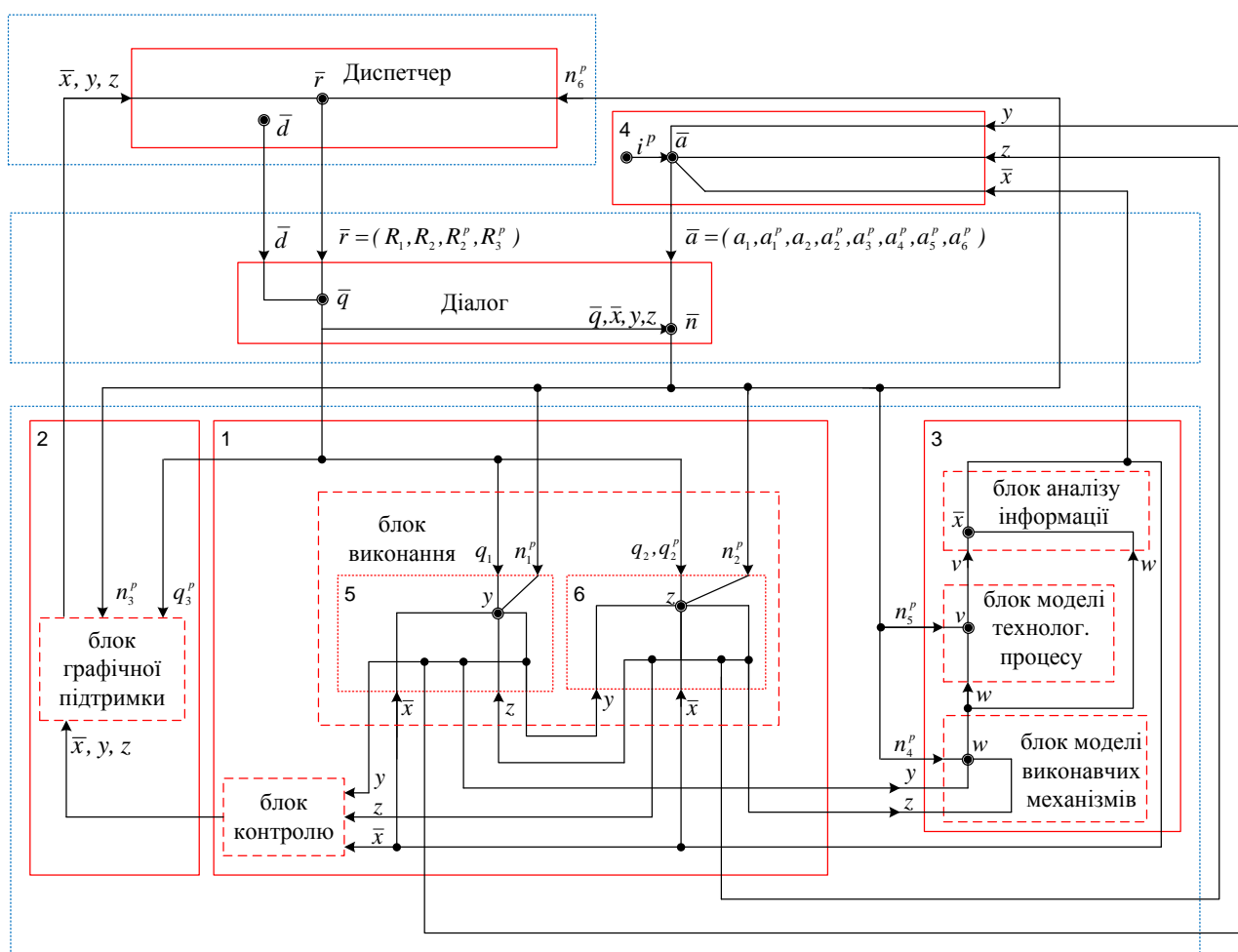


Рисунок 2.2–Структура взаємодії компонентів комплексу процедур збору та обробки інформації із іншими компонентами КПДР:

1 - Підсистема збору та обробки інформації; 2 - Підсистема інтерфейсу «людина - машина»; 3 - Підсистема моделювання; 4 - Підсистема імітації команд управління; 5 - Підсистема базового ручного управління; 6 - Підсистема автоматизованого управління

Така структура включає в себе власне рівень діалогу, що відповідає за взаємодію користувача з усіма пов'язаними елементами ЛМС, та рівень представлення інформації, в якому знаходяться наступні підсистеми:

1. Підсистема збору та обробки інформації що керується комплексом процедур збору та обробки інформації – функціонально розділяється на дві взаємопов'язані підсистеми:

- підсистема збору інформації посилає постійні запити в БДРЧ SCADA систем та забезпечує прийом, та формування інформації про параметри роботи ГТС (тиск, температура, обсяги транспортування газу по МГ та т.п.) у відповідності до структури даних БДРЧ SCADA систем, або заданих диспетчером в ручному режимі, та передає цю інформацію в підсистему обробки інформації;

- підсистема обробки інформації виконує перетворення інформації, генерованої підсистемою збору інформації, для використання її в підсистемі моделювання, а також інформації, сформованої підсистемою моделювання, у форму, необхідну для зберігання і відображення її в об'єкті інтерфейсу «людина-машина». Також даний модуль забезпечує формування повідомлень оператору на основі аналізу інформації, одержаної з власної БД: повідомлень про перевищення уставок за параметрами технологічного процесу, зміну станів об'єктів та ін.

Підсистема збору та обробки інформації складається з блоку контролю та блоку виконання. Блок виконання в свою чергу складається з підсистеми базового ручного управління та підсистеми автоматизованого управління;

2. Підсистема моделювання – призначена для моделювання певних процесів, що закладені в основу роботи конкретного інформаційно-програмного модуля на основі, інформації, отриманої з інших підсистем програмно-математичного комплексу КПДР, а також представлення результатів, обчислених в процесі моделювання та передачею їх назад в підсистему збору та обробки інформації.

Підсистема моделювання складається з блоку моделі виконавчих механізмів та блоку моделі технологічного процесу, які входять в комплекс процедур моделювання технологічних процесів, а також блоку аналізу інформації що керується комплексом процедур підтримки прийняття рішень;

3. Підсистема інтерфейсу «людина-машина» з блоком графічної підтримки – призначена для зручного сприйняття користувачем інформації про хід технологічного процесу, а також зручний і інтуїтивно-зрозумілий інтерфейс управління ходом процесу використання КППДР. Дана підсистема забезпечує:

- можливість швидкого і зручного виклику необхідних функцій системи;
- наочне відображення інформації про хід технологічного процесу і стан системи;
- ретроспективний перегляд даної інформації;
- видачу команд керування на технологічні об'єкти в зручній для оператора формі і оперативний контроль за ходом виконання команди;
- можливість зміни конфігурації системи (уставки по параметрам, відключення параметрів і т.д.).

Підсистема використовує вбудовану комп'ютерну інтерфейсну оболонку, використання якої, як правило, спрямоване:

- на імітацію роботи реальних пультів управління в диспетчерських центрах у звичній для фахівців візуальній формі;
- на забезпечення контролю процесу виконання фахівцями різного роду технологічних завдань з використанням КППДР;
- на візуалізацію процесу чисельного аналізу розрахункових процесів, та оцінки стану системи фахівцями і т.п.

4. Підсистема імітації команд управління призначена для формування імітаційних команд управління і передачі їх на підсистему моделювання, аналогічно роботі АРМ диспетчера: запірними кранами на КС та кранових майданчиках МГ, ГПА, режимними параметрами роботи ГТС та інше. Дана підсистема виступає також в ролі віртуального інструктора роботи КППДР.

Для того, щоб розрізнити типи інформаційних потоків, будемо надалі вживати верхній індекс p в позначенні інформативних повідомлень. Відомо, що не тільки диспетчер, а й окремі підсистеми можуть перетворювати один тип інформаційних потоків в іншій.

Диспетчер (рис. 2.2.) керується цілями $\bar{d} = (d, d^p)$, обумовленими загальними завданнями роботи КПДР, можливо, модернізованими підсистемою імітації команд управління, або ним самим. Через блок графічної підтримки підсистеми інтерфейсу «людина - машина» та блок контролю підсистеми збору та обробки інформації диспетчер отримує таку інформацію:

- вектор $\bar{x} = (x, x^p)$ сигналів спостережень x і допоміжних повідомлень x^p від підсистеми моделювання;
- керуючі сигнали y підсистеми базового ручного управління, блоку виконання;
- вихідні сигнали z про прийняття рішень підсистеми автоматизованого управління, блоку виконання;
- повідомлення, генеровані підсистемою імітації команд управління n_6^p .

На основі даної інформації диспетчер виробляє втручання в роботу системи

$$\bar{r} = (R_1, R_2, R_2^p, R_3^p) = \Phi(\bar{d}, \bar{x}, y, z, n_6^p), \quad (2.1)$$

де R_1 - вплив користувача на підсистему базового ручного управління; R_2, R_2^p - відповідно сигнальні повідомлення і запити впливу на підсистему автоматизованого управління; R_3^p - повідомлення блоку графічної підтримки.

Вектор втручань \bar{r} передається звідти разом з цілями \bar{d} на рівень діалогу, який переробляє зазначену інформацію у вихідні змінні \bar{q} , придатні для обробки іншим елементам ЛМС

$$\bar{q} = (q_1, q_2, q_2^p, q_3^p) = F(\bar{d}, \bar{r}, \bar{x}, y, z, n_6^p), \quad (2.2)$$

а потім розподіляє їх за відповідними елементами системи: q_1 - в блок виконання, підсистему базового ручного управління; q_2, q_2^p - в блок

виконання, підсистему автоматизованого управління; q_3^p - в блокграфічної підтримки.

Підсистема імітації команд управління отримує від підсистеми моделювання інформаційні потоки \bar{x}, y, z . Цілі підсистеми імітації команд управління, як віртуального інструктора КПДР i^p формуються з урахуванням конкретного напрямку його застосування. Аналогічно вираженню (2.1) вектор втручань підсистеми імітації команд управління формується у вигляді

$$\bar{a} = (a_1, a_1^p, a_2, a_2^p, a_3^p, a_4^p, a_5^p, a_6^p) = B(i^p, \bar{x}, y, z), \quad (2.3)$$

де a_1, a_1^p - втручання у підсистему базового ручного управління, блоку виконання; a_2, a_2^p - втручання у підсистему автоматизованого управління блоку виконання; a_3^p, a_4^p, a_5^p - відповідно запити форм блоку графічної підтримки, втручання в роботу блоків моделі виконавчих механізмів та моделі технологічного процесу; a_6^p - повідомлення диспетчеру.

Як видно з (2.3), вектор втручань підсистеми імітації команд управління визначається його цілями, діями диспетчера, вихідними повідомленнями блоку виконання, та передається на рівень діалогу через блок виконання, де аналогічно виразу (2.2) переробляється в дії, придатні для обробки іншими елементами ЛМС

$$\bar{n} = (n_1^p, n_2^p, n_3^p, n_4^p, n_5^p, n_6^p) = M(i^p, \bar{a}, \bar{q}, \bar{x}, y, z), \quad (2.4)$$

і аналогічно розподіляються за відповідними елементами модельованої системи, n_1^p - в блок виконання, підсистему базового ручного управління, n_2^p - в блок виконання, підсистему автоматизованого управління, n_4^p, n_5^p - в блок моделі виконавчих механізмів та моделі технологічного процесу. n_3^p, n_6^p - в блок графічної підтримки та повідомлення диспетчеру відповідно.

Всі дії диспетчера включають в себе запити необхідної інформації через рівень представлення; сприйняття та обробку цієї інформації; можливо, запит і обробку додаткової інформації; рішення задачі та планування процедури, і,

нарешті, виконання останньої та спостереження за результатами. При цьому важливо, щоб конкретні склад і стиль графічних та текстових форм представлення і механізм вибору інформації в максимальному ступені полегшували процес роботи диспетчера.

Незважаючи на відокремлення елементів підсистеми моделювання від користувальницьких інтерфейсів, їхні функціонально-інформаційні зв'язки цілком можуть бути стандартизовані.

Блок моделі виконавчих механізмів отримує з блоків ручного базового та автоматизованого управління дискретні команди $-y, z$, піддається втручанням модуля імітації команд управління $-n_4^p$ з метою генерування команд виконавчих механізмів: кранів, компресорів, насосів, перемикачів та т.п., а також виробляє необхідні для блоку моделі технологічного процесу фактичні положення дискретних і безперервних виконавчих органів

$$w = W(y, z, n_4^p). \quad (2.5)$$

Основну частину зусиль при розробці КПДР забирає створення математичних моделей технологічних процесів. У ході моделювання цей блок отримує необхідну вхідну інформацію від блоку виконавчих механізмів у формі сигналів (2.5) і також піддається втручанням підсистеми імітації команд управління $-n_5^p$, в результаті виробляються фізичні значення змінних процесу

$$v = V(w, n_5^p), \quad (2.6)$$

які надходять у блок аналізу інформації для перевірки, аналізу змінних та розрахунку допоміжних параметрів. В практичних моделях КПДР функціонал (2.6) описує перетворення вхідних сигналів у вихідні змінні шляхом розв'язання систем алгебраїчних і диференціальних рівнянь. У блок аналізу інформації надходять вихідні фізичні значення змінних від моделі технологічного процесу (2.6) і положення виконавчих механізмів (2.5) та виробляються сигнали про існуючий стан об'єктів спостереження системи

$$x = X(w, v), \quad (2.7)$$

що через блок контролю передаються диспетчеру. Важливими вихідними даними даного блоку є також допоміжна інформація у формі повідомлень, необхідна для прийняття рішення диспетчером, що також передається через блок контролю та блок графічної підтримки

$$x^p = X^p(w, v). (2.8)$$

Підсистема базового ручного управління блоку виконання отримує інформацію з рівня діалогу q_1, n_1^p , вихідні сигнали алгоритмів автоматизованого управління z та сигнали спостережень і допоміжних повідомлень \bar{x} . Дискретні команди на органи управління системи

$$y = Y(q_1, n_1^p, z, \bar{x}). (2.9)$$

що виробляються блоком базового ручного управління, передаються в блок моделі виконавчих механізмів, підсистему автоматизованого управління, через блок контролю та блок графічної підтримки диспетчеру та в підсистему імітації команд управління.

Підсистема автоматизованого управління блоку виконання отримує з рівня діалогу потоки інформації операторських втручань q_2, q_2^p та підсистеми імітації команд управління n_2^p вихідні сигнали алгоритмів базового ручного управління y , сигнали спостережень і допоміжних повідомлень \bar{x} . Даний блок виробляє сигнальні виходи

$$z = Z(q_2, q_2^p, n_2^p, y, \bar{x}). (2.10)$$

для підсистеми базового ручного управління, а також передає їх в блок моделі виконавчих механізмів, через блок контролю та блок графічної підтримки диспетчеру та підсистемі імітації команд управління.

2.3 Система підтримки прийняття рішень в комп'ютерному комплексі підтримки диспетчерських рішень

Проблема підвищення ефективності функціонування диспетчера в складі «людинно-машинної» системи при виконанні професійних завдань на виробничих об'єктах газотранспортної системи, як в штатних, так і нештатних

ситуаціях, являється важливою та актуальною на сьогоднішній день [23]. У зв'язку з цим постає ряд питань щодо необхідності у створенні та впровадженні систем підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу газотранспортних підприємств.

Для цього в дисертаційній роботі застосовується удосконалений автором метод прийняття рішень на основі використання продукційної моделі представлення знань, в якому управління системою продукційних правил здійснюється за принципом визначення вагових ознак. Дана система реалізована в КПДР у вигляді комплексупрограмних процедур підтримки прийняття рішень.

Система підтримки прийняття рішень КПДР створена для оцінки, аналізу та видачі рекомендацій у ситуаціях, які виникають в процесі експлуатації об'єктів газотранспортної системи з використанням компонентів бази диспетчерських знань. Моделювання таких ситуацій здійснюється автоматично використовуючи дані діючих SCADA систем (положення запірної арматури, значень датчиків тиску, температури і витрати газу у вузлових точках). На екрані моделювання постійно відображається інформація про стан об'єктів.

При необхідності диспетчер має можливість запросити СППР про те, які дії необхідно виконати в ситуації що склалася. Система на основі наявної БЗ і стану об'єктів магістральних газопроводів видає виключно рекомендації. Слід зазначити, що система підтримки прийняття рішень працює тільки в режимі консультанта, не вживаючи ніяких дій і не замінюючи диспетчера, при цьому диспетчер може повністю проігнорувати повідомлення системи і діяти самостійно. Проте рекомендації СППР здатні істотно підвищити якість прийнятих рішень. Принципова схема управління процесом транспорту газу з використанням СППР комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень приведена на рис.2.3.

Для реалізації механізму обробки та представлення знань в КПДР запропоновано підхід до створення системи підтримки прийняття рішень на основі продукційної моделі представлення знань.

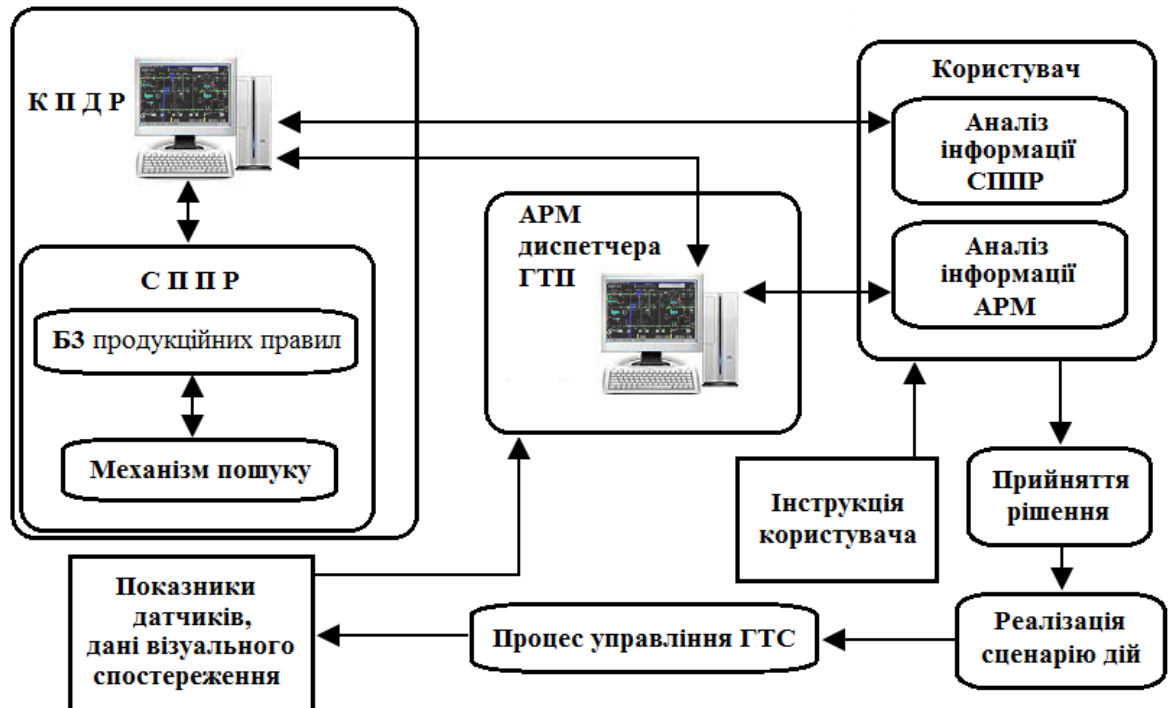


Рисунок. 2.3. - Принципова схема управління процесом транспорту газу з використанням системи підтримки прийняття рішень КПДР

Розмірковуючи під час прийняття якогось рішення, диспетчер використовує продукційні правила, тобто правила виду «умова»→ «дія». У відповідності до [66] продукційна система представляється у вигляді

$$PS = \langle F, P, I \rangle, \quad (2.11)$$

де F - робоча пам'ять, що містить поточні дані (зміна стану об'єкта, певна ознака ситуації що виникає на об'єкті та т.п.); P - база знань містить множину продукційних правил; I - інтерпретатор, який реалізує процес виводу висновків, заключень.

У свою чергу інтерпретатор формально може бути представлений у вигляді

$$I = \langle V, S, R, W \rangle, \quad (2.12)$$

де V - множина процедур вибору з F і P підмножини активних даних F_v і активних продукційних правил P_v , що беруть участь у поточному циклі роботи інтерпретатора; S - процес співставлення, що визначає множину пар виду

$$(p_i) \rightarrow \{d_i\}, p_i \in P_v, \{d_i\} \in F_v, (2.13)$$

де p_i - правило; $\{d_i\}$ - дані; R - процес вирішення конфліктів (або процес планування) визначає, які із множини отриманих пар будуть виконані; W - процес, який здійснює виконання обраного зазначеного правила, тобто виконання дій, зазначених у правій частині правила.

Дані - це вихідні факти, що зберігаються в РП, на підставі яких запускається інтерпретатор правил, тобто програма, що керує переліком продукційних правил в БЗ. Компоненти управління такої програми засновані на застосуванні логічних правил: «Якщо відомо, що твердження А - «істинно», і існує правило виду «ЯКЩО А, ТО В», тоді твердження В також «істинно». Суть застосування цього правила полягає в тому, що якщо в РП присутній істинний факт А і в БЗ існує правило виду «ЯКЩО А, ТО В», то факт В признається істинним і заноситься в РП. Таким чином, правила спрацьовують, коли знаходяться факти, що задовольняють вимогам їх лівої частини, - якщо посилення – «істина», то і заключення повинно бути – «істинно».

Розглянемо продукційну систему, при використанні якої БЗ складається з набору правил виду ЯКЩО <умова> ТО <дія>.

Під умовою розуміється деяка пропозиція-зразок, набір певних ознак, що характеризують ситуацію, яка склалась у визначений момент часу, за якими здійснюється пошук в БЗ. А під дією - дії, що виконуються при успішному результаті пошуку. Дії можуть бути:

- термінальними або цільовими, які завершують роботу системи (ситуація що склалась в даний момент часу на ділянці ГТС ідентифікована, видача рекомендацій щодо подальших дій);
- проміжними, які продовжують роботу системи та виступають як наступні умови (ситуація що склалась в даний момент часу на ділянці

газотранспортної системи не ідентифікована, запуск процедури ідентифікації ситуації).

Для кожної ситуації, яка описується продукційним правилом в СППР експертами проводиться класифікація ознак її виникнення. Завданням експерта є заповнення табл.2.1.

Таблиця 2.1

Таблицязв'язків «ознаки-ситуації»

Ознака	Ситуації				
	S_1	...	S_j	...	S_l
x_1	a_{11}		a_{1j}		a_{1l}
...					
x_i	a_{i1}		a_{ij}		a_{il}
...					
x_n	a_{n1}		a_{nj}		a_{nl}

На перетині i -го рядка ($i = 1, \dots, n$) і j -го стовпця ($j = 1, \dots, l$) таблиці експертом вказується оцінка значення коефіцієнта приналежності a_{ij} i -ї ознаки j -тій ситуації на основі приведеної в табл. 2.2 нелінійної шкали чисельного оцінювання коефіцієнта приналежності. Нульові значення не вписуються, що підвищує зручність зорового сприйняття таблиці.

Таблиця 2.2

Шкала значень коефіцієнта приналежності

Значення a_{ij}	Інтерпретація
0	ознака взагалі не використовується для ідентифікації даної ситуації
0,4	ознака використовується рідко, або є непрямим показником якогось явища
0,7	ознака використовується досить часто
0,9	ознака використовується завжди, але не є основною в даній ситуації
1	ознака є однією із основних, що визначає дану ситуацію

Наступним етапом аналізу інформації являється ранжування ознак, метою якого є виділення для кожної ситуації ознак, що мають більш високу

відносну вагу в порівнянні з іншими ознаками, які беруть участь в ідентифікації даної ситуації. Для зручності подальшого аналізу вводиться поняття порівняльної важливості двох ознак, що характеризує ступінь значимості цих ознак одної відносно іншої для даної ситуації. Оцінка порівняльної важливості γ_{ik} параметрів x_i і x_k в ситуації S_j виконується експертом. У табл. 2.3 наведена лінійна шкала для кількісної оцінки та дана її лінгвістична інтерпретація.

Таблиця 2.3

Шкала значень порівняльної важливості

Порівняльна важливість	Інтерпретація
3	перша з порівнюваних ознак набагато важливіша, ніж друга
2	перша ознака більш важливіша
1	перша ознака трохи важливіша ніж друга
0	важливість обох ознак в даній ситуації приблизно однакова
-1	перша ознака трохи менш важливіша ніж друга
-2	перша ознака менш важливіша
-3	важливість першої ознаки набагато нижча в порівнянні з другою

Дані для попарного порівняння, структура яких наведена в табл. 2.4, формуються для кожної ситуації S_j на основі інформації, що міститься в таблиці зв'язків «ознаки-ситуації» (табл. 2.1). При цьому в таблицю попарного порівняння включаються тільки ті параметри, коефіцієнти приналежності яких в даній ситуації більші нуля.

Таблиця 2.4

Таблиця попарного порівняння параметрів

Ознаки	x_1	...	x_k	...	x_n	Відносна вага	Оцінка важливості
x_1	0	...	γ_{1k}	...	γ_{1n}	λ_{1j}	β_{1j}
...	...	0			
x_i	γ_{i1}	...	0	...	γ_{in}	λ_{ij}	β_{ij}
...	0	...		
x_n	γ_{n1}	...	γ_{nk}	...	0	λ_{nj}	β_{nj}

Заповнення таблиці здійснюється експертом, який вказує на перетині i -го рядка k -го стовпця відносну важливість i -ї ознаки в порівнянні з k -ю. Заповнюється тільки верхня наддіагональна частини таблиці, так як нижня частина симетрична їй із зворотнім знаком ($\gamma_{ik} = -\gamma_{ki}$) і обчислюється автоматично.

Далі використовуючи результати заповнення таблиці, виконується процедура обчислення відносної ваги λ_{ij} та оцінки важливості β_{ij} ознаки x_i для ситуації S_j [67]

$$\lambda_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\sum_{k=1}^n \gamma_{ik}}{3n-3} + 1 \right), \quad (2.14)$$

$$\beta_{ij} = \alpha_{ij} \cdot \lambda_{ij}. \quad (2.15)$$

Заключним етапом являється власне ідентифікація ситуації, яка склалася у визначений момент часу. Для цього для вибору в БЗ відповідного продукційного правила яке б описувало дану ситуацію, використовується метод «найближчого сусіда», при реалізації якого обчислюється відстань в просторі подібних їм ознак між ситуацією яка склалася і наявними в БЗ правилами за формулою [36]:

$$D(s, p) = \frac{1}{\sum_{i=1}^n s_i \times p_i \times \beta_i}, \quad (2.16)$$

де $D(s, p)$ - відстань між ситуацією яка склалася у визначений момент часу - s_i (якщо ознака x_i має місце при даній ситуації, тоді $s_i = 1$, у всіх інших випадках $s_i = 0$) і продукційним правилом - p_i (якщо в умові продукційного правила для ситуації s_i ознака $x_i > 0$, тоді $p_i = 1$, у всіх інших випадках $p_i = 0$); n - кількість ознак.

Приклад ідентифікації СППР ситуації по аварійному закритті технологічного крана №8 КС-17Тальне Гайсинського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів наведено в додатку В.

Реалізація представленого підходу до створення СППР диспетчера ГТС на основі продукційної моделі представлення знань дозволяє описувати класи (сімейства) різних ситуацій, що мають місце на об'єктах МГ та застосовувати типові процедури їх вирішення, що особливо актуально при організації процесу підтримки прийняття рішень при роботі з об'єктами ідентифікації великих розмірів [10, 22, 27, 68, 69].

2.4 Моделювання технологічних процесів в комп'ютерному комплексі підтримки диспетчерських рішень

Імітаційна модель технологічного процесу являє собою основу розрахункового ядра комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень, та являється змінним елементом математичного забезпечення КПДР, який визначається конкретним видом режимно-технологічної задачі. Ефективність математичного забезпечення комплексу залежить головним чином від того, наскільки успішно вирішена поставлена задача в певній модельованій ситуації. Програмна реалізація математичних моделей технологічних процесів, що мають місце на об'єктах магістральних газопроводів представлена комплексом процедур моделювання технологічних процесів.

2.4.1 Математичне моделювання процесів течії газу в трубопровідній системі

Одним з базових об'єктів ГТС є однопітковий газопровід. Тому аналіз математичних методів моделювання трубопровідної системи, реалізованих в розрахунковому ядрі КПДР, доцільно починати з розгляду підходів до моделювання транспортування продуктів саме по трубопроводах. В якості об'єкта моделювання в цьому випадку виступає труба з круглим поперечним перерізом, і з абсолютно шорсткими теплопровідними стінками [43].

У найзагальнішому розумінні математичною моделлю будь-якого потоку газу є система рівнянь Нав'є-Стокса [70-72]. Це система нелінійних

рівнянь у часткових похідних, точного аналітичного рішення якої не знайдено й досі. Тому в науці й техніці використовують наближені методи.

На сьогодні існує велика кількість як наближених аналітичних, так і числових методів розв'язування системи рівнянь Нав'є-Стокса. Однак для кожного типу задач, пов'язаних із визначенням параметрів газового потоку, необхідний індивідуальний підхід у питаннях підбору конфігурації самих рівнянь та вибору раціонального методу їх розв'язування.

Нестаціонарні процеси в газопроводі, обумовлені зміною одного режиму транспортування газу іншим. В таких процесах газодинамічні параметри потоку в кожному перерізі трубопроводу x не залишаються постійними величинами, а залежать від часу t . Оскільки газ являє собою суттєво стисливе середовище, щільність якої залежить як від тиску, так і від температури, то для опису нестаціонарних процесів потоку газу потрібно використовувати не тільки закони збереження маси і кількості руху, але також закони перетворення енергії.

Нестаціонарні процеси потоку газу в газопроводах описуються системою трьох диференціальних рівнянь з частковими похідними, що відображають основні закони фізики [44]. Така система складається з рівняння нерозривності (закон збереження маси); рівняння руху - (закон зміни кількості руху) і рівняння притоку тепла (наслідок загального закону збереження енергії і закону про зміну кінетичної енергії системи матеріальних точок):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho v}{\partial x} = 0; \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (p + \rho v^2) = -\lambda(\text{Re}, k) \frac{1}{d} \frac{\rho v^2}{2}; \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho e_{\text{внут.}}) + \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(e_{\text{внут.}} + \frac{p}{\rho} \right) \cdot \rho v \right] = \frac{4}{d} \cdot \Theta_n, \quad (2.19)$$

де ρ - густина газу; $\lambda(Re, k)$ - коефіцієнт гідравлічного опору; $e_{внут.}$ - внутрішня енергія одиниці маси газу; Θ_n - потік тепла, що передається через одиницю площі поверхні в одиницю часу.

Дана система рівнянь дозволяє знайти три невідомі функції: тиск газу $p(x, t)$, швидкість потоку газу $v(x, t)$ і температуру газу $T(x, t)$, що залежать від відстані на ділянці газопроводу x і часу t [38]. Зазвичай цю систему замикають алгебраїчними співвідношеннями:

$$\rho = \frac{p}{zRT}; \quad (2.20)$$

$$e_{внут.} = C_v T + const.; \quad (2.21)$$

$$J = e_{внут.} + p / \rho = C_p T + const.; \quad (2.22)$$

$$\Theta_n = -\alpha \cdot (T - T_{zp}), \quad (2.23)$$

де $z(p, T)$ - коефіцієнт стисливості газу; $J(T)$ - ентальпія одиниці маси газу; α - коефіцієнт теплопередачі; T_{zp} - температура зовнішнього середовища (температура ґрунту); C_v, C_p - теплоємність газу.

Із системи рівнянь (2.17 - 2.19) випливає, що невеликі коливання параметрів газу поширюються уздовж осі трубопроводу з деякою швидкістю c , так званою адіабатичною швидкістю звуку [38]. Для цієї швидкості справедлива формула

$$c = \sqrt{\gamma \cdot zRT}, \quad (2.24)$$

де $\gamma = C_p / C_v$ - показник адіабати (для метану $\gamma = 1,31$), коефіцієнт стисливості z приймається постійним (для ідеальних газів $z = 1$). Швидкість $c \approx 400 \div 420$ м/с.

Якщо швидкість течії газу мала в порівнянні зі швидкістю звуку (тобто число Маха $v/c \ll 1$), якщо можна знехтувати впливом коливань температури на параметри газу, то система рівнянь (2.17 - 2.19) спрощується:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \rho_{cm} \cdot c^2 \cdot \frac{\partial q_\kappa}{\partial x} = 0; \quad (2.25)$$

$$\rho_{cm} \frac{\partial q_k}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = - \frac{\lambda c^2 \rho_{cm}^2}{2\lambda d} \cdot \frac{q_k^2}{p}, \quad (2.26)$$

де $q_k(x,t) = M/S = \rho(x,t) \cdot v(x,t) / \rho_{cm}$ - масова швидкість газу (м/с), яка являє собою питому (тобто розраховану на одиницю площі перетину трубопроводу) масову витрату газу, виражену в стандартних куб. м.: $M = \rho_{cm} \cdot q_k \cdot S$. Система рівнянь (2.25, 2.26) містить дві невідомі функції: $p(x, t)$ і $q(x, t)$.

Для трубопроводів великої протяжності в рівняннях (2.25, 2.26) нехтуємо інерцією

$$\rho_{cm} \frac{\partial q_k}{\partial t} \ll \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (2.27)$$

і вважаємо, що рушійна сила - градієнт тиску - врівноважується тільки силою тертя газу об внутрішню поверхню трубопроводу.

$$\frac{\partial p}{\partial x} = - \frac{\lambda c^2 \rho_{cm}^2}{2\gamma d} \cdot \frac{q_k^2}{p}, \quad (2.28)$$

В такому випадку систему рівнянь (2.25, 2.26) зводять до одного рівняння типу теплопровідності:

$$\frac{\partial p^2(x,t)}{\partial t} = a^2 \cdot \frac{\partial^2 p^2(x,t)}{\partial x^2}, \quad (2.29)$$

для функції $p^2(x,t)$, або

$$\frac{\partial q_k^2(x,t)}{\partial t} = a^2 \cdot \frac{\partial^2 q_k^2(x,t)}{\partial x^2}, \quad (2.30)$$

для функції $q_k^2(x,t)$. В цих рівняннях:

$$q_k^2 = - \frac{\gamma d}{\lambda c^2 \rho_{cm}^2} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial x}, \quad (2.31)$$

коефіцієнт a^2 визначається формулою:

$$a^2 = \frac{c^2 d}{\gamma \lambda \cdot v_{cp}}, \quad (2.32)$$

де v_{cp} - середнє значення швидкості газу в нестационарному процесі, що розглядається.

Рівняння (2.29) або (2.30) розв'язують в сукупності із початковими (при $t = 0$) і граничними (при $x = 0$ і $x = L$) умовами, які відображають початковий стан газу на ділянці ($0 \leq x \leq L$) газопроводу та роботу об'єктів, які розташовані на лівому ($x = 0$) і правому ($x = L$) кінцях ділянки.

Якщо, наприклад, в початковий момент часу в газопроводі існував стаціонарний режим перекачування з тисками p_n в перерізі $x=0$ та p_k в перерізі $x=L$, то початкові умови можна прийняти у вигляді:

$$p^2(x,0) = p_n^2 - \frac{p_n^2 - p_k^2}{L} \cdot x, \quad (2.33)$$

для рівняння (2.29),

$$q_k^2(x,0) = p_n^2 \cdot \frac{\gamma d}{\lambda c^2 \rho_{cm}^2} = const., \quad (2.34)$$

для рівняння (2.30).

В якості граничних умов можна задавати тиск і витрату газу у вигляді функцій від часу, або алгебраїчні зв'язки між тисками і витратою газу, що моделюють об'єкти які встановлені на кінцях газопроводу:

$$\text{при } x=0: \quad \varepsilon = \frac{p_n(0,t)}{p_e} = \Phi[q_k(0,t)], \quad (2.35)$$

$$\text{при } x=L: \quad p_k(L,t) = f_1(t) \text{ або } q_k(L,t) = f_2(t). \quad (2.36)$$

Для коректного задання граничних умов їх загальна кількість на обох кінцях розглянутої ділянки трубопроводу має дорівнювати чотирьом [65]. В якості таких умов можуть задаватись граничні умови, що моделюють повний розрив трубопроводу та/або його повне перекриття (робота лінійного крану).

Моделювання стаціонарного режиму течії газу трубопроводу являється більш простим завданням у порівнянні з аналізом нестационарних режимів, тому відповідні моделі являються основою розрахункового ядра КПДР.

Стаціонарним називається такий режим течії газу, для якого характерна незмінність у часі тисків і потоків газу у всіх перетинах трубопроводу[61]. При стаціонарному режимі роботи газопроводу масова витрата газу залишається незмінною у всіх перерізах ділянки газопроводу (рівняння нерозривності течії).

$$M = \rho v S = const, \quad (2.37)$$

де ρ - густина газу; v - швидкість газу; S - площа поперечного перерізу газопроводу. При цьому об'ємна витрата газу

$$Q = vS \quad (2.38)$$

змінюється від перетину до перетину. Якщо $S = const$, то об'ємна витрата Q і швидкість v газу збільшуються від початку ділянки газопроводу до його кінця.

Моделі стаціонарної течії газу в газопроводі детально розглядаються в [70, 38, 44, 37, 39].

Серед основних слід виділити розподіл $p(x)$ тиску по довжині ділянки газопроводу (при $S = const$):

$$P(x) = \sqrt{P(0)^2 - \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot q_k^2}{(3,26 \cdot 10^{-7})^2 \cdot d^5} x}, \quad (2.39)$$

де x - координата вздовж осі газопроводу, відраховується від початку ділянки; $P(0) = P_n$ - тиск газу на початку ділянки ($x=0$); λ - коефіцієнт гідравлічного опору; Δ - відносна густина газу; q_k - комерційний розхід газу $q_k = M / \rho_{cm}$, де ρ_{cm} - густина газу за стандартних умов; d - внутрішній діаметр газопроводу; z_{cp} - коефіцієнт стисливості газу вважається постійним, розрахованим при середньому тиску P_{cp} та температурі T_{cp} на ділянці газопроводу [70].

При моделюванні лінійної запірної арматури, коли розглядаються стаціонарні режими течії газу сам кран як об'єкт в «модельованій схемі» відсутній. Якщо ж моделюється нестаціонарний режим, то великого значення набувають такі параметри як робота байпасного крана, гранична різниця тисків входу/виходу спрацювання крана (перепад) і т.п.

Процес проходження газу через байпасний трубопровід кранового вузла можна умовно представити у вигляді витікання газу із посудини через насадку [73]. В даному випадку посудиною є частина труби, розташована до крана, насадкою є байпасний трубопровід із діаметром меншим основного газопроводу. Розрізняють два режими витікання газу: перший - критичний,

коли швидкість газу на виході насадки дорівнює місцевій швидкості звуку c_c (такий режим називають звуковим), і докритичний, коли ця швидкість менше швидкості звуку (дозвуковий). Критичний режим витікання виникає, якщо тиск в посудині P_1 (в нашому випадку в частині трубопроводу розташованому до крана) більше тиску в середовищі, куди випускається газ P_2 (частина трубопроводу розташована після крана) в певну кількість разів, що залежить від показника адиабати γ , інакше режим витікання – являється докритичним:

Якщо, $\frac{P_1}{P_2} > \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$, то має місце критичний режим витікання газу

($v_c = c_c$), в цьому випадку:

$$P_c = P_1 \cdot \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}; \quad T_c = T_1 \cdot \frac{2}{\gamma+1}; \quad v_c = c_c = \sqrt{\frac{2\gamma RT_1}{\gamma+1}}, \quad (2.40)$$

де T_1 – температура газу в частині трубопроводу розташованому до крана; P_c , T_c , v_c - тиск, температура та швидкість газу у вихідному перерізі байпасного трубопроводу.

Якщо, $\frac{P_1}{P_2} < \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$, то має місце докритичний режим витікання газу

($v_c < c_c$), в цьому випадку:

$$P_c = P_2; \quad T_c = T_1 \cdot \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}; \quad v_c = \sqrt{\frac{2\gamma RT_1}{\gamma-1} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{1-\gamma}{\gamma}}\right]}. \quad (2.41)$$

Тобто поки відношення $\frac{P_1}{P_2}$ не стане більшим в $\left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$ разів (для метану $\gamma=1,31$, $\left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} = 1,8385$) - присутній критичний режим потоку газу.

2.4.2 Математичне моделювання процесів роботи компресорної станції

Наступними найважливішими активними об'єктами ГТС являються компресорні станції, за допомогою яких здійснюється управління потоками і режимами транспорту газу. Проблемам моделювання та оптимізації режимів КС присвячено багато робіт [30-33, 37, 39, 52]. Проте практична реалізація обчислювальних алгоритмів в багатьох комп'ютерних комплексах припускає або використання спрощених моделей, або обмежені варіанти підключення КС до траси магістрального газопроводу.

Технологічна схема КС включає в себе велику кількість модельованих та немодельованих технологічних об'єктів.

Моделювати всі об'єкти КС немає сенсу, оскільки основним завданням моделювання є розрахунок параметрів газового потоку на вході/виході КС, АПО, ГПА, розрахунок режимно-енергетичних параметрів роботи ГПА і КС в цілому. Для вирішення даної задачі досить розглядати лише ті об'єкти і ті фактори, які безпосередньо впливають на режим роботи КС, тому на практиці в розрахунках використовують не технологічну, а розрахункову схему КС.

Формалізація розрахункової схеми може бути різною в залежності від розв'язуваних завдань. Так для задач магістрального транспорту газу немає сенсу проводити розрахунок внутрішньоцехової трубопровідної обв'язки, оскільки це пов'язано з розрахунком коротких труб з численними місцевими опорами (повороти, відводи, крани і так далі). Це різко збільшило б розмірність задачі, в той час як основні втрати тиску в обв'язці КС можна врахувати інтегрально, як втрати на вході та виході КС.

Математична модель КС для адекватного опису фізичних процесів транспортування природного газу в розрахунковому ядрі КПДР повинна будуватися з моделей її сегментів[29]. Під сегментами КС маються на увазі модельовані об'єкти розрахункової схеми КС: ГПА, АПО, УОГ. Дані моделі детально описані в[34, 37-39, 44, 70,73,74,75].

Серед основних слід виділити:

- 1) Модель роботи відцентрового нагнітача, що базується на поєднанні аналітичних залежностей для політропних газодинамічних процесів та

приведених газодинамічних характеристик заводу виробника, або тих що отримуються для кожного ВЦН в процесі його комплексного обстеження. Дана модель описується поліномом другого степеня

$$\varepsilon_n = a + b[Q_{вс}]_{np} + c[Q_{вс}]_{np}^2, \quad (2.42)$$

$$\eta_{пол} = \kappa_1 + \kappa_2[Q_{вс}]_{np} + \kappa_3[Q_{вс}]_{np}^2, \quad (2.43)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв} = c_1 + c_2[Q_{вс}]_{np} + c_3[Q_{вс}]_{np}^2, \quad (2.44)$$

де ε_n - ступінь підвищення тиску газу в нагнітачі; $a, b, c, \kappa_1, \kappa_2, \kappa_3, c_1, c_2, c_3$ - коефіцієнти полінома; $[Q_{вс}]_{np}$ - приведена витрата газу на всмоктуванні нагнітача; $\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв}$ - приведена потужність нагнітача; $\eta_{пол}$ - політропічний ККД

2) Моделювання робочого процесу реального циклу газової турбіни [74]:

- процес стиснення повітря в осьовому компресорі

$$T_2' = T_1 + \frac{T_1 \cdot \varepsilon_{\kappa} \frac{R_{pm}}{C_{pm}|_{T_1}^{T_2'}} - T_1}{\eta_{ок}}, \quad (2.45)$$

де T_1, T_2' - температура повітря на вході та виході з осьового компресора; R_{pm} - газова постійна робочого тіла; $C_{pm}|_{T_1}^{T_2'}$ - середня теплоємність робочого тіла в інтервалі температур від T_1 до T_2' ; $\eta_{ок}$ - внутрішній ККД осьового компресора; ε_{κ} - ступінь підвищення тиску в осьовому компресорі

$$\varepsilon_{\kappa} = \frac{P_{ам} \varepsilon_{онм}}{P_{ам} - \Delta P_a}, \quad (2.46)$$

де $P_{ам}$ - атмосферний тиск; ΔP_a - втрати тиску на вході в осьовий компресор; $\varepsilon_{онм}$ - оптимальний ступінь підвищення тиску в осьовому компресорі; - процес розширення робочого тіла в газовій турбіні

$$T_3 = \frac{T_4'}{1 - \eta_m \left(1 - \varepsilon_m \frac{R_{pm}}{C_{pm}|_{T_3}^{T_4'}} \right)}, \quad (2.47)$$

де T_4' - температура на виході газової турбіни, T_3 - температура робочого тіла на вході в газову турбіну, η_m - внутрішній ККД газової турбіни, ε_m - ступінь розширення робочого тіла в газовій турбіні, $C_{pm}|_{T_3}^{T_4'}$ - середня теплоємність робочого тіла в інтервалі температур від T_3 до T_4'

$$T_4' = b_1 + b_2 \left(\frac{n}{n_{\max}} \right) + b_3 \left(\frac{n}{n_{\max}} \right)^2, \quad (2.48)$$

де $\frac{n}{n_{\max}}$ - процент розрахункового числа обертів ротора турбіни; b_1, b_2, b_3 - коефіцієнти полінома.

$$\varepsilon_m = \frac{P_{am} \varepsilon_{onm} - \Delta P_{кз}}{P_{am} + \Delta P_s}, \quad (2.49)$$

де $\Delta P_{кз}$ - втрати тиску в камері згорання; ΔP_s - втрати тиску на виході ГТУ.

3) Модель роботи апаратів повітряного охолодження газу [75]

$$T_K = T_3 + (T_{II} - T_3) \cdot e^{\left(\frac{k \cdot F_{op}}{M \cdot c_p} \right)}, \quad (2.50)$$

де, T_{II} , T_K - температура газу, відповідно на вході та виході АПО; T_3 - температура навколишнього середовища; k - коефіцієнт теплопередачі, що характеризує інтенсивність передачі теплоти від газу в навколишнє середовище через розподільчу стінку труби і її ізоляційне покриття (даний коефіцієнт відноситься до повної ребреної поверхні теплообміну - F_{op}); c_p - середня теплоємність газу при постійному тиску; M - масова витрата газу через АПО.

Температура газу на виході з АПО підтримується не більшою ніж 40°C , що дозволяє запобігати пошкодженню та руйнуванню бітумної ізоляції, підвищує пропускну здатність газопроводу і дозволяє уникати появи додаткових напружень у трубопроводі [6].

4) Математична модель роботи установки очистки газу

$$\xi f_{\text{ч}} \rho_{\text{г}} \frac{w_o^2}{2} \leq m_{\text{ч}} \omega^2 r , \quad (2.51)$$

де ξ – коефіцієнт опору середовища установки очистки газу; w_o , $f_{\text{ч}}$, $m_{\text{ч}}$ – параметри частинок забруднення; ω – кутова швидкість руху газового потоку; r – середній радіус установки.

При моделюванні нестационарних, перехідних режимів транспортування газу через КС на практиці для спрощення процесу розрахунку, можна знехтувати часовою складовою нестационарного режиму газових потоків через КС зважаючи на відносно малу протяжності трубопроводів об'язки КС і низьку інерційність газодинамічних процесів що відбуваються. Незалежно від характеру руху газу в прилеглих до КС ділянках трубопроводу, зміни розходу на вході і виході КС вважається практично синхронними, тому для опису нестационарних режимів роботи КС використовується метод послідовної зміни стаціонарних режимів.

При його застосуванні увесь досліджуваний часовий інтервал розбивається на безліч малих проміжків за часом (у загальному випадку нерівномірних). Режим транспортування газу на кожному тимчасовому проміжку умовно приймається стаціонарним. Таким чином, на кожному кроці методу послідовної зміни стаціонарних режимів вирішуються відповідні системи нелінійних алгебраїчних рівностей і нерівностей. За результатами їх рішення на кожному тимчасовому проміжку визначаються параметри природного газу на виході з КС [57].

2.4.3 Адаптація математичних моделей об'єктів ГТС

У процесі розрахунку параметрів руху газу в трубопроводі важливо наблизити результати моделювання до даних, отриманих вимірювальним обладнанням. За таких умов варто застосовувати методи адаптації математичних моделей об'єктів ГТС.

Основними по ступені впливу на параметри газового потоку об'єктами ГТС є ділянки газопроводу, перемички, відбори, КС. Оскільки накопичення похибки моделей таких об'єктів призводить до неточного опису параметрів цілої ГТС, то виникає необхідність адаптації їх моделей до реальних умов експлуатації. У цьому напрямку були проведені численні дослідження як вітчизняними, так і зарубіжними дослідниками [76-78].

Центральною, на сьогодні до кінця невирішеною, проблемою побудови моделі трубопроводу є питання моделювання тертя частинок газу об стінки труби та між собою. Згідно (2.29), (2.30), (2.39) вплив гідродинамічних характеристик газу та трубопроводу, в якому рухається газ, на інтенсивність тертя характеризується коефіцієнтом гідравлічного опору.

У процесі експлуатації МГ внаслідок зміни з часом шорсткості стінок трубопроводу та забруднення внутрішньої порожнини газопроводу, його гідравлічні характеристики можуть відрізнитись від теоретичних і з часом змінюватись. Тому для підвищення точності моделювання процесу течії газу в МГ необхідно провести адаптацію значення коефіцієнта гідравлічного опору у відповідності з даними вимірювального обладнання.

Існує декілька підходів щодо здійснення корегування коефіцієнта гідравлічного опору. Загальноприйнятим вважається введення поняття гідравлічної ефективності для ділянки магістрального газопроводу [58, 71], значення якого визначається за фактичними параметрами режимів експлуатації газопроводу. Тоді залежності (2.29), (2.30) для нестационарного режиму та (2.39) для стаціонарного режиму матимуть наступний вигляд:

$$\frac{\partial p^2(x,t)}{\partial t} = E \cdot a^2 \cdot \frac{\partial^2 p^2(x,t)}{\partial x^2}; \quad (2.52)$$

$$\frac{\partial q_k^2(x,t)}{\partial t} = E \cdot a^2 \cdot \frac{\partial^2 q_k^2(x,t)}{\partial x^2}; \quad (2.53)$$

$$q_k^2 = 3,26 \cdot 10^{-7} \cdot d^{2,5} \cdot E \cdot \sqrt{\frac{P(0)^2 - P(x)^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot q_k^2 \cdot x}}, \quad (2.54)$$

де E - коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки газопроводу, розраховується за даними диспетчерських служб.

Під час руху газу через компресорну станцію його енергія змінюється внаслідок впливу на газовий потік ГПА, АПО та обв'язки КС. Як вже зазначалося, компресорна станція являє собою досить складну систему, в якій одночасно можуть працювати ГПА з різним залишковим технічним ресурсом. Тому, якщо при моделюванні режиму КС використовувати неадаптовані моделі газоперекачувальних агрегатів, то результати моделювання швидше за все будуть неадекватні фактичним режимам.

Відомо, що основним джерелом отримання даних про режим роботи відцентрового нагнітача є його паспортні характеристики, які будувались за експериментальними даними, та з часом їх параметри мінялись, набувають актуальності методи адаптації моделі роботи нагнітача за даними вимірювального обладнання. Для аналітичного опису характеристик першого роду ВЦН ми користувались залежностями: $\varepsilon_n = f([Q_{вс}]_{np})$; $\eta_{пол} = f([Q_{вс}]_{np})$;

$\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв} = f([Q_{вс}]_{np})$, тоді як функцію f визначали як поліном степені $m=2$ (2.42),

(2.43), (2.44). Саме коефіцієнтами полінома з даних рівнянь $a, b, c, \kappa_1, \kappa_2, \kappa_3, c_1, c_2, c_3$ виконується корегування графічних кривих газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів у відповідності до фактичних параметрів його роботи, що фіксують прилади контролю.

Теж саме і стосується роботи газотурбінної установки, корегуючи коефіцієнти полінома b_1, b_2, b_3 – ми досягаємо потрібної точності в моделі (2.48), а відповідно в моделюванні процесу розширення газу в проточній частині газової турбіни. Крім того беруться до уваги наступні фактори:

1) В реальному циклі роботи газотурбінного двигуна, мають місце втрати енергії в осьовому компресорі і турбіні, які оцінюються за допомогою відповідних внутрішніх ККД ($\eta_{ок}$ і η_m). Дані параметри несуть прямий вплив на ефективність процесу стиснення та розширення робочого тіла (2.45), (2.47).

2) Повнота згорання палива у камері згорання оцінюється ККД $\eta_{кз}$.

3) В залежності від величини забруднення проточної частини постійно змінюють свої значення гідравлічні опори тракту ΔP_a , ΔP_s , $\Delta P_{кз}$ (2.46), (2.49).

В процесі експлуатації ГПА при виконанні планових ремонтів, періодично проводяться комплексні теплотехнічні випробування ГТУ, і значення вищезазначених показників постійно уточнюються. Відповідно для досягнення адекватності процесу моделювання ГТУ, після кожного ремонту повинна проводитись адаптація моделей (2.45), (2.46), (2.47), (2.48), (2.49) по фактичних значеннях цих коефіцієнтів.

Адаптація моделі АПО газу проводиться в представленні коефіцієнта теплопередачі k залежності (2.50) в наступному вигляді:

$$k = x_1 + x_2 v_{нов} , \quad (2.55)$$

де $v_{нов}$ - швидкість руху повітря в АПО; x_1, x_2 - коефіцієнти, розраховані за диспетчерськими даними.

Ідеальним варіантом інформаційного забезпечення процесу моделювання і розв'язання режимно-технологічних задач для КС є наявність наступних телевимірювань: тиск і температура на вході/виході КС та нагнітачів кожного ГПА; тиск і температура на вході/виході АВО; продуктивність кожного ГПА і КС; витрати паливного газу; оберти нагнітачів кожного ГПА.

У цьому випадку можна постійно контролювати адекватність моделі кожного газоперекачувального агрегату і апаратів повітряного охолодження газу за фактичними режимами і при виявленні неадекватного стану моделі своєчасно виконувати процедуру її адаптації.

В реальних умовах поточне значення продуктивності ГПА і КС, як правило, не заміряється (окрім КС із станціями заміру), а береться з вирішення завдання балансування газових потоків по МГ ГТС, при цьому розрахункова процедура вирішення самої задачі балансування потоків використовує розрахункову модель КС [2]. В результаті виходить замкнуте коло, що ставить в глухий кут процес визначення пропускної здатності газопроводу та КС.

Дана проблема може бути частково вирішена в результаті рішення завдання адаптації моделей трубопровідна система і компресорна станція в єдиному розрахунковому гідравлічному режимі, яке ускладнюється тим, що на різних рівнях диспетчерського управління ПАТ «Укртрансгаз» - доступний перелік даних телевимірювань різний. У будь-якому випадку для вирішення завдання адаптації моделі КС необхідно, щоб продуктивність КС була задана, або заміряна, або розрахована, інакше задача не має коректного рішення.

Висновки по розділу

1. Запропоновано схему організації комп'ютерного КПДР на основі архітектури об'єктно-орієнтованого проектування. Така схема дозволяє інтегрувати КПДР в інформаційну структуру газотранспортного підприємства, що є одним з ефективних засобів підвищення професійних навичок диспетчерського персоналу на його робочому місці.

2. Розглянуто особливості КПДР як людинно-машинної системи, здійснено обґрунтування інформаційної взаємодії його компонентів із користувачем. Показано, що використовуючи можливості сучасних інформаційних технологій, дана ЛМС забезпечує збір та обробку інформації, необхідної для здійснення диспетчерського управління, автоматичного регулювання та прийняття рішень диспетчером.

3. Описано метод організації СППР на основі використання продукційної моделі представлення знань, в якому управління системою продукційних правил здійснюється за принципом визначення вагових ознак. В результаті реалізації даного методу в КПДР, спеціалісти зможуть отримувати кількісну і якісну інформацію про стан об'єктів трубопровідних систем і режим транспортування газу.

4. Проведено дослідження існуючих методів математичного моделювання технологічних процесів ГТС, на основі яких запропоновано ряд математичних моделей роботи основних об'єктів ГТС при стаціонарних, та нестаціонарних режимах течії газу, необхідних для вирішення режимно-технологічних завдань диспетчерського персоналу.

5. Для підвищення точності моделювання процесу течії газу, на основі експериментальних досліджень, запропоновано моделі адаптації термодинамічних і гідравлічних характеристик трубопровідної системи та основного обладнання компресорної станції, що дозволяють здійснювати адаптацію моделей роботи модельованих об'єктів ГТС без викривлення їх фізичного змісту.

РОЗДІЛ 3

МЕТОДИ ТА АЛГОРИТМИ РІШЕННЯ РЕЖИМНО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗАДАЧ В КОМП'ЮТЕРНОМУ КОМПЛЕКСІ ПІДТРИМКИ ДИСПЕТЧЕРСЬКИХ РІШЕНЬ

Основні задачі режимно-технологічного характеру, які вирішуються в комп'ютерному комплексі підтримки диспетчерських рішень, включають в себе цілий ряд розрахункових процедур, які базуються на розглянутих раніше моделях технологічних процесів що мають місце на об'єктах газотранспортної системи. Схема цих процедур спирається на розроблені математичні та алгоритмічні методи, які покладені в основу побудови функціональних інформаційно-програмних модулів КПДР, та являються головним інструментом ефективного вирішення широкого кола технологічних завдань експлуатації об'єктів трубопровідного транспорту.

Власне проблеми таких задач пов'язані не тільки з теоретичним опрацюванням методів та способів їх вирішення, а також із розробкою інформаційно-програмної підтримки та алгоритмів, здатних працювати на реальних розрахункових схемах газотранспортної системи, з реальними даними, якими володіють диспетчерські служби, з практичним застосуванням методів і алгоритмів розв'язання задач в реальних системах диспетчерського управління.

Розглянуті в даному розділі методи та алгоритми орієнтовані на видачу рекомендацій експлуатуючому персоналу щодо оптимального управління, підвищення ефективності та надійності роботи основного обладнання ГТС при їх безпечному функціонуванні.

Основні результати опубліковано в роботах автора [40- 42, 50, 56, 73].

3.1 Метод вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів

Економія природного газу при транспортуванні по магістральних газопроводах повинна бути направлена на скорочення різного роду його витрат, збільшення ефективності його використання в технологічних процесах і силових агрегатах, впровадження в підприємства різного роду форм і видів енергозберігаючої і безвідходної технології транспорту природних газів [75].

В силу того, що основною величиною витрат на компресорних станціях являється розхід газу як палива (75-85%), безпосередньо спаленого в камері згорання газової турбіни, економії, передусім, повинна піддаватися саме величина паливного газу для газоперекачувальних агрегатів.

Якщо при оптимізації витрати паливного газу враховувати фактичні режимні дані і реальний технічний стан агрегатів, то нормою витрат буде не що інше як розрахункова величина розходу паливного газу визначена з тією чи іншою похибкою, тобто зекономити чи перевитратити паливо при зазначеному режимі і технічному стані агрегатів неможливо [52]. А відхилення від «норми» може бути або за рахунок зміни технічного стану агрегатів або за рахунок зміни режиму їхньої роботи, що може бути описано розрахунковим методом. Критерієм в цьому випадку буде служити мінімальна витрата паливного газу по компресорній станції.

Функція мети оптимізаційної задачі може бути різною, але, як правило, вона включає в себе інтегральні витрати на транспорт газу: вартісні, паливного газу, споживаної потужності та ін. У загальному вигляді її можна представити як:

$$F = \min \sum_{k=1}^{N_{KC}} [q^{KC_k} (p_{ex}^{KC_k}, Q_{ex}^{KC_k}, T_{ex}^{KC_k}, p_{вих}^{KC_k}, \vec{A}_{ГПА}^{KC_k})], \quad (3.1)$$

де N_{KC} - кількість КС у складі системи; q^{KC_k} - витрати на перекачування газу k -тою КС; $p_{ex}^{KC_k}, Q_{ex}^{KC_k}, T_{ex}^{KC_k}, p_{вих}^{KC_k}$ - розрахункові параметри газового потоку через k -ту КС; $\vec{A}_{ГПА}^{KC_k}$ - вектор заданих і розрахункових параметрів ГПА k -тої КС ($k=1..N_{KC}$).

У відповідності до запропонованого методу, функція мети доповнюється наступною системою обмежень:

$$\begin{aligned}
 a) p_{\text{вх}}^{KC_k} &= p_{\text{вх. факт.}}^{KC_k} = \text{const} ; \\
 б) p_{\text{вих}}^{KC_k} &= p_{\text{вих. факт.}}^{KC_k} = \text{const} ; \\
 в) \sum_{k=1}^{N_{KC}} Q_{\text{вх}}^{KC_k} &= \sum_{k=1}^{N_{KC}} Q_{\text{вх. факт.}}^{KC_k} = \text{const} ; \\
 г) T_{\text{вх}}^{KC_k} &= T_{\text{вх. факт.}}^{KC_k} = \text{const} .
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

де $p_{\text{вх. факт.}}^{KC_k}$, $p_{\text{вих. факт.}}^{KC_k}$, $Q_{\text{вх. факт.}}^{KC_k}$, $T_{\text{вх. факт.}}^{KC_k}$ - фактичні значення параметрів газового потоку через КС. Дані параметри являються постійними величинами, так як розглядається метод оптимізації паралельно працюючих КС багатониткових систем газопроводів, основною вимогою якого є збереження загального встановленого режиму роботи трубопровідної системи при мінімальних витратах паливного газу ГПА.

Враховуючи прийняті обмеження можна зробити висновок, що при даному методі оптимізація досягається тільки за рахунок зміни значення вектора $\vec{A}_{\text{ГПА}}^{KC_k}$, який представляється в наступному вигляді:

$$\vec{A}_{\text{ГПА}}^{KC_k} = \left(\vec{B}_{\text{ВЦН}}^{KC_k}, \vec{C}_{\text{ГТД}}^{KC_k} \right), \tag{3.3}$$

де $\vec{B}_{\text{ВЦН}}^{KC_k}$ - вектор заданих і розрахункових параметрів відцентрового нагнітача k -тої КС; $\vec{C}_{\text{ГТД}}^{KC_k}$ - вектор заданих і розрахункових параметрів газової турбіни k -тої КС. У загальному вигляді їх можна представити у вигляді:

$$\vec{B}_{\text{ВЦН}}^{KC_k} = \left(\varepsilon_{\text{ВЦН}}^{KC_k}, \frac{n^{KC_k}}{n_{\text{н ВЦН}}}, Q_{\text{ВЦН}}^{KC_k}, N_{\text{е ВЦН}}^{KC_k} \right); \tag{3.4}$$

$$\vec{C}_{\text{ГТД}}^{KC_k} = \left(n_{\text{ст ГТД}}^{KC_k}, N_{\text{ст ГТД}}^{KC_k}, T_{1 \text{ ГТД}}^{KC_k}, T_{2 \text{ ГТД}}^{KC_k}, T_{3 \text{ ГТД}}^{KC_k}, T_{4 \text{ ГТД}}^{KC_k} \right), \tag{3.5}$$

де $\varepsilon_{\text{ВЦН}}^{KC_k}$ - ступінь підвищення тиску газу нагнітачів k -тої КС; $\frac{n^{KC_k}}{n_{\text{н ВЦН}}}$ - відносні оберти нагнітачів k -тої КС; $Q_{\text{ВЦН}}^{KC_k}$ - витрата газу через нагнітачі k -тої КС, за умов всмоктування; $N_{\text{е ВЦН}}^{KC_k}$ - ефективна потужність нагнітачів k -тої КС; $n_{\text{ст ГТД}}^{KC_k}$ - оберти

силових турбін k -тої КС; $N_{ст\ ГТД}^{КС_k}$ - потужність газових турбін k -тої КС; $T_{1ГТД}^{КС_k}, T_{2ГТД}^{КС_k}, T_{3ГТД}^{КС_k}, T_{4ГТД}^{КС_k}$ - температурні параметри термодинамічного циклу газових турбін k -тої КС.

Програмний алгоритм реалізації даного методу організований в розрахунковому ядрі інформаційно-програмного модуля «Оптимізація режиму роботи КС» (рис 3.1), має наступний вигляд:

1) Для отриманої із SCADA систем, або інтерактивного введення інформації вихідних даних $p_{вх.факт.}^{КС_k}, p_{вих.факт.}^{КС_k}, Q_{вх.факт.}^{КС_k}, T_{вх.факт.}^{КС_k}$, ($k = 1, \dots, n$, де n - кількість КС у складі системи) поетапно проводиться розрахунок режимів роботи кожної з паралельно працюючих КС. При цьому за допомогою циклічних операторів, умовно змінюються параметри режиму роботи ГПА цих КС, тобто значення вектора $\vec{A}_{ГПА}^{КС_k}$, при цьому розвантажуючи одну станцію автоматично навантажується інша і навпаки - загальний режим роботи газопровідної системи при цьому залишається незмінним, зберігається задана продуктивність перекачування газу і його тиск в газопроводі. Тобто виконується умова, задана системою рівнянь (3.2). Даний розрахунок виконується у наступній послідовності:

а) Визначаються значення параметрів вектора $\vec{B}_{ВЦН}^{КС_k}$ k -тої КС, а саме відносні оберти $\frac{n^{КС_k}}{n_{н\ ВЦН}}$ та ефективна потужність $N_{е\ ВЦН}^{КС_k}$ відцентрових нагнітачів відповідно до їхніх газодинамічних характеристик, при i -тому умовно-заданому режимі роботи КС.

б) Виконується термодинамічний та техніко-економічний розрахунок газотурбінних установок, встановлених на k -тій КС. Визначаються значення параметрів вектора $\vec{C}_{ГТД}^{КС_k}$, а саме показники роботи ГТУ $T_{2ГТД}^{КС_k}, T_{3ГТД}^{КС_k}, T_{4ГТД}^{КС_k}$ вказані в розділі 2, а також – питома витрата паливного газу $q^{КС_k}$, при i -тому умовно-заданому режимі роботи КС.

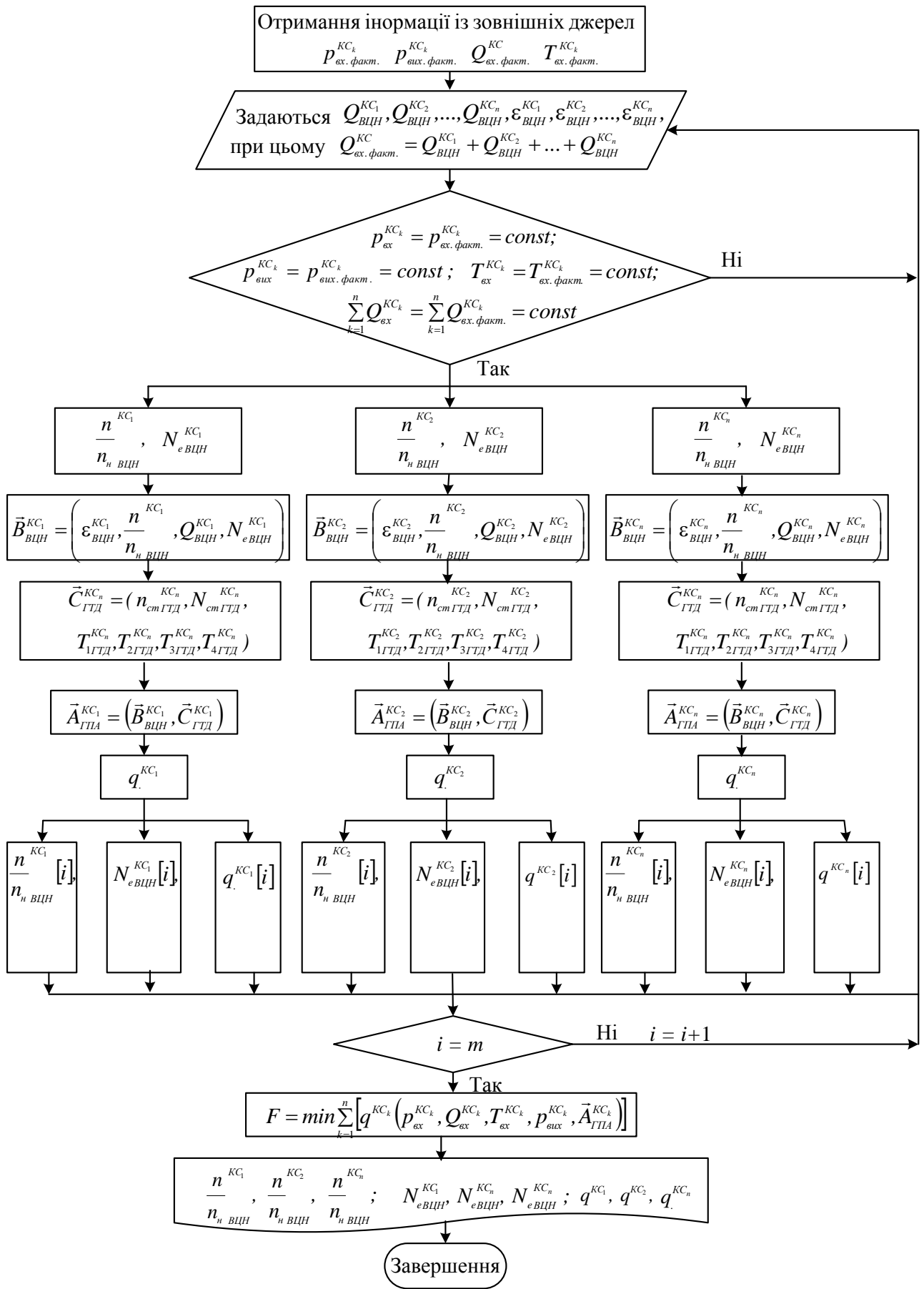


Рисунок 3.1 - Графічний алгоритм програмної реалізації методу вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів

2) Із результатів програмного розрахунку формується ряд числових масивів $\frac{n^{KC_k}}{n_{н\ ВЦН}} [i]$, $N_{е\ ВЦН}^{KC_k} [i]$, $q^{KC_k} [i]$. Тобто при i -тих умовно заданих режимах роботи k -тої КС одержуємо різні значення величини навантаження ГПА, їхньої споживаної потужності, а відповідно - i величини спожитого паливного газу. Кількість умовно-заданих режимів роботи кожної КС m визначається програмно, виходячи з антипомпажних характеристик відцентрових нагнітачів встановлених на даних КС.

3) За допомогою логічних операторів із ряду сформованих результатів обирається результат, при якому економічність роботи систем КС була б максимальною, тобто обирається такий режим роботи КС із всіх умовно запропонованих програмою, при якому сумарна витрата паливного газу – мінімальна.

Детальний опис функціональних особливостей даного методу наведений в розділі 4 при розгляді інформаційно-програмного модуля «Оптимізація режиму роботи компресорних станцій».

Під час впровадження даного методу оптимізації в УМГ «Черкаситрансгаз», протягом деякого часу експлуатації паралельно працюючих компресорних станцій КС-20, КС-38 та КС-38Б Гусятин Барського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів, було проведено 54 експерименти по оптимізації режимів їх роботи.

Отримано, що з використанням даного методу фактична середня економія паливного газу на різних режимах роботи складає від 3,7 до 5,3% (вибірка результатів спостережень наведена в додатку Д) при цьому середньоквадратичне відхилення визначене за формулою [79]

$$S = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}, \quad (3.6)$$

складає 0,522. Де N - кількість експериментів, x_i - результат спостереження з вибірки, \bar{x} - середнє арифметичне значення результатів спостереження з вибірки

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i. \quad (3.7)$$

Проведемо перевірку гіпотези, що середня економія паливного газу на різних режимах роботи дійсно складає 4,2%. Застосуємо для даної перевірки t -тест [79]. Головна гіпотеза наступна:

$$H_0: \bar{\theta} = 4,2\%, \quad (3.8)$$

де $\bar{\theta}$ - середня економія паливного газу після впровадження методу.

Визначивши статистичну характеристику t

$$t = \frac{\bar{\theta} - 4,2}{S} \sqrt{N} \quad (3.9)$$

$$t = \frac{4,288 - 4,2}{0,522} \sqrt{54} = 1,235,$$

задаючи $\alpha = 0,05$, із закону розподілу Стюдента з кількістю степенів вільності $\nu = N - 1 = 53$ умова

$$|t| \leq t_{\alpha/2, \nu}, \quad (3.10)$$

виконується, де $t_{\alpha/2, \nu} = 2,02$. Отже гіпотеза підтверджується, тобто середня економія паливного газу на різних режимах роботи компресорних станцій дійсно складає 4,2%.

Також необхідно визначити, чи значущою є середня економія паливного газу з впровадженням нового методу. Головна гіпотеза така:

$$H_0: \bar{\theta} = \hat{\theta}, \quad (3.11)$$

де $\hat{\theta}$ - середня економія паливного газу до впровадження методу (в залежності від досвіду диспетчерського персоналу складала до 2%).

Для перевірки використаємо статистику

$$t = \frac{\bar{\theta} - \hat{\theta}}{S} \sqrt{N} \quad (3.12)$$

$$t = \frac{4,288 - 2}{0,522} \sqrt{54} = 32,17.$$

Використавши по аналогії закон розподілу Стюдента при $\alpha = 0,05$ з кількістю степенів вільності $\nu = N - 1 = 53$, неважко переконатись, що умова (3.10) не виконується, $t_{\alpha/2, \nu} = 2,02$. Отже головну гіпотезу спростовано, тобто слід вважати, що новий метод забезпечує статистично значущий приріст економії паливного газу при експлуатації паралельнопрацюючих компресорних станцій.

Даний метод являється нескладним у своєму виконанні, так як залежить, в цілому, лише від незначних змін навантаження газоперекачувальних агрегатів, при цьому забезпечується виконання головної умови оптимізаційної задачі - збереження загального встановленого режиму роботи трубопровідної системи.

3.2 Метод вирішення задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу

З метою збільшення ефективності очищення внутрішньої поверхні газопроводу, в залежності від степені забруднення, встановлюється оптимальна швидкість руху очисного пристрою у відповідності до його технічних характеристик.

При сталому режимі роботи газопроводу починаючи від початку ділянки фактичне значення швидкості руху ОП по його довжині з кожним кілометром зростає, та в деяких випадках в кінці ділянки її значення може сягнути величини в 1.5 разів більше ніж швидкість очисного пристрою на початку ділянки (рис. 3.2). Це призведе до того, що фактична швидкість очисного пристрою може перевищити його встановлену оптимальну швидкість, що в свою чергу зменшить ефективність роботи ОП тим самим не забезпечиться повна очистка внутрішньої порожнини газопроводу. Крім того це являється прямим шляхом до можливого руйнування конструктивних елементів ОП, що в свою чергу призведе до неможливості його подальшої експлуатації (в Додатку

Ж зображено очисний пристрій із пошкодженими калібрувальними пластинами). Щоб запобігти цьому, необхідно встановлене значення швидкості руху ОП підтримувати приблизно сталим по всій довжині ділянки.

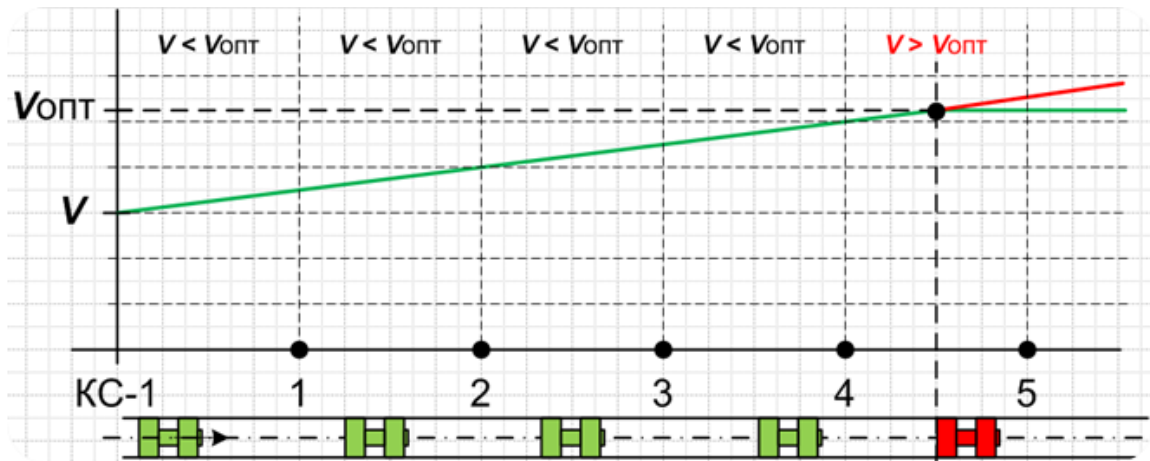


Рисунок 3.2 - Залежність величини швидкості руху очисного пристрою по довжині ділянки газопроводу

Запропонований автором метод, являється одним із ефективних шляхів вирішення цього завдання.

Функція мети задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою може бути представлена в наступному вигляді

$$F = \min |V^n(x) - V_{opt}|, \quad (3.13)$$

при обмеженнях:

$$\begin{aligned} V_{opt} &= const; \\ V^n(x) &\leq V_{opt} + 1 \text{ м/с при } \forall x \in (0, L), \end{aligned} \quad (3.14)$$

де V_{opt} – встановлена оптимальна швидкість руху ОП; $V^n(x)$ – середня швидкість руху ОП на n – ній умовній частині ділянки газопроводу з координатою x ($n = 1..m$, де m – загальна кількість умовних частин ділянки).

При хорошій герметичності трубопроводу швидкість руху очисного пристрою в середньому рівна швидкості потоку газу і може бути визначена за наступною емпіричною залежністю [80]:

$$V = 0,0052 \frac{T_{cp} \cdot z_{cp} \cdot q}{d^2 \cdot P_{cp}}, \quad (3.15)$$

де T_{cp} – середня температура газу, на ділянці газопроводу по якій рухається очисний пристрій; P_{cp} – значення середнього тиску газу на цій ділянці; q – пропускна здатність газопроводу; d – діаметр газопроводу; z_{cp} – коефіцієнт стисливості газу, середнє значення по всій ділянці газопроводу.

Оскільки всі величини вищенаведеної формули є не що інше як дані, саме які і в основному характеризують режим роботи газопроводу, тоді можна зробити висновок, що зміна швидкості руху ОП залежить від зміни режиму роботи газопроводу, а отже і від зміни роботи суміжних КС, між якими проводиться його запуск і прийом.

Отже для того, щоб встановлене значення швидкості руху очисного пристрою підтримувати постійним вздовж ділянки газопроводу, необхідно з кожною зміною по довжині величин основних параметрів режиму його роботи компенсувати їхнє значення, по відношенню до цієї швидкості, що в свою чергу призведе до зміни режиму роботи суміжних КС під час руху між ними ОП. Тобто змінюючи через відповідний час навантаження КС, ми змінюємо режим роботи ділянки газопроводу, цим самим регулюючи задану швидкість руху ОП по всій довжині ділянки.

Програмний алгоритм реалізації даного методу організований в розрахунковому ядрі інформаційно-програмного модуля «Регулювання швидкості руху очисного пристрою» представлений на рис 3.3

Суть даного методу полягає в наступному.

1) Формуються вихідні дані (як вже зазначалось це можуть бути або оброблена інформація БДРЧ існуючої SCADA системи, або дані інтерактивного введення користувача з подальшим їх аналізом та обробкою):

– тиск та температура газу (під час пуску очисного пристрою) на вході та виході КС-1 – станція яка проводить запуск очисного пристрою;

- тиск та температура газу на вході та виході КС-2 – станція яка здійснює прийом очисного пристрою;
- довжина ділянки між КС-1 та КС-2.

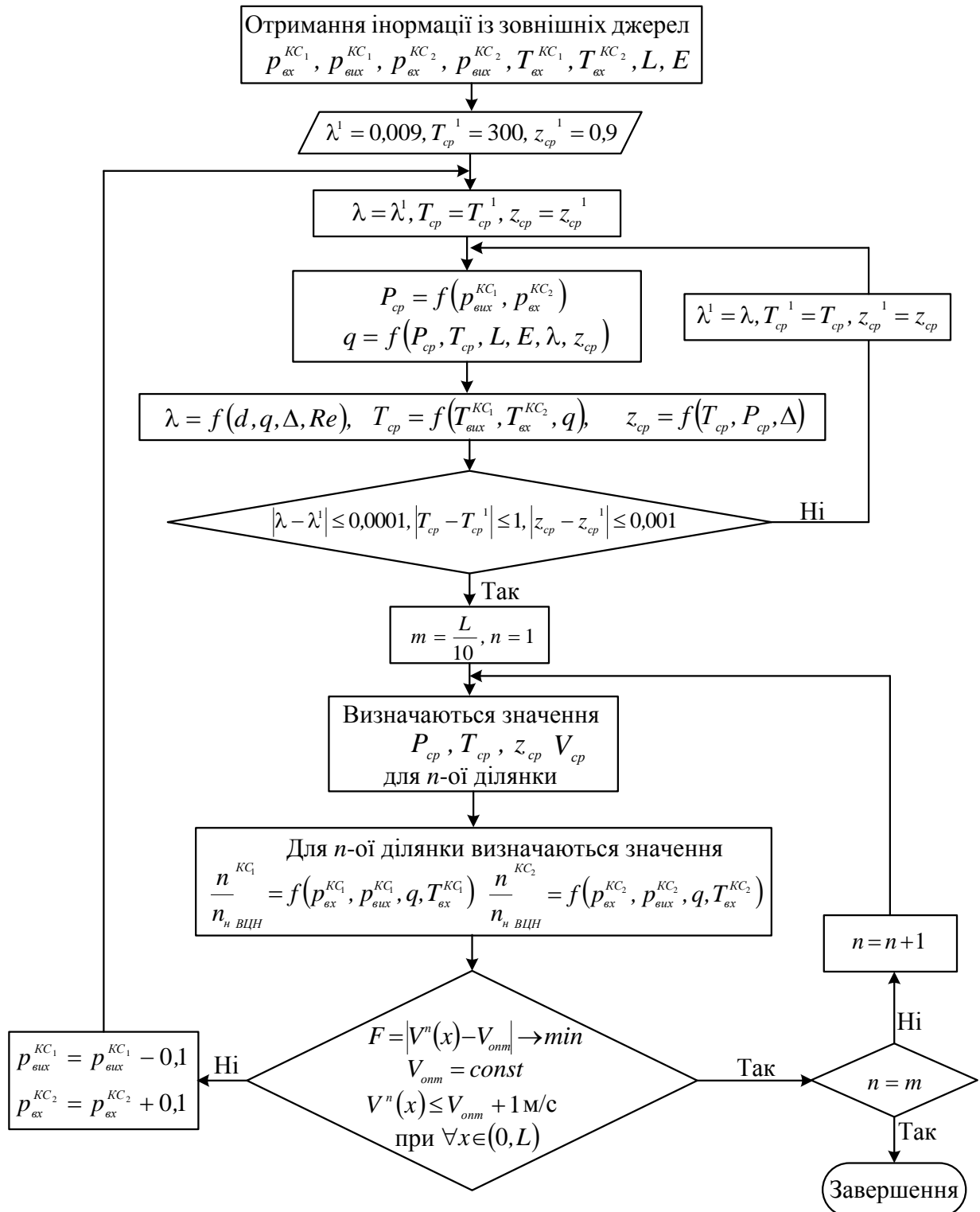


Рисунок 3.3 - Графічний алгоритм програмної реалізації методу вирішення задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою

Додатково зазначається тип та кількість працюючих нагнітачів на КС, втрати тиску газу у вхідному і вихідному шлейфі КС, коефіцієнт ефективності ділянки газопроводу між суміжними КС. Також можна задати необхідне значення оптимальної швидкості руху ОП, або дозволити задати цей параметр програмно, в залежності від встановленого режиму роботи газопроводу.

1) З (2.53) визначається пропускна здатність газопроводу, між КС-1 та КС-2, для цього значення невідомих величин: λ , T_{cp} , z_{cp} , попередньо приймаються: $\lambda = 0,009$, $T_{cp} = 300^\circ\text{K}$, $Z_{cp} = 0,9$, а далі в процесі подальшого розрахунку уточнюються [7].

3) Оскільки значення параметрів тиску газу і температури по довжині ділянки газопроводу будуть весь час змінюватись, то і швидкість газового потоку а відповідно і швидкість очисного пристрою, який буде проходити по газопроводі – буде мінятись.

Далі ділянка газопроводу розбивається на умовні частини, через кожних 10 км. (рис.4.15), саме на кожній з цих частин і буде визначатись середня швидкість руху очисного пристрою.

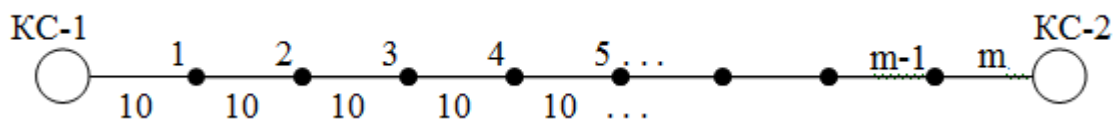


Рисунок 3.4 – Схема умовно розбитої ділянки газопроводу між КС-1 та КС-2

Спершу розглядається ділянка: КС-1 – 1.

Для визначення середньої швидкості руху очисного пристрою на цій ділянці використовується (3.15)

$$V^{KC1-1} = 0,0052 \frac{T_{cp}^{KC1-1} \cdot z_{cp}^{KC1-1} q}{d^2 \cdot P_{cp}^{KC1-1}}, \quad (3.16)$$

де, T_{cp}^{KC1-1} , P_{cp}^{KC1-1} , z_{cp}^{KC1-1} – відповідно середнє значення тиску, температури та коефіцієнта стисливості газу на даній ділянці.

Для знаходження цих величин необхідно знати величину тиску та температури газу в точці 1. Температура газу в даній точці визначається за наступною залежністю

$$T_1 = T_{cp} + (T_{KC1} - T_{cp}) \cdot e^{-ax}, \quad (3.17)$$

де T_{KC1} – температура газу на виході КС-1, °К;

Тиск газу в даній точці знаходиться виходячи з (2.53)

$$P_1 = \sqrt{P_{KC1}^2 - \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot z_{cp}^{KC1-1} \cdot T_{cp}^{KC1-1} \cdot x \cdot q^2}{(3,26 \cdot 10^{-7})^2 \cdot d^5}}, \quad (3.18)$$

де, P_{KC1} - тиск газу на початку ділянки (вихід КС-1).

Середня температура, тиск та коефіцієнт стисливості газу на ділянці визначається за наступними формулами [70]

$$T_{cp}^{KC1} = T_{cp} + \frac{T_{KC1} - T_1}{ax}, \quad (3.19)$$

$$P_{cp}^{KC1} = \frac{2}{3} \left(P_{KC1} + \frac{P_1^2}{P_{KC1} + P_1} \right), \quad (3.20)$$

$$z_{cp}^{KC1} = 1 - 5,39 \cdot 10^5 \cdot \frac{P_{cp}^{KC1-1} \cdot \Delta^{1,3}}{T_{cp}^{KC1-1 \cdot 3,3}}. \quad (3.21)$$

Визначивши значення T_{cp}^{KC1-1} , P_{cp}^{KC1-1} і z_{cp}^{KC1-1} з (3.16) отримуємо середнє значення швидкості руху ОП V^{KC1-1} , на ділянці КС-1- 1 (при $n = 1$).

Для решти умовно розбитих частин (при $n = 2, \dots, m$) розрахунок проводиться аналогічно, тільки початковим значенням тиску і температури газу на кожній з наступних ділянок, будуть відповідати кінцеві значення цих параметрів на попередніх їм ділянках, наприклад: для ділянки 1-2 ($n = 2$) початковим тиском буде кінцевий тиск газу на ділянці КС-1 - 1, і так далі.

4) Визначається дійсне навантаження компресорних станцій (оберти нагнітачів ГПА кожної КС) під час проходження очисного пристрою по відношенню до режиму роботи ділянки газопроводу.

Для цього використовується математичні моделі, приведені в розділі 2.4.2. В цьому випадку також необхідно володіти даними графічних характеристик нагнітачів, які встановлені на КС. Крім того вихідними даними для розрахунку є значення пропускної здатності газопроводу, яке було знайдено раніше.

5) Далі за допомогою логічних операторів програми перевіряється виконання умови (3.13), тобто проводиться порівняння величин знайденої середньої фактичної швидкості руху ОП на кожній з умовно розбитих частинок (для $n = 1 \dots m$) із попередньо встановленою оптимальною швидкістю руху ОП. В разі якщо середня швидкість на якійсь ділянці перевищить значення встановленої швидкості на 1 м/с, отже умова (3.13) не виконується, програма зменшує значення фактичної середньої швидкості шляхом зміни величин тисків газу на початку і в кінці ділянки газопроводу (на початку ділянки - значення тиску понижується, в кінці - підвищується на $0,1 \text{ кгс/см}^2$).

Відповідно при внесенні змін – змінюються значення вихідних даних розрахунку, а отже проводиться по новому перерахунок значень пропускної здатності, навантаження КС, та величин середніх швидкостей руху очисного пристрою по довжині ділянки для кожного значення n . Якщо після цього значення середньої фактичної швидкості руху ОП на виділеній ділянці не зменшилось до величини яка перевищує встановлену оптимальну швидкість на 1 м/с, тоді програма знову змінює значення тисків газу на $0,1 \text{ кгс/см}^2$ на початку і в кінці ділянки газопроводу і розрахунок знову повторюється. Це буде здійснюватись до тих пір, поки умова (3.13) не виконається, тобто середня швидкість руху ОП на виділеній ділянці буде не більшою 1 м/с заданої оптимальної швидкості. А далі розрахунок проводиться для наступної умовно розбитої ділянки аналогічно попередньому.

6) Час, через який необхідно змінювати навантаження КС визначається відносно швидкості руху очисного пристрою, і величини пройденій ним ділянки газопроводу. Враховуючи при цьому, що хвиля тиску, яка утворюється в результаті зміни вхідних і вихідних параметрів газу на ділянці газопроводу,

розповсюджується вздовж осі з деякою швидкістю c , так званою адіабатичною швидкістю звуку, для якої справедлива залежність (2.24).

Під час впровадження даного методу при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу, протягом кількох пусків ОП, були виконані заміри його фактичної швидкості руху. Вияснено, що з використанням даного методу його фактична швидкість не перевищує оптимальну більш ніж на 1 м/с і складає в середньому величину 10,51 м/с (вибірка результатів спостережень наведена в додатку Е). При цьому середньоквадратичне відхилення визначене за формулою (3.6) складає 0,109.

Проведемо перевірку гіпотези, що умова (3.13) виконується і середня швидкість руху очисного пристрою з використанням запропонованого методу дійсно складає 10,5 м/с. Для цього як і в попередньому випадку застосуємо так званий t -тест [79]. Головна гіпотеза наступна:

$$H_0 : \bar{\theta} = 10,5\% , \quad (3.22)$$

де $\bar{\theta}$ – середня швидкість руху очисного пристрою з використанням запропонованого методу.

Для перевірки використаємо статистику (3.9)

$$t = \frac{10,51067 - 10,5}{0,109} \sqrt{15} = 0,375,$$

Задаючи $\alpha = 0,25$, із закону розподілу Стюдента з кількістю степенів вільності $\nu = 15 - 1 = 14$ умова:

$$|t| \leq t_{\alpha/2, \nu}, \quad (3.23)$$

виконується, де $t_{\alpha/2, \nu} = 1,2$. Отже гіпотеза підтверджується, тобто середня фактична швидкість руху очисного пристрою з використанням запропонованого методу дійсно складає 10,5 м/с, і не перевищує його визначену оптимальну швидкість (9,5 м/с) більш ніж на 1 м/с.

3.3 Представлення інформаційних зв'язків об'єктів «модельованих схем» газотранспортної системи.

Як зазначалось у попередньому розділі одним із елементів комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень являється побудована з універсальних сегментів «Розрахункова схема» трубопровідної системи, яка мінімально відрізняється від повної топології реальної технологічної схеми з урахуванням її конструктивного виконання. «Розрахункові схеми» складаються з «Розрахункових об'єктів», які є інформаційним аналогом реальних технологічних об'єктів (рис. 3.5).

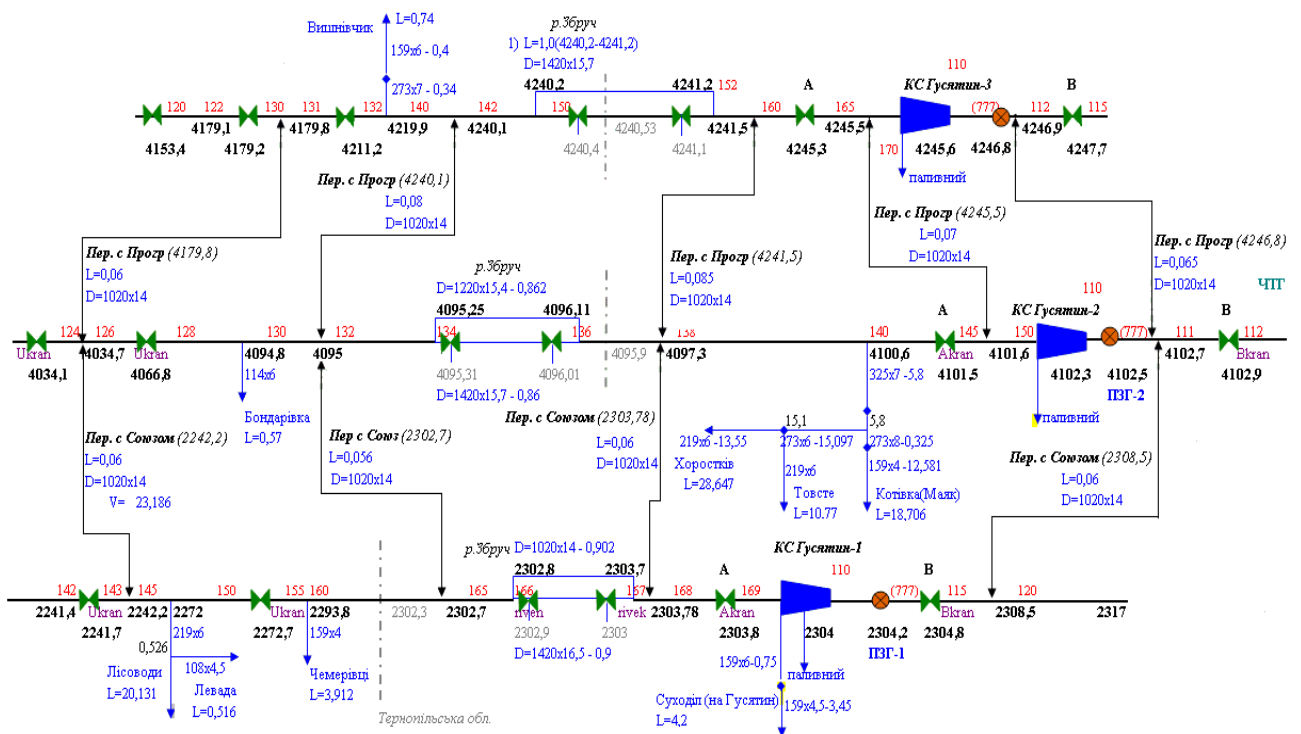


Рисунок 3.5 - Фрагмент «Розрахункової схеми»

Будь-яка технологічна схема може бути представлена у вигляді «Графа», дугами (або ребрами) якого є технологічні об'єкти: лінійні ділянки магістральних газопроводів, крани, перемички, компресорні станції, відводи до ГРС і т.д. Вершинами графа являються або вузли з'єднання декількох технологічних об'єктів, або вузли сходження/розділення потоків газу (рис 3.6).

«Розрахункові об'єкти» відображають основний склад і типи обладнання реальної технологічної схеми, граф схеми - їх інформаційні зв'язки [37].

Оскільки «Розрахункова схема», якою оперує комплекс, є спрощеним відображенням технологічної схеми, то всі вимоги щодо позначень об'єктів, правил їх графічного зображення на технологічній схемі мають бути перенесені на «Розрахункову схему».

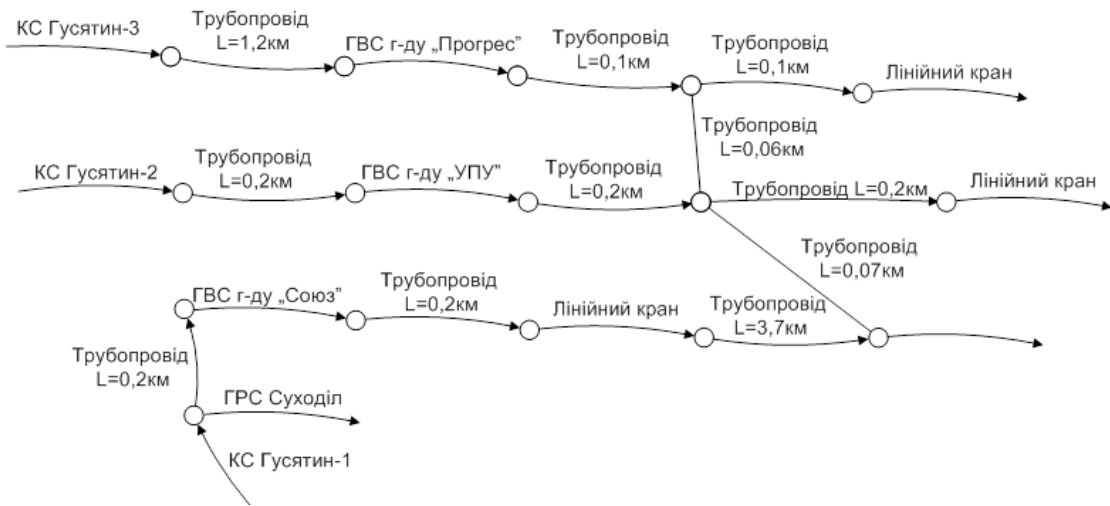


Рисунок 3.6 - Схема представлення інформаційних зв'язків об'єктів газотранспортної системи у вигляді «Графа»

«Розрахункова схема» може відрізнитися від технологічної:

- відсутністю об'єктів, які не враховуються при комп'ютерному моделюванні режимів транспорту газу;

- системою шифрів об'єктів, адаптованої до комп'ютерних БД [39].

Усім «Розрахунковим об'єктам» присвоюються числові ідентифікатори.

Для забезпечення повної відповідності «Розрахункової схеми» ГТС з параметрами в БДРЧ існуючої SCADA-системи, необхідно в «Інтерфейсі зв'язку» передбачити засоби синхронізації [31]. Синхронізація повинна бути виконана, перш за все:

- за ідентифікаторами (номерами) ребер (дуг), вузлів, входів/виходів;
- за параметрами цих об'єктів Графа;
- за матрицями їх зв'язків.

«Розрахункова схема» ГТС крім графічного зображення повинна супроводжуватися таблицями паспортних параметрів всіх її об'єктів. Більш того «Розрахункова схема» повинна супроводжуватися розшифровкою складніших об'єктів ГТС, наприклад КС, з зазначенням їх власних «Розрахункових схем», складу та паспортних параметрів встановлених об'єктів: ГПА, АПО, УОГ і так далі. В іншому випадку «Розрахункова схема» ГТС буде не більше ніж картинкою, непридатною для використання в КПДР [39].

Якщо «Розрахункову схему» доповнити об'єктами «Зовнішнє Середовище» і «Газовий потік», а склад параметрів «Розрахункових об'єктів» (крім паспортних) доповнити режимно-технологічними параметрами, а також параметрами стану об'єктів (зокрема включений/виключений), то в результаті отримаємо «Модельовану схему». Тобто схему, на якій можна виконувати розрахунки з моделювання газових потоків і режимів роботи об'єктів транспортування газу. У цьому полягає якісна відмінність «Модельованої схеми» від «Розрахункової схеми». На рис. 3.7 представлені основні етапи формування такої схеми.



Рисунок 3.7 - Етапи формування «Модельованої схеми»

Особливо слід зазначити, що перетворення «Розрахункової схеми» в «Модельовану схему» не повинно вимагати застосування методів приведення паралельно і послідовно з'єднаних трубопроводів до «Еквівалентних

трубопроводів» [57], так як при моделюванні нестационарних режимів заміна схеми кількох з'єднаних трубопроводів одним «Еквівалентним» є не зовсім коректною. На рис.3.8 представлена схема інформаційних зв'язків об'єктів «Модельованої схеми».

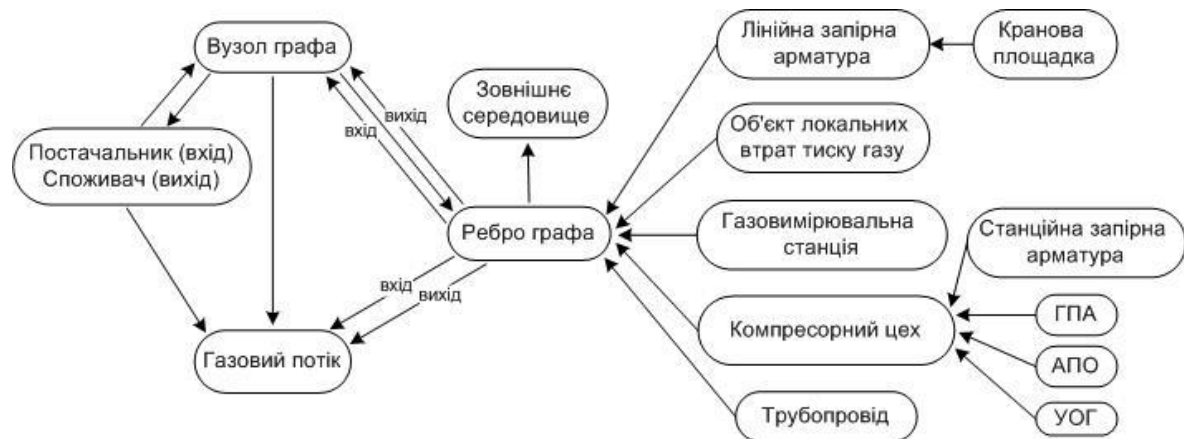


Рисунок. 3.8 - Схема інформаційних зв'язків об'єктів «Модельованої схеми»

Об'єкти «Розрахункової схеми» та «Модельованої схеми» володіють власним набором параметрів та поділяються на «модельовані» та «немодельовані» [37].

«Немодельовані об'єкти» мають інформаційні зв'язки з іншими об'єктами, але не мають власних моделей поведінки (моделей технологічного процесу). Їм присвоюються власні ідентифікатори. До таких об'єктів відносяться:

1. Зовнішнє середовище - інформаційний об'єкт, що містить параметри зовнішнього фізичного середовища, такі як температура повітря, температура ґрунту, барометричний тиск повітря. Крім того, для розрахунку витрат на перекачку газу може бути задана: ціна паливного газу, електроенергії і так далі.

2. Газовий потік - розрахунковий об'єкт, що містить параметри, що характеризують технологічний газовий потік, наприклад: компонентний склад, густину, витрату, тиск, температуру швидкість потоку та інші. Об'єкти «Газовий потік» створюються та поєднуються з усіма «Розрахунковими об'єктами». Будь-які обчислювальні моделі «Розрахункових об'єктів» та

«модельованих схем» зв'язують задані параметри «Газових потоків» з невідомими розрахунковими параметрами. Метою рішення режимно-технологічних задач, як правило, і є визначення значень розрахункових параметрів «Газових потоків» в «модельованій схемі», у відповідності з конкретними умовами задачі і технологічними обмеженнями.

3. Постачальник / Споживач - об'єкт «вхід/вихід» газового потоку (надходження газу - постачальник, відбір газу - споживач), характеризується інформаційними параметрами Газового потоку; компонентний склад, густина, нижча питома теплота згорання, витрата, температура, тиск газу. Він підключається до вузлів графа трубопровідної мережі через запірну арматуру. Набір заданих і розрахункових параметрів Постачальників / Споживачів можуть бути різними при вирішенні конкретних режимно-технологічних завдань.

4. Лінійна запірна арматура - розрахунковий об'єкт, який в «Розрахунковій схемі» характеризується тим, що (при моделюванні стаціонарних режимів) у відкритому стані його вхідний і вихідний вузли Графа об'єднуються. Таким чином, сам кран як об'єкт в «модельованій схемі» відсутній. Якщо ж моделюється нестационарний режим, то великого значення набувають такі "параметри як: наявність байпасного крана, час відкриття і закриття, наявність систем телекерування, обмеження тиску на вході і виході крана, гранична різниця тисків входу/виходу спрацювання крана (перепад) і т.д.

5. Кранова площадка - система кранів, віднесених до однієї кілометрової відмітки, що забезпечують подачу або перекриття потоків газу іншим «Розрахунковим об'єктам»: труба, КС, споживач/постачальник і т.д. Даний об'єкт являється тільки об'єктом «Розрахункової схеми» і використовується в «Інтерфейсі користувача», з метою максимального наближення сприйняття Користувачем «Розрахункової схеми» як реальної «Технологічної схеми» ГТС. У «Інтерфейсі користувача» ці об'єкти використовуються для позиціонування «Розрахункової схеми» на моніторі, візуалізації значень технологічних параметрів (тиск, температура) газу по трасі газопроводу і так далі.

6. Об'єкт локальних втрат тиску газового потоку – інформаційний об'єкт обмежений двома вузлами - вхід/вихід, для якого задається єдиний технологічний параметр - втрати тиску на об'єкті (наприклад перехід трубопроводу на менший діаметр).

7. Газовимірювальна станція - представляється інформаційним об'єктом, що містить виміри одного або декількох параметрів газового потоку, та характеризується втратами тиску газу.

«Модельовані об'єкти» на відміну від попередніх володіють моделями поведінки або моделями технологічних процесів. При цьому кожен з них являє собою самостійний клас об'єктів.

1. Трубопровід - ділянка труби, яка може бути представлена одним ребром (дугою) графа «Розрахункової схеми». Трубопровід обмежений двома вузлами (вхід/вихід газового потоку).

2. Газоперекачувальний агрегат - газова турбіна або електродвигун (привід) спільно з відцентровим нагнітачем. ГПА характеризується комплексом паспортних та режимно-технологічних параметрів. ГПА обмежений двома вузлами (вхід /вихід газового потоку).

3. Апарати повітряного охолодження газу - представляється як об'єкт, що характеризується комплексом паспортних та режимно-технологічних параметрів, обмежений двома вузлами - вхід / вихід.

4. Установа очищення газу - пиловловлювачі, сепаратори характеризуються робочим тиском, продуктивністю, параметрами наявності у вихідному газовому потоці механічних та інших домішок, втратою напору газового потоку.

5. Станційна запірна арматура. В основному як і лінійна запірна арматура - являє собою розрахункові об'єкти з аналогічним визначенням, окрім:

Регулюючий кран – кран регулювання тиску газу, представляється як об'єкт обмежений двома вузлами (вхід /вихід газового потоку), на виході якого підтримується заданий тиск газового потоку.

Кран байпасування газового потоку – представляється як об'єкт (обмежений двома вузлами - вхід/вихід), продуктивність якого визначається заданими параметрами газового потоку на вході /виході.

«Модельовані схеми» являють собою множину «Модельованих і немодельованих об'єктів» з формалізацією інформаційних зв'язків між ними у вигляді «Розрахункового графа» і у вигляді посилань на ідентифікатори інших об'єктів. «Модельовані схеми» володіють власними моделями поведінки або моделями технологічних процесів. До них відносяться:

1. Трубопровідна система - система технологічно пов'язаних трубопроводів, представлених «умовно направленим» графом (мережевої топології), включаючи лінійну запірну арматуру, відводи до ГРС, ділянки надходження газу. Зокрема це може бути система технологічно пов'язаних лінійних ділянок з можливими розгалуженнями. ТС може мати кілька вузлів (вхід/вихід газового потоку). ТС не містить активних об'єктів типу «Компресорна станція».

2. Компресорна станція - представляється як паралельне з'єднання груп ГПА (допускається наявність різнотипних ГПА), що мають спільний вхід і спільний вихід. На вході КС можуть знаходитися об'єкти УОГ: пиловловлювачі, сепаратори. КС також може включати в себе одну загальну групу, або дві окремі групи АПО, які розташовуються на виході ГПА. КС обмежена двома вузлами (вхід/вихід газового потоку).

3. Магістральний газопровід - послідовне (лінійне без розгалужень) чергування лінійних ділянок ТС та компресорних станцій з можливістю їх підключення на самостійні нитки (роздільний вхід/вихід). МГ може мати кілька вхідних і вихідних вузлів (вхід/вихід газового потоку).

4. Система магістральних газопроводів - система 2-х і більше МГ, що працюють з різним робочим тиском, та можуть бути пов'язані між собою міжсистемними перемичками, або системою кранів. Вузли (вхід/вихід газового потоку) системи МГ визначаються вузлами кожного МГ, що входить до її складу.

5. Газотранспортна система – розгалужена система МГ, яка являє собою «Граф» деревовидної, або кільцевої структури інформаційних потоків, та може мати два і більше вузлів (вхід/вихід газового потоку).

Основою інформаційного представлення будь-якої модельованої схеми трубопровідного транспорту газу являються поняття і терміни теорії графів [81].

Як вже зазначалось, граф «Розрахункової схеми» містить три типи об'єктів: вузли, ребра (дуги), об'єкти «вхід/вихід» газового потоку.

Граф може бути

- орієнтованим, тоді ребра являють собою дуги, напрямом яких збігається з відомим напрямом газового потоку;

- умовно орієнтованим, коли точний напрям потоку по окремих ребрах (трубопроводах) не відомо, і воно визначається в процесі моделювання режиму.

У будь-якому випадку початковий напрям дуг графа повинен бути заданий.

Склад ребер може бути заданий списком, в якому кожному конкретному «Розрахунковому об'єкту» ставиться у відповідність номер ребра графа.

Зв'язок дуг, об'єктів «вхід /вихід» і вершин графа задаються двома матрицями інцидентності [41]:

1. Матриця зв'язків $M_{i,j}$ дуг і вузлів «Розрахункової схеми» може мати наступну структуру:

Ідентифікатор вузла

| Ідентифікатор ребра, якщо дуга входить у вузол то зі знаком "+"

| | якщо виходить то зі знаком "-"

| | Якщо у вузлі відсутній зв'язок з відповідними ребрами (дугами),

| | | то залишок рядка матриці заповнюється нулями.

| | |

1 1 0 0 0 - рядок матриці

2 -1 2 0 0

Кількість рядків матриці дорівнює кількості вузлів схеми.

2. Матриця зв'язків $M_{i,j}^{ex/vix}$ вузлів і об'єктів «вхід/вихід» «Розрахункової схеми»:

Ідентифікатор об'єкта «вхід/вихід»

| Ідентифікатор вузла

| |

1 5

2 3

Кількість рядків матриці дорівнює кількості об'єктів «вхід/вихід» «Розрахункової схеми».

Зв'язки між окремими об'єктами створюються за допомогою посилок одних об'єктів на ідентифікатори інших об'єктів.

Щоб «Розрахункову схему» автоматично перетворити в «Модельовану схему», необхідне дотримання наступних умов [81].

1. Кожне ребро графа повинно мати власний чисельний номер.
2. Кожне ребро графа має бути поставлено у відповідність одному з «Розрахункових об'єктів».
3. Кожне ребро зв'язується з двома вузлами. Цей зв'язок відображений в матриці інцидентності графа.
4. Для кожного ребра повинний бути заданий початковий напрям потоку газу, тобто ребро перетворено в орієнтовану дугу. Цей напрямок має бути відображено в матриці інцидентності графа.
5. Кожен вузол графа повинен мати власний, чисельний номер.
6. Якщо вузол графа є початковою вершиною, тобто $deg^-(t)=0$, то він повинен бути пов'язаний хоча б з одним активним постачальником газу.
7. Якщо вузол графа є кінцевою вершиною, тобто $deg^+(t)=0$, то він повинен бути пов'язаний хоча б з одним активним споживачем газу.
8. Граф не повинен мати жодного ізольованого вузла, коли $deg(x) = deg^+(x) + deg^-(x) = 0$

Розглянемо «Модельовану схему», яка включає в себе розрахункові об'єкти (дуги), пов'язані між собою (кінцевими вузлами) відповідно до «Розрахункової схеми» перекачування газу.

«Розрахункові об'єкти» - це будь-які об'єкти, режим яких моделюється розрахунковою процедурою $\varphi(\vec{A}, \vec{B}, \vec{C})$, де: \vec{A} - параметри об'єкта, \vec{B} - параметри газового потоку на вході/виході $\vec{r}^+ = \{p^+, T^+, Q^+\}$; $\vec{r}^- = \{p^-, T^-, Q^-\}$ - частина цих параметрів в моделі задані, а частина розрахована; \vec{C} - режимно-енергетичні обмеження. Наприклад, для трубопроводів - обмеження по параметрах газового потоку \vec{p}_{\max}^+ , \vec{T}_{\max}^+ , для КС - обмеження по параметрах області допустимих режимів.

Заданий граф з'єднання розрахункових об'єктів описується матрицею зв'язків (інцидентності) $M_{i,j}$ дуг і вузлів та матрицею зв'язків $M_{i,j}^{+/-}$ вузлів і об'єктів «вхід/вихід».

Кожному вузлу графа ставимо у відповідність параметри: тиск і температуру газу $p_i^{\text{вузла}}$, $T_i^{\text{вузла}}$. Встановлюємо ознаку $u_i^p = 1$, якщо тиск у вузлі відомий і $u_i^p = 0$, якщо значення тиску має бути розраховане. Кожній дузі графа ставимо у відповідність параметри q_j^+ , q_j^- - розхід газу на вході і виході j -ї дуги. Значення q_j^+ , q_j^- - можуть бути однаковими, якщо дуга являє собою трубопровід і моделюється стаціонарний режим, але можуть бути і різними, якщо дуга відповідає КС, або моделюється нестаціонарний режим трубопроводу.

Виконуючи аналіз матриць $M_{i,j}$ і $M_{i,j}^{+/-}$, що описують розрахункову схему, визначаємо дуги (розрахункові об'єкти), для розрахункової моделі яких заданий достатній набір параметрів газового потоку.

Наприклад, якщо розрахунковими параметрами моделі об'єкта являються: $\vec{r}_j^- = f_1\{\vec{A}_j, p_j^+, T_j^+, q_j^+, \vec{C}_j\}$ або $\vec{r}_j^- = f_2\{\vec{A}_j, p_j^+, T_j^+, p_j^-, \vec{C}_j\}$, то для таких об'єктів виконуємо відповідні розрахункові процедури.

Якщо розрахунок режиму будь-якого з таких об'єктів виявиться не технологічним, то розрахунок режиму всієї системи стане неможливим. Якщо розрахована дуга є крайовою (тобто вона одна пов'язана з крайовим вузлом), то виключаємо її з матриці зв'язків $M_{i,j}$. Видаляємо рядки, що відповідають «ізолюваним» вузлам. Формуємо нові об'єкти «вхід/вихід» (з отриманими розрахунковими параметрами). Вихідні вузли (вихідних крайових дуг) і вхідні вузли (вихідних крайових дуг) визначаємо як вузли з'єднання нових об'єктів «вхід/вихід» схеми. Відповідно переформовуємо матрицю $M_{i,j}^{+/-}$.

Вузлам, для яких розраховано тиск і температура газу, встановлюємо ознаку $u_i^p = 1$. Дугам, для яких розраховані q_j^+, q_j^- , встановлюємо ознаку $u_j^q = 1$. Повторюємо дану процедуру до тих пір, поки залишаються дуги, які можна розрахувати локально.

Для всіх вузлів графа, для яких не заданий тиск ($u_i^p = 0$), задаємо початкові наближення $p_i^{\text{вузла}}$.

Процедура задання початкових значень $p_i^{\text{вузла}}$ залежить від складу об'єктів, але в будь-якому випадку вони підбираються таким чином, щоб для кожної дуги існував допустимий розрахунковий режим $\vec{r}_q^- = \{q_j^+, q_j^-\} = f\{\vec{A}_j, p_j^+, T_j^+, p_j^-, \vec{C}_j\}$.

Після того як задані початкові наближення $p_i^{\text{вузла}}$, $T_i^{\text{вузла}}$ і для кожної дуги (по моделі відповідного об'єкта) розраховані початкові наближення, q_j^+, q_j^- формуємо (у відповідності з першим законом Кірхгофа) систему рівнянь балансу в вузлах, що мають ознаку $u_i^p = 0$:

$$\sum_{j \in M_j^+} q_{i,j}^+(p_j^+, p_j^-) - \sum_{j \in M_j^-} q_{i,j}^-(p_j^+, p_j^-) + Q_i^+ - Q_i^- = 0, (i \in M_i), \quad (3.24)$$

де M_i - множина вузлів, для яких формуються рівняння балансу потоків; i - номер вузла; M_j^+ - множина дуг, що входять в i -й вузол; M_j^- - множина дуг, що виходять з i -го вузла; $q_{i,j}^+$ - розхід газу, що надходить в i -й вузол по дузі j ;

$q_{i,j}^-$ - розхід газу, що виходить з i -го вузла по дузі j ; Q_i^+ - розхід газу від зовнішнього постачальника в i -й вузол; Q_i^- - розхід газу до зовнішнього споживача з i -го вузла.

Таким чином, задача зводиться до вирішення системи рівнянь (3.24) з врахуванням режимно-енергетичних обмежень щодо кожного модельованого об'єкту, та до мінімізації функції сумарного дисбалансу в системі з врахуванням тих же обмежень.

$$F = \min_{\bar{p}_i} \sum_{j \in M_i} \left[\sum_{j \in M_j^+} q_{i,j}^-(p_j^+, p_j^-) - \sum_{j \in M_j^-} q_{i,j}^+(p_j^+, p_j^-) + Q_i^+ - Q_i^- \right]^2, \quad (3.25)$$

Загальний алгоритм процедури для розрахунку параметрів газового потоку «Модельованої схеми» представлений на рис. 3.9.

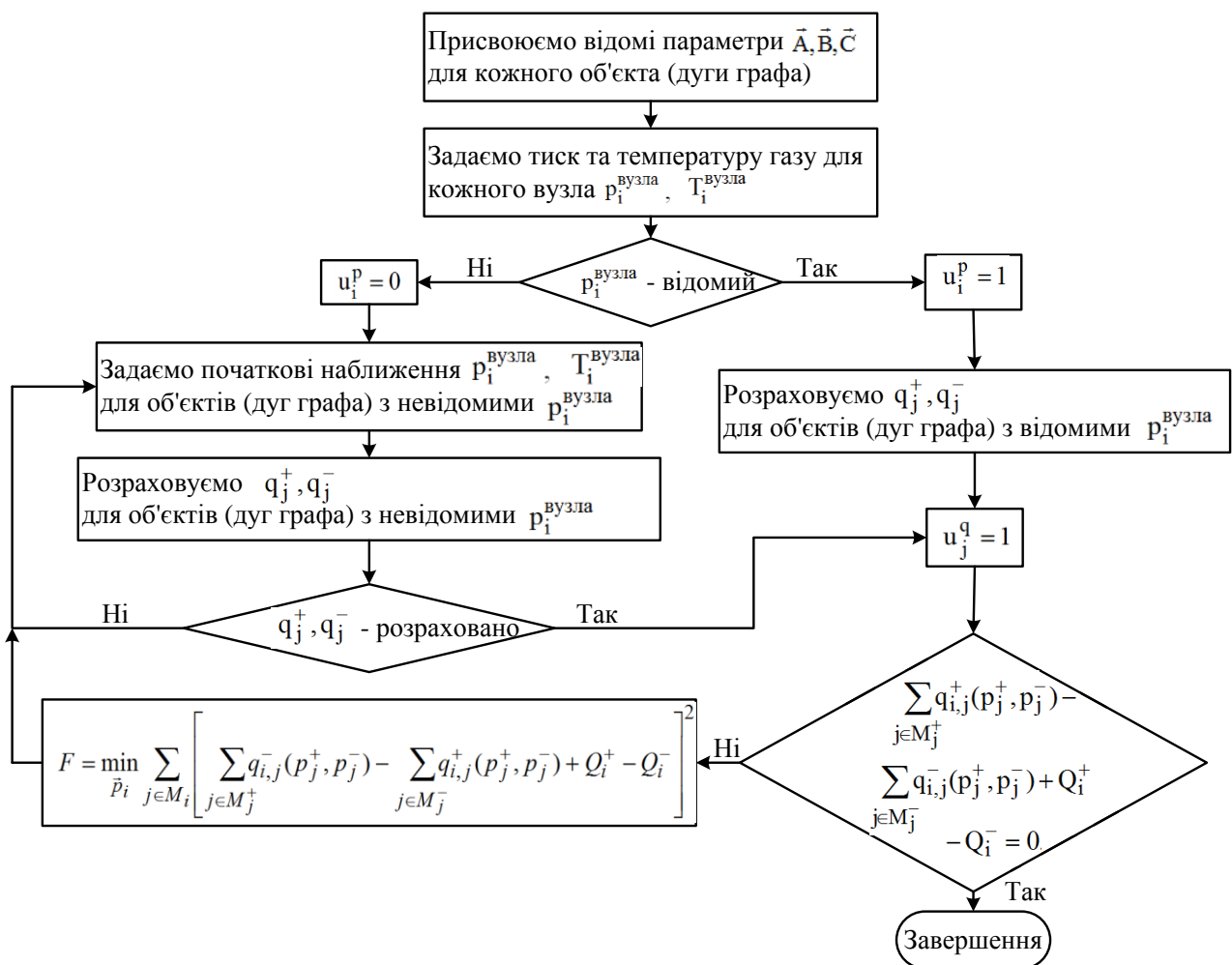


Рисунок 3.9 - Алгоритм процедури для розрахунку інформаційних параметрів газового потоку «Модельованої схеми»

Розглянута процедура розрахунку параметрів газових потоків модельованої схеми має істотний недолік - велика розмірність задачі (сотні дуг і вузлів) при моделюванні режимів роботи ГТС цілого УМГ. Основним засобом зменшення розмірності розрахункової задачі є декомпозиція розрахункового графа ГТС на підсистеми меншої розмірності. Основними підсистемами ГТС є ТС лінійних управлінь та КС. Ці дві категорії підсистем є суміжними по вхідних і вихідних вузлах.

Таким чином, рішення задачі моделювання режиму роботи ГТС УМГ можна виконувати дворівневою ітераційною процедурою (рівень балансування потоків між підсистемами і всередині кожної підсистеми ГТС). Причому алгоритм вирішення задачі для кожного рівня практично однаковий, різниця полягає в моделях що застосовуються. На нижньому рівні це моделі об'єкта-дуги (труба, ГПА, АПО, УОГ), на верхньому рівні це моделі підсистем (МГ, КС). Можна відзначити, що дворівнева процедура може бути найбільш ефективною для розгалуженої ГТС великої розмірності, яку можна представити у вигляді декількох суміжних підсистем.

На рівні ГТС вирішується завдання розрахунку тисків газу в суміжних вузлах підсистем, щоб виконувалися рівняння балансу потоків. Результатом рішення задачі на кожній ітерації є отримання нових оцінок крайових параметрів потоків для кожної підсистеми. На рівні кожної підсистеми вирішується завдання розрахунку таких тисків газу у внутрішніх вузлах підсистеми, щоб виконувалися рівняння балансу потоків і в той ж час забезпечувалися крайові параметри потоків, значення яких були отримані на верхньому рівні розрахункової процедури.

Зазвичай в практиці моделювання режимів транспорту газу виділяють наступні категорії, що визначають характер моделей, алгоритмів, підсистем розрахункової процедури:

1. Методи, що застосовуються для розрахунку параметрів властивостей газу і газового потоку [37];

2. Моделі режимів течії газу по трубопроводах (стаціонарний, нестаціонарний);

3. Методи формування графа розрахункової схеми;

4. Методи моделювання режимів КС, засновані на застосуванні інтегральних режимно-енергетичних показників КС, або на застосуванні газодинамічних характеристик ГПА;

5. Склад, обсяг і джерела даних, що використовуються для розрахункової процедури;

Результатом розрахунку параметрів якогось змодельованого режиму повинні бути значення всіх режимно-енергетичних показників кожного об'єкта ГТС. Тобто:

- тиск, температура газового потоку в кожному вузлі розрахункової схеми;

- витрата газу на вході і виході кожного об'єкта, представленого дугою графа;

- режимно-енергетичні показники кожної КС і кожного ГПА;

- узагальнені показники режиму в цілому для розглянутої ГТС, наприклад: запас газу в ТС; витрати паливного газу та електроенергії; абсолютні і питомі витрати потужності і так далі.

Для цього перш за все необхідно правильно задатись початковими значеннями тиску і температури газу в розрахункових вузлах графа ГТС. Джерелом цих даних може бути якийсь попередній розрахунковий режим даної ГТС (навіть якщо він виконаний за інших умов). Єдине, що потрібно, щоб при заданих параметрах існувала б можливість розрахувати продуктивність КС.

Далі знайти границі області допустимих режимів роботи КС. Ефективність процедури багато в чому визначається організацією блоку контролю режимно-технологічних обмежень об'єктів і розрахунку нових значень тисків у вузлах схеми, які мінімізують критерій сумарного дисбалансу потоків по дугам у вузлах графа.

Моделювання нестационарного режиму відрізняється тільки тим, що в якості моделі течії газу по трубопроводах використовуються моделі нестационарних процесів, а процедура балансування потоків у вузлах ГТС виконується на кожному часовому відрізку. Моделі роботи основних об'єктів ГТС при стаціонарних, та нестационарних режимах течії газу були розглянуті у попередньому розділі.

Раніше в науковій літературі і в практиці диспетчерського управління ГТС широко використовувався термін квазістаціонарні режими і відповідно квазістаціонарне моделювання. До останнього часу під квазістаціонарною моделлю транспорту газу по трубопроводу розуміли застосування на кожному часовому інтервалі стаціонарної моделі.

Однак практика розрахунків фактичних режимів транспорту газу для реальних ГТС (особливо протяжних на сотні і тисячі кілометрів) вимагає деякої коректування розуміння даного класу режимів.

Причина полягає в тому, що модель «математичного стаціонарного» режиму не адекватна реальному режиму. Іншими словами, коли стаціонарна модель транспорту газу адаптується до фактичних режимів, часто виявляється неможливим забезпечити розрахунковий баланс у всіх вузлах ГТС. У той же час застосування нестационарної моделі (в різних варіантах) виявляється неможливим через відсутність даних про динаміку зміни параметрів газових потоків в крайових вузлах ГТС. Тому під квазістаціонарною моделлю розуміється модель, в якій можна опустити рівняння нерозривності, оскільки квазістаціонарний режим (як і стаціонарний) розраховується для одного тимчасового інтервалу, однак вважається, що

$$\frac{dq(x)}{dx} = const. \quad (3.26)$$

Для стаціонарної моделі (дуга графа - трубопровід) задана умова $q_{ex} = q_{vix}$. Для нестационарної моделі (дуга графа - трубопровід) $q_{ex}(t) \neq q_{vix}(t)$, однак для розрахунку $q_{ex}(t)$, $q_{vix}(t)$, $T_{vix}(t)$ - використовуються значення параметрів потоку на попередньому часовому інтервалі. Для квазістаціонарних

моделей трубопроводу відсутнє рівняння (для кожної дуги - трубопроводу) можна отримати з додаткової (стабілізуючої) умови [41]

$$(q_{вх} - q_{вих})^2 \rightarrow \min_{P_{вх}, P_{вих}} \quad (3.27)$$

Сенс даної умови полягає в тому, що ми прагнемо знайти розрахунковий квазістаціонарний режим максимально наближений до стаціонарного режиму, але в той же час режим, що відображає відмінність реального від математичного стаціонарного процесу.

У трубопровідній системі ГТС часто можна виділити ланцюжки трубопроводів. Якщо в якості додаткової умови припустити, що вздовж кожного такого ланцюжка трубопроводів розрахункові градієнти $\frac{dq(x)}{dx}$ однакові, то можна значно зменшити обчислювальну розмірність задачі [37,39].

Висновки по розділу

1. Розглянуто основні задачі режимно-технологічного характеру які вирішуються в комп'ютерному комплексі підтримки диспетчерських рішень. Сформульовані основні вимоги до розробки математичних та алгоритмічних методів їх вирішення, виходячи з функціональних можливостей роботи КПДР.

2. Описано метод вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів, в якому стандартна функція мети доповнюється системою обмежень фактичних режимних параметрів газових потоків, описано програмний алгоритм реалізації даного методу, який організований в розрахунковому ядрі інформаційно-програмного модуля «Оптимізація режиму роботи КС».

3. Описано метод вирішення задачі з регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу, описано програмний алгоритм реалізації даного методу, який організований в розрахунковому ядрі інформаційно-програмного модуля КПДР «Регулювання швидкості руху очисного пристрою». Показано,

що на відміну від раніше відомих, даний метод базується на основі прогнозування змін режимів роботи суміжних компресорних станцій

4. Розглянуто етапи формування розрахункових та модельованих схем газотранспортної системи, приведено обчислювальні алгоритми та процедури розрахунку режимів транспорту газу, які являються інваріантними по відношенню до топології розрахункової схеми як для ТС МГ, так і для ГТС в цілому, та можуть бути використаними для моделювання стаціонарних та нестаціонарних режимів.

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ КПДР ДЛЯ ВИРОБНИЧИХ ЗАВДАНЬ ГТС.

Для ілюстрації запропонованих у попередніх розділах теоретичних принципів побудови комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень та поглибленого сприйняття їх змісту, доцільно ознайомитися з роботою його елементів з точки зору практичного використання, розглянути короткий перелік їх функціональних можливостей і дати характеристику методам вирішення встановленого спектру виробничих завдань, що мають місце при експлуатації трубопровідних систем, та можуть бути вирішені за допомогою даного комплексу.

Структура програмного забезпечення КПДР створена по блочно-модульному принципу, який полягає в тому, що прикладні програми формуються як незалежні елементи, здатні вступати у взаємодію між собою під управлінням організуючої програми. Уніфікація блоків і модулів дозволяє будувати КПДР для широкого кола різноманітних технологічних процесів.

Для зручності та простоти реалізації списків узагальнених завдань які виконує диспетчер газотранспортного підприємства з використанням КПДР, його програмну структуру представлено у вигляді трьох інформаційно-програмних модулів:

- 1) Аналіз режиму роботи ГТС в експлуатаційних умовах;
- 2) Оптимальне управління транспортуванням природного газу по трубопровідній мережі з метою забезпечення контрактних зобов'язань, зниження матеріальних витрат і зменшення шкідливого навантаження на навколишнє середовище;
- 3) Керування режимом роботи магістрального газопроводу для підвищення ефективності роботи очисних пристроїв.

Основні результати опубліковано в роботах автора [4, 5, 40, 50, 82-89].

4.1 Інформаційно-програмний модуль «Аналіз режиму роботи ГТС в експлуатаційних умовах».

Номінальним режимом експлуатації даного модуля КПДР є його цілодобове функціонування, при якому диспетчерський персонал ГТП повинен регулярно отримувати розрахункову інформацію про поточні та прогнозовані параметри ГТС. Для забезпечення цього в програму повинна надходити в режимі реального часу інформація про стан та параметри роботи об'єктів ГТС. Як зазначалося в попередніх розділах, така інформація в КПДР автоматично поступає з існуючих SCADA - систем, що експлуатується у ГТП. Результати попередніх і прогнозованих оцінок параметрів транспортування газу передаються від КПДР до диспетчерського персоналу для прийняття остаточних рішень по ефективному управлінню безпечним функціонуванням газотранспортної мережі.

Для спрощення експлуатації КПДР інтерфейс програмного модуля, імітує роботу реальних систем управління в ДП ГТП у звичній для диспетчерів формі. Таким чином, реалізований в КПДР інформаційно-програмний модуль «Аналіз режиму роботи ГТС в експлуатаційних умовах» забезпечує віртуальне управління транспортуванням природного газу через трубопровідну мережу газотранспортного підприємства.

Реальна лінійна частина МГ в даному компоненті трансформується програмно у розрахункові схеми, що містять топологічну інформацію у вигляді пов'язаних двовимірних графів. Окремими елементами таких графів служать аналоги реальних технологічних об'єктів ГТС, які включені у вбудовану бібліотеку елементів лінійної частини МГ: ділянки трубопроводів, запірна арматура, вузли відбору на ГРС та ін.

Для побудови топології КС у даному компоненті КПДР використовуються редактори розрахункових схем КС. У редакторах КС, за аналогією з редакторами лінійної частини, використовується вбудована бібліотека типових елементів розрахункових схем КС, які можуть редагуватись і добавлятись користувачами.

Інформаційно-програмний модуль КПДР «Аналіз режиму роботи ГТС в експлуатаційних умовах» надає користувачеві наступні функціональні можливості по чисельному аналізу параметрів транспортування газу через розрахункову трубопровідну мережу ГТП або її фрагмент:

- задання крайових умов у вигляді стартового стану ГТС і залежностей параметрів транспортування газу від часу на границях аналізованої системи;
- задання стану ГПА і конфігурації ГТС, положення кранів на кранових площадках лінійної частини, цехових кранів на КС;
- автоматизоване введення даних із зовнішнього джерела - файлу БДРЧ, що містить фактичні свідчення SCADA-системи;
- вибір фрагментів ГТС, для яких потрібне проведення чисельного аналізу;
- управління процесом розрахунку в інтерактивному режимі, і т.д.

Крім того постійно здійснюється:

- контроль коректності введення даних і постановки умов розрахунку (за допомогою відповідних програмних фільтрів);
- видача рекомендацій щодо вибору методу розрахунку залежно від постановки завдання і перевірку його коректності;
- обробка помилок, що виникають в процесі розрахунку (висновок класифікованих повідомлень, рекомендацій, налагоджувальної інформації) і т.д.

Розглянемо приклад практичного застосування даного модуля КПДР, спроектованого для трубопровідної мережі Гайсинського ЛВУМГ УМГ «Черкаситрансгаз».

Газотранспортна мережа МГ «Союз» Гайсинського ЛВУМГ містить дві КС, об'єднані ділянкою однопровідного газопроводу (рис. 4.1-4.3). Напрямок транспортування природного газу задано з права наліво (див. напрям стрілок на рисунках). На рис. 4.1 – представлено розрахункову схему ділянки МГ, на рис.4.2, 4.3 - зображено форму представлення ділянки МГ та КС в інтерфейсі програмного модуля. Компресорні станції КС-17 Тальне та КС-18 Гайсин мають однакову технологічну схему, станції обладнані однотипними ГПА.

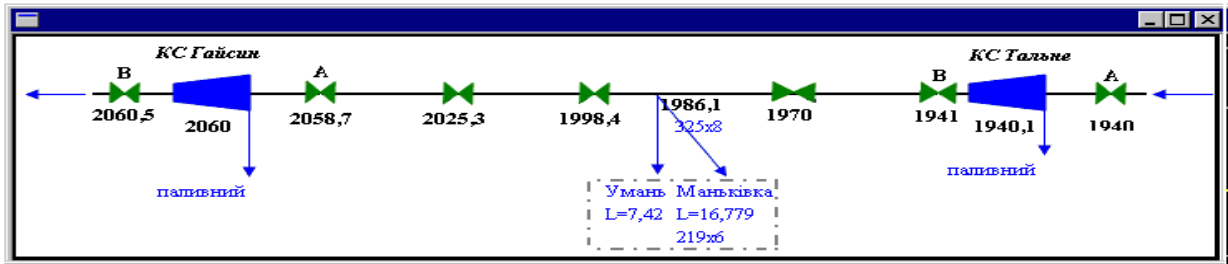


Рисунок 4.1 - Розрахункова схема ділянки МГ «Союз» Гайсинського ЛВУМГ

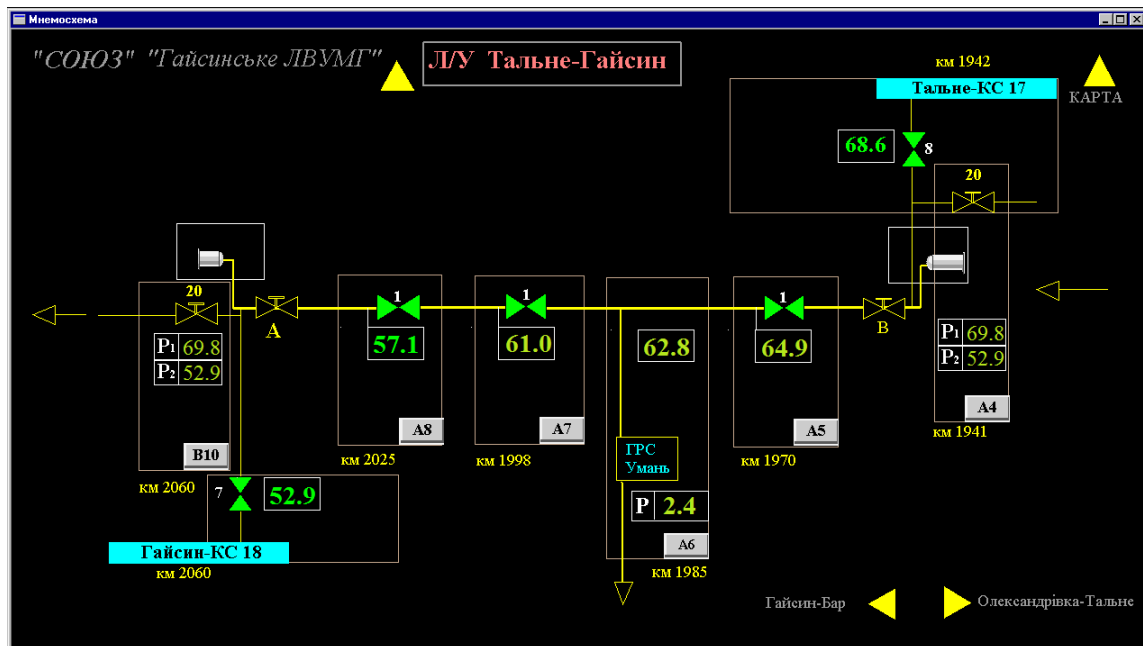


Рисунок 4.2 - Форма представлення МГ в інтерфейсі програмного модуля

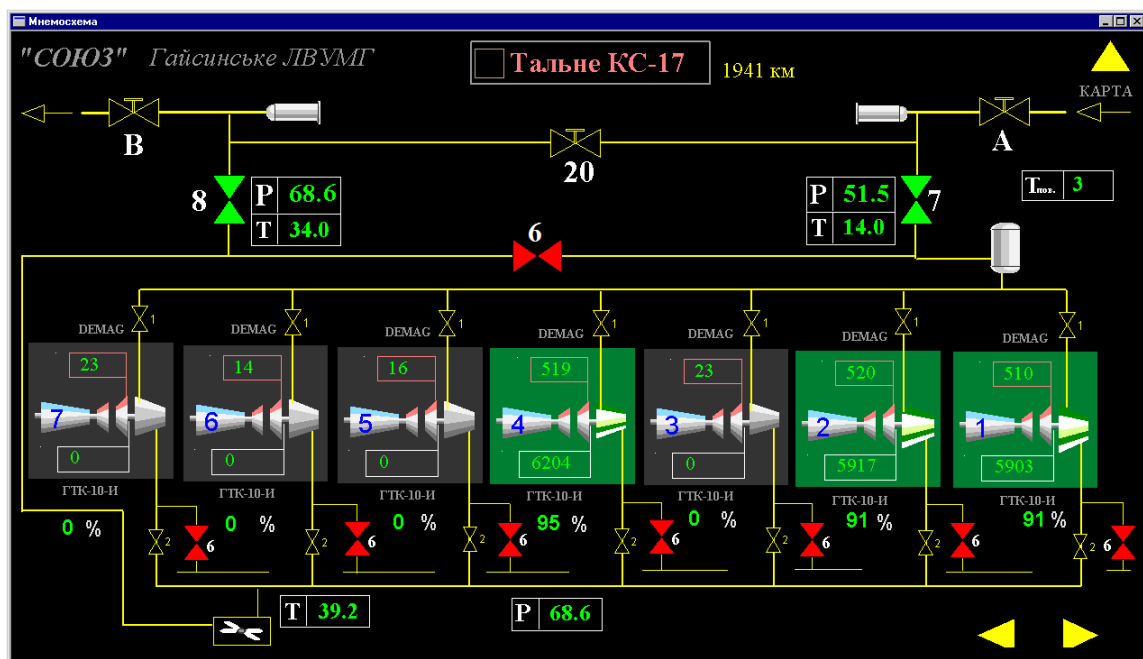


Рисунок 4.3 - Форма представлення КС в інтерфейсі програмного модуля

Розглядається типова ситуація зміни режиму роботи ділянки ГТС, яка часто зустрічається в роботі диспетчерського персоналу ГТП.

Комерційний розхід газу на ділянці МГ КС Тальне – КС Гайсин складає q_0 . Після того, як один із ГПА на КС Тальне аварійно зупинився, витрата газу зменшилась до q_1 . Визначити, через який час після аварійної зупинки даного агрегату витрата газу в кінці ділянки (на вході КС Гайсин), стане менше $M_{\text{крит}}$, що стане початком виникнення «помпажної» ситуації на КС Гайсин, оскільки робоча точка на характеристиках нагнітачів КС Гайсин в цьому випадку потрапляє в зону нестійких режимів роботи.

При моделюванні природний газ умовно вважається однокомпонентним газом з відомими фізико-хімічними властивостями, відповідними для метану (оскільки вміст метану в природньому газі що транспортується складає 96- 98% по об'єму).

Порядок вирішення даного завдання, організований в розрахунковому ядрі програмного модуля, має наступний вигляд.

1. Для опису перехідного процесу на ділянці газопроводу використовується рівняння типу теплопровідності (2.30). Для розрахунку коефіцієнта a^2 з (2.32) визначається

$$\frac{c^2}{\gamma} = zRT. \quad (4.1)$$

Далі визначається масова витрата газу до і після аварійної зупинки ГПА

$$M_0 = \rho q_0, \quad (4.2)$$

$$M_1 = \rho q_1. \quad (4.3)$$

У відповідності до (2.39) розраховується тиск газу в кінці ділянки (на вході КС Гайсин) до і після аварійної зупинки ГПА, та на початку ділянки (на виході КС Тальне) після аварійної зупинки ГПА:

$$P_{к0} = \sqrt{P_{п0}^2 - \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot z \cdot T \cdot q_0^2 \cdot L}{(3,26 \cdot 10^{-7})^2 \cdot d^5}}, \quad (4.4)$$

$$P_{п1} = \sqrt{P_{к0}^2 + \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot z \cdot T \cdot q_1^2 \cdot L}{(3,26 \cdot 10^{-7})^2 \cdot d^5}} \quad (4.5)$$

де $P_{п0}$ - тиск газу на виході КС-17 Тальне до аварійної зупинки ГПА

Визначається середній тиск газу на ділянці до і після аварійної зупинки [70]:

$$P_{ср0} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{п0} + \frac{P_{к0}^2}{P_{п0} + P_{к0}} \right); \quad (4.6)$$

$$P_{ср1} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{п1} + \frac{P_{к1}^2}{P_{п1} + P_{к1}} \right). \quad (4.7)$$

Далі враховуючи (2.37) визначається середня швидкість газового потоку до і після аварійної зупинки, та середня швидкість в перехідному процесі:

$$v_{ср0} = \frac{M_0 \cdot zRT}{P_{ср0} \cdot S}; \quad (4.8)$$

$$v_{ср1} = \frac{M_1 \cdot zRT}{P_{ср1} \cdot S}; \quad (4.9)$$

$$v_{ср} = \frac{v_{ср1} + v_{ср2}}{2}. \quad (4.10)$$

в результаті визначається коефіцієнт a^2 у відповідності до (2.32):

Рішення рівняння (2.30), представляється у вигляді ряду

$$q^2(x,t) = q_1^2 + (q_0^2 - q_1^2) \cdot \Phi(x,t), \quad (4.11)$$

де $\Phi(x,t)$ - шукана безрозмірна функція. Ця функція задовольняє рівнянню (2.29), а також крайовим умовам:

на початку ділянки (при $x = 0$): $\Phi(x,t) = 0$, для всіх $t > 0$,

в кінці ділянки (при $x = L$): $p(L,t) = \text{const}$

з (2.29) слідує $\left(\frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} \right)_{x=L} = 0$, і з врахуванням (2.31) $\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_{x=L} = 0$ для всіх $t > 0$.

Оскільки при $t = 0$ $q^2(x,0) = q_1^2 + (q_0^2 - q_1^2) \cdot \Phi(x,0) = q_0^2$, то початкова умова

має вигляд $\Phi(x,0) = 1$.

Згідно методу відокремлення змінних, функція $\Phi(x,t)$ представляється у вигляді ряду, кожен член якого являється добутком функції, що залежить тільки від t на функцію, що залежить тільки від x :

$$\Phi(x,t) = \sum_{n=1}^{\infty} \Theta_n(t) \cdot R_n(x) \quad (4.12)$$

Для того щоб кожен член цього ряду окремо задовольняв рівняння (2.30), вихідне диференціальне рівняння прийме наступний вигляд:

$$\frac{d\Theta_n(t)}{dt} \cdot R_n(x) = a^2 \cdot \Theta_n(t) \frac{d^2 R_n(x)}{dx^2} \quad (4.13)$$

обидві частини рівняння ділимо на добуток $\Theta_n(t) \cdot R_n(x)$

$$\frac{1}{a^2} \frac{1}{\Theta_n(t)} \frac{d\Theta_n(t)}{dt} = \frac{1}{R_n(x)} \frac{d^2 R_n(x)}{dx^2} \quad (4.14)$$

Ліва частина цього рівняння залежить тільки від t , права - тільки від x . Так може бути тільки у випадку, якщо кожна з цих частин являється константою, маємо:

$$\frac{1}{a^2} \frac{1}{\Theta_n(t)} \frac{d\Theta_n(t)}{dt} = \frac{1}{R_n(x)} \frac{d^2 R_n(x)}{dx^2} = -\mu_n^2 = \text{const} \quad (4.15)$$

Для існування розв'язку даного рівняння ця константа повинна бути від'ємною - $-\mu_n^2$. Розглядається права частина рівняння:

$$\frac{d^2 R_n(x)}{dx^2} + \mu_n^2 \cdot R_n(x) = 0 \quad (4.16)$$

загальним розв'язком якого буде

$$R_n(x) = A_n \sin(\mu_n x) + B_n \cos(\mu_n x) \quad (4.17)$$

та ліву частину

$$\frac{d\Theta_n(t)}{dt} = -\mu_n^2 \cdot a^2 \cdot \Theta_n(t) \quad (4.18)$$

з розв'язком $\Theta_n(t) = e^{-\mu_n^2 \cdot a^2 \cdot t}$

Постійні інтегрування A_n і B_n визначаються з крайових умов

$$R_n(0) = 0: A_n \sin(0) + B_n \cos(0) = 0 \Rightarrow B_n = 0; \quad (4.19)$$

$$\left. \frac{dR_n}{dx} \right|_{x=L} = 0: \mu_n A_n \cos(\mu_n L) = 0 \Rightarrow \mu_n L = \frac{\pi}{2}(2n+1) \quad (4.20)$$

Таким чином

$$\Phi(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin\left[\frac{\pi}{2}(2n+1)\frac{x}{L}\right] \cdot e^{-\mu_n^2 \cdot a^2 \cdot t}; \mu_n = \frac{\pi}{2L}(2n+1) \quad (4.21)$$

Для знаходження коефіцієнтів A_n цього ряду використовується початкова умова $\Phi(x, 0) = 1$. Підставивши у вираз для $\Phi(x, t)$ значення $t = 0$, визначається:

$$\Phi(x, 0) = \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin\left[\frac{\pi}{2}(2n+1)\frac{x}{L}\right] = 1 \quad (4.22)$$

Помноживши обидві частини цієї рівності на $\sin(\mu_n x/L)$ і проінтегрувавши отриманий результат по x від 0 до L , отримаємо рівняння для визначення A_n

$$A_n \cdot \int_0^L \sin\left[\frac{\pi}{2}(2n+1)\frac{x}{L}\right]^2 dx = \frac{L}{\mu_n}, \Rightarrow A_n = \frac{4}{\pi(2n+1)}. \quad (4.23)$$

Таким чином розв'язок задачі має наступний вигляд

$$q^2(x, t) = q_1^2 + \frac{4}{\pi}(q_0^2 - q_1^2) \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{2n+1} \sin(\mu_n x) \cdot e^{-\mu_n^2 a^2 t} \quad (4.24)$$

де $\mu_n = \pi(2n+1)/2L$.

За умовою задачі визначається момент часу t , в який при $x/L=1$ витрата газу дорівнює $M_{\text{крит}}$, тобто

$$\frac{q^2(L, t) - q_1^2}{q_0^2 - q_1^2} = \frac{M_{\text{крит}}^2 - M_1^2}{M_0^2 - M_1^2} \quad (4.25)$$

Отже, визначається t з рівняння:

$$\frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{2n+1} \sin\left(\frac{\pi}{2}(2n+1) \cdot 1\right) \cdot e^{-\mu_n^2 a^2 t} \right\} = \frac{M_{\text{крит}}^2 - M_1^2}{M_0^2 - M_1^2} \quad (4.26)$$

При визначенні членів ряду видно, що їх значення швидко спадають із

зростанням номеру n , тому, обмежившись першим членом ряду визначається шуканий момент часу t .

Результати програмного розрахунку, у відповідності до вихідних даних взятих з БДРЧ SCADA систем диспетчерського пункту представлено на рис 4.4.

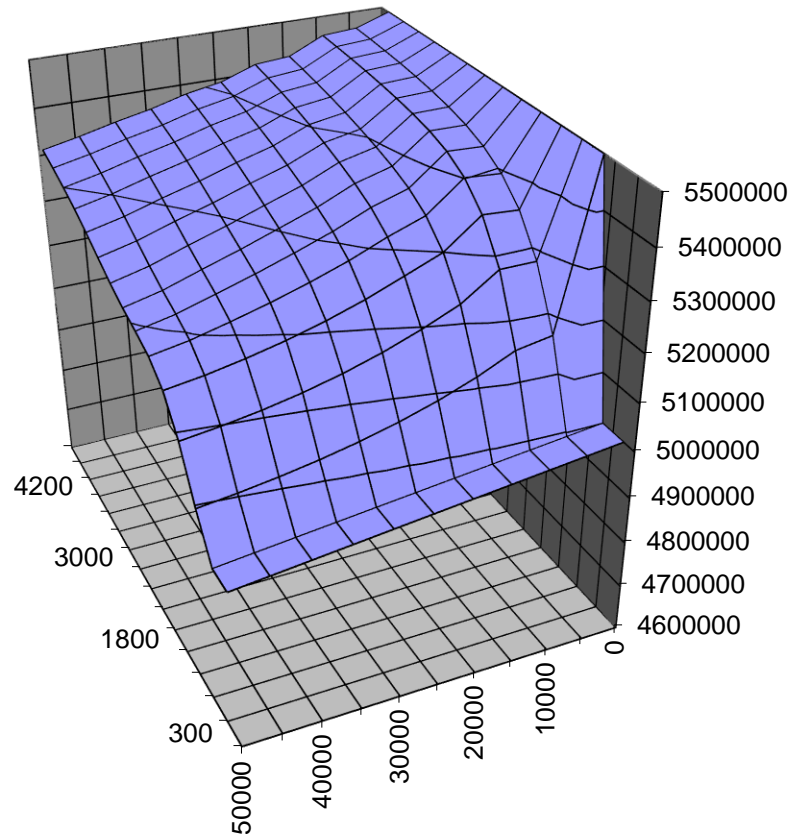


Рисунок 4.4 - Динаміка зміни з часом витрати газу по довжині ділянки МГ.

Крім розрахункових функцій, даний модуль орієнтований на виявлення в реальному масштабі часу можливих відхилень від норми режимних параметрів роботи ділянки МГ із послідуєчим їх аналізом та видачею повідомлень щодо їх характеру та можливих наслідків в частині транспорту газу [5, 90]. Моделювання ділянки МГ в даному випадку здійснюється використовуючи вихідні дані існуючих SCADA систем. На екрані моделювання постійно відображається поточна інформація про стан об'єктів МГ, та в разі його зміни система видає на екран відповідні повідомлення.

Визначення можливих відхилень в роботі МГ проводиться шляхом

постійного порівняння розрахункових значень параметрів роботи об'єктів МГ з фактичними значеннями, взятими із штатних систем контролю. Це являється ефективним шляхом скорочення наслідків виникнення масштабних аварій, пов'язаних з розривами МГ високого тиску. За рахунок вчасного виявлення місця розриву, що дозволяє оперативно встановити правильне положення запірної арматури на відповідній ділянці трубопроводу, тим самим скорочуються обсяги викиду природного газу в атмосферу.

Рішення задачі виконується на основі аналізу зміни градієнта тиску газу на кінцях пошкодженої ділянки МГ, так як саме цей газодинамічний параметр має найбільш значні відмінності при номінальних і аварійних (тобто при наявності розриву) режимах транспортування газу [31, 91].

Розглянемо ділянку системи МГ, що складається з однієї нитки і обмежена двома крановими майданчиками. Спираючись на результати чисельних досліджень режимів транспортування газу, умову наявності аварійного витікання газу із зруйнованої нитки МГ на базі порівняльного аналізу апаратних і розрахункових оцінок параметрів течії можна описати у вигляді виконання наступної системи нерівностей:

$$\left(\frac{\partial P_A^{\Pi}(t)}{\partial x} < -\varepsilon_1 \wedge \left| \frac{\partial P_A^{\Pi}(t)}{\partial x} \right| \geq \left| \frac{\partial P_A^P(t)}{\partial x} \right| + \varepsilon_2 \right) \vee P_A^{\Pi}(t) < P_A^P(t) - \Delta P_A^{\text{задане}};$$

$$\left(\frac{\partial P_B^{\Pi}(t)}{\partial x} > \varepsilon_1 \wedge \left| \frac{\partial P_B^{\Pi}(t)}{\partial x} \right| \geq \left| \frac{\partial P_B^P(t)}{\partial x} \right| + \varepsilon_2 \right) \vee P_B^{\Pi}(t) < P_B^P(t) - \Delta P_B^{\text{задане}}; \quad (4.27)$$

де $P_A^{\Pi}(t)$, $P_B^{\Pi}(t)$ - приладне значення статичного тиску транспортуючого газу в точках А і В; $P_A^P(t)$, $P_B^P(t)$ - розрахункові значення статичного тиску транспортуючого газу в точках А і В; x - просторова координата осі газопроводу; $\varepsilon_1 > 0$, $\varepsilon_2 > 0$, $\Delta P_A^{\text{задане}}$, $\Delta P_B^{\text{задане}}$ - наперед задані величини, пов'язані із точністю вимірювальних приладів. Оператори « \wedge » і « \vee » означають операції булевої алгебри «И» і «ИЛИ» відповідно. Нерівності

$\frac{\partial P_A^{\Pi}(t)}{\partial x} < -\varepsilon_1$ і $\frac{\partial P_B^{\Pi}(t)}{\partial x} > \varepsilon_1$ - відображають умови, при виконанні яких існує

сенса порівняння градієнтів тиску. Нерівності типу $P_A^{\Pi}(t) < P_A^P(t) - \Delta P_A^{\text{задане}}$ - відображають наявність аварійного витoku газу із ділянки трубопроводу.

Тут доцільно зазначити, що в системі (4.27) міститься аналіз поточних значень тиску та градієнтів тиску газу на кінцях контрольованих ділянок трубопроводу. Використання даного модуля КПДР із можливістю розв'язання задач газової динаміки для адекватного моделювання нестационарних процесів транспортування газу, дозволяє виділити «аварійні» значення градієнтів тиску для повного спектру режимів роботи контрольованого газопроводу.

Для визначення координати місця розриву застосовується метод заснований на різниці часу реєстрації заданого перепаду тиску газу. При розриві однієї з ниток трубопровідної системи, хвиля падіння тиску в газопроводі поширюється вздовж цієї нитки зі швидкістю звуку (2.24). Знаючи швидкість звуку в газопроводі і час реєстрації заданого перепаду тиску на кожному з кінців пошкодженої нитки, можна визначити передбачене місце розриву. Приклади розподілу газодинамічних параметрів у різні періоди протікання аварії представлені на рис.4.5.

З точки зору оцінки ефективності зниження пожежовибухонебезпеки за рахунок оперативного перекриття лінійних кранів трубопровідної системи необхідно знати кількість викинутого в атмосферу природного газу та часовий закон його викиду. Дана величина і відповідна тимчасова залежність складаються з двох складових. Перша складова обчислюється шляхом інтегрування по часу функції масової витрати природного газу в зоні аварії від моменту розриву МГ до моменту перекриття лінійного крана. Друга складова дорівнює кількості природного газу, що залишився в аварійному трубопроводі на момент перекриття крана.

Часовий закон надходження природного газу до джерела викиду використовується не тільки при моделюванні виникнення пожежовибухонебезпеки на об'єктах МГ, але й при чисельному аналізі

параметрів пожеж на цих об'єктах, пов'язаних з руйнуванням МГ. При аварії на лінійній частині МГ основні дії з гасіння пожежі спрямовані на порятунок життя людей і прилеглих до місця розриву МГ об'єктів.

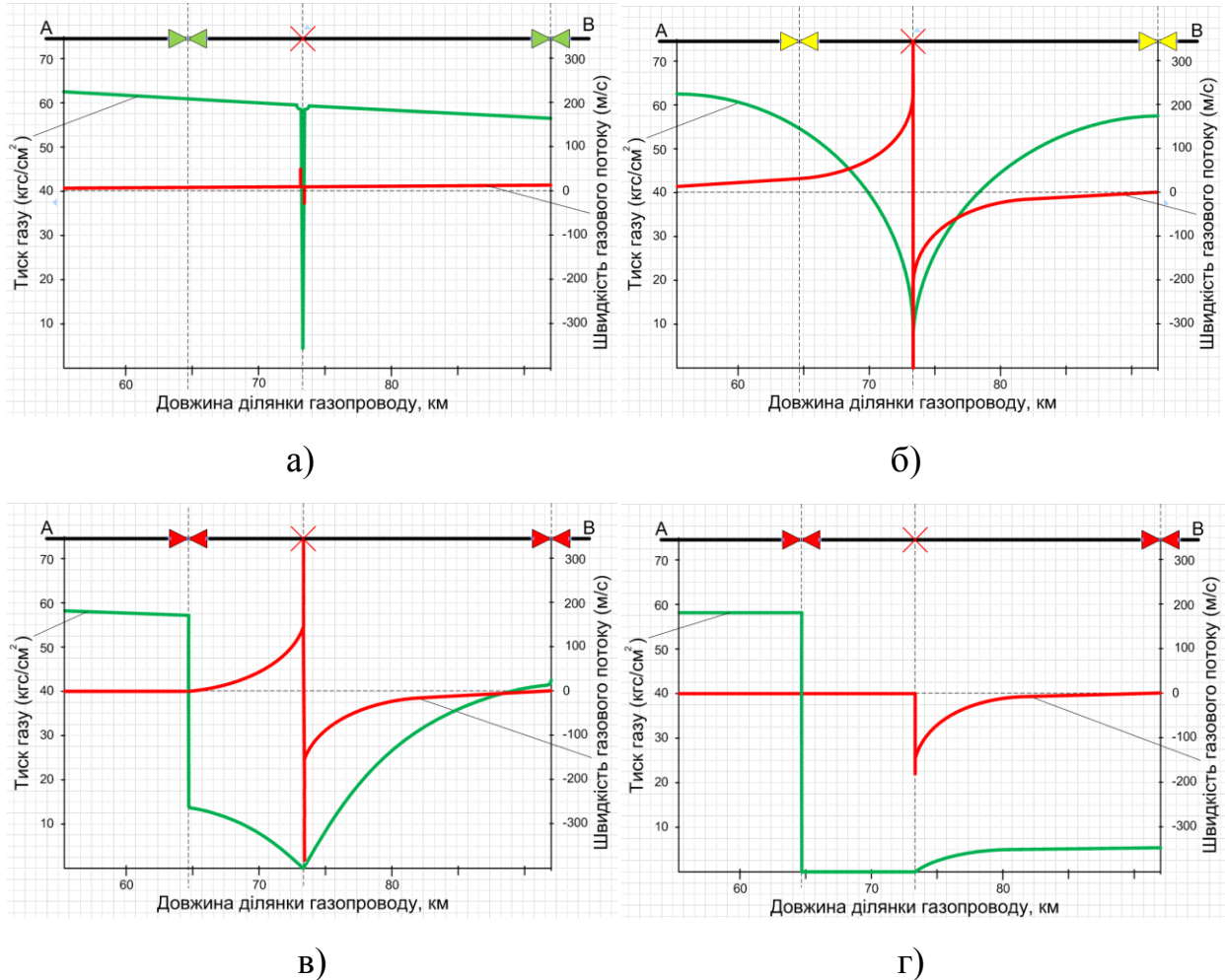


Рисунок 4.5 - Розподіл газодинамічних параметрів роботи газопроводу:

а) момент виникнення аварії, б) момент подання команди диспетчера на закриття лінійних кранів, в) після відключення аварійної ділянки, г) перехід в зону докритичного режиму витoku газу.

Місце розриву, як правило, впливу засобів пожежогасіння не піддається. Це пов'язано з необхідністю запобігання розповсюдження метану по місцевості і можливості виникнення нових займань. Таким чином [92], орієнтовна тривалість пожежі після перекриття кранів може бути оцінена з використанням наступної залежності:

$$\tau = S/u_{\text{вигорання}} \quad (4.28)$$

де S – кількість горючої речовини (природного газу за нормальних умов);

$u_{\text{вигорання}}$ - швидкість вигорання горючої речовини. Швидкість вигорання не являється постійною величиною і залежить від багатьох факторів [87].

Використовуючи даний програмний модуль КПДР, можна визначити табличну функцію зміни масової витрати природного газу, що транспортується, в зоні розриву трубопроводу від часу. Інтеграція цієї функції за часом дозволяє встановити кількість викинутого в довкілля продукту на даний момент часу.

Як вже зазначалось, основна група користувачів КПДР складається з диспетчерського персоналу, тому існує додаткова можливість використання даного модуля в якості тренажера для навчання диспетчера навичкам управління процесом транспортування газу в нештатних ситуаціях, що виникають на газопроводах, для локалізації їх наслідків та відновлення режиму нормального функціонування газотранспортної мережі.

Управління модельним транспортуванням природного газу в даному випадку здійснюється подачею умовних керуючих команд:

- на зміну частот обертання валів ГПА (або їх включення/відключення);
- на відкриття або закриття кранів на КС і кранових майданчиках ЛЧМГ;
- на зміну обсягів транспортування газу та параметрів газового потоку.

Постійний програмний перерахунок режиму роботи системи, дозволяє проводити поетапний аналіз та оцінку внесених дій користувачем. Крім того програмою передбачається моделювання причин можливого виникнення небезпечної ситуації під час внесення неправильних дій. Така ситуація описується правилами, які виражають заборону на ті операції, які можуть раптово призвести до її виникнення. Наприклад відкриття лінійного крану при перепаді тиску на ньому більше 1 кгс/см^2 , чи завантаження в магістраль резервного ГПА при недостатній витраті транспортованого газу, що може призвести до роботи нагнітача в зоні «помпажу». Аварійні наслідки переключень, виражені в некоректних перестановках запірної арматури, моделюються як порушення граничних меж для режимних параметрів.

4.2 Інформаційно-програмний модуль КПДР «Оптимізація режиму роботи компресорних станцій»

Проблема автоматизації виконання функцій та завдань ВДС в частині оптимізації роботи ГТС на основі використання новітніх інформаційних технологій залишається досить актуальною на сьогоднішній день.

Метод, запропонований автором (розглянутий в розділі 3) та покладений в основу роботи модуля «Оптимізації режиму роботи КС» базується на основних принципах методу динамічного програмування. Метою належного функціонування даного модуля є визначення оптимального режиму роботи паралельно працюючих КС.

При такому підході до економії паливного газу на КС необхідно враховувати особливості наступних умов :

- фактичний розхід і степені стиску компресорного цеху, тиск, температуру і склад транспортуючого газу на КС, дані по величинах втрат тиску в технологічних комунікаціях КС;
- технічний стан газової турбіни і відцентрового нагнітача;
- фактичні зовнішні умови експлуатації – температуру і тиск навколишнього середовища;
- додаткові фактори, які впливають на процес формування робочого тіла в ГТУ – склад паливного газу, його температура, відносна вологість повітря.

В основу даного модуля покладено розрахунок режимів роботи ГПА паралельно працюючих КС. Результатом розрахунку є визначення такого режиму на кожній КС, при якому забезпечувався б заданий обсяг перекачування з мінімальним використанням паливного газу.

Розглянемо приклад практичного застосування даного модуля КПДР, спроектованого для трубопровідної мережі КС Гусятин Барського ЛВУМГ УМГ «Черкаситрансгаз». Газотранспортна мережа МГ містить три паралельно працюючі компресорні станції, об'єднані ділянками газопроводів (рис. 4.6). Напрямок транспортування природного газу на рис. 4.6 задано з права наліво (див. напрям стрілок на малюнку).

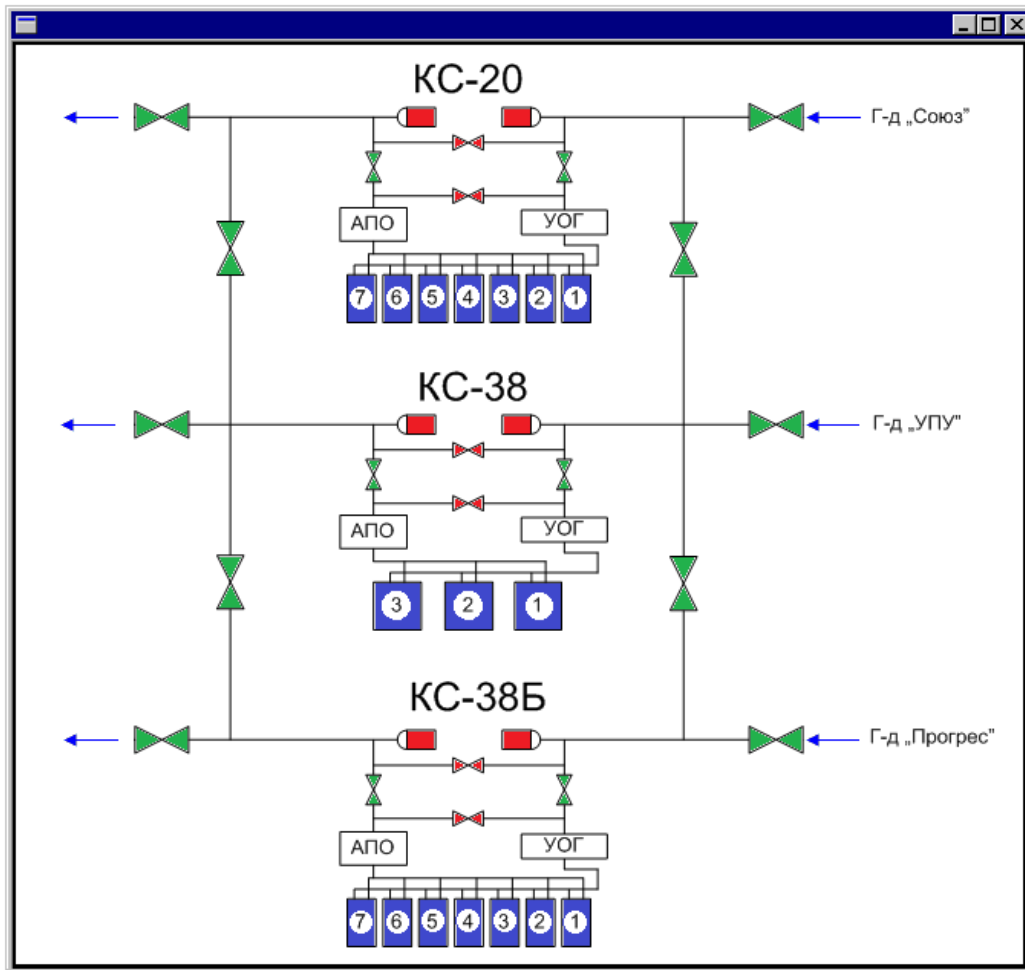


Рисунок 4.6 - Розрахункова схема трубовідної мережі ГКС Гусятин

Компресорні станції КС-20 Гусятин, КС-38 Гусятин та КС-38Б Гусятин мають різні технологічні схеми та обладнані ГПА різного типу ГТК-10І, ГТК-25І та ГПА-10-01. Основні технічні характеристики ГПА наведені в табл. 4.1. Початковий стан мережі приведено в програмній формі на рисунку 4.7.

Таблиця 4.1

Основні технічні характеристики ГПА ГКС Гусятин

Показники	од. вим.	КС-20 Гусятин	КС-38 Гусятин	КС-38Б Гусятин
Тип ГПА		ГТК-10І	ГТК-25І	ГПА-10-01
Двигун		MS-3142	MS5002	ДР59Л
ВЦН		RF-2BB30	PCL-804/2-36	235-23-1
Номинальна потужність	МВт	10	26,1	10
Ефективний ККД ГТД	%	27	28	27,8

Основні технічні характеристики ГПА ГКС Гусятин

Показники	од. вим.	КС-20 Гусятин	КС-38 Гусятин	КС-38Б Гусятин
Номинальний розхід палива	м ³ /год	4180	9000	3758
Температура продуктів згорання	С	520	520	558
Степінь стиснення осьового компресора		7,1	8,2	9.42
Розхід повітря через осьовий компресор	кг/с	50,0	121,7	80.2
Частота обертання ротора силової турбіни	об/хв	6500	4670	4800
Продуктивність ВЦН	млн.м ³ /доб	17,0	46,85	16.4
Політропічний ККД ВЦН	%	81	84,2	83

Введення даних

Загальний транспорт газу тис. м³/год.

КС - 20

$P_{вх} = 53,4 \text{ кг/с/см}^2$
 $P_{вих} = 72,2 \text{ кг/с/см}^2$
 $T_{вх} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура повітря на вході в ОК = °C

$P_{атм} = 736 \text{ мм. рт. ст.}$

Кількість працюючих машин: 2 3 4 5

Параметри технічного стану ГТУ

Температура паливного газу = °C

Склад газу **Розрахунок**

КС - 38

$P_{вх} = 52,5 \text{ кг/с/см}^2$
 $P_{вих} = 71,4 \text{ кг/с/см}^2$
 $T_{вх} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура повітря на вході в ОК = °C

$P_{атм} = 736 \text{ мм. рт. ст.}$

Кількість працюючих машин: 1 2

Параметри технічного стану ГТУ

Температура паливного газу = °C

Склад газу **Розрахунок**

КС - 38Б

$P_{вх} = 52,7 \text{ кг/с/см}^2$
 $P_{вих} = 71,0 \text{ кг/с/см}^2$
 $T_{вх} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура повітря на вході в ОК = °C

$P_{атм} = 736 \text{ мм. рт. ст.}$

Кількість працюючих машин: 2 3 4 5

Параметри технічного стану ГТУ

Температура паливного газу = °C

Склад газу **Розрахунок**

OK

Рисунок 4.7 - Форма представлення стану газотранспортної мережі в інтерфейсі програмного модуля «Оптимізація режиму роботи КС»

Програмний алгоритм, організований в розрахунковому ядрі модуля «Оптимізація режиму роботи КС», має наступний вигляд:

1) Для сформованих вихідних даних поетапно проводиться розрахунок режимів роботи кожної з паралельно працюючих КС. При цьому за допомогою

циклічних операторів програми умовно змінюються параметри роботи ГПА цих КС, тобто розвантажуючи одну станцію автоматично навантажується інша і навпаки - загальний режим роботи газопровідної системи при цьому залишається незмінним, тобто зберігається задана продуктивність перекачування газу і його тиск в газопроводі.

Даний розрахунок виконується у наступній послідовності:

а) Визначаються оберти та внутрішня потужність нагнітачів КС відповідно до їхніх газодинамічних характеристик.

Для цього визначається витрата газу через нагнітачі за умов всмоктування.

$$Q_{вс} = Q_{к} \cdot \frac{\rho_{см}}{\rho_{вс}}, \quad (4.29)$$

де $Q_{к}$ - комерційний розхід газу; $\rho_{вс}$ - густина газу за умов всмоктування; $\rho_{см}$ - густина газу за стандартних умов.

Визначається ступінь підвищення тиску нагнітачів

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{вс}}; \quad (4.30)$$

де $P_{наг}$ - тиск газу на нагнітальній лінії нагнітача; $P_{вс}$ - тиск газу на всмоктувальній лінії нагнітача.

Далі звівши

$$\left[\frac{n}{n_{н}} \right]_{np} = \frac{n}{n_{н}} \cdot \sqrt{\frac{z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}}, \quad (4.31)$$

та

$$\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 = \left[\frac{n}{n_{н}} \right]_{np} \cdot \left[\varepsilon_{н}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right], \quad (4.32)$$

отримуємо:

$$\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 = \frac{n}{n_{н}} \cdot \sqrt{\frac{z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}} \cdot \left[\varepsilon_{н}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]; \quad (4.33)$$

де $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{np}$ – відносні приведені оберти нагнітача; $\frac{n}{n_n}$ – відношення фактичних

обертів нагнітача до номінальних; ε_n – ступінь підвищення тиску газу в нагнітачі за приведених умов при номінальних обертах; z, R, T - параметри газу: коефіцієнт стисливості, газова постійна, та температура газу за приведених умов та за умов всмоктування відповідно; k – коефіцієнт політропи;

Далі підставивши в (2.42) рівність для визначення приведеної витрати газу на всмоктуванні нагнітача [7]:

$$\left[\frac{Q_{вс}}{n_n} \right]_{np} = \frac{Q_{вс}}{n}, \quad (4.34)$$

отримаємо:

$$\varepsilon_n = a + b \left(\frac{Q_{вс}}{n} \right) + c \left(\frac{Q_{вс}}{n} \right)^2. \quad (4.35)$$

де a, b, c – коефіцієнти полінома моделі ВЦН.

Звівши (4.34) та (4.35) отримуємо вираз для визначення обертів нагнітача

$$\frac{\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\frac{n}{n_n} \cdot \sqrt{\frac{z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{z_{вс} \cdot R \cdot T_{вс}}}} = \left[a + b \left(\frac{Q_{вс}}{n} \right) + c \left(\frac{Q_{вс}}{n} \right)^2 \right]^{\frac{k-1}{k}} - 1. \quad (4.36)$$

Ідея розв'язку даного рівняння полягає в тому, що в ліву і праву його частини, з встановленим кроком буде підставлятись невідома величина $\frac{n}{n_n}$ до тих пір, поки рівність не вирівняється.

Внутрішня потужність нагнітачів КС визначається із (2.44). Дана величина, враховуючи втрати на муфті з'єднання нагнітач-газова турбіна, буде відповідати ефективній потужності, що відбирається на силовому валу ГТУ;

б) Виконується термодинамічний та техніко-економічний розрахунки

газотурбінних установок, встановлених на КЦ.

Для цього у відповідності до (2.45 - 2.50) та [19], а також враховуючи дані паспортних характеристик газових турбін кожного КЦ та знайдених на попередньому етапі величин ефективної потужності та обертів силового валу ГТУ визначаються показники роботи ГТУ, а головне – питома витрата паливного газу, при різних режимах роботи КЦ.

2) Далі формується ряд числових масивів із результатів програмного розрахунку. Тобто при різних умовно заданих режимах роботи КЦ одержуємо різні значення величини навантаження ГПА, їхньої споживаної потужності, а відповідно - і величини спожитого паливного газу (рис.4.8).

№	КС-20		КС-38		КС-386		сумарна витрата ПГ
	транспорт	розхід ПГ	транспорт	розхід ПГ	транспорт	розхід ПГ	
1	3300	13553	4040	18416	2850	13211	45180
2	3250	13443	4040	18416	2900	13260	45119
3	3200	13307	4040	18416	2950	13348	45071
4	3150	13203	4040	18416	3000	13445	45064
11	3300	13553	3990	18316	2900	13260	45129
12	3250	13443	3990	18316	2950	13348	45107
13	3200	13307	3990	18316	3000	13445	45068
14	3150	13203	3990	18316	3050	13506	45025
15	3100	13152	3990	18316	3100	13624	45092
16	3050	13044	3990	18316	3150	13736	45096
17	3000	12936	3990	18316	3200	13866	45118
18	2950	12797	3990	18316	3250	14020	45133
19	2900	12691	3990	18316	3300	14158	45165
20	3300	13553	3940	18226	2950	13348	45127
21	3250	13443	3940	18226	3000	13445	45114
22	3200	13307	3940	18226	3050	13506	45039
23	3150	13203	3940	18226	3100	13624	45053
24	3100	13152	3940	18226	3150	13736	45114
25	3050	13044	3940	18226	3200	13866	45136
26	3000	12936	3940	18226	3250	14020	45182
27	2950	12797	3940	18226	3300	14158	45181
28	3300	13553	3890	18092	3000	13445	45090
29	3250	13443	3890	18092	3050	13506	45041
30	3200	13307	3890	18092	3100	13624	45023
31	3150	13203	3890	18092	3150	13736	45031
32	3100	13152	3890	18092	3200	13866	45110
33	3050	13044	3890	18092	3250	14020	45156
34	3000	12936	3890	18092	3300	14158	45186
35	3300	13553	3840	18002	3050	13506	45061
50	3300	13553	3690	17675	3200	13866	45094
51	3250	13443	3690	17675	3250	14020	45138
52	3200	13307	3690	17675	3300	14158	45140
53	3300	13553	3640	17552	3250	14020	45125
54	3250	13443	3640	17552	3300	14158	45153
55	3300	13553	3590	17437	3300	14158	45148

Рисунок 4.8 - Зведені результати програмного розрахунку

3) За допомогою логічних операторів програми із ряду сформованих результатів обирається результат, при якому економічність роботи систем КС була б максимальною, тобто обирається такий режим роботи КС із всіх умовно запропонованих програмою, при якому сумарна витрата паливного газу була б

мінімальна. В даному випадку це режим №30.

На основі зведених результатів програмного розрахунку, виконаного для режиму роботи паралельно працюючих ГКС Гусятин, у відповідності до вихідних даних взятих з диспетчерського журналу, проведено аналіз одержаних результатів та побудовано графік залежності сумарної витрати паливного газу від зміни режимів роботи КС (рис. 4.9).

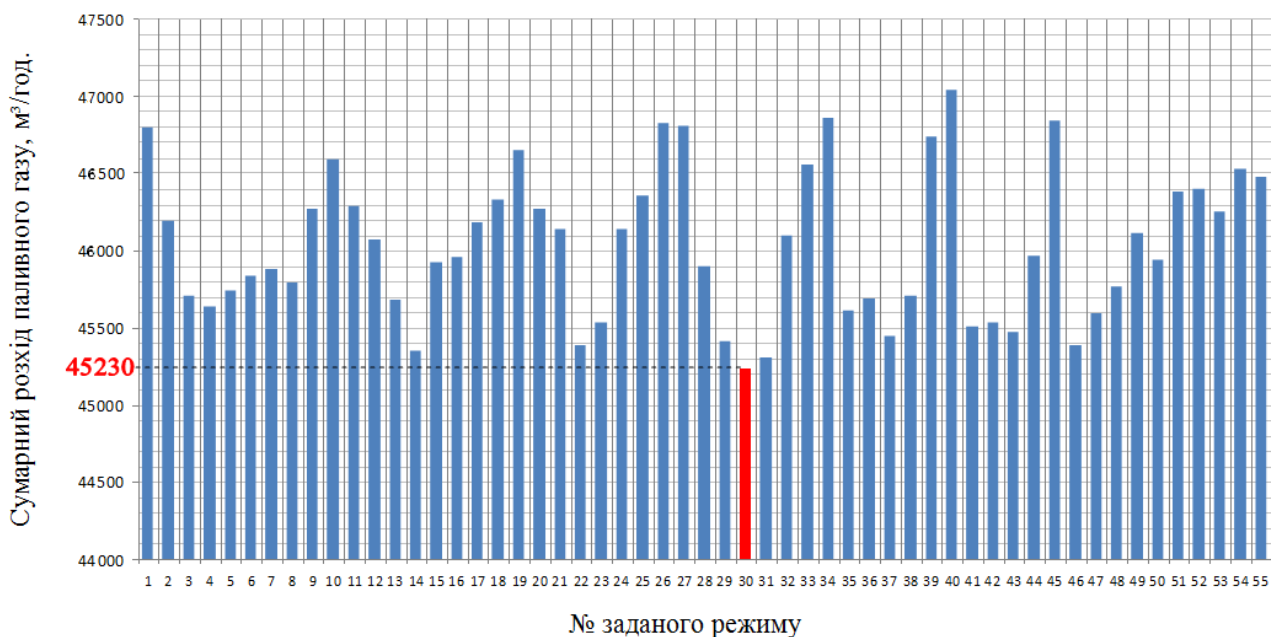


Рисунок 4.9 - Залежність сумарної витрати паливного газу від зміни режимів роботи КС

Як видно з рис.4.9 – починаючи з 1-го і до 55-го умовно заданого програмою режиму роботи КС – сумарний розхід паливного газу змінює величину свого значення в діапазоні від 45230 до 47050 м³/год. Аналізуючи дані результати програма обирає оптимальний режим роботи КС, в нашому випадку це режим №30, і дозволяє вивести на екран основні параметри роботи ГПА при даному режимі рис.4.10.

Якщо в нашому випадку при загальному режимі роботи газопровідної системи робота ГКС Гусятин здійснюється в режимі №16, то в цьому випадку для того, щоб зекономити витрату паливного газу, необхідно перейти в режим №30. Для цього необхідно змінити навантаження на КС-38 з 93,36% на 92,83%, на КС-20 з 91,1% на 94,03 % та КС-38б з 94,12% на 93,45%.

Розрахункові параметри роботи ГПА КС-20		Розрахункові параметри роботи ГПА КС-38		Розрахункові параметри роботи ГПА КС-38б	
Нагнітач		Нагнітач		Нагнітач	
К-сть працюючих машин	4	К-сть працюючих машин	2	К-сть працюючих машин	4
Зведена продуктивність нагнітача	243,187	Зведена продуктивність нагнітача	589,638	Зведена продуктивність нагнітача	237,782 м ³ /хв.
Навантаження	94,0343	Навантаження	92,3200	Навантаження	93,4500 %
Температура газу на виході нагнітача	53,7840	Температура газу на виході нагнітача	54,7704	Температура газу на виході нагнітача	52,9775 °С
Політропічний ККД нагнітача	0,79800	Політропічний ККД нагнітача	0,83606	Політропічний ККД нагнітача	0,83290
Ефективна потужність нагнітача	8404	Ефективна потужність нагнітача	21090	Ефективна потужність нагнітача	7920 КВт
ГТУ		ГТУ		ГТУ	
Температура на виході ГТУ	495	Температура на виході ГТУ	495	Температура на виході ТВТ	481 °С
Питома ефективна робота ГТ	611988	Питома ефективна робота ГТ	568872	Питома ефективна робота ГТ	556118 Дж/кг
Питома ефективна робота ОК	389543	Питома ефективна робота ОК	366141	Питома ефективна робота ОК	359756 Дж/кг
Коефіцієнт надлишку повітря	3,76261	Коефіцієнт надлишку повітря	3,87380	Коефіцієнт надлишку повітря	4,00256
Ефективна потужність ГТ	24867,3	Ефективна потужність ГТ	63578,8	Ефективна потужність ГТ	24462,8 КВт
Ефективна потужність ОК	16363,3	Ефективна потужність ОК	42388,8	Ефективна потужність ОК	16442,8 КВт
Витрата паливного газу	3326,86	Витрата паливного газу	8936,90	Витрата паливного газу	3405,92 м ³ /год.
Ефективний ККД ГТУ	0,27298	Ефективний ККД ГТУ	0,25321	Ефективний ККД ГТУ	0,25147
OK		OK		OK	

Рисунок - 4.10. Основні розрахункові параметри роботи ГПА

Тобто приймаючи до виконання дії представлені в інформативних повідомленнях програмного модуля (рис. 4.11), диспетчер розвантаживши КС-38 та КС-38б приблизно на 1% та завантаживши КС-20 приблизно на 3%, досягає оптимального режиму роботи КС з точки зору економії паливного газу, загальний режим газопровідної системи при цьому залишається без змін.

Результати розрахунку КС-20				Результати розрахунку КС-38				Результати розрахунку КС-38б			
№	транспорт	розхід ПГ	Навантаж	№	транспорт	розхід ПГ	Навантаж	№	транспорт	розхід ПГ	Навантаж
1	3300	13553	96,13	1	4040	18416	93,63	1	3300	14158	96,21
2	3250	13443	95,06	2	3990	18316	93,36	2	3250	14020	95,5
3	3200	13307	94,03	3	3940	18226	93,09	3	3200	13866	94,81
4	3150	13203	93,02	4	3890	18092	92,83	4	3150	13736	94,12
5	3100	13152	92,05	5	3840	18002	92,57	5	3100	13624	93,45
6	3050	13044	91,10	6	3790	17874	92,32	6	3050	13506	92,79
7	3000	12936	90,18	7	3740	17750	92,08	7	3000	13445	92,14
8	2950	12797	89,29	8	3690	17675	91,84	8	2950	13348	91,5
9	2900	12691	88,43	9	3640	17552	91,6	9	2900	13260	90,88
10	2850	12655	87,59	10	3590	17437	91,38	10	2850	13211	90,27
11	2800	12613	86,79	11	3540	17364	91,16	11	2800	13135	89,68
12	2750	12509	86,01	12	3490	17258	90,94	12	2750	13074	89,1
13	2700	12407	85,26	13	3440	17152	90,73	13	2700	13058	88,54
14	2650	12301	84,53	14	3390	17056	90,53	14	2650	13006	87,99
15	2600	12193	83,83	15	3340	16952	90,34	15	2600	12977	87,46
16	2550	12088	83,16	16	3290	16848	90,15	16	2550	12866	86,94
17	2500	12025	82,51	17	3240	16802	89,97	17	2500	12736	86,45
				18	3190	16700	89,79				
				19	3140	16611	89,63				
				20	3090	16517	89,47				
				21	3040	16430	89,32				

Рисунок - 4.11 Умовний перехід з режиму №16 в режим №30

Даний метод нормування і економії використання паливного газу являється нескладним у своєму виконанні, так як залежить, в цілому, лише від незначних змін навантаження ГПА. Проте недоліком такого підходу є відхилення і похибки при складанні математичних моделей і проведення наближених розрахунків, що в свою чергу може вплинути на отриманий результат. Тому даний метод потребує окремої уваги та більш поглибленого опрацювання в майбутньому.

4.3 Інформаційно-програмний модуль КПДР «Регулювання швидкості руху очисного пристрою»

Використання засобів інформаційних технологій як основи для аналізу функціонування трубопровідних систем слід вважати одним з основних теоретичних способів вирішення виробничих завдань моделювання об'єктів ГТС в процесі їх експлуатації. Для математичної формалізації режимів функціонування деяких виробничих задач обов'язковим являється використання досвіду їх виконання, накопиченого виробничим персоналом конкретного підприємства на протязі тривалого терміну. До таких задач можна віднести описану в даному розділі задачу з регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки газопроводу.

Інформаційно-програмний модуль «Регулювання швидкості руху ОП» входить (у вигляді інструментарію) до складу КПДР і призначений для забезпечення підтримки прийняття рішення диспетчерського персоналу під час проведення очистки внутрішньої порожнини магістрального газопроводу.

В процесі експлуатації МГ у внутрішній його порожнині весь час накопичуються різного роду забруднення, які потрапили в трубопровід під час будівництва, ремонту наприклад: ґрунт, каміння, частини зварних електродів і т. д. Забруднення у вигляді вологи, конденсату, гідратів та інших сумішей які виносяться газом із підземних сховищ, газових свердловин через неякісну роботу систем очистки. Окиси заліза, що утворюються в результаті корозії

внутрішніх стінок труб газопроводу і обладнання при присутності в газі окислювальних компонентів (сірководню, вуглекислого газу і води), турбінні масла та інші.

Велика кількість із перелічених забрудників накопичуються в понижених ділянках траси трубопроводу, цим самим зменшуючи його живий переріз, що в свою чергу призводить до зниження пропускної здатності газопроводу.

З метою визначення пропускної здатності і величини забруднення проводиться оцінка стану внутрішньої порожнини трубопроводу, яка характеризується коефіцієнтом гідравлічної ефективності та оцінюється зміною гідравлічного опору газопроводу з наступним порівнянням його з проектними даними, або через відношення фактичної пропускної здатності газопроводу до розрахункової [17]

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_T}{\lambda_\Phi}} = \frac{q_\Phi}{q} \quad (4.37)$$

де λ_Φ, λ_T – фактичне та теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору; q_Φ, q – фактичне та розрахункове значення пропускної здатності.

Метою проведення очищення внутрішньої порожнини газопроводу являється підвищення його гідравлічної ефективності і пропускної здатності до проектних значень.

На даний час відомо декілька способів підтримки максимального живого перерізу трубопроводу. До них відносяться механічний, вібромеханічний, ультразвуковий, хімічний та інші [80]. На магістральних газопроводах найбільш розповсюджений - спосіб механічної очистки внутрішньої поверхні за допомогою очисних пристроїв: скребків, розділювачів, поршнів і т. д.

Очисний пристрій повинен задовольняти наступні вимоги: забезпечувати достатньо повну очистку внутрішньої поверхні газопроводу від різного роду забруднення; переміщатись по кривих вставках радіусом не менше трьох діаметрів трубопроводу з заданою швидкістю без порушення роботи

конструктивних елементів трубопроводу; бути зручним для його встановлення в камери пуску та звільнення з камер прийому компресорних станцій та ін.

З метою збільшення ефективності очищення внутрішньої поверхні газопроводу, в залежності від ступені забруднення, встановлюється оптимальна швидкість руху ОП у відповідності до його технічних характеристик.

Запропонований автором метод (розглянутий в розділі 3), що покладений в основу роботи програмного модуля «Регулювання швидкості руху ОП» являється одним із ефективних шляхів вирішення цього завдання.

Практичні результати роботи модуля для ділянки газопроводу довжиною 134 км наведені на рис. 4.12 - 4.16.

Вихідні дані ...

Нагнітачі, встановлені на КС-1		Нагнітачі, встановлені на КС-2	
PCL-804 2/36 NP	кількість працюючих: 2	235-21-1	кількість працюючих: 5
Станція яка проводить запуск очистного пристрою		Станція яка здійснює прийом очистного пристрою	

Швидкість руху очистного пристрою

Задается відносно режиму

Задати вручну

Рвх = 54.5	Рвих = 72.4	Довжина ділянки газопроводу 134 км	Рвх = 50.7	Рвих = 68.1
Твх = 24	Твих = 40	Коефіцієнт ефективності E = 100 %	Твх =	Твих =

< Вихід

Далі >

Рисунок 4.12 - Формування вихідних даних для виконання розрахунку

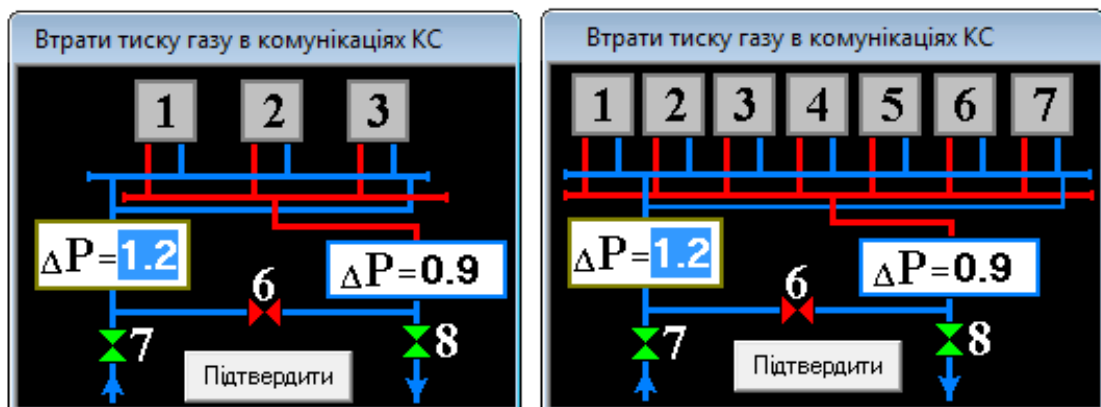


Рисунок 4.13 - Формування вихідних даних для виконання розрахунку

За даними результатів програмного розрахунку побудовано графік зміни основних параметрів режиму роботи газопроводу під час регулювання швидкості руху очисного пристрою (рис. 4.14).

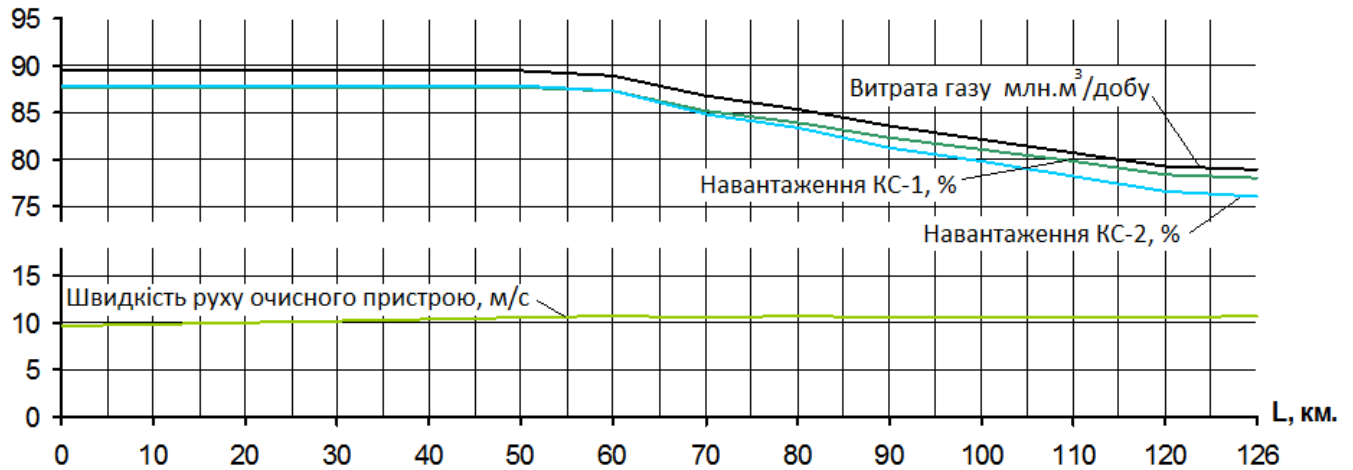


Рисунок 4.14 - Зміна основних параметрів режиму роботи газопроводу під час регулювання швидкості руху очисного пристрою

Як видно з рис.4.14, між 50-тим і 60-тим км. газопроводу швидкість руху очисного пристрою досягає величини більшої на 1 м/с від заданої швидкості. Саме з цього моменту і починають відхилятися значення початкового і кінцевого тиску газу на ділянці, а відповідно змінюється і весь режим роботи газопроводу, що в свою чергу призводить до зміни навантаження КС. Далі після 60-того км. відбувається постійна зміна усіх параметрів режиму роботи газопроводу, за рахунок зміни навантаження КС, цим самим підтримується практично стабільна швидкість руху ОП, тобто проводиться свого роду регулювання швидкості його руху шляхом зміни навантаження КС.

Результати розрахунку даного програмного модуля у вигляді інформативних повідомлень (рис.4.15, 4.16) представляються диспетчерському персоналу і чітко визначають його подальші дії при організації режиму роботи газотранспортної системи під час проведення очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу.

Результати розрахунку...

Довжина L, м	швидкість v, м/с	Розхід Q, млн.м3/г	Температ град.	Пройден. час, хв.	Тиск, ат. вихід КС-1	Тиск, ат. вихід КС-2	Навантаж КС-1, %	Навантаж КС-2, %
0	9,581	3,6936	40	0	72,4	50,7	89	91
10	9,7137	3,6936	38	17	72,4	50,7	89	91
20	9,8585	3,6936	37	34	72,4	50,7	89	91
30	10,0164	3,6936	35	50	72,4	50,7	89	91
40	10,1885	3,6936	33	66	72,4	50,7	89	91
50	10,3764	3,6936	32	81	72,4	50,7	89	91
60	10,5361	3,6767	31	96	72,3	50,8	89	91
70	10,5588	3,6083	29	111	71,9	51,2	87	89
80	10,5673	3,5385	28	126	71,5	51,6	85	87
90	10,5594	3,4672	26	142	71,1	52	84	85
100	10,5322	3,3945	25	158	70,7	52,4	82	82
110	10,5551	3,3389	24	174	70,4	52,7	81	81
120	10,5654	3,2824	22	189	70,1	53	80	79
130	10,5611	3,2249	21	205	69,8	53,3	78	78
134	10,5722	3,2055	21	211	69,7	53,4	78	77

< Назад Далі >

Рисунок 4.15 - Основні розрахункові параметри режиму роботи ділянки МГ

Завершення...

Час зміни навантаження	КС - 1 %	КС - 2 %
год. хв.		
1 36	89	91
1 51	87	89
2 6	85	87
2 22	84	85
2 38	82	82
2 54	81	81
3 9	80	79
3 25	78	78
3 31	78	77

< Назад Вихід ...

Рисунок 4.16 - Представлення інформації для практичного використання в управлінні режимами роботи суміжних КС

На рис.4.15 представлено основні розрахункові параметри режиму роботи ділянки МГ, для їх поглибленого аналізу. На рис. 4.16 представлена інформація для практичного використання в управлінні режимами роботи суміжних КС. Використовуючи дану інформацію диспетчерський персонал через встановлений час дає команду на зміну обертів газоперекачувальних агрегатів, чим підвищує ефективність процесу очистки ділянки газопроводу.

4.4. Висновки по розділу

1. Розглянуто функціональні можливості програмних компонентів КПДР, з точки зору їх практичної реалізації, створених по блочно-модульному принципу, що дає можливість доповнювати і змінювати пакети програм, та робить можливим проведення оновлень вирішуваних завдань і здійснювати вибір найбільш ефективних методів їх вирішення. Представлено програмну структуру КПДР у вигляді трьох інформаційно-програмних модулів.

2. Розглянуто роботу інформаційно-програмного модуля «Аналіз режиму роботи ГТС в експлуатаційних умовах», орієнтованого на формування в диспетчерських кадрах кращого розуміння того, як реальна газотранспортна система буде реагувати на ті чи інші стратегії управління, які з них в яких ситуаціях являються найбільш ефективними. Даний модуль надає диспетчеру можливості попереднього проведення розрахункових експериментів по моделюванню режимів роботи ГТС, а також може бути використаний в якості тренажера для навчання диспетчера навичкам управління процесом транспортування газу.

3. Наведено приклад розрахунку оптимального режиму роботи паралельно працюючих компресорних станцій з використанням інформаційно-програмного модуля КПДР «Оптимізація режиму роботи КС», в основу якого покладений запропонований автором метод. Показано, що практичне використання даного модуля дозволяє забезпечити раціональне використання паливного газу ГПА за рахунок прийняття диспетчером правильних рішень по управлінню КС у відповідності до інформації отриманої з КПДР.

4. Розглянуто особливості запропонованого автором методу регулювання швидкості руху очисного пристрою, реалізованого в інформаційно-програмному модулі КПДР «Регулювання швидкості руху ОП». Показано, що для забезпечення оптимальної швидкості руху очисного пристрою по всій довжині ділянки газопроводу, як і в попередньому випадку, диспетчерський персонал суміжних КС, між якими проводиться очистка, організовує свої дії у відповідності до інформативних повідомлень, представлених в графічному інтерфейсі КПДР.

ВИСНОВКИ

На основі виконаних комплексних теоретичних та експериментальних досліджень в дисертаційній роботі вирішено наукову задачу, направлену на підвищення ефективності роботи диспетчерського персоналу за рахунок впровадження інформаційної технології підтримки прийняття рішень диспетчера ГТС.

1. Проведено аналіз газотранспортної системи в сфері відповідальності інформаційних технологій. Розглянуто структуру апаратно-програмного комплексу диспетчерських пунктів управління магістральними газопроводами, наведено опис функціонування його об'єктів в частині збору, обробки та передачі інформації. Показано, що об'єкти ІТ являються невід'ємною технологічною складовою частиною ГТС з якими тісно взаємодіє диспетчер, при організації транспорту газу. Обґрунтовано важливість впровадження комп'ютерних комплексів підтримки диспетчерських рішень з метою підвищення ефективності роботи диспетчерського персоналу. Описано особливості методики проектування і реалізації КПДР в трубопровідному транспорті газу, а також розглянуто основні підходи до його створення.

2. Розроблено схему організації комп'ютерного КПДР, його функціональну та інформаційну структуру на основі архітектури об'єктно-орієнтованого проектування, використовуючи можливості сучасних системних та інформаційних технологій.

3. Розроблено систему підтримки прийняття рішень КПДР на основі продукційної системи представлення знань. В результаті реалізації даного механізму в КПДР, спеціалісти зможуть отримувати кількісну і якісну інформацію про стан об'єктів трубопровідних систем і режим транспортування газу. Наявність такої інформації, її оперативне порівняння з показаннями існуючих інформаційно-вимірювальних систем і засобів технічної діагностики, дозволяє приймати правильні технічні рішення для безпечного управління транспортом газу.

4. Розроблено метод вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів, що базується на принципах динамічного програмування, в якому стандартна функція мети доповнюється системою обмежень фактичних режимних параметрів газових потоків, це дозволяє не змінювати загальний режим роботи трубопровідної системи при її оптимізації;

5. Розроблено метод регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу, який на відміну від раніше відомих базується на основі прогнозування змін режимів роботи суміжних компресорних станцій, що забезпечується створеною інформаційною технологією.

6. Удосконалено метод прийняття рішень на основі використання продукційної моделі представлення знань, в якому управління системою продукційних правил здійснюється за принципом визначення вагових ознак, що дозволило описувати класи різних виробничих ситуацій, які мають місце на об'єктах магістральних газопроводів та застосовувати типові процедури їх вирішення;

7. Удосконалено метод розрахунку складних ГТС, що дозволяє використовувати методи комбінування стаціонарних і нестаціонарних моделей при моделюванні режимів роботи ГТС. Запропоновано ряд математичних моделей роботи основних об'єктів ГТС при стаціонарних, та нестаціонарних режимах течії газу, необхідних для вирішення режимно-технологічних завдань диспетчерського персоналу, а також їх адаптацію під фактичні умови роботи об'єктів ГТС без викривлення їх фізичного змісту.

8. Розроблено програмне забезпечення розрахунку широкого спектру режимно-технологічних задач роботи ГТС, та здійснена його практична реалізація в інформаційно-програмних модулях КПДР. Показано, що використання програмного модуля «Аналіз режиму роботи ГТС в експлуатаційних умовах», сприяє формуванню в диспетчерських кадрів кращого розуміння того, як реальна газотранспортна система буде реагувати

на ті чи інші стратегії управління, які з них в яких ситуаціях являються найбільш ефективними. Практичне використання модуля «Оптимізація режиму роботи компресорних станцій» дозволяє забезпечити раціональне використання паливного газу ГПА за рахунок прийняття диспетчером правильних рішень по управлінню КС. Організація дій диспетчерського персоналу у відповідності до інформативних повідомлень програмного модуля «Регулювання швидкості руху ОП» забезпечує встановлення оптимальної швидкості руху очисного пристрою по всій довжині ділянки газопроводу при проведенні його внутрішньої очистки.

9. Практично реалізовано роботу програмних компонентів КПДР, створених по блочно-модульному принципу, що дає можливість доповнювати і змінювати пакети програм, та робить можливим проведення оновлень вирішуваних завдань за рахунок впровадження нових програмних модулів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Збірка наукових праць інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова – К.: 2005. – 132 с.
2. Квасніков В.П. Інформаційна технологія визначення «Розбалансу газу» / В.П. Квасніков, О.П. Сташинський // Перша міжнародна наукова конференція "Вимірювання, контроль та діагностика в технічних системах (ВКДТС-2011)", 18-20 жовт. 2011 р. тези доп. – Вінниця.- 2011 р. – С. 142-143.
3. Сташинський О.П. Алгоритм роботи тренажера оперативних дій для диспетчерського персоналу газотранспортних підприємств / О.П. Сташинський, С.П. Гришин // Науково-технічна конференції «Актуальні задачі фінансового, психологічного, правового, топогеодезичного, радіотехнічного та лінгвістичного забезпечення підрозділів та частин ЗСУ», 28 квіт. 2011 р. тези доп. – К.: ВІКНУ, 2011. – С. 149.
4. Сташинський О.П. Метод регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки ділянки магістрального газопроводу/ О.П. Сташинський, В.П. Квасніков, О.Ф. Іткін // Вісник Кременчуцького Національного Університету ім. Михайла Остроградського. – 2014. – №6(89), част. 1. – С. 124-130.
5. Квасніков В.П. Системний аналіз виявлення та ліквідації аварії на магістральних газопроводах із використанням комп'ютерного тренажерного комплексу оперативних дій / В.П. Квасніков, О.П. Сташинський // Збірник наукових праць Військового інституту київського національного університету імені Т. Шевченка. – 2011. – №33 – С. 156-159.
6. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів: СОУ 60.3-30019801-050:2008. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2008. – 197 с. (Стандарт організації України).

7. Панкратов В.С. Комплекс моделирования и оптимизации режимов работы ГТС / В.С.Панкратов, В.Г.Герке, С.А. Сарданашвили и др. – М.: ООО ИРЦ Газпром, 2002. – 56 с.

8. Беллман Р. Динамическое программирование / Р.Беллман – Перев. с англ. И.М.Андреевой под. ред. Н.Н.Воробьева – М.: Мир, 1960 – 356 с.

9. Функциональные требования к разработке «Реконструкция системы SCADA для газопроводов У-П-У, Прогресс и Союз предприятия АТ "УКРГАЗПРОМ"/ Serck Controls Ltd., Роули драйв, Ковентри, Вест Мидлэндз, CV3 4FH, Англия, 1997. – 134с.

10. Сарданашвили С.А. Автоматизация процесса принятия решений в диспетчерском управлении газотранспортной отрасли / С.А. Сарданашвили // Автореферат дис. д-ра техн. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 45 с.

11. Панкратов В.С. Развитие АСДУ ГТП на базе современных SCADA-систем / В.С.Панкратов, С.А.Сарданашвили, С.А.Николаевская // Газовая промышленность Дятлов – М.: ООО ИРЦ Газпром, 2003. – 63 с.

12. Панкратов В.С. Разработка и эксплуатация АСУ газотранспортными системами / В.С.Панкратов, Р.Я.Берман – Л.: Недра, 1982.– 255 с.

13. Берман Р.Я., Панкратов В.С. Автоматизация систем управления магистральными газопроводами / Р.Я.Берман, В.С.Панкратов – Л.: Недра, 1978. – 159с.

14. Система автоматизованого керування компресорною станцією № 17 „Тальне" Гайсинського ЛВУМГ УМГ „Черкаситрансгаз" САК КС-17. Опис організаційної структури. – К.: «НДШАСУ трансгаз», – 2007. – 44с.

15. Система автоматизованого керування газоперекачувальним агрегатом ГПА-10МН.70.01. Комплекс технічних засобів САТ-02 Настанова з експлуатації 13829680.421417.002 НЕ. – Львів: НВП «Нова техніка», – 2000. – 85с.

16. Кульпин С.И. Программно-технические средства линейной телемеханики МГ/ С.И.Кульпин, В.С.Васильев, В.С.Сутугин // Газовая промышленность, 07.2000. – С. 69-70.
17. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розганюк, А.А. Руднік – К. : “Росток”, 2001. – 1092 с.
18. Кац Е.Я. Автоматизация диспетчерского управления / Е.Я.Кац // Газовая промышленность, 2000. – №7. – С. 64-65
19. Григорьев Л.И., Сардаиашвили С.А., Вербило А.С., Герке В.Г. Теоретические и практические аспекты подготовки диспетчеров газотранспортных обществ / Л.И.Григорьев // Производственно-технический журнал Газовая промышленность – М.: «Газоил пресс», № 1, 2003.
20. Григорьев Л.И., Сардаиашвили С.А., Герке В.Г. Основные проблемы теории диспетчерского управления / Л.И.Григорьев // Производственно-технический журнал Газовая промышленность – М.: «Газоил пресс», №12 2002.
21. Панкратов В.С. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами /В.С.Панкратов, А.В.Дубинский, Б.И. Сиперштейн – Л.: Недра, 1988. – 246 с.
22. Ланчаков Г.А. Система поддержки принятия диспетчерских решений в АСУТП реального времени / Г.А.Ланчаков, В.В.Никаноров, Л.И.Бернер, А.А.Ковалев, Ю.М.Зельдин, С.В.Платонов, А.А.Балабанов // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2007. – №02. – С.13-15.
23. Сташинський О.П. Сташинський О.П. Ефективність впровадження тренажера оперативних дій для диспетчерського персоналу газотранспортних підприємств / О.П. Сташинський // Матеріали Х Міжнародної науково-технічної конференції «АВІА 2011», 19-21 квіт. 2011 р. тези доп. – Т.1. – К.: НАУ, 2011. – С. 1.130 - 1.133.
24. Дятлов В.А. Исследования влияния человеческого фактора на эффективность управления газотранспортными системами / В.А.Дятлов – М.: Нефть и газ, 1999. 176 с.

25. Дозорцев В.М. Структура человеко-машинного взаимодействия в компьютерных тренажерах операторов технологических процессов / В.М. Дозорцев // Процессы и системы управления., №5. – 1998. – С.57-65.
26. Григорьев Л.И. Компьютеризированная система подготовки диспетчерского персонала в транспорте газа / Л.И.Григорьев, С.А.Сардаиашвили, В.А.Дятлов – М.: «Нефть и газ», 1996. – 195 с.
27. Леонов Д.Г. Объектно-ориентированная технология поддержки принятия диспетчерских решений в транспорте газа / Д.Г. Леонов // Дисс. канд. техн. наук. – М.: 2000. – 143 с.
28. Лихтенштейн Б.Р. Автоматизация принятия оптимальных решений для повышения эффективности управления магистральными газопроводами с учетом неопределенности информации / Б.Р.Лихтенштейн // Дисс. канд. техн. наук. – М.: 1987.
29. Селезнев В.Е. Современные компьютерные тренажеры в трубопроводном транспорте: математические методы моделирования и практическое применение / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, С.Н.Прялов. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 200 с.
30. Селезнев В.Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем. Изд. 2-е, перераб. / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, Г.С.Клишин. – М.: КомКнига, 2005. – 328 с.
31. Селезнев В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Изд. 2-е, перераб. и доп. / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, С.Н.Прялов. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 436 с.
32. Селезнев В.Е. Математическое моделирование магистральных трубопроводных систем: дополнительные главы / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, С.Н.Прялов. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 356 с.
33. Селезнев В.Е. Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа. / В.Е.Селезнев, Г.С.Клишин и др. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 224 с.

34. Сташинський О.П. Інформаційна технологія розробки тренажерного комплексу диспетчера газотранспортного підприємства О.П. Сташинський // Четверта міжнародна науково-практична конференція «Інтегровані інтелектуальні робото технічні комплекси» (ІРТК-2011), 23-25 травн. 2011 р. тези доп. – К.: НАУ, 2011. – С. 260-262.

35. Тренажерные системы / В.Е. Шукшунов, Ю.А. Бакунов, В.Н. Григоренко и др. – М.: Машиностроение, 1981. – 256с.

36. Куликов Г.Г. Автоматизированное проектирование информационно-управляющих систем. Системное моделирование предметной области: Учебное пособие / Г.Г.Куликов, А.Н.Набатов, А.В.Речкалов – Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 1998. – 104 с.

37. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа) / С.А.Сарданашвили – М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. - 577 с.

38. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта углеводородов/ М.В. Лурье – М.: ГУП "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 336 с.

39. Сарданашвили С.А. Методические основы моделирования режимов работы газотранспортных систем / С.А.Сарданашвили – М.: ФГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. - 98 с

40. Сташинський О.П. Математична модель роботи газопроводу при розробці тренажерного комплексу оперативних дій / О.П. Сташинський // Авиационно-космическая техника и технология. – 2011. – №8(85). – С. 201-203.

41. Сташинський О.П. Представлення інформаційних зв'язків об'єктів «модельованих схем» газотранспортної системи в комп'ютерному тренажерному комплексі / О.П.Сташинський // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах №3 – 2012. – С. 151-154.

42. Сташинський О.П. Представлення інформаційних зв'язків об'єктів «модельованих схем» газотранспортної системи в комп'ютерному

тренажерному комплексі / О.П. Сташинський // Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах №3 – 2012. – С. 151-154.

43. Селезнев В.Е. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы. / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, С.Н.Прялов – М.: МАКС Пресс, 2007. – 695 с.

44. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие для вузов/ М.В Лурье – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 349 с.

45. Гусейнзаде М. А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. / М. А. Гусейнзаде, В. А. Юфин – М.: Недра, 1981. – 274 с.

46. Белоусов В.Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа. / В.Д.Белоусов, Э.М.Блейхер, А.Г.Немудров, В.А.Юфин, Е.И.Яковлев – М.: Недра, 1978. – 407 с.

47. Максимов Ю.И. Имитационные модели оперативного планирования и управления магистральным транспортом газа. / Ю.И. Максимов – Новосибирск: Наука, 1982. – 194с.

48. Моисеев К.Н. Методы оптимизации / К.Н.Моисеев, Ю.П.Иваилов, Е.М.Столярова . – М.: Наука, 1978. – 310 с.

49. Алефельд Г., Херцбергер Ю. Введение в интервальные вычисления/ / Г.Алефельд, Ю.Херцбергер – Перев. с англ. Г.Е.Минца и А.Г.Яковлева под. ред. Ю.В.Матияевича – М.: Мир, 1987 . – 356 с.

50. Сташинський О.П. Оптимізація витрат паливного газу ГПА багатониткових систем газопроводів в експлуатаційних умовах / О.П. Сташинський // Проблеми нафтогазової промисловості. Збірник наукових праць – 2011. – Вип. 9 – С. 392-400.

51. Сухарев М.Г. Оптимизация систем транспорта газа. / М.Г.Сухарев, Е.Р. Ставровский – М.: Недра, 1975. – 276 с.

52. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Расчеты систем транспорта газа с помощью вычислительных машин. / М.Г.Сухарев, Е.Р.Ставровский – М.: «Недра», 1971. – 206с.
53. Романов А.Н. Имитаторы и тренажеры в системах отладки АСУТП / А.Н.Романов, В.П.Жабеев – М.: Знание, 1987. – 110 с.
54. Дьяков А.Ф. Надежная работа персонала в энергетике / А.Ф. Дьяков – М.: изд-во МЭИ, 1991. – 224с.
55. Сташинський О.П. Обробка інформації в тренажері віртуального функціонування газотранспортної системи / О.П. Сташинський // Науково-технічна конференція «Безпека інформаційних технологій», 23-24 травн. 2011 р. тези доп. – К.: НАУ, 2011. – С. 112.
56. Сташинський. О.П. Функції програмно-математичного комплексу тренажера диспетчерського персоналу газотранспортних підприємств / О.П. Сташинський. // Третя науково-практична конференція студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання», 29-30 листоп. 2011 р. тези доп. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – С. 142-143.
57. Грачев В.В. Сложные трубопроводные системы / В.В. Грачев, М.А.Гусейнзаде, Е.И.Яковлев и др. – М.: Недра, 1982. – 410 с.
58. Стенин А.А. Автоматизированные обучающие системы (анализ и синтез) / А.А. Стенин – Луганск: изд-во ВУНУ, 2000. – 109с
59. Полный справочник по С++, 4-е издание.: Пер с англ. – М.: Издательский дом "Вильямс", 2006. – 800с.
60. Довбуш Г.Ф. Visual С++ на примерах / Г.Ф. Довбуш, А.Д. Хомоненко – СПб.: БХВ-Петербург, 2007. – 528с.
61. Эккель Б. Философия С++. Практическое программирование. / Б. Эккель, Ч. Эллисон – СПб.: Питер, 2004. – 608с.
62. Культин Н.Б. Microsoft Visual С++ в задачах и примерах/ Н.Б. Культин – СПб.: БХВ-Петербург, 2010. – 272с.

63. Йоханнсен Г. Групповые человеко-машинные интерфейсы для управления в масштабе предприятия. / Г. Йоханнсен // Приборы и сист. упр., №6.–1997.– С.50-58.
64. Johannsen G. Towards a New Quality of Automation in Complex Man-Machine Systems / G.Johannsen // Automatica. ,Vol. 28. – No.2. – 1992. – P.355-373.
65. Johannsen, G. Human System Interfase Concerns in Support System Design / G.Johannsen et al. // Automatica., Vol. 19. – No. 6. – 1983. – P595-603.
66. Советов Б.Я. Информационная технология / Б.Я.Советов – М.: Высшая школа, 1994. – 200 с
67. Геловани В.Л. Интеллектуальные системы поддержки принятия решений в нештатных ситуациях с использованием информации о состоянии природной среды. / В.Л. Геловани, А.А. Башлыков, В.Б.Бритков, Е.Д.Вязилов – М.: Эдиториал УРСС, 2001. – 304 с.
68. Теория принятия решений. Учебник / Б.В. Москвин – СПб.: ВКА имени А.Ф. Можайского, 2005. – 383 с.
69. Основы построения интеллектуальных систем учеб. пособ./ Г.В.Рыбина – М.: Финансы и статистика, 2010. – 432с.
70. Касперович В. К. Трубопровідний транспорт газу: Підручник / В.К. Касперович – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.
71. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика. В 2-х ч. Ч. 1: Учеб. руководство: Для вузов. / Г. Н. Абрамович– 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1991. – 600 с.
72. Андерсон Д. Вычислительная гидромеханика и теплообмен: В 2-х т. Т. 1: / Д.Андерсон, Дж. Таннехилл, Р. Плетчер; Пер. с англ. С.В.Сенина и Е.Ю.Шальмана под. ред. Г.Л.Подвидза. – М.: Мир, 1990. –384 с, ил.
73. Сташинський О.П. Модель роботи байпасного трубопроводу кранового вузла при заповненні газом ділянки газопроводу / О.П. Сташинський // Науково-практична конференція «Сучасні проблеми

розбудови Збройних Сил України», 27 квіт. 2012 р. тези доп. – К.: ВІКНУ, 2012. – С. 98-99.

74. Лісафін В.П. Термодинамічний розрахунок газотурбінної установки: Практикум / В.П.Лісафін, Л.Д.Пилипів – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 69 с.

75. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки: Учеб. для вузов / Б.П. Поршаков – М.: Недра, 1992. – 238 с.

76. Яковлев Є.І. Режимы газотранспортных систем. / Є.І.Яковлев, О.С.Казак, В.Б.Михалків, Д.Ф.Тимків., В.Я.Грудз – Львів: Світ, 1992. – 172 с.

77. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для вузов / Р. А.Алиев, В. Д.Белоусов, А. Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.

78. Березин И. С. Методы вычисления, ч. II. / И.С. Березин, Н. П. Жидков – М.: Физматгиз, 1962. – 487 с.

79. Приставка П.О. Аналіз даних: Навч. посіб./ МОН України / П.О. Приставка, О.М.Мацуга – Д.: РВВ ДНУ, 2008. – 92с.

80. Очистка полости действующих магистральных трубопроводов: Учеб. пособие / Ю.А. Фролов, В.Ф. Новоселов – Уфа: УНИ Б, 1989. – 92с.

81. Харари Ф. Теория графов / Ф.Харари – Перев. с англ. В.П. Козырева под. ред. Г.П.Гавринова – М.: Мир, 1973. – 297с.

82. Сташинський. О.П. Вирішення задачі оптимізації режимів роботи компресорних станцій в комп'ютеризованій системі підтримки диспетчера газотранспортного підприємства / О.П. Сташинський // Вісник Інженерної академії України. – 2014. – №1. – С. 132-136.

83. Сташинський. О.П. Система інтелектуального управління робото технічним пристроєм для діагностики трубопроводів компресорних станцій / О.П. Сташинський // Авиационно-космическая техника и технология. – 2010. – №8(75). – С. 153-156.

84. Stashinsky A.P. The elaboration of the program of calculation of rate of movement of cleansing device / A.P.Stashinsky // The fourth world congress

«Aviation in the XXI - st century» (Kyiv 2011.). тези доп. – К. : НАУ, 2011. – С. 15.23-15.26.

85 Сташинський О.П. Виявлення дефектів трубопроводу при проведенні внутрішньо-трубної діагностики компресорних станцій / О.П. Сташинський // Науково-технічна конференція студентів та аспірантів «Захист інформації з обмеженим доступом та автоматизація її обробки», 11-12 лют. 2010 р. тези доп. – К.: НАУ, 2010. – С. 48.

86. Сташинський О.П. Застосування схеми 4-рівневого контролю трубопроводів обв'язки компресорних станцій / О.П. Сташинський // Науково-практична конференція «Захист інформації в інформаційно-комунікаційних системах», 24-26 травн. 2010 р. тези доп. – К.: НАУ, 2010. – С. 41-43.

87. Сташинський О.П. Математична модель нестационарного процесу роботи газопроводу при розробці комп'ютерного тренажера оперативних дій О.П. Сташинський // П'ята міжнародна науково-практична конференція «Інтегровані інтелектуальні робото технічні комплекси» (ІРТК-2012), 15-16 травн. 2012 р. тези доп. – К.: НАУ, 2012. – С. 208-210.

88. Сташинський. О.П. Особливості моделювання штатних технологічних процесів при проектуванні тренажера оперативних дій для диспетчерського персоналу газотранспортних підприємств/ О.П.Сташинський. // Праці III Міжнародної науково-практичної конференції «Обробка сигналів і негауссівських процесів», 24-27 травн. 2011 р. тези доп. – Черкаси: ЧДТУ, 2011. – С. 269-270.

89. Сташинський О.П. Підвищення ефективності роботи очисного пристрою за рахунок зміни режиму роботи газопроводу / О.П. Сташинський // Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу», 15-18 травн. 2012 р. тези доп. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – С. 116-117.

90. Кучии Б.Л. Управление системой газоснабжения в осложненных условиях эксплуатации. / Б.Л. Кучии, А.Е.Алтуни – М.: Недра, 1984. –208с.

91. Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика. / А.Д.Альтшуль, П.Г. Киселев – М.: Изд, лит. по строительству, 1965. – 273 с.
92. Астахова И.Ф. Моделирование пожаров и взрывов / И.Ф.Астахова, В.М.Есин, В.В.Ильин и др. Под ред. Н.Н. Брушлинского и А.Я. Корольченко – М.: Пожнаука, 2000. – 492 с.
93. Демин Л.С. Автоматизированные обучающие системы профессиональной подготовки операторов летательных аппаратов / Л.С. Демин, Ю.Г. Жуковский, А.П. Семенин и др. Под. ред. В.Е. Шукшунова. – М.: Машиностроение, 1986.– 240с.
94. Апостолов А.А. Интегрированная автоматизированная система управления /А.А.Апостолов, В.С.Панкратов – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 50 с.
95. Козаченко А.Н. Энергетика трубопроводного транспорта газов / А.Н.Козаченко, В.И.Никишин, Б.П.Поршаков – М.: ГУП "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 400 с.
96. Ставровский Е.Р., Сухарев М.Г. Статистические методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления газопровода. / Е.Р.Ставровский, М.Г. Сухарев – М.: ВНИИЭгазпром, 1970. – 40 с.
97. Атавин А.А. Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии. / А.А.Атавин, А.М.Карасевич, М.Г. Сухарев и др. – М.: Нефть и газ, 2000. –320 с.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи НАУ
В.П. Харченко
"26" 02 2014 р.

АКТ

про впровадження в навчальний процес матеріалів кандидатської дисертації Сташинського Олександра Петровича

Науково-технічна комісія у складі: доктор технічних наук, професор кафедри інформаційно-вимірювальних систем Щербак Л.М., професор кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем і технологій, кандидат технічних наук, доцент Наливайко А.Д., доцент кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем і технологій, кандидат технічних наук, доцент Осмоловський О.І. склала даний акт у тому, що результати дисертаційної роботи Сташинського О.П. впроваджені в навчальний процес на кафедрі інформаційно-вимірювальних систем по курсу «Математичне моделювання систем та процесів» при обробці вимірювальної інформації використаних в лекційних та лабораторних роботах, а саме:

- 1) Розроблена методика прийняття рішень в складній технічній системі на основі використання продукційної моделі представлення знань, в якому управління системою продукційних правил здійснюється за принципом визначення вагових ознак;
- 2) Розроблено алгоритм вирішення оптимізаційної задачі режимів роботи багатониткових систем газопроводів, що базується на принципах динамічного програмування, в якому стандартна функція мети доповнюється системою обмежень фактичних режимних параметрів газових потоків;
- 3) Розроблено алгоритм регулювання швидкості руху очисного пристрою при проведенні очистки внутрішньої порожнини ділянки магістрального газопроводу, що базується на основі прогнозування змін режимів роботи суміжних компресорних станцій;

4) Розроблено спеціалізоване програмно-математичне забезпечення в середовищі Microsoft Visual Studio, мова програмування – C++, що дозволяє реалізувати на практиці дані алгоритми. Даний засіб є самостійним програмним забезпеченням для функціонування якого немає необхідності в наявності інших програмних продуктів.

Професор кафедри інформаційно-вимірювальних систем
Інституту інформаційно-діагностичних систем НАУ,
доктор технічних наук, професор



Л.М. Щербак

Професор кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем і технологій,
кандидат технічних наук, доцент



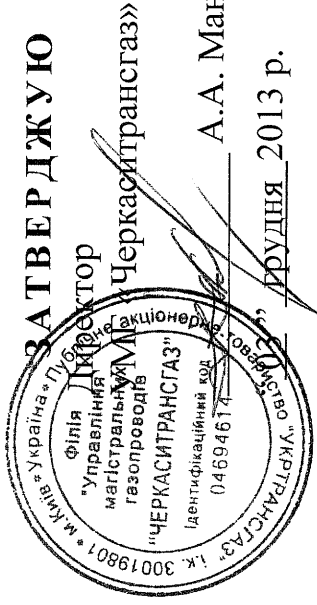
А.Д. Наливайко

Доцент кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем і технологій,
кандидат технічних наук, доцент



О.І. Осмоловський

ЗАТВЕРДЖУЮ



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи

Комісія у складі:

голова комісії – М.В.Кучерук – головний інженер «Управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз»

членів комісії: П.А. Ягода – головний диспетчер «Управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз»

С.Г. Єфремов – начальник відділу експлуатації компресорних станцій «Управління магістральних газопроводів «Черкаситрансгаз»

склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою *кандидатської дисертаційної роботи Сташинського Олександра Петровича "Інформаційна технологія підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу газотранспортного підприємства"* використовуються у виробничому процесі транспортування природного газу УМГ «Черкаситрансгаз»

Найменування впровадженого результату	Форма впровадження і досягнутий фактичний ефект
1 Результати дисертаційного дослідження, які базуються на використанні комп'ютерного комплексу підтримки прийняття рішень диспетчерського персоналу, що дозволяє спеціалістам трубопровідного транспорту газу отримувати кількісну і якісну інформацію про стан об'єктів трубопровідних систем і режимні параметри їхньої роботи з метою підвищення ефективності режиму роботи ГТС, економії природного газу при його транспортуванні,	2 Програмне забезпечення у вигляді інформаційно-програмних модулів, орієнтованих на підтримку прийняття рішень диспетчерського персоналу при вирішенні встановленого спектру виробничих завдань, що мають місце при експлуатації газотранспортної системи

1	2
проведенню заходів щодо якісної очистки внутрішньої порожнини магістральних газопроводів та служить підтримкою в прийнятті технічних рішень для управління транспортом газу	

Результати дисертаційної роботи, впроваджені у вигляді алгоритмів та програмних модулів, представляють зацікавленість для фахівців УМГ «Черкаситрансгаз».

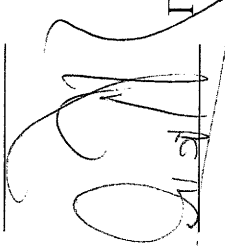
Голова комісії:

Головний інженер УМГ «Черкаситрансгаз»


М.В. Кучерук

Члени комісії:

Головний диспетчер УМГ «Черкаситрансгаз»

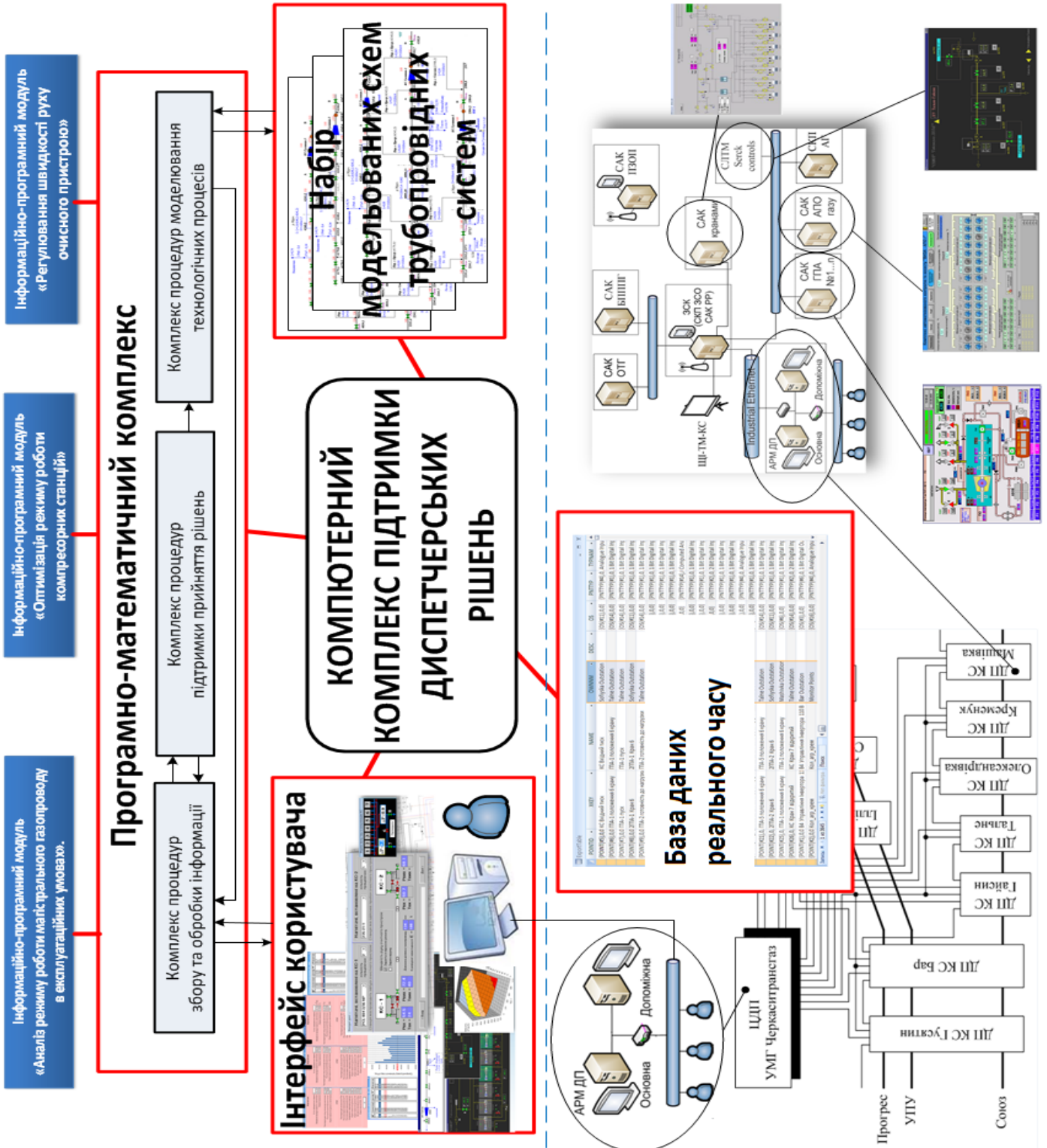

П.А. Ягода

Начальник відділу експлуатації

компресорних станцій УМГ «Черкаситрансгаз»


С.Г. Єфремов

Схема організації комп'ютерного комплексу підтримки диспетчерських рішень



Результати роботи СППР при ідентифікації ситуації по аварійному закритті крану №8 на КС-17 Тальне

Значення коефіцієнта приналежності (α) x_i параметра для S_j ситуації (встановлені експертом)

Ситуації S_j Ознаки X_i		Аварійна зупинка КС-17	Закр крану на вході КС-17	Закр крану на виході КС-17	Розрив трубопроводу на виході КС-17
		S1	S2	S3	S4
падіння тиску до КС	x1		1		1
падіння тиску після КС	x2	1	0,9		1
ріст тиску до КС	x3	0,9		0,4	
ріст тиску після КС	x4			1	
падіння розходу	x5	1	1	1	
падіння тиску після ох. Кр	x6			1	

Значення відносної ваги λ_{ij} та оцінки важливості β_{ij} ознаки x_i для ситуації S_j

для S1

		x1	x2	x3	x4	x5	x6	λ	β
падіння тиску до КС	x1	0	-3	-2	0	-3	0	0,2333	0
падіння тиску після КС	x2	3	0	2	3	0	3	0,8667	0,867
ріст тиску до КС	x3	2	-2	0	2	-2	2	0,5667	0,51
ріст тиску після КС	x4	0	-3	-2	0	-3	0	0,2333	0
падіння розходу	x5	3	0	2	3	0	3	0,8667	0,867
падіння тиску після ох. Кр	x6	0	-3	-2	0	-3	0	0,2333	0

для S2

		x1	x2	x3	x4	x5	x6	λ	β
падіння тиску до КС	x1	0	2	3	3	0	3	0,8667	0,867
падіння тиску після КС	x2	-2	0	2	2	-2	2	0,5667	0,51
ріст тиску до КС	x3	-3	-2	0	0	-3	0	0,2333	0
ріст тиску після КС	x4	-3	-2	0	0	-3	0	0,2333	0
падіння розходу	x5	0	2	3	3	0	3	0,8667	0,867
падіння тиску після ох. Кр	x6	-3	-2	0	0	-3	0	0,2333	0

для S3

		x1	x2	x3	x4	x5	x6	λ	β
падіння тиску до КС	x1	0	0	-1	-3	-3	-3	0,1667	0
падіння тиску після КС	x2	0	0	-1	-3	-3	-3	0,1667	0
ріст тиску до КС	x3	1	1	0	-1	-1	-1	0,4667	0,187
ріст тиску після КС	x4	3	3	1	0	0	0	0,7333	0,733
падіння розходу	x5	3	3	1	0	0	0	0,7333	0,733
падіння тиску після ох. Кр	x6	3	3	1	0	0	0	0,7333	0,733

для S4

		x1	x2	x3	x4	x5	x6	λ	β
падіння тиску до КС	x1	0	0	3	3	3	3	0,9	0,9
падіння тиску після КС	x2	0	0	3	3	3	3	0,9	0,9
ріст тиску до КС	x3	-3	-3	0	0	0	0	0,3	0
ріст тиску після КС	x4	-3	-3	0	0	0	0	0,3	0
падіння розходу	x5	-3	-3	0	0	0	0	0,3	0
падіння тиску після ох. Кр	x6	-3	-3	0	0	0	0	0,3	0

Значення відстані в просторі подібних їм ознак між ситуацією яка склалася і наявними в БЗ продукційними правилами

Ознаки	Наша ситуація (Закр крану №8 на КС-17)	S1		S2		S3		S4	
	s_i	p_i	β_i	p_i	β_i	p_i	β_i	p_i	β_i
x1	0	0	0	1	0,867	0	0	1	0,9
x2	0	1	0,8667	1	0,51	0	0	1	0,9
x3	1	1	0,51	0	0	1	0,187	0	0
x4	1	0	0	0	0	1	0,733	0	0
x5	1	1	0,8667	1	0,867	1	0,733	0	0
x6	1	0	0	0	0	1	0,733	0	0
	D(C,П)	0,726		1,154		0,419		#ДЕЛ/0!	

Результати роботи СППР при ідентифікації ситуації по аварійному закритті крану №8 на КС-17 Тальне

Фактична ситуація – аварійне закриття крану №8 на КС-17



Ідентифікована ситуація – закриття охоронного крану Б на виході КС-17



Вибіркірезультатівспостереженьвитратипаливного газу ГПА
під час експлуатаціїпаралельнопрацюючихкомпресорнихстанцій
КС-20, КС-38 та КС-38Б Гусятин Барського ЛВУМГ

ВИБІРКА №1

ВИБІРКА №2

04.05.2011

Вроботі: КС-20 - 4ГПА, КС-38 - 2 ГПА, КС-38Б - 5ГПА

Час	Транспорт газу (тис м ³ /год)	Витратапаливного газу (м ³ /год)	Витратапаливного газу (з використанням ПМ "оптимізація ПГ") (м ³ /год)
8:00	10290	48122	45944
8:15	10287	48094	45940
8:30	10293	48137	45954
8:45	10298	48145	45957
9:00	10293	48131	45952
9:15	10289	48120	45946
9:30	10284	48099	45934
9:45	10281	48090	45923
10:00	10279	48072	45917

15.05.2011

Вроботі: КС-20 - 3 ГПА, КС-38 - 2 ГПА, КС-38Б - 3ГПА

Час	Транспорт газу (тис м ³ /год)	Витратапаливного газу (м ³ /год)	Витратапаливного газу (з використанням ПМ "оптимізація ПГ") (м ³ /год)
8:00	7541	37595	36152
8:15	7550	37612	36193
8:30	7548	37601	36187
8:45	7555	37625	36201
9:00	7561	37635	36206
9:15	7557	37622	36190
9:30	7552	37632	36204
9:45	7548	37627	36187
10:00	7545	37615	36172

18.05.2011

Вроботі: КС-20 - 5 ГПА, КС-38 - 1 ГПА, КС-38Б - ОГПА

Час	Транспорт газу (тис м ³ /год)	Витратапаливного газу (м ³ /год)	Витратапаливного газу (з використанням ПМ "оптимізація ПГ") (м ³ /год)
8:00	5914	27002	25872
8:15	5921	27030	25885
8:30	5923	27045	25895
8:45	5927	27052	25904
9:00	5924	27048	25899
9:15	5918	27033	25880
9:30	5912	27024	25872
9:45	5907	27007	25857
10:00	5895	26985	25832

24.05.2011

Вроботі: КС-20 - 4 ГПА, КС-38 - 1 ГПА, КС-38Б - 4ГПА

Час	Транспорт газу (тис м ³ /год)	Витратапаливного газу (м ³ /год)	Витратапаливного газу (з використанням ПМ "оптимізація ПГ") (м ³ /год)
8:00	7104	35102	33757
8:15	7112	35123	33771
8:30	7117	35171	33795
8:45	7122	35182	33792
9:00	7126	35197	33810
9:15	7124	35181	33801
9:30	7128	35199	33818
9:45	7133	35208	33819
10:00	7141	35227	33833

20.05.2011

Вроботі: КС-20 - 3 ГПА, КС-38 - 1 ГПА, КС-38Б - 3ГПА

Час	Транспорт газу (тис м ³ /год)	Витратапаливного газу (м ³ /год)	Витратапаливного газу (з використанням ПМ "оптимізація ПГ") (м ³ /год)
8:00	6673	31112	29463
8:15	6679	31125	29473
8:30	6684	31134	29284
8:45	6691	31147	29288
9:00	6684	31152	29286
9:15	6689	31167	29304
9:30	6693	31160	29304
9:45	6697	31185	29320
10:00	6703	31197	29329

Вибірки результатів спостережень швидкості руху очисного пристрою
при проведенні очистки внутрішньої порожнини
ділянки магістрального газопроводу

Довжина ділянки газопроводу (км)	Швидкість руху очисного пристрою (м/с)	
	ВИБІРКА №1	ВИБІРКА №2
	в звичайних умовах пуску	з використання ПМ "регулювання швидкості руху ОП"
0	9,77	9,77
10	9,91	9,91
20	10,07	10,07
30	10,25	10,25
40	10,43	10,43
50	10,64	10,64
60	10,87	10,74
70	11,11	10,73
80	11,39	10,76
90	11,69	10,72
100	12,02	10,71
110	12,39	10,75
120	12,81	10,71
130	13,28	10,72
134	13,49	10,75