

681.51
3-40

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ



Заячук Ярослав Іванович

УДК 681.513.5:622.691.4

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИМИ
АГРЕГАТАМИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ З УРАХУВАННЯМ ЇХ
ТЕХНІЧНОГО СТАНУ**

Спеціальність 05.13.07 – Автоматизація процесів керування

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2009

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу
Міністерства освіти і науки України



Науковий керівник доктор технічних наук, професор
Горбійчук Михайло Іванович
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, завідувач кафедри комп'ютерних систем і мереж.

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор
Семенцов Георгій Никифорович
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, завідувач кафедри автоматизації технологічних процесів і моніторингу в екології.

доктор технічних наук, професор
Лозинський Андрій Орестович
Національний університет "Львівська Політехніка", заступник проректора з наукової роботи.

Захист відбудеться "16" червня 2009 р. о 14³⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (вул. Карпатська, 15).

З дисертацією вченою радою Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, вул. Карпатська, 15, схвалено надати її до загальнонаціонального рецензування.

Автореферат роздруковано за підписом

Вчений секретар спеціалізованої вченої ради

ук



an1933

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. У зв'язку з поступовим виснаженням енергоресурсів на нашій планеті проблема створення енергозберігаючих технологій стає з кожним роком усе більш актуальною. Питання енергозбереження дуже гостро постає і в Україні, оскільки споживання енергії на одиницю валового продукту в 3-4 рази вище, ніж у країнах Західної Європи. Для виходу країни на самозабезпечення енергоресурсами необхідно знизити енергоємність нашої продукції та споживання природного газу принаймні на 40%.

Для транзиту природного газу до країн Західної та Центральної Європи Україна має розгалужену газотранспортну систему загальною протяжністю близько 37 тис. км. Для компенсації втрат тиску на магістральних газопроводах встановлено 72 компресорні станції (КС) загальною потужністю 5,4 млн. кВт. Витрати газу на власні потреби тільки по Долинській КС складають близько $32 \cdot 10^3$ ст.м³/год. За цих умов важливого значення набувають питання раціонального використання енергоресурсів, які витрачаються на переміщення газу магістральними газопроводами. Одним із шляхів вирішення цієї задачі є оптимальне керування роботою газоперераховувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій з урахуванням їх реального технічного стану. Дослідження показали, що таке керування дає змогу зменшити на 0,19 грн витрати на транспортування 1000 ст.м³ природного газу. Тому тема дисертаційної роботи, яка передбачає дослідження в напрямку створення системи оптимального керування роботою компресорних станцій, є актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Вибраний напрямок досліджень є складовою частиною тематичного плану Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Дисертаційна робота виконана у відповідності з основним науковим напрямком діяльності кафедри комп'ютерних систем та мереж ІФНТУНГ. Тематика роботи є частиною планових державних науково-дослідних програм із розвитку нафтогазового комплексу України та базується на результатах держбюджетної роботи - "Синтез комп'ютерних систем і мереж для об'єктів нафтогазового комплексу" (затв. Науковою радою ІФНТУНГ 26.09.2005р., пр. № 5/31). Дослідження, що викладені в дисертації, зроблені також в рамках госпдоговірної роботи № 223/2001 "Система оптимального керування паралельно працюючими компресорними станціями з ГПА з різними приводами" (номер державної реєстрації – 0105U004900), де автор був безпосереднім виконавцем розділів робіт із розроблення мікропроцесорної системи оптимального керування компресорними станціями з ГПА із різними приводами (розділ 6) та держбюджетної роботи "Науково – методичні основи діагностування та управління у нафтогазовій промисловості для оптимізації витрат енергоресурсів" (номер державної реєстрації – 0107U001560), де автор був безпосереднім виконавцем розділів робіт із розроблення комп'ютерної системи адаптивного керування роботою ГПА, яка враховує технічний стан газоперераховувального обладнання; та розроблення методики ранжирування ГПА за їх технічним станом.

Мета роботи і задачі дослідження. Метою даної роботи є підвищення ефективності керування технологічним процесом компримування природного газу шляхом зменшення споживання паливного газу із врахуванням реального технічного стану газоперераховувального обладнання.

Досягнення вказаної мети вимагає вирішення таких задач:

1. Проаналізувати існуючі методи і засоби оптимального керування процесом компримування природного газу.
2. Розробити метод ранжирування газоперекачувальних агрегатів за їх технічним станом.
3. Побудувати адекватні процесу компримування природного газу математичні моделі.
4. Розвинути спосіб розв'язку задачі оптимізації роботи паралельно працюючих агрегатів з врахуванням їх технічного стану, обмежень на технологічні параметри та впливу навколишнього середовища для економії паливного газу.
5. На основі отриманих емпіричних моделей, алгоритмів ранжирування та оптимізації розробити систему оптимального керування процесом компримування природного газу та її програмне забезпечення.
6. Розроблені алгоритми і програми адаптувати для промислового використання в системах контролю і керування процесом компримування природного газу.
7. Випробувати розроблений демонстраційний прототип системи оптимального керування у виробничих умовах та оцінити очікуваний економічний ефект від її використання.

Об'єкти дослідження. Технологічний процес компримування природного газу на компресорній станції з агрегатами із газотурбінним приводом.

Предмет дослідження. Автоматизовані системи керування процесом компримування природного газу на основі методу та алгоритмів оптимального керування процесом.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що:

вперше: розроблено метод ранжирування газоперекачувальних агрегатів за їх технічним станом на засадах теорії нечітких множин, який визначає ГПА, що знаходяться в кращому технічному стані, і є підставою для розв'язку задачі оптимізації;

удосконалено: метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів на засадах самоорганізації моделей, який, на відміну від відомого методу найменших квадратів, дає змогу отримати оптимальну за складністю модель;

дістав подальший розвиток: метод розв'язку задачі оптимального розподілу потоків газу між паралельно працюючими агрегатами з врахуванням їх технічного стану, обмежень на технологічні параметри та впливу навколишнього середовища, що дало змогу раціонально використати потенційні можливості кожного із агрегатів та зменшити споживання паливного газу. На основі цього методу розроблені та синтезовані ефективні алгоритми функціонування системи оптимального керування, яка забезпечує економію паливного газу.

Практичне значення одержаних результатів. Теоретичні та експериментальні дослідження дозволили отримати такі практичні результати:

- на основі створених емпіричних моделей, алгоритмів структурної та параметричної оптимізації, нечіткої логіки розроблена система оптимального керування ГПА компресорних станцій, яка забезпечує ефективне керування процесом компримування природного газу на основі вартісного критерію з врахуванням як планового завантаження агрегатів, обмежень на технологічні параметри, так і їх реального технічного стану;

- розроблені алгоритми і програми адаптовані для промислового використання в системі контролю і керування процесом компримування природного газу;

- розроблений демонстраційний прототип системи оптимального керування роботою газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій, що включає в себе програмне забезпечення та штатні засоби автоматизації, і який випробуваний у виробничих умовах Долинської компресорної станції. Очікуваний економічний ефект від впровадження складе близько 4 млн. грн. за рік в цінах 2008 року (акт від 18.09.2008р.);

- окремі розділи дисертаційної роботи використані у навчальному процесі при вивченні дисциплін "Спеціалізовані комп'ютерні системи" студентами спеціальності 6.091500 – комп'ютерні системи та мережі, та "Промислові мережі" студентами спеціальності 6.092500 – автоматизація технологічних процесів (акт від 25.09.2008р.).

Вірогідність результатів. Вірогідність отриманих наукових результатів зумовлена як теоретичними, так і експериментальними дослідженнями, які базуються на пасивному експерименті, індуктивному методі моделювання, який заснований на принципі самоорганізації і мінімального обсягу апріорної інформації про об'єкт; на методах нелінійного програмування з широким використанням сучасних програмних продуктів для розв'язку задач оптимізації, теорії нечітких множин, а також на методах синтезу систем оптимального керування роботою компресорних станцій.

Особистий внесок здобувача полягає у формуванні мети та задачі дослідження, обґрунтуванні наукових положень, проведенні теоретичних та експериментальних досліджень, науковому обґрунтуванні та розробці відповідних рекомендацій. Усі положення дисертації, які виносяться на захист, основні результати теоретичних та експериментальних досліджень отримані автором особисто. В усіх роботах, які написані у співавторстві, здобувачеві належить ініціатива ідей, постановка задачі дослідження, вибір та обґрунтування їх рішень. В надрукованих роботах, здобувачеві, зокрема, належать: [9]– сформульована задача адаптивного керування процесом компримування природного газу на базі багатofакторних емпіричних моделей і техніко - економічного критерію; [10] – запропонований розв'язок задачі оптимізації процесу компримування природного газу; [8,7]– запропонована структура мікропроцесорної автоматизованої системи керування (АСК) оптимального керування групою КС із різнотипними ГПА; [11]- побудована математична модель нагнітача з використанням багатовимірної нелінійної апроксимації; [1] - розроблена методика експериментальних досліджень з метою отримання емпіричних математичних моделей ГПА; [12,3]-наведені результати імітаційного моделювання роботи компресорної станції з прилеглими трубопроводами; [2,4]-формалізована задача ранжирування нагнітачів за їх технічним станом, та метод її розв'язку; [5]- побудовані математичні моделі нагнітачів природного газу на основі індуктивного методу побудови моделей; [6] – розв'язок задачі оптимізації роботи нагнітачів природного газу із врахуванням їх технічного стану; [13]–рішення задачі адаптивного керування роботою паралельно працюючих ГПА, яка враховує як поточний стан об'єкта, так і вплив зовнішнього середовища на роботу компресорних агрегатів.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи обговорювались: на 11-ій міжнародній конференції з автоматичного управління "Автоматика – 2004" (м. Київ, 2004); на міжнародній науково-практичній конференції "Мікропроцесорні пристрої та системи в автоматизації виробничих процесів - 2004"

(м. Хмельницький, 2004); на Всеукраїнській науковій конференції "Сучасні проблеми прикладної математики та інформатики" (м. Львів, 2004); на IX міжнародному форумі "Радиоелектроника и молодежь в XXI веке" (м. Харків, 2005); на 13-ій міжнародній конференції з автоматичного управління "Автоматика – 2006" (м. Вінниця, 2006); під час роботи школи-семінару "Методи і засоби діагностики в техніці та соціумі (МІЗДГС-2007)" (м. Івано-Франківськ, 2007); на 15-ій міжнародній конференції з автоматичного управління "Автоматика – 2008" (м. Одеса, 2008).

Публікації. Основні наукові положення та результати дисертаційної роботи опубліковані у 13 роботах, з яких 7 – у фахових виданнях. З кількості опублікованих робіт – 3 одноосібні.

Структура дисертації. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, переліку використаних джерел із 167 найменувань. Загальний обсяг дисертації становить 229 сторінок, з яких основний зміст викладено на 164 сторінках. Робота проілюстрована 43 рисунками та включає 17 таблиць.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У *вступі* розглянуто стан наукової проблеми та її значущість, обґрунтовано актуальність теми, показано зв'язок із науковими програмами, планами, темами, сформульовано мету та основні задачі вибраного напрямку дослідження, подано наукову новизну і практичне значення одержаних результатів, визначено особистий внесок здобувача, наведено дані про впровадження результатів роботи, її апробацію та публікації.

У *першому розділі* проведено огляд сучасного стану проблеми оптимального керування процесом компримування природного газу.

Встановлено, що на транспортування газу магістральними газопроводами необхідні значні енергетичні витрати, які складають 1,5–2% від об'єму транспортованого природного газу. Тому розроблення методики й алгоритмів оптимального керування роботою відцентрових нагнітачів (ВЦН) природного газу має практичне значення, оскільки їх реалізація дає змогу зменшити витрати на компримування природного газу. В зв'язку з цим вибраний напрямок досліджень є актуальним.

Робота нагнітачів природного газу достатньо точно описується емпіричними або аналітичними моделями статички і служить основою існуючих інженерних методик розрахунку режимів роботи КС з різними схемами включення (М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, С. Н. Сіницын, М.Г. Сухарев., Е. В. Леонтьев). Проте емпіричні моделі статички ГПА не враховують параметри навколишнього середовища (температура повітря та атмосферний тиск), або враховують частково (Є.О. Ковалів), що знижує їх точність.

Питанням оптимізації режимів роботи КС при досягненні мінімуму витрати паливного газу присвячено багато праць (Биков Г.О., Горбійчук М.І., Ковалів Є.О., Гордієнко І.А., Колодяжний В.В., Руднік А.А., Дудко П.Г., Старовойтов В.Г., Беккер М.В., Тевяшова О.А., Фролов В.А.). Проте автори не враховують технічний стан газоперекачувального обладнання, який з часом погіршується, і, відповідно, змінюються характеристики ГПА.

Головною задачею системи оптимального керування компресорним цехом (КЦ) є підтримання продуктивності на виході цеху при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами і технологічними об'єктами, тобто визначення оптимального режиму ведення технологічного процесу, за якого сумарні витрати на експлуатацію групи паралельно включених ГПА з відцентровими нагнітачами мали б мінімальне значення з врахуванням впливів зовнішнього середовища та обмежень на технологічні параметри.

На сьогоднішній день все частіше формулюється такий критерій оптимальності (Ільченко Б.С., Фролов Б.І., Слоботчиков К.Ю., Юкін Г.А., Лещенко І.Ч., Герасименко В.П.): підтримання продуктивності на виході цеху з розподілом навантаження між агрегатами, який забезпечують мінімізацію енергетичних витрат (витрати паливного газу). В цих роботах технічний стан визначається на основі одного показника, або коефіцієнту технічного стану ГТУ за потужністю, або на основі політропного к.к.д. нагнітача.

Проте ці показники не в повній мірі визначають фактичний технічний стан газоперекачувального обладнання і, тому, розв'язок задачі не буде оптимальним. У зв'язку з цим актуальною постала задача оптимального керування процесом компримування природного газу з врахуванням реального технічного стану ГПА.

Отже, вибрано і обгрунтовано напрямок досліджень з метою створення методів і алгоритмів оптимального функціонування КС і на їх основі синтез системи оптимального керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій з врахуванням їх технічного стану.

В другому розділі розглянуто методику проведення експериментальних досліджень. Як приклад розглянуто Долинську КС, де у 2003 році була введена в експлуатацію сучасна компресорна станція КС-3, на якій встановлені газоперекачувальні агрегати із газотурбінним приводом.

Основною задачею досліджень було отримання експериментального матеріалу для побудови моделей нагнітачів природного газу. З цією метою були використані природні зміни технологічних параметрів процесу компримування природного газу. Існуючі системи автоматизованого збору інформації про процес компримування природного газу забезпечують архівування результатів вимірювання за тривалий проміжок часу.

Вимірювання і реєстрація технологічних параметрів нагнітача здійснювалось за допомогою штатних технічних засобів, якими оснащена компресорна станція. В розділі приведені основні характеристики приладів, які використовувались під час промислових випробуваннях.

Розроблена методика вибору кроку дискретизації для технологічних параметрів процесу компримування природного газу з використанням існуючої системи збору інформації про хід технологічного процесу. Отримані значення часу дискретизації дають змогу оптимізувати об'єм вихідного експериментального матеріалу при побудові емпіричних математичних моделей процесу.

Приведена методика обчислення основних параметрів, що визначають реальний стан газоперекачувального обладнання на основі його параметричної, віброта трібодіагностики, яка дає можливість ранжирування ГПА за технічним станом.

За основні параметри, які визначають технічний стан i -го ГПА вибрано наступні: швидкість накопичення продуктів спрацювання в моторній оливі C_i ,

коефіцієнт технічного стану нагнітача за політропним к.к.д. $K_i^{(n)}$, коефіцієнт технічного стану газотурбінного двигуна (ГТД) за потужністю $K_i^{(r)}$, віброшвидкість $V_i^{(v)}$ та вібропереміщення $S_i^{(v)}$.

Коефіцієнт технічного стану за політропним к.к.д. та коефіцієнт технічного стану ГТД за потужністю визначаються, відповідно

$$K_i^{(n)} = \frac{\sum_{j=1}^s \eta_{пол}^j \cdot \eta_{пол.б}^j}{\sum_{j=1}^s (\eta_{пол.б}^j)^2}, \quad K_i^{(r)} = \frac{\sum_{j=1}^s \overline{N}_{e\,np}^j \cdot \overline{N}_{e\,np.б}^j}{\sum_{j=1}^s (\overline{N}_{e\,np.б}^j)^2}, \quad (1)$$

де $\eta_{пол}^j$ – фактичне значення політропного к.к.д. ВЦН на j -му режимі; $\eta_{пол.б}^j$ – значення політропного к.к.д. на базовій характеристиці на j -му режимі; s – кількість контрольованих режимів; $\overline{N}_{e\,np}^j$ – фактичне значення відносної приведенної потужності ГТД на j -му режимі; $\overline{N}_{e\,np.б}^j$ – значення відносної приведенної потужності ГТД на базовій характеристиці на j -му режимі; $i = \overline{1, m}$, m – кількість нагнітачів.

При оцінюванні рівня технічної експлуатації ГПА одне з важливих місць належить методам та засобам аналізу моторної оливи. Як показник вибрано значення середньої швидкості спрацювання пари тертя C у проміжках між відборами проб оливи

$$C = \frac{B \cdot K_j - B \cdot A^{d+1} K_{j-1} - D}{(\tau/d) \cdot (1 - A^d)}, \quad (2)$$

де $A = \frac{Q - Q^*}{Q + \frac{Q^*}{2}}$, $B = (1 - A) \cdot A^{-1} \cdot (Q - Q^*/2)$, $D = Q_0 \cdot K_0 \cdot (1 - A^d)$, (3)

K_j, K_{j-1} – концентрація продуктів спрацювання під час поточного та попереднього замірів, відповідно, $мг/л$; τ – час роботи у проміжку між аналізами оливи, год; d – кількість доливань оливи; Q – об'єм оливи в картері, л; Q^* – об'єм оливи, який втрачається з системи, л; Q_0 – об'єм оливи, що доливається, л; K_0 – концентрація продуктів спрацювання в оливі, що доливається, $мг/л$.

За контрольований параметр інтенсивності вібрації ГПА прийнято загальний рівень середньоквадратичного значення віброшвидкості

$$V_i^{(v)} = \sqrt{\frac{1}{I} \int_0^I v_i^2(t) dt}, \quad (4)$$

де $V_i^{(v)}$ - середньоквадратичне значення віброшвидкості i -го ГПА, мм/с; $v_i(t)$ - зміна віброшвидкості i -го ГПА в часі, мм/с; I – час усереднення, с; та максимальні значення вібропереміщення $S_i^{(v)}$ (мм) серед усіх контрольованих точок.

Третій розділ присвячений розробленню методики ранжирування газоперекачувальних агрегатів за їх технічним станом на основі нечіткої логіки за методом нечіткого висновку.

При розробленні системи оптимального керування актуальною є задача врахування технічного стану кожного із нагнітачів. Для визначення ранжиру кожного із нагнітачів вибрано узагальнений коефіцієнт технічного стану k_i^T .

Між параметрами, які визначають технічний стан, і величиною k_i^T існує певний зв'язок

$$k_i^T = f_i(C_i, K_i^{(n)}, K_i^{(l)}, V_i^{(v)}, S_i^{(v)}). \quad (5)$$

Для оцінки лінгвістичних змінних використано якісні терми із терм-множин:

$$U_i^{(f)} = \{u_i^{(1)}, u_i^{(2)}, \dots, u_i^{(q_f)}\},$$

$$K_i^T = \{k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots, k_i^{(l_i)}\},$$

де $U_i^{(f)}$, K_i^T - терм-множини вхідних $x_i^{(f)}$ та вихідної k_i^T змінних;

$x_i^{(f)}$ - одна із змінних $C_i, K_i^{(n)}, K_i^{(l)}, V_i^{(v)}, S_i^{(v)}$;

$u_i^{(p)}$ - p - й лінгвістичний терм вхідної змінної $x_i^{(f)}$, $p = \overline{1, q_f}$;

$k_i^{(s)}$ - s - й лінгвістичний терм вихідної змінної k_i^T , $s = \overline{1, l_i}$;

q_f, l_i - кількість лінгвістичних термів змінних $x_i^{(f)}$ і k_i^T ;

i – номер нагнітача; f – номер змінної.

Була визначена необхідна кількість термів та побудовані їх функції належності.

Для визначення кількості термів використана методика подання невизначених вихідних даних, які описують процес як динамічний стохастичний об'єкт, що функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності. Якщо відомі мінімальне \underline{x}_i і максимальне \overline{x}_i значення кожного сигналу, можна визначити інтервали, в яких знаходяться їх припустимі значення. Тоді кількість термів може бути визначена за формулою

$$w_i = \frac{\overline{x}_i - \underline{x}_i}{R_i}, \quad (6)$$

де R_i - розмах контрольованого параметру.

Для побудови функцій належності був використаний метод, що на відміну від відомого методу Сааті, не вимагає розв'язання характеристичного рівняння матриці парних порівнянь при знаходженні елементів їх власного вектора. Функції належності були обчислені з використанням рангових оцінок.

За результатами експериментальних досліджень, які проведені на КС Долинського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ), та використовуючи методику ранжирування, були отримані наступні значення узагальнених коефіцієнтів технічного стану ГПА: $k_1^{(T)} = 0,907$, $k_2^{(T)} = 0,927$, $k_3^{(T)} = 0,923$, $k_4^{(T)} = 0,919$, $k_5^{(T)} = 0,903$. На основі цих значень можна визначити коефіцієнти завантаження для i -го ГПА за формулою:

$$k_i = \frac{k_i^T}{\sum_{i=1}^m k_i^T}. \quad (7)$$

Запропонований метод ранжирування ГПА за їх технічним станом дає змогу розробити спосіб оптимального розподілу навантаження між паралельно працюючими агрегатами з врахуванням їх технічного стану, що дозволить економити експлуатаційні витрати на компримування природного газу.

У *четвертому розділі* формалізована і вирішена задача оптимального керування процесом компримування природного газу, яка полягає в оптимальному розподілі потоків газу між паралельно працюючими агрегатами з врахуванням їх технічного стану, що дало можливість раціонально використати потенційні можливості кожного із агрегатів та зменшити споживання паливного газу.

Для побудови математичних моделей процесу компримування газу обрано індуктивний метод моделювання, який заснований на принципі самоорганізації і мінімального обсягу апріорної інформації про об'єкт. Характерною особливістю індуктивного методу побудови оптимальних моделей є те, що початкова вибірка експериментальних даних розбивається на три множини: множина A - навчальна; множина B - перевірна і множина C - екзаменаційна. Множина A служить для визначення коефіцієнтів моделей. Для того, щоб отримати однозначну модель, додатково формулюють зовнішні критерії як на множині B , так і на множині C . До таких критеріїв відносять: критерій регулярності $\Delta^2(B)$ та критерій зміщення моделі n_{sm}^2 . При реалізації індуктивного методу моделювання допускається, що модель об'єкта задана у вигляді поліноміальної залежності

$$y = \sum_{i=1}^Y a_i \prod_{k=1}^r u_k^{\alpha_{ki}}, \quad \sum_{k=1}^r \alpha_{ki} \leq j, \quad (8)$$

де Y - кількість експериментальних точок; a_i - коефіцієнти моделі; α_{ki} - степені аргументів, які рівні $0, 1, \dots, j$ і задовольняють вказаному обмеженню; r - кількість аргументів моделі (вхідних змінних об'єкта).

Для реалізації розробленого алгоритму побудови моделі оптимальної складності, як приклад, розглянуто визначення залежності температури природного газу на виході із ВЦН T_{out} від таких технологічних параметрів, як частота обертання ротора нагнітача n_n , температури природного газу на вході в нагнітач T_m , ступеня підвищення тиску газу в нагнітачі ε , тиску природного газу на вході в нагнітач P_m , температури T_c та тиску P_c навколишнього середовища. Прийняті такі позначення:

$y = T_{out}$; $u_1 = T_{in}$; $u_2 = n_n$; $u_3 = \varepsilon$; $u_4 = P_{in}$; $u_5 = T_c$, $u_6 = P_c$ та вибрано модель, у якій $j \leq 2$.

Для побудови моделі оптимальної складності був вибраний критерій зміщення, а кількість моделей, що підлягали відбору – три. Розділення даних спостережень проведено наступним чином: $A = 0,5Y$; $B = 0,4Y$; $C = 0,1Y$.

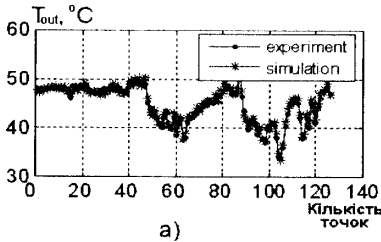
Було отримано моделі y_1 (рис.2, а), y_2 (рис.2, в), y_3 (рис.2, д):

$$y_1 = a_0 + a_2 u_2 + a_5 u_5 + a_8 u_1 u_2 + a_9 u_2^2 + a_{11} u_2 u_3 + a_{12} u_3^2 + a_{16} u_1 u_5 + a_{18} u_2 u_5 + a_{21} u_5^2 + a_{23} u_2 u_6 + a_{25} u_4 u_6, \quad (9)$$

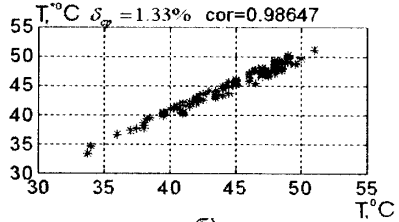
$$y_2 = a_0 + a_3 u_3 + a_7 u_1^2 + a_8 u_1 u_2 + a_{12} u_3^2 + a_{14} u_2 u_4 + a_{17} u_1 u_5 + a_{22} u_1 u_6, \quad (10)$$

$$y_3 = a_0 + a_{11} u_1 + a_2 u_2 + a_3 u_5 + a_8 u_1 u_2 + a_9 u_2^2 + a_{11} u_2 u_3 + a_{12} u_3^2 + a_{18} u_2 u_5 + a_{21} u_5^2 + a_{23} u_2 u_6 + a_{13} u_4 u_6 + a_{27} u_6^2, \quad (11)$$

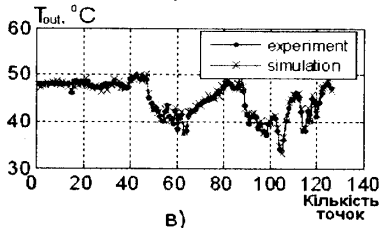
які, практично, з однаковою точністю апроксимують вихідні дані (рис.1. б, г, е відповідно). Значення коефіцієнтів моделей представлені в табл. 1.



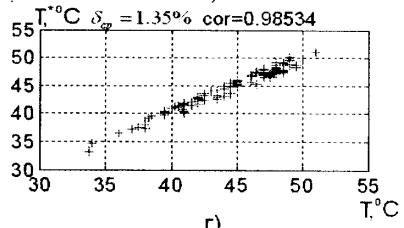
а)



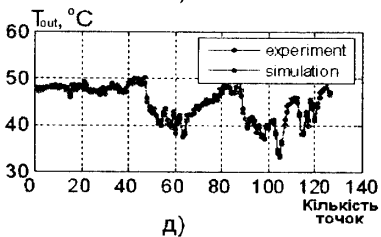
б)



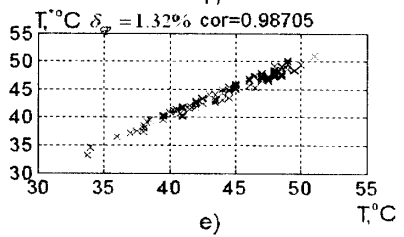
в)



г)



д)



е)

T^* - експериментальні значення температури;
 T - обчислені значення температури; cor - коефіцієнт кореляції.

Рис. 1. Апроксимація температури на виході із нагнітача

Аналіз моделей (9) – (11) показує, що поліноміальна модель (10) має найменшу кількість доданків і включає всі шість вхідних змінних, а це є одним із вирішальних факторів, оскільки він визначає придатність моделі для розв'язку задачі оптимального розподілу навантаження між агрегатами.

Аналогічні алгоритми побудови моделей оптимальної складності виконані для визначення залежностей продуктивності нагнітача Q , витрати паливного газу G та температури газів на виході турбіни низького тиску (ТНТ) T_v .

Таблиця 1

Значення коефіцієнтів полінома

Коефіцієнти моделей	Моделі ГПА оптимальної складності			Коефіцієнти моделей	Моделі ГПА оптимальної складності		
	1 модель	2 модель	3 модель		1 модель	2 модель	3 модель
a_0	0,18858	0,014363	0,12912	a_{14}	0	-0,1510	0
a_1	0	0	0,41012	a_{15}	0	0	0
a_2	0,48149	0	0,39911	a_{16}	0,13332	0	0
a_3	0	1,1149	0	a_{17}	0	0,12138	0
a_4	0	0	0	a_{18}	0,30411	0	0,47315
a_5	-0,2315	0	-0,2827	a_{19}	0	0	0
a_6	0	0	0	a_{20}	0	0	0
a_7	0	-0,20232	0	a_{21}	-0,2117	0	-0,2167
a_8	0,26502	0,47814	-0,1958	a_{22}	0	0,11244	0
a_9	-1,6461	0	-1,4218	a_{23}	0,79051	0	0,78828
a_{10}	0	0	0	a_{24}	0	0	0
a_{11}	2,662	0	2,5623	a_{25}	0,32263	0	0,33132
a_{12}	-0,8860	-0,37977	-0,8637	a_{26}	0	0	0
a_{13}	0	0	0	a_{27}	0	0	-0,2167

Оскільки станції мають надлишкову потужність і працюють не всі агрегати, а тільки їх частина, тому виникає задача вибору кількості агрегатів, які повинні працювати паралельно і забезпечувати задану продуктивність станції. Окрім цього, для заданої продуктивності компресорної станції необхідно добитись оптимального розподілу потоків газу між окремими нагнітачами. А це задача вибору робочих режимів окремих агрегатів за умови, що будуть забезпечені мінімальні енергетичні витрати на їх експлуатацію з врахуванням технічного стану ГПА (ранжирування агрегатів).

Задача оптимального керування складається із кількох підзадач. На першому етапі розв'язана підзадача визначення коефіцієнтів технічного стану кожного із нагнітачів. На другому етапі розв'язана підзадача вибору необхідної кількості агрегатів з врахуванням їх технічного стану за умови, що забезпечується задана продуктивність компресорної станції.

На третьому етапі розраховані коефіцієнти завантаження кожного із нагнітачів та знайдені режими їх роботи, які забезпечують необхідну продуктивність станції з урахуванням обмежень на технологічні параметри та загальні мінімальні енергетичні витрати на експлуатацію агрегатів.

Для КС із газотурбінним приводом нагнітачів витрати на компримування газу складаються із вартостей газу, який спалюється в ГТУ і виражаються таким співвідношенням:

$$\min: J = C_f \cdot \sum_{i=1}^m G_i, \quad (12)$$

де J - вартість роботи групи із m агрегатів, віднесена до одиниці часу; C_f - вартість одиниці об'єму природного газу; G_i - витрата паливного газу віднесена до стандартних умов, яку споживає i - ий агрегат.

Кількість компресорів повинна бути такою, щоб забезпечити задану продуктивність компресорної станції.

Компресорна станція, як об'єкт керування, є складним комплексом агрегатів, режим роботи яких необхідно змінювати при коливанні відбору природного газу вздовж траси магістрального трубопроводу. З цією метою в технологічних схемах КС передбачений такий параметр керування, як зміна частоти обертання ротора нагнітача.

Тому задачею оптимізації є вибір частоти обертання ротора нагнітача, виходячи із мінімізації критерію оптимальності (12). Такий вибір повинен здійснюватись з врахуванням цілого ряду обмежень на процес компримування природного газу.

У відповідності з технологічним режимом необхідно обмежити температуру природного газу на виході із нагнітача T_{out} , температуру продуктів згорання на виході ТНТ T_v . Для безпомпажної роботи нагнітачів повинна бути обмежена нижня частота обертання ротора для компресорного агрегату. Таким чином:

$$T_{out} \leq T_{out}^{(max)}, \quad (13)$$

$$T_v \leq T_v^{(max)}, \quad (14)$$

$$n_i^{(min)} \leq n_i \leq n_i^{(max)}, \quad (15)$$

де $T_{out}^{(max)}$, $T_v^{(max)}$ - максимально допустимі значення величин T_{out} та T_v ; n_i - частота обертання ротора i -го нагнітача природного газу; $n_i^{(min)}$, $n_i^{(max)}$ - нижнє і верхнє обмеження на частоту обертання ротора i -го нагнітача.

При виконанні обмежень (13)-(15) повинна виконуватись вимога забезпечення заданої продуктивності КС

$$Q = m \sum_{i=1}^m k_i Q_i(n_i), \quad (16)$$

де k_i - коефіцієнт завантаження i -го нагнітача, і $0 \leq k_i \leq 1$.

По відношенню до керуючих дій n_i задача оптимізації (13)-(16) є задачею нелінійного програмування. Для її вирішення використана програма fmincom яка входить в пакет прикладних програм Optimization Toolbox системи MatLab. В цій програмі використана процедура під назвою Бройдена-Флетчера-Гольдфарба-Шанно (BFGS-процедура).

Розглянуто задачу оптимізації процесу компримування газу, коли працюють три агрегати. При цьому компримування газу відбувається за таких умов:

- температура природного газу на вході в нагнітачі $T_m = 20^\circ\text{C}$;
- ступінь підвищення тиску природного газу - $\varepsilon = 1,35$;
- тиск природного газу на вході в нагнітачі - $P_m = 49 \text{ кгс/см}^2$ (4,9 Мпа);
- температура навколишнього середовища - $T_c = 16^\circ\text{C}$;
- тиск навколишнього середовища - $P_c = 729 \text{ мм.р.ст}$;
- загальна продуктивність нагнітачів складає - $Q_0 = 65100 \text{ ст.м}^3/\text{хв}$.

Обмеження на змінні задачі:

- температура природного газу на виході нагнітачів не повинна перевищувати $+60^\circ\text{C}$;
- температура відпрацьованих газів на виході ТНТ не повинна перевищувати $+700^\circ\text{C}$.

Оскільки ГПА, які встановлені на КС оснащені газотурбінними приводами, а вартість одиниці об'єму газу, що спалюється, однакова для всіх газотурбінних приводів, то критерій оптимальності (12) записується в такому вигляді:

$$J(\bar{n}) = C_r \cdot (G_2(n_2) + G_3(n_3) + G_4(n_4)). \quad (17)$$

А обмеження задачі будуть такими:

$$\tilde{n}_{i,\min} \leq n_i \leq \tilde{n}_{i,\max}, \quad (18)$$

$$m \cdot (k_2 Q_2(n_2) + k_3 Q_3(n_3) + k_4 Q_4(n_4)) = Q_0. \quad (19)$$

Значення коефіцієнтів завантаження ГПА k_i відповідно рівні $k_2 = 0,3347$; $k_3 = 0,3333$; $k_4 = 0,3318$. Результат розв'язку задачі (17)-(19):

$$n_2^* = 92,3\%, \quad n_3^* = 96,95\%, \quad n_4^* = 92,54\%.$$

$$J(\bar{n}^*) \approx 3,69 \text{ грн/с}.$$

Частоти обертання роторів нагнітачів задані у відсотках від їх номінальних значень, тобто:

$$n_2^* = 0,923 \cdot 5200 = 4800, \text{ об/хв},$$

$$n_3^* = 0,9695 \cdot 5200 = 5040, \text{ об/хв},$$

$$n_4^* = 0,9254 \cdot 5200 = 4810, \text{ об/хв}.$$

Отже, загальна вартість роботи агрегатів складає $J(\bar{n}^*) = 3,69$ грн/с при транспортуванні газу $1085 \text{ ст.м}^3/\text{с}$. За результатами спостереження для таких же початкових умов отримана вартість роботи без оптимізації, яка рівна $3,88$ грн/с. Економія становить $0,19$ грн/с, або $0,19$ грн на транспортування 1000 ст.м^3 газу.

Таким чином, метою оптимального керування процесом компримування природного газу є підтримання заданої продуктивності при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами на основі фактичного технічного стану ГПА.

В середовищі MatLab розроблені алгоритми і програмне забезпечення задачі оптимального керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій з урахуванням їх технічного стану.

Було проведено розрахунок економічної ефективності від впровадження системи оптимального керування. Річний економічний ефект складає близько 4 млн. грн, в цінах 2008 року.

В *п'ятому розділі* описано комп'ютерну систему оптимального керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій на прикладі Долинського ЛВУМГ.

На нижньому рівні системи керування розташована мережа контролерів, які виконують функції локального керування компресорними агрегатами (САК ГПА).

Функціонально - орієнтовані автоматизовані робочі місця (АРМ) для реалізації оперативного керування агрегатами КС утворюють другий рівень керування.

Третій рівень системи керування – це рівень оперативного планування диспетчера лінійного виробничого управління (АСК ЛВУ). На цьому рівні, крім традиційного, розроблене спеціальне програмне забезпечення розв'язку задачі оптимального керування, яке оформлене у вигляді окремого модуля, що дозволяє легко інтегрувати його в існуючий пакет програм.

Прикладна програма забезпечує функції вибору та відображення інформації на екрані монітора АРМ. За допомогою функціональних клавіш, які розміщені на оглядовому відеокадрі, оператор може викликати відеокадри параметрів, мнемосхем, пультів, графіків, щоденників подій тощо.

Програмне забезпечення задачі оптимального керування оформлене як прикладний програмний модуль оптимального керування (ППМОК) у вигляді об'єктного вікна в SCADA системі Citect і дозволяє зручно відслідковувати технологічний процес у реальному масштабі часу. В кожному вікні відображається інформація в текстовому та графічному вигляді.

В загальному ППМОК забезпечує реалізацію таких функцій:

- збір та обробку даних про зміну технологічних параметрів;
- відображення значень контрольованих параметрів процесу на блоці спостереження і пульті контролю та керування;
- прийом в реальному часі інформації про хід технологічного процесу, перегляд архівів та друкування зареєстрованих параметрів;
- розрахунок коефіцієнтів завантаження ГПА на основі технічного стану;
- визначення оптимальної частоти обертання роторів нагнітачів.

В процесі експлуатації ГПА та зі зміною пір року програма - інтегратор дозволяє проводити адаптацію параметрів математичних моделей ГПА з використанням реальних значень режимних параметрів.

Взаємодія базового програмного комплексу та спеціального модуля пояснюється структурною схемою, наведеною на рис. 2.

Таким чином, задача оптимального керування розбита на кілька етапів:

- формування бази даних для побудови математичних моделей;
- ідентифікація параметрів математичних моделей;
- визначення узагальнених коефіцієнтів технічного стану кожного із нагнітачів;

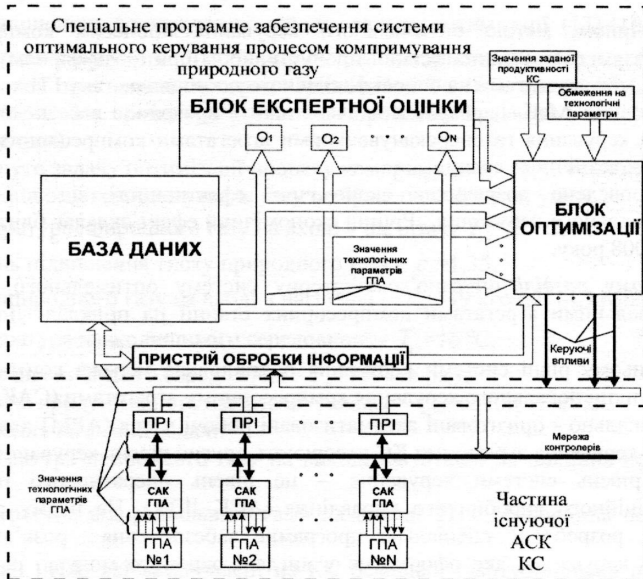


Рис. 2. Структурна схема системи оптимального керування

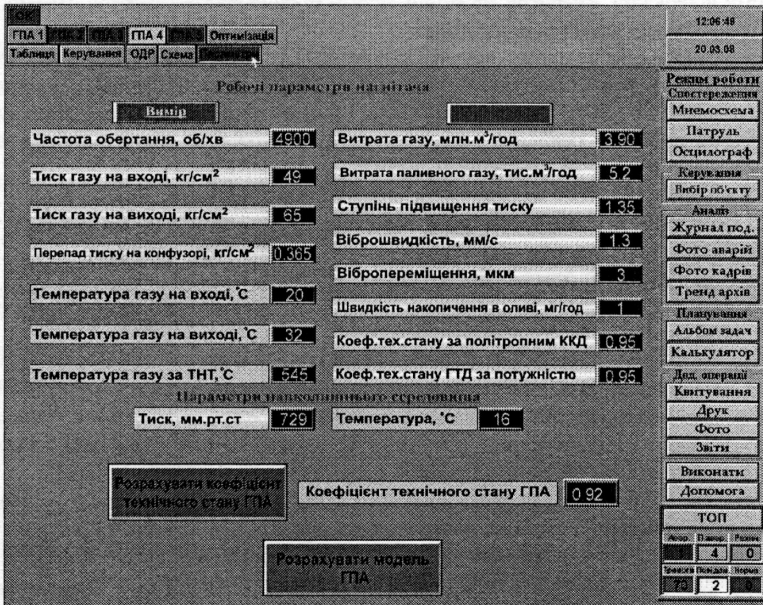


Рис. 3. Інтегратор задачі оптимального керування

- знаходження оптимальної кількості працюючих агрегатів для забезпечення заданої продуктивності КС при номінальних частотах обертання роторів нагнітачів;
- оптимальний розподіл навантаження за частотою обертання між працюючими агрегатами.

Запуск кожного етапу здійснюється з вікна оптимального керування (рис. 3).

Запропонована структура комп'ютерної системи оптимального керування акумулює досвід ДК "Укртрансгаз" та НДП АСУ Трансгаз зі створення розподілених систем керування, має масштабованість і відкритість, що дозволяє поступову модернізацію системи. Випробування системи оптимального керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій з урахуванням їх технічного стану проведені на основі промислових даних, які отримані у результаті експлуатації Долинської КС. Очікуваний економічний ефект складає близько 4 млн. грн.

У *додатках* наведені акти про впровадження, результати експериментів та тексти програмних продуктів функціонування системи оптимального керування процесом компримування природного газу.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

1. Аналіз стану задачі виявив відсутність загальноприйнятого методу оптимального керування процесом компримування природного газу. Відомі методи оптимізації роботи газотранспортних мереж практично не враховують реальний технічний стан елементів газоперекачувального обладнання. Проте багаторічний досвід експлуатації ГТС показує, що оптимальне керування роботою КС не можливе без діагностики ГПА. Ця задача на сьогоднішній день є актуальною і потребує подальшого вирішення на основі природного критерію мінімуму енергетичних витрат на компримування природного газу.

2. Розроблено методику ранжирування газоперекачувальних агрегатів за їх технічним станом на основі нечіткої логіки. Дана методика дає змогу розрахувати коефіцієнти завантаження нагнітачів виходячи з їх реального технічного стану за такими діагностичними показниками, як швидкість накопичення продуктів спрацювання в моторній оливі, коефіцієнт технічного стану нагнітача за політропічним к.к.д., коефіцієнт технічного стану ГТД за потужністю, віброшвидкість та вібропереміщення. Отримані коефіцієнти завантаження дали змогу врахувати технічний стан ГПА у формалізованій постановці задачі оптимізації процесу компримування природного газу.

3. Отримані емпіричні моделі процесу компримування природного газу за допомогою методу групового врахування аргументів, який заснований на принципі самоорганізації і мінімального обсягу апріорної інформації про об'єкт, дали змогу побудувати адекватні процесу математичні моделі. Коефіцієнт кореляції між експериментальними та розрахованими значеннями, за різними моделями, приймає значення в межах від 0.985 до 0.987, що свідчить про адекватність побудованих моделей.

4. Формалізована задача оптимального керування газоперекачувальними агрегатами, яка полягає в оптимальному розподілі потоків газу між паралельно працюючими агрегатами з врахуванням їх технічного стану в структуру якої входить критерій оптимальності, обмеження на керуючі дії, що дало змогу раціонально використати потенційні можливості кожного із агрегатів та зменшити споживання паливного газу.

5. Розроблений метод оптимального керування роботою КС із врахуванням коефіцієнтів технічного стану ГПА та параметрів навколишнього середовища дає змогу визначити необхідну кількість агрегатів та оптимальну частоту обертання ротора кожного із нагнітачів, при яких забезпечується задана продуктивність станції та зменшується споживання паливного газу. Зменшення витрат на компримування природного газу складає близько 0,19 гривень на 1000 ст.м³ транспортованого природного газу.

6. Синтезована система оптимального керування та її програмне забезпечення на основі алгоритмів ранжирування нагнітачів за їх технічним станом й алгоритмів оптимального керування роботою ГПА. Система апробована в умовах Долинського ЛВУМГ. Очікуваний економічний ефект становить близько 4 млн. грн/рік в цінах 2008 року.

7. Алгоритмічне та програмне забезпечення комп'ютерної системи оптимального керування ГПА з урахуванням їх технічного стану впроваджені в навчальний процес кафедри комп'ютерних систем та мереж в наступних дисциплінах: "Промислові мережі" для студентів спеціальності 6.092501 – Автоматизоване управління технологічними процесами; Спеціалізовані комп'ютерні системи" для студентів спеціальності 6.091501 – Комп'ютерні системи та мережі.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Горбійчук М. І. Математична модель нагнітача / М.І. Горбійчук, Я.І. Заячук // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – №1. – С. 7 – 9.
2. Горбійчук М.І. Оптимальний розподіл навантаження між відцентровими нагнітачами природного газу з врахуванням їх технічного стану / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, Я. І. Заячук // Наукові вісті ІМЕ "Галицька академія". – 2007. – №1 (11). – С. 131 – 136.
3. Горбійчук М.І. Імітаційне моделювання динаміки компресорної станції з прилеглими трубопроводами / М. І. Горбійчук, Я. І. Заячук, І. М. Марчук // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2007. – № 6/5 (30). – С. 7 – 11.
4. Горбійчук М.І. Метод ранжування газоперекачувальних агрегатів природного газу за їх технічним станом / Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Заячук Я.І. // Нафтогазова енергетика. – 2008. – №1 (6). – С. 131 – 136.
5. Горбійчук М. І. Індуктивний метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів природного газу / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, Я. І. Заячук // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 32 – 34.
6. Горбійчук М.І. Оптимальне керування роботою нагнітачів природного газу із врахуванням технічного стану ГПА / М.І. Горбійчук, Я.І. Заячук // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2008. – №4/3 (34). – С. 22 – 24.
7. Заячук Я.І. Система адаптивного управління процесом компримування природного газу / Я.І. Заячук // Нафтогазова енергетика. – 2008. – №3(8). – С. 131 – 136.
8. Горбійчук М. І. Адаптивне керування процесом компримування газу / М. І. Горбійчук, Я. І. Заячук // Збірник наукових праць міжнародної науково-практичної конференції "Мікропроцесорні пристрої та системи в автоматизації виробничих процесів - 2004". - Хмельницький, 2004. - С. 3- 18.

9. Горбійчук М. І. Адаптивне керування процесом компримування природного газу / М. І. Горбійчук, Я. І. Заячук // Автоматика-2004: 11 Міжнародна конференція по автоматичному управлінню, Київ, 27-30 вересня 2004 р. – Київ, 2004. – Т.2. – С.11.

10. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу компримування газу / М.І. Горбійчук, Я.І. Заячук // Сучасні проблеми прикладної математики та інформатики: Всеукраїнська наукова конференція. Львів, 21-23 вересня 2004 р. – Львів, 2004. – С. 51.

11. Заячук Я.І. Математична модель нагнітача / Я.І. Заячук // IX міжнародний форум "Радиоелектроника и молодежь в XXI веке". – Харків, 2005. – С. 483.

12. Горбійчук М.І. Імітаційне моделювання роботи компресорної станції з прилеглими трубопроводами / М.І. Горбійчук, Я.І. Заячук // Автоматика – 2006 : 13 Міжнародна конференція по автоматичному управлінню. Вінниця, 25-28 вересня 2006 р. – Вінниця, 2006. – С. 250.

13. Заячук Я. І. Адаптивне управління процесом компримування природного газу з врахуванням технічного стану ГПА / Я.І. Заячук // Автоматика-2008: 15 Міжнародна конференція по автоматичному управлінню. Одеса, 23-26 вересня 2008 р. – Одеса, 2008. – С. 786 – 789.

АНОТАЦІЯ

Заячук Я.І. Оптимальне керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій з урахуванням їх технічного стану. – Рукопис.

Дисертація на здобуття вченого ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.13.07 – Автоматизація процесів керування. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2009.

Дисертація присвячена питанням розробки методу і алгоритмів оптимального керування процесом компримування природного газу.

В дисертації комплексно вирішені задачі: побудови моделей нагнітачів природного газу на основі індуктивного методу моделювання; ранжирування нагнітачів за їх технічним станом на основі методу нечіткого висновку і визначення коефіцієнтів завантаження газоперекачувального обладнання; оптимізації роботи КС за вартісним критерієм, який враховує енергетичні витрати на компримування газу, обмеження на технологічні параметри та коефіцієнти завантаження нагнітачів; синтезу системи оптимального керування газоперекачувальними агрегатами. Розв'язок цих задач у сукупності забезпечує економію енергоресурсів на компримування природного газу у розмірі 0.19грн/1000 ст.м³.

Програмне забезпечення задачі оптимального керування оформлене у вигляді прикладного програмного модуля, інтегрованого у Citect НМІ верхнього рівня системи керування на прикладі Долинського ЛВУМГ.

Основні результати роботи пройшли промислово апробацію на КС УМГ "Прикарпаттрансгаз", а також впроваджені у навчальний процес.

Ключові слова: компресорна станція, нагнітачі, нечітка логіка, математичні моделі, оптимізація.

АННОТАЦИЯ

Заячук Я.И. Оптимальное управление газоперекачивающими агрегатами компрессорных станций с учетом их технического состояния. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.13.07 - Автоматизация процессов управления. - Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа. - Иванов-Франковск, 2009.

Диссертация посвящена вопросам разработки метода и алгоритмов оптимального управления процессом компримирования природного газа. Выбрано и обосновано направление исследований с целью создания методов и алгоритмов оптимального функционирования КС.

Изложена методика проведения экспериментальных исследований для получения материала с целью построения эмпирических моделей.

Разработана методика ранжирования газоперекачивающих агрегатов по их техническому состоянию на основе метода нечеткого вывода, что позволит экономить эксплуатационные затраты по перекачке природного газа. Основными параметрами, которые определяют техническое состояние ГПА, выбрано: скорость накопления продуктов отработки в моторном масле, коэффициент технического состояния нагнетателя по политропному к.п.д., коэффициент технического состояния газотурбинного двигателя по мощности, виброскорость и виброперемещение.

Для построения математических моделей процесса компримирования газа избран индуктивный метод моделирования, который основан на принципе самоорганизации моделей.

Поставлена и решена задача оптимального управления процессом компримирования природного газа, исходя из реального технического состояния нагнетателей, минимальных расходов на процесс и ограничений на технологические параметры.

Задача оптимального управления состоит из нескольких подзадач. На первом этапе решена подзадача определения коэффициентов технического состояния каждого из нагнетателей. На втором этапе решена подзадача выбора необходимого количества агрегатов. На третьем этапе рассчитаны коэффициенты загрузки каждого из нагнетателей и найдены режимы их работы, которые обеспечивают необходимую производительность станции, с учетом ограничений на технологические параметры и минимальные энергетические затраты на эксплуатацию агрегатов.

Программное обеспечение задачи оптимального управления оформлено в виде прикладного программного модуля, интегрированного в Citect HMI верхнего уровня компьютерной системы управления на примере Долинского ЛПУМГ.

Основные результаты работы прошли промышленную апробацию на КС УМГ "Прикарпаттрансгаз", а также внедрены в учебный процесс.

Ключевые слова: компрессорная станция, центробежные компрессоры, нечеткая логика, математические модели, оптимизация.

THE SUMMARY

Zayachuk Y.I. Optimal control of gas compressor units at the compression station taking into account their technical state. – Manuscript.

Dissertation on competition of a scientific degree of the candidate of engineering science on a specialty 05.13.07 – Automation of Control Processes. – Ivano-Frankivsk National Technical Oil and Gas University. – Ivano-Frankivsk, 2009.

The dissertation deals with the development of methods and algorithms for optimal control of natural gas compressing process.

The following problems have been solved in the dissertation:

- Mathematical models for natural gas compressors have been created on the basis of information gained in the process of the compressor's normal operating by means of the objective method of modeling;

- Ranging of compressors according to their technical condition has been made by means of fuzzy logic method and load factors have been calculated that make possible to decrease expenses on natural gas transporting;

- Compression station operating has been optimized on the basis of cost criterion that make possible to take into account power expenses on gas compression, technological parameter limits and load factors;

- The system of optimal control for natural gas compressor's operating has been designed.

Software of optimal control system has been designed as the applied program module integrated in Citect HMI SCADA-system of control of natural gas compression process.

Keywords: compressor station, models, optimization, adaptation, algorithms, control system, fuzzy.