

6 Козловский Е.А., Гафиятуллин Р.Х. Автоматизация процесса геолого-разведочного бурения. – М.: Недра, 1977. – 215 с.

7 Горбійчук М.І. Семенов Г.Н. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493 с.

8 Вакула А. Поваляев А. Редукторные турбобуры возвращаются на месторождениях Татарии // Бурение и нефть. – 2004. – №6. – С.16-24.

9 Кунцяк Я.В., Гаврилов Я.С., Дубленич Ю.В., Мартинюк Д.М., Мрозек Р.С., Зубарев В.І., Курінов А. І. Технічні засоби буріння нафтових і газових свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №3 – С.20-22.

УДК 62-503.57:622.691

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ З РІЗНИМИ ТИПАМИ ПРИВОДІВ

Є.О.Ковалів

УМГ „Прикарпаттрансгаз”, м. Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 48
тел. (03422) 22386

Рассмотрены вопросы разработки методов и алгоритмов оптимального управления работой многоцеховых компрессорных станций с разными типами приводов. Описаны эмпирические модели нагнетателей природного газа на основе данных, полученных в процессе их нормальной работы. Решены вопросы учета энергетических затрат на сжатие газа и ограничения на технологические режимы в процессе работы нескольких параллельно работающих групп компрессорных агрегатов. Оценены результаты промышленного внедрения указанных режимов работы компрессорных агрегатов.

The questions of development of methods and algorithms of optimum management work of the stations of compressors of multiworkshops are considered with the different types of drives. The empiric models of superchargers of natural gas are described on the basis of information, got in the process of their normal work. The questions of account of power expenses are decided on the compression of gas and limitation on the technological modes in the process of work of a few parallel workings groups of aggregates of compressors. The results of industrial introduction of the indicated modes of operations of aggregates of compressors are appraised.

Україна має потужну та розвинуту мережу транспортування газу від східних кордонів до країн Центральної та Західної Європи. За останні роки через українську газотранспортну систему транспортовано 200 млрд. куб. м природного газу, в тому числі близько 120 млрд. куб. м. – це транзит російського газу до європейських країн і Туреччини, що складає понад 90% від загального обсягу експорту російського газу до цих країн.

Однією із вузлових і найпотужніших КС УМГ “Прикарпаттрансгаз” є Богородчанська КС, загальна проектна продуктивність якої майже $8,5 \times 10^6$ $\text{м}^3/\text{год}$. Витрати газу на власні потреби тільки по цій КС становлять близько 32×10^3 $\text{м}^3/\text{год}$, а витрати електричної енергії – близько $1,2 \times 10^6$ $\text{кВт} \cdot \text{год}/\text{добу}$. За цих умов важливого значення набувають питання раціонального використання енергоресурсів, які витрачаються на перекачування газу магістральними газопроводами. Один із шляхів вирішення цієї проблеми є оптимальне керування роботою компресорних станцій з різними типами приводів газоперекачуючих агрегатів (ГПА).

Автором проаналізовано основні критерії оцінки ефективності роботи газоперекачувальних агрегатів (ГПА) і показано, що для оцінки роботи КС загалом слід використовувати вартісні показники енерговитрат на компримування газу.

Робота нагнітачів достатньо точно описується емпіричними або аналітичними моделями статистики і служить основою існуючих інженерних методик розрахунку режимів роботи КС з різними схемами включення. Відомі інженерні методики розрахунку режимів роботи КС не враховують дрейф статичних характеристик ГПА в процесі експлуатації, а тому можуть використовуватись лише на стадії проектування. Емпіричні моделі статистики ГПА, запропоновані різними авторами, не враховують параметри навколишнього середовища (температура повітря та атмосферний тиск), що знижує їх точність і робить малоприматними для цілей оптимального керування.

Застосування сучасних методів ідентифікації КС на базі даних, отриманих в процесі їх експлуатації, дає можливість створити адекватні моделі процесу компримування газу і на цій основі синтезувати ефективні алгоритми оптимізації роботи багатощохових КС з різними типами приводів ГПА.

Компресорне обладнання магістральних газопроводів УМГ “Прикарпаттрансгаз” характеризується значною різноманітністю. Тут встановлено обладнання як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва. Як приклад розглянуто Богородчанську КС, на якій встановлені приводи нагнітачів двох типів – газотурбінні установки (ГТУ) і електроприводи (ЕП). Пока-

зано, що серед способів регулювання витрати газу через компресор за допомогою дроселювання на всмоктуванні, дроселювання в нагнітанні, байпасування, включення-виключення агрегатів та закручування течії газу на вході відцентрового нагнітача (ВН), спосіб регулювання зміною частоти обертання ротора ВН є найбільш практичним і економічним.

Основним завданням досліджень було отримання експериментального матеріалу для побудови емпіричних моделей компресорних станцій.

Програма досліджень передбачала отримання математичних залежностей для основних параметрів газового потоку залежно від технологічних параметрів роботи ГПА.

Для отримання математичних моделей ГПА необхідно знати параметри газового потоку – його густину, коефіцієнт стисливості, газу – його постійну, показники політропи та адиабати.

Густину газу ρ отримують за результатами хроматографічного аналізу. Періодичність відбору проб газу складає приблизно 10 діб. Тому поставлено і вирішено завдання про можливість використання середніх значень ρ в розрахунках параметрів газу. При цьому оцінка середнього значення густини газу – $\bar{m}_\rho = 0,679 \text{ кг/м}^3$ (при $P_n = 0,101325 \text{ МПа}$, $T_n = 293,15^\circ\text{К}$); оцінка дисперсії – $S_\rho^2 = 6,453 \cdot 10^{-7} \text{ (кг/м}^3)^2$.

Автором проаналізовано і вибрано формули для обчислення інших вказаних вище параметрів природного газу.

Кожний i -ий ГПА, як об'єкт моделювання, характеризується керуючою дією (частотою обертання ротора нагнітача) n_i та зовнішніми впливами ξ_{ij} , де j – номер зовнішнього впливу для i -го нагнітача; $j = \overline{1, K}$; K – кількість зовнішніх впливів (рис. 1).

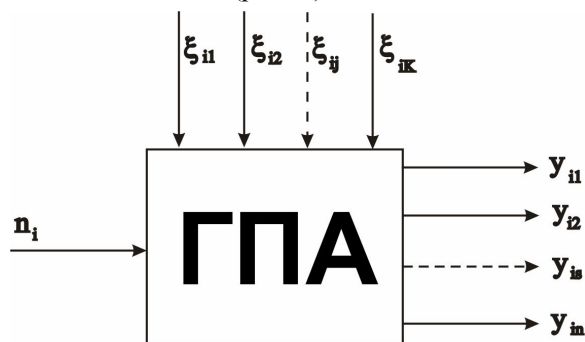


Рисунок 1 – ГПА, як об'єкт керування

Сукупність величин n_i та ξ_{ij} утворюють групу вхідних величин ГПА. Реакція керованого об'єкта на вхідні величини характеризується певними показниками роботи ГПА – вихідними величинами y_{is} , $s = \overline{1, n}$, де n – кількість вихідних величин.

Зміст вихідних величин ГПА визначає задача оптимального керування. Розглянуті два типи ГПА з газотурбінним приводом (ГТП) і з електроприводом (ЕП).

Кожна із вихідних величин є функцією керуючої дії n_i та зовнішніх впливів ξ_{ij} ,

$$y_{is} = \varphi_{is}(n_i, \xi_{ij}). \quad (1)$$

Проведений аналіз літературних джерел і роботи компресорних станцій Богородчанського ЛВУМГ виявив, що для нагнітачів з ГТП вихідними величинами є витрата паливного газу q , температура газу на виході нагнітача t_z , продуктивність нагнітача Q , які є функціями частоти обертання ротора нагнітача n , температури газу на вході в нагнітач $t_{z.в.}$, ступеня стиску газу ε , тиску газу на вході в нагнітач $p_{z.в.}$, температури навколишнього середовища t_c та атмосферного тиску $p_{ам}$, тобто

$$\{q, t_z, Q\} = \varphi_i(n, t_{z.в.}, \varepsilon, p_{z.в.}, t_c, p_{ам}). \quad (2)$$

Відповідно для температури відпрацьованих газів будемо мати:

$$t_{вих.г} = \varphi_4(n, \varepsilon, p_{z.в.}, t_c, p_{ам}). \quad (3)$$

Значимо, що на відміну від робіт О.І.Гарляускаса, М.Г.Сухарева, Є.Р.Ставровського, В.Є.Брянських в математичні моделі включена температура і тиск навколишнього середовища, які помітно впливають на точність емпіричних моделей. В процесі побудови математичних моделей (2) і (3) це припущення повністю підтвердилось.

Аналогічний аналіз роботи нагнітачів з ЕП показав, що вони характеризуються такими вихідними параметрами, як потужність приводу нагнітача $N_{наг}$, продуктивність нагнітача Q , температура газу на виході із нагнітача t_z та струм споживання приводом нагнітача $I_{наг}$.

Ці вихідні величини є функціями вхідних величин

$$\{N_{наг}, Q\} = f_i(p_{z.в.}, \varepsilon, m, t_c), \quad (4)$$

$$t_z = f_z(t_{z.в.}, \varepsilon, p_{z.в.}, n, t_c), \quad (5)$$

$$I_{наг} = f_i(\varepsilon, p_{z.в.}, n). \quad (6)$$

Задача полягає в тому, щоб за результатами експериментального дослідження ідентифікувати моделі (2)–(6), які можна подати як функціональну залежність $\check{Y} = \check{\varphi}(\bar{u}) + \bar{e}$ між певним набором вхідних величин $\bar{u}^T = (u_1, u_2, \dots, u_m)$ і виходом багатовимірного об'єкта $\bar{y}^T = (y_1, y_2, \dots, y_k)$ за умови, що $\check{\varphi}(\bar{u}) = \{\varphi_1(\bar{u}), \varphi_2(\bar{u}), \dots, \varphi_k(\bar{u})\}$ – невідома вектор-функція, а перешкода \bar{e} є адитивною по відношенню до виходу \check{Y} .

Здійснено обґрунтування та вибір емпіричних моделей (2) – (6) у формі апроксимуючого

полінома $y = \sum_{s=1}^k a_s \prod_{i=1}^N u_i^{q_{is}}$, де a_s – коефіцієнти полінома (параметри моделі); q_{is} – невід'ємні

Таблиця 1 – Результати ідентифікації процесу компримування газу

Назва математичної моделі	Кількість вх. величин	Степінь полінома	МНК-метод		МНК-метод з сингулярним розкладом $\delta, \%/k_{\text{зр}}$	Q	Метод ортогоналізації	
			Кількість коефіцієнтів	$\frac{\delta, \%}{k_{\text{зр}}}$			Кількість коефіцієнтів	$\frac{\delta, \%}{k_{\text{зр}}}$
Витрата паливного газу (нагнітач RF-2BB-30 КС-21 "Союз")	6	2	28	$\frac{3.31}{0.76}$	$\frac{3.31}{0.76}$	3	52	$\frac{0.61}{0.99}$
Температури газу на виході із нагнітача RF-2BB-30 (КС-21 "Союз")	6	2	28	$\frac{1.63}{0.95}$	$\frac{1.63}{0.95}$	2	19	$\frac{1.65}{0.907}$
Температури вихлопних газів (нагнітач RF-2BB-30 КС-21 "Союз")	4	4	70	$\frac{13.06}{0.95}$	$\frac{1.03}{0.97}$	3	35	$\frac{1.05}{0.911}$
Продуктивність нагнітача RF-2BB-30 (КС-21 "Союз")	6	2	28	$\frac{15.5}{0.71}$	$\frac{15.5}{0.71}$	3	28	$\frac{3.27}{0.97}$
Витрата паливного газу (нагнітач PCL-804 КС-39 "Прогрес")	6	2	28	$\frac{0.97}{0.85}$	$\frac{0.97}{0.89}$	3	26	$\frac{0.82}{0.82}$
Температура газу на виході із нагнітача PCL-804 (КС-39 "УПУ")	5	2	21	$\frac{0.71}{0.9}$	$\frac{0.71}{0.9}$	2	14	$\frac{1.05}{0.61}$
Температура вихлопних газів (нагнітач PCL-804 КС-39 "УПУ")	4	4	70	$\frac{48.7}{0.50}$	$\frac{1.36}{0.84}$	3	18	$\frac{1.67}{0.78}$
Продуктивність нагнітача PCL-804, КС-39 "УПУ"	5	2	21	$\frac{1.08}{0.91}$	$\frac{1.08}{0.91}$	3	17	$\frac{1.03}{0.82}$
Потужність привода нагнітача 650-21 (КС-39 "Прогрес")	4	3	35	$\frac{1.71}{0.97}$	$\frac{1.71}{0.97}$	3	30	$\frac{1.73}{0.94}$
Продуктивність нагнітача 650-21 (КС-39 "Прогрес")	4	4	70	$\frac{7.07}{0.85}$	$\frac{7.05}{0.65}$	4	35	$\frac{7.86}{0.33}$
Температура на виході нагнітача 650-21 (КС-39 "Прогрес")	5	3	56	$\frac{1.69}{0.83}$	$\frac{1.68}{0.83}$	3	34	$\frac{1.84}{0.79}$
Струм привода нагнітача 650-21 (КС-39 "Прогрес")	3	4	35	$\frac{2.075}{0.87}$	$\frac{2.075}{0.67}$	4	33	$\frac{2.76}{0.63}$

цілі числа, які обмежені величинами Q_i : $0 \leq q_{is} \leq Q_i$; N – кількість вхідних величин;

$k = \prod_{i=1}^N (Q_i + 1)$ – число поліномів моделі. Число k може бути досить великим, тому його обмежують вимогою, щоб сумарна степінь поліномів не перевищувала задану величину:

$\sum_{i=1}^N q_{is} \leq Q$, $s = \overline{1, k}$. Для визначення параметрів таких моделей проаналізовано такі методи, як МНК, метод сингулярного розкладу матриці Фішера та метод ортогоналізації. Розроблено відповідне програмне забезпечення в середовищі MatLab для реалізації цих методів. За резуль-

татами експериментальних досліджень побудовані математичні моделі ГПА з використанням перерахованих методів. Зроблено порівняльний аналіз отриманих результатів (табл. 1) і обрано метод обчислення параметрів моделі, який забезпечує її найвищу точність і адекватність. В тому випадку, коли всі три методи давали практично однакову точність, то перевага віддавалась моделі з меншою кількістю параметрів.

Трудомісткість методу побудови емпіричної моделі певною мірою залежить від структури залежності $\varphi(u)$ і від того, яким чином вибрано план експерименту. Задача ускладнюється тим, що для кожного класу моделей існує свій оптимальний план. Складність плану зростає зі складністю емпіричної моделі.

На відміну від методу регресивного аналізу ефективність розв'язку задачі ідентифікації з використанням нейронних мереж не залежить від вибраного плану експерименту. З іншої сторони, для побудови емпіричної моделі необхідна навчальна вибірка пар вхідних і вихідних величин певного об'єму.

В загальному випадку задачу ідентифікації можна звести до реалізації деякого складного функціонального багатовимірного перетворення. В результаті відображення $U \rightarrow Y$ необхідно забезпечити формування адекватних вихідних сигналів у відповідності з усіма прикладами навчальної вибірки і зі всіма можливими значеннями вхідних сигналів, які не ввійшли до навчальної вибірки. Досліджена можливість побудови математичної моделі ГПА з використанням нейромереж, яка показала, що такі моделі мають дещо вищу точність порівняно з методом МНК, сингулярним методом та методом ортогоналізації, але вимагають значно більшого часу спостережень за вхідними і вихідними величинами об'єкта.

Вирішено завдання оптимального розподілу потоків газу між групами паралельно працюючих агрегатів (цехів), виходячи із мінімальних витрат на компримування природного газу і обмежень на технологічні параметри, які витікають із режиму роботи багатоцехової КС.

Як приклад такої задачі взята Богородчанська КС, до складу якої входять три групи нагнітачів, які мають різні приводи. Перша група нагнітачів має електропривод з регульованою частотою обертання. Дві інші групи – це нагнітачі з газотурбінним приводом. Регулювання частоти обертання нагнітачів здійснюється шляхом зміни подачі паливного газу в камеру згорання ГТУ або зміною частоти струму статора приводу ВН. В кожній із трьох груп нагнітачі є однотипні.

Станція має надлишкову потужність. Тому працюють не всі агрегати, а тільки їх частина. Отже, виникає задача вибору числа агрегатів (структурна оптимізація), які повинні працювати паралельно і забезпечувати задану продуктивність станції. Окрім цього, для заданої продуктивності компресорної станції, необхідно досягнути оптимального розподілу потоків газу між окремими групами газогінних агрегатів. А це задача вибору робочих режимів окремих груп агрегатів за умови, що будуть забезпечені мінімальні енергетичні затрати на їх експлуатацію (параметрична оптимізація).

Таким чином, задача оптимального керування подана як декомпозиція двох підзадач, що приводить до двоетапного способу розв'язання поставленої задачі. На першому етапі розв'язана підзадача вибору необхідної кількості агрегатів за умови, що забезпечується задана продуктивність компресорної станції і досягнуті мінімальні енергетичні затрати на їх експлуатацію. На другому етапі знайдено режими роботи кожної із груп ГПА, які забезпечують необхідну продуктивність станції, з врахуванням обмежень на технологічні параметри та загальні мінімальні енергетичні затрати на ек-

сплуатацію агрегатів. Подамо формалізований запис поставленої задачі.

На першому етапі розв'язана така задача:

$$\min: R(\bar{N}) = \sum_{j=1}^S C_j N_j \quad (7)$$

при обмеженнях на число компресорів N_j в кожній j -тій групі

$$0 \leq N_j \leq b_j, j = \overline{1, S} \quad (8)$$

і на загальну продуктивність q_0 КС

$$\sum_{j=1}^S q_j N_j = q_0, \quad (9)$$

де: C_j – вартість роботи одного компресора j -тої групи протягом одиниці часу; b_j – максимальна кількість компресорів в j -тій групі; q_j – номінальна продуктивність компресора j -тої групи; S – кількість груп однотипних компресорів; q_0 – сумарна продуктивність нагнітачів при номінальних умовах роботи ГПА.

Другий етап розв'язку задачі зведено до мінімізації функції

$$R = N_1 C_{\Gamma} q_1^{(e)} + N_2 C_{\Gamma} q_2^{(e)} + N_3 C_E P_E, \quad (10)$$

за таких обмежень:

$$t_{\text{вих.з}} \leq t_{\text{вих.з}}^{(\max)}, \quad (11)$$

$$t_z \leq t_z^{(\max)}, \quad (12)$$

$$n \geq n^{(\min)}; \quad (13)$$

$$Q_1^{(z)} + Q_2^{(z)} + Q_3^{(z)} = Q_0, \quad (14)$$

де: R – вартість роботи компресорної станції, віднесеної до одиниці часу; C_{Γ} – вартість одиниці об'єму газу, що йде на спалювання; $q_1^{(e)}$, $q_2^{(e)}$ – витрати газу, які споживають агрегати першої і другої груп компресорів, які віднесені до нормальних умов; C_E – вартість електроенергії; P_E – потужність приводу агрегату; t_z – температура газу на виході із нагнітача; $t_{\text{вих.з}}$ – температура продуктів згорання на виході із турбіни низького тиску; $n^{(\min)}$ – мінімальне значення частоти обертання ротора нагнітача, яке забезпечує безпомпажну роботу компресорного агрегату; $Q_1^{(z)}$, $Q_2^{(z)}$, $Q_3^{(z)}$ – витрати газу, який перекачується кожною групою нагнітачів; Q_0 – планова продуктивність КС.

На другому рівні вирішується задача (10)-(14), яка включає в себе обмеження двох типів.

Обмеження першого типу мають таку структуру:

$$\varphi_i^{(j)}(n_i) \leq a_i^{(j)}, \quad (15)$$

$$\psi_i^{(j)}(n_i) \geq b_i^{(j)}, \quad (16)$$

де: n_i – частота обертання ротора нагнітача i -ої групи; $a_i^{(j)}$, $b_i^{(j)}$ – постійні величини, зміст яких визначається співвідношеннями (11)-(12); j – номер обмеження в i -тій групі.

Обмеження другого типу, яке подано рівнянням (14), це сумарна продуктивність нагнітачів всіх i -тих груп.

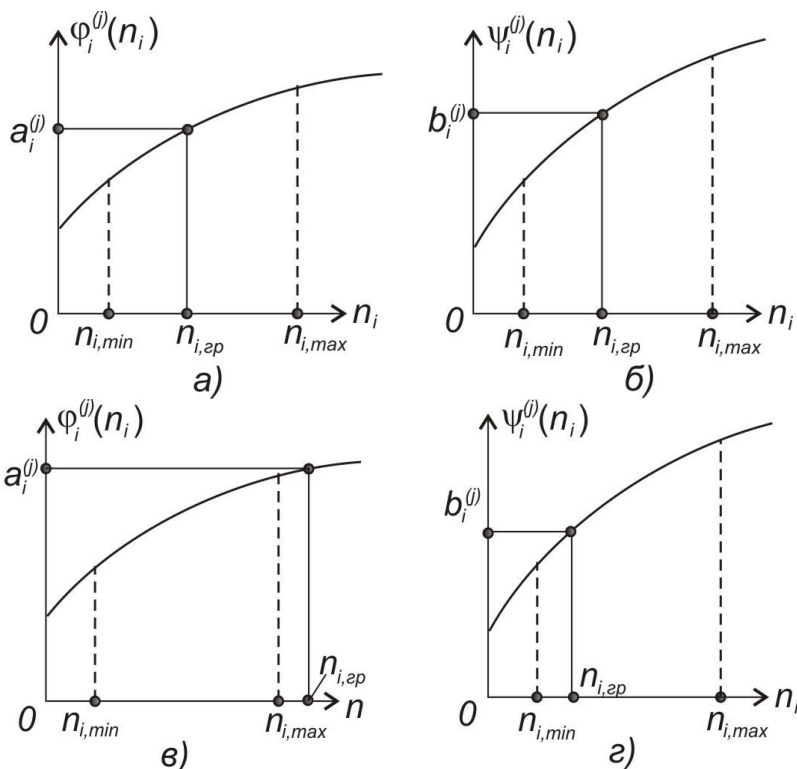


Рисунок 2 – До визначення обмежень на керуючу дію – частота обертання нагнітача

Оскільки в кожний момент часу t задані або відомі такі величини, як тиск на вході нагнітача, температура газу при вході в нагнітач, ступінь стиску газу, температура та тиск навколишнього середовища, які є входними величинами об'єкта моделювання (ГПА), то обмеження (11) і (12) відносно n_i (керуючих дій) є співвідношеннями зі змінними коефіцієнтами. Те саме можна сказати і про критерій оптимальності (10). Таким чином, нагнітач, де відбувається процес компримування газу, є об'єктом зі змінними параметрами і його оптимальний режим повинен визначатись періодично.

Обмеження (11) і (12) отримані із відповідних математичних моделей (2) і (3), коли в останні замість змінних $P_{Г.в.}$, $t_{Г.в.}$, ε , t_c , $p_{ам}$ підставлені їх конкретні значення. Оскільки залежності $\varphi_i^{(j)}(n_i)$ і $\psi_i^{(j)}(n_i)$ є функціями тільки однієї змінної n_i і мають форму полінома не вище четвертого степеня $\{\varphi_i^{(j)}(n_i), \psi_i^{(j)}(n_i)\} = a_0^{(j)} + a_1^{(j)}n_i + a_2^{(j)}n_i^2 + \dots + a_n^{(j)}n_i^n$, $n \leq 4$, то із рівнянь

$$\varphi_i^{(j)}(n_i) = 0, \psi_i^{(j)}(n_i) = 0 \quad (17)$$

можна знайти граничне значення частоти обертання $n_{i,sp}$, яке є верхньою або нижньою межею обмеження (15) і (16). Кількість коренів кожного із рівнянь (17) не перевищує чотирьох. Серед них можуть бути як від'ємні, так і комплексно-спряжені. Тому серед них слід відібрати тільки додатні, які і будуть $n_{i,sp}$. При цьому можливі такі випадки (рис. 2).

Аналіз рис. 2 свідчить, що обмеження (15) визначає верхню границю обмеження $\sup n_i = \varphi_i^{-1(j)}(n_i)$, а обмеження (16) визначає нижню границю обмеження $\inf n_i = \psi_i^{-1(j)}(n_i)$, де $\varphi_i^{-1(j)}(n_i)$ і $\psi_i^{-1(j)}(n_i)$ означають розв'язок рівнянь $\varphi_i^{(j)}(n_i) = 0$, $\psi_i^{(j)}(n_i) = 0$ відносно додатних коренів.

Для випадку рис. 2, маємо

а) $\tilde{n}_{i,max} = \min\{n_{i,sp}, n_{i,max}\} = n_{i,sp}$;

б) $\tilde{n}_{i,min} = \max\{n_{i,sp}, n_{i,min}\} = n_{i,sp}$;

в) $\tilde{n}_{i,max} = \min\{n_{i,sp}, n_{i,max}\} = n_{i,max}$;

г) $\tilde{n}_{i,min} = \max\{n_{i,sp}, n_{i,min}\} = n_{i,min}$.

В тому випадку, коли $j > 1$ відбір мінімального і максимального значень для обмеження на n_i здійснюється за такими правилами (рис. 3)

а) $\tilde{n}_{i,max} = \min\{n_{i,sp}^{(1)}, n_{i,sp}^{(2)}, \dots, n_{i,sp}^{(j)}, n_{i,max}\}$;

б) $\tilde{n}_{i,min} = \max\{n_{i,sp}^{(1)}, n_{i,sp}^{(2)}, \dots, n_{i,sp}^{(j)}, n_{i,min}\}$.

Таким чином, замість обмежень (15) і (16) отримуємо нові обмеження на керуючу дію

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

З урахуванням (18) задача оптимізації технологічного режиму паралельно працюючих груп агрегатів з різними приводами набуде такого вигляду:

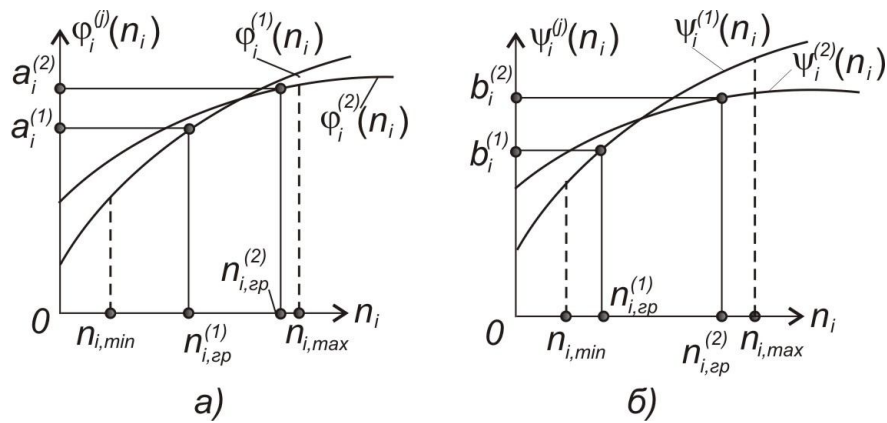


Рисунок 3 – Визначення обмежень на керуючу дію, коли $j > 1$

$$R(\bar{n}) = N_1 C_{\Gamma} q_1^{(\Gamma)}(n_1) + N_2 C_{\Gamma} q_2^{(\Gamma)}(n_2) + N_3 C_E P_E(n_3); \quad (19)$$

$$\tilde{n}_{i,\min} \leq n_i \leq \tilde{n}_{i,\max}, \quad i=1,2,3, \quad (20)$$

$$Q_1^{(\Sigma)}(n_1) + Q_2^{(\Sigma)}(n_2) + Q_3^{(\Sigma)}(n_3) = Q_0. \quad (21)$$

Проведений аналіз методів розв'язку задач першого і другого етапів дає підстави зробити висновок, що на першому етапі маємо задачу цілочисельного програмування, яку доцільно розв'язувати методом меж і розгалужень; на другому етапі виникає задача нелінійного програмування і для її розв'язку вибраний метод спроектваного лагранжіана.

Розроблено алгоритми і програмне забезпечення задачі оптимального керування в середовищі MatLab, ефективність яких підтверджена прикладом розрахунку кількості компресорних агрегатів і режиму роботи Богородчанської багатоцехової КС. Результати розрахунку показують, що можлива економія природного газу від впровадження методу оптимального керування процесом компримування природного газу може скласти 1,5–2% від загальних енергетичних затрат.

Розглянуті питання створення мікропроцесорної системи оптимального керування багатоцеховими КС на прикладі Богородчанського ЛВУМГ. Оскільки Богородчанська КС є куцковою КС і включає в себе три компресорні цехи, запропоновано ієрархічну розподілену систему керування, яка інтегрує в собі три автоматизовані системи керування (АСК) КС і забезпечує оперативно-диспетчерське керування ними в реальному часі з максимальним використанням штатних засобів автоматизації та перспектив її модернізації.

Система керування Богородчанського ЛВУМГ має чотирирівневу ієрархічну структуру. Перший та другий рівень охоплює компресорні станції (КС-21, КС-39-“УПУ”, КС-39-“Прогрес”). Третій рівень керування відноситься до рівня диспетчера ЛВУМГ, а четвертий – охоплює рівень диспетчера УМГ.

Найнижчий рівень системи керування являє собою мережу контролерів, які викону-

ють функції локального керування компресорними агрегатами (системи автоматичного керування (САК) ГПА). Вони забезпечують пуск та зупинку агрегатів, режим нормальної експлуатації агрегатів та їх аварійну зупинку в разі виходу технологічних параметрів за межі. Контролери формують керуючі дії на виконавчі пристрої системи керування відповідно до одержаної інформації через вимірювальні канали тиску, температури, витрати, вібрації тощо, та коригувальні впливи від інженера-технолога КС та диспетчера ЛВУМГ.

Другий рівень керування охоплює рівень АСК КС, який включає в себе низку функціонально-орієнтованих автоматизованих робочих місць (АРМ) для реалізації оперативного керування агрегатами КС, на базі інформації, яка концентрується від локальних САК ГПА. Автоматизоване робоче місце змінного інженера призначене для обробки, відображення й збереження в базі даних реального часу інформації про хід технологічного процесу, розрахунку режимів роботи КС та формування звітних документів.

Третій рівень системи керування – це рівень оперативного планування диспетчера ЛВУМГ (АСК ЛВУМГ). На цьому рівні концентрується інформація про роботу всіх компресорних станцій, яка необхідна для узагальненого контролю роботи станцій та оперативного планування їх роботи для виконання задачі на перекачування природного газу, поставленої диспетчером УМГ. На цьому рівні розв'язуються задачі розрахунку техніко-економічних показників роботи багатоцехової КС та оптимізації їх роботи на рівні ЛВУМГ. Диспетчер ЛВУМГ на основі проведених розрахунків та з урахуванням завдання від диспетчера УМГ, формує завдання на перекачування газу КС ЛВУМГ. Крім того, на цьому рівні, розгорнуті АРМ допоміжних об'єктів.

Частина інформації з рівня ЛВУМГ передається диспетчеру УМГ для оперативно-тактичного планування роботи транспортної системи УМГ.

За основу САК ГПА прийняті системи керування серії САТ фірми НВП “Нова техніка”, які реалізовані на програмно-технічних засобах

компанії "GE FANUC Automation" і є позитивний досвід їх роботи на КС "Бердичів", "Кіровоградська", "Волинська", "Ужгород" та "Доліна".

Апаратна частина нижнього рівня керування складається з програмованих логічних контролерів (ПЛК) 90-70 і ПЛК 90-30 фірми "GE FANUC", блоків вводу-виводу сигналів FIELD CONTROL, які пов'язані між собою мережею "Genius" у межах кожної компресорної станції. Шина "Genius" (локальна мережа) забезпечує обмін інформацією через послідовний канал між ПЛК, блоками FIELD CONTROL, дисплейною станцією змінного інженера-технолога та іншими АРМ і блоками, які мають відповідні канали або контролери зв'язку.

У результаті аналізу інструментальних пакетів верхнього рівня АСК відібрано для реалізації проекту програмний продукт SIMPLICITY (фірма GE Fanuc), який найкраще інтегрується з технічними засобами цієї ж фірми та має безпосередній об'єктний зв'язок з Excel та VBA, в якому розроблене об'єктно-орієнтоване вікно оптимізаційної задачі.

Програмне забезпечення задачі оптимального керування оформлене у вигляді прикладного програмного модуля, в який інтегрована низка програмних продуктів, розроблених у середовищах MathCAD, Matlab та Excel. Всі програмні продукти об'єднані інтегратором, написаним на об'єктно-орієнтованій мові Visual Basic. Він оформлений у вигляді об'єктного вікна в SIMPLICITY HMI (оптимізація роботи КС).

У процесі експлуатації ГПА та зі зміною пори року програма-інтегратор дає змогу проводити за бажанням персоналу КС адаптацію усереднених параметрів математичних моделей ГПА з використанням реальних значень режимних параметрів за відповідні періоди роботи минулого року.

Однією з підзадач САК КС є розрахунок різноманітних техніко-технологічних показників роботи ГПА та КС, серед них зокрема є такі: температура газу на виході з нагнітача, ступінь стиску в нагнітачі, наявна та ефективна потужність, коефіцієнт корисної дії, степінь наближення до зони помажу тощо. Такі розрахунки ґрунтуються, як правило, на знанні паспортних характеристик нагнітачів. Запропонований підхід до створення апроксиматорів даних характеристик з використанням нейромереж. Одержані залежності використані для розрахунку режимних параметрів нагнітачів. Для цього синтезований алгоритм розрахунку з нейромережною ідеологією.

Послідовний алгоритм нейрообчислень режимних параметрів відцентрового нагнітача PCL-804-2 апробований при практичних розрахунках режимів роботи нагнітача даного типу і підтвердив збіжність з реальними параметрами. Перевагою даного алгоритму перед традиційними методиками розрахунків у можливості коригування процесу розрахунку параметрів з урахуванням як об'єктивної (за результатами технічного обстеження) так і суб'єктивної (за

словесною характеристикою персоналу чи експертів) інформації про реальний стан нагнітача.

Таким чином, запропонована система оптимального керування групою цехів із різнотипними ГПА, які працюють паралельно, дає можливість розв'язати задачу мінімізації енерговитрат на привод шляхом перерозподілу навантаження між цехами КС.

Література

1 Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Ковалів Є.О. Нейрообчислювачі параметрів нагнітачів природного газу // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 5. – С. 39–41.

2 Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Ковалів Є.О. Аналітичні моделі газодинамічних приведених характеристик відцентрових нагнітачів природного газу // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2003. – № 1 (5). – С. 64–67.

3 Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Ковалів Є.О. Мікропроцесорна система оптимального керування компресорними станціями // Вісник технологічного університету Поділля. – 2003. – Том 1. Технічні науки. – С. 41–44.

4 Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Ковалів Є.О. Ідентифікація статичного стану нагнітачів природного газу на базі нейромереж // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 5. – С. 43–46.

5 Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Ковалів Є.О. Оптимізація технологічного режиму компримування природного азу. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 6. – С. 40–42.

6 Горбійчук М.І., Когутяк М.І., Ковалів Є.О. Математичне моделювання процесу компримування природного газу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3(8). – С. 21–26.