

УДК656.56:658.012.011.56; 656.56:681.3

І. Ч. ЛЕЩЕНКО, кандидат технічних наук (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ ЦЕХІВ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

Наведено постановку задачі оптимізації режиму роботи компресорного цеху магістрального газопроводу. Описано програмно-інформаційний комплекс параметричного контролю та оптимального керування агрегатами компресорного цеху. Наведено результати розрахунків, виконаних за допомогою комплексу.

На даний час у світі має місце тенденція до зростання ціни на такий важливий для економіки України енергетичний ресурс, як природний газ. Однак, із понад 75 млрд м³ природного газу що споживаються в Україні щорічно, лише 30% становить газ власного видобутку, решту доводиться імпортувати. Недостатні обсяги власного видобутку природного газу та швидкий ріст цін на нього зумовлюють необхідність підвищення ефективності використання палива й енергії, впровадження енергозберігаючих технологій.

Магістральні газопроводи є досить великими споживачами газу за рахунок власних потреб, технологічних і випадкових витрат. У парку газоперекачувальних агрегатів (ГПА) ДК "Укртрансгаз" газотурбінні агрегати становлять 65%, газомотокомпресорні – 13%. Щорічно ГПА цих типів витрачають на технологічні потреби, за різними оцінками, від 4,7 до 5,8 млрд м³ паливного газу. Аналіз парку агрегатів ДК "Укртрансгаз" показав, що ГПА з газотурбінним приводом, які пропрацювали менше ніж 15 років, становлять лише 32% [3]. Моральна застарілість газотурбінних ГПА, їх погіршений технічний стан є причиною збільшених, наднормативних витрат паливного газу. Зменшення цих витрат є важливим напрямом енергозбереження і дає суттєвий економічний ефект.

Інша важлива задача, яка стоїть перед газотранспортною галуззю країни, полягає в оптимізації режимів компресорних цехів. Згідно з різними джерелами, за рахунок вибору оптимального складу обладнання та оптимізації його режимів можна отримати економію енерговитрат за нормальних умов роботи в обсягах 3-5% загальних енерговитрат на компримювання газу [2, 4]. Для української газотранспортної системи це може становити близько 220 млн м³ щорічно.

У процесі експлуатації відбувається погіршення технічного стану газоперекачувальних агрегатів, їх характеристики тією чи іншою мірою відхиляються від паспортних. Оптимізація режимів роботи компресорного цеху з метою змен-

шення витрат паливного газу стає можливою саме завдяки розходженню фактичних характеристик агрегатів цеху. Отже, в галузі магістрального транспорту газу існує досить складна задача оптимального розподілу газових потоків і вибору найбільш економічного режиму роботи агрегатів з урахуванням різних технологічних обмежень.

Задача оптимізації режимів компресорних цехів нерозривно пов'язана із задачею експлуатації та обслуговування ГПА за фактичним технічним станом. На даний час у галузі ці задачі розглядаються, як правило, без взаємозв'язку, однак для досягнення кращих результатів зі скорочення витрат паливного газу компресорним цехом їх потрібно вирішувати в комплексі, тим більше, що багато в чому їхні рішення направлені на досягнення однієї мети, хоча і різними засобами. Так, при оптимізації режимів роботи компресорного обладнання основним критерієм є мінімум витрат паливного газу. Діагностика, що ставить за мету попередження аварій, контроль технічного стану ГПА, також опосередковано веде до скорочення паливно-енергетичних витрат. Комплексна постановка задачі близька до традиційного підходу експлуатаційного персоналу компресорних цехів, завдяки чому не повинна викликати додаткових ускладнень при впровадженні програмно-інформаційних засобів, розроблених для рішення цієї задачі.

За останні роки в газовій галузі України створено велику кількість різних систем автоматичного керування газоперекачувальними агрегатами та автоматизованих систем керування компресорними цехами. Але на газотранспортних підприємствах відчувається нестача сучасних ефективних та універсальних програмно-інформаційних засобів для виконання оперативних оцінок технічного стану основного обладнання, розрахунку реальної кількості газу, прокачаної кожним працюючим агрегатом, проведення аналізу й оптимізації режимів функціонування як систем магістральних газопроводів у цілому, так і їх окремих об'єктів з урахуванням технічного стану обладнання.

Виходячи з принципу комплексного підходу до рішення задач підвищення ефективності функціонування компресорного обладнання магістральних газопроводів, в Інституті загальної енергетики НАН України створено програмно-інформаційний комплекс параметричного контролю та оперативного керування роботою ГПА компресорного цеху. Програмний комплекс призначений забезпечити в процесі експлуатації газоперекачувальних агрегатів регулярний діагностичний контроль загального рівня технічного стану ГПА – газотурбінної установки і відцентрового нагнітача силами експлуатаційного персоналу або спеціально виділеного фахівця. Іншою важливою задачею, яку призначений розв'язувати комплекс, є супровід керування компресорним цехом на стаціонарних режимах. Ця задача вирішується шляхом визначення оптимальних схем включення ГПА і режимів роботи кожного з них. Окрім того, комплекс дозволяє визначити необхідні значень керуючих параметрів газотурбінної установки (ГТУ) при зміні завантаження агрегатів.

Експлуатація комплексу передбачається на головному щиті керування компресорного цеху магістрального газопроводу з конкретним типом газотурбінного приводу газоперекачувального агрегату. На першому етапі передбачається експлуатація програмно-інформаційного комплексу в режимі *offline*. При роботі в цьому режимі внесення необхідного обсягу вхідних даних забезпечується ручним введенням параметрів, одержуваних при епізодичних вимірах на працюючих ГПА компресорного цеху. Періодичність виміру вхідних параметрів ГПА (сеансів діагностування) обирається з міркувань експлуатаційного персоналу. При стабільному режимі експлуатації можна рекомендувати один вимір параметрів за добу. У подальшій роботі планується адаптувати комплекс для проведення сеансів діагностування в режимі *online*, коли вхідна інформація буде передаватись до комплексу автоматично.

Задача оптимізації режиму роботи компресорного цеху розглядається як задача перерозподілу потоків газу між агрегатами компресорного цеху з метою мінімізації витрат паливного газу, який споживається агрегатами з газотурбінним приводом. При цьому необхідно забезпечити виконання планового завдання на перекачування певної кількості газу при заданих тисках на вході та виході компресорного цеху та заданій вхідній температурі. Вирішуючи задачу оптимізації, не

обхідно розглядати кожен агрегат індивідуально із власними фактичними характеристиками. В такій постановці розглядається компресорний цех, в якому ГПА працюють за паралельною або паралельно-последовною схемами.

Потрібно мінімізувати сумарні по цеху витрати паливного газу, отже, цільова функція моделі має такий вигляд

$$q_{ПГ_{КЦ}} = \sum_{i=1}^m q_{ПГ_i} x_i \rightarrow \min. \quad (1)$$

Робота паралельної групи ГПА описується такими рівняннями:

$$P_{1_{КЦ}} = P_{1_i}; P_{2_{КЦ}} = P_{2_i}; T_{1_{КЦ}} = T_{1_i}; \quad (2)$$

$$\varepsilon_i = \frac{P_{2_i}}{P_{1_i}}; \quad (3)$$

$$Q_{КЦ} = \sum_{i=1}^m Q_i; \quad (4)$$

$$x_i = \begin{cases} 1 \\ 0 \end{cases}; \quad i = 1, 2, \dots, m, \quad (5)$$

де P_1, P_2 – відповідно тиск на вході та виході i -го відцентрового нагнітача (ВЦН); $P_{1_{КЦ}}, P_{2_{КЦ}}$ – відповідно тиск на вході та виході цеху; $T_{1_i}, T_{1_{КЦ}}$ – відповідно температура на вході i -го ВЦН та на вході цеху; ε_i – ступінь стиснення i -го ВЦН; $Q_{КЦ}, Q_i$ – відповідно зведена об'ємна подача газу через цех та i -й ВЦН; m – кількість працюючих ГПА цеху – для задачі з вибором обладнання, або кількість працюючих ГПА цеху – для задачі з фіксованою схемою роботи компресорного цеху.

Для певного ступеня стиснення кожного ВЦН ε_i відносна частота обертання валу ВЦН \bar{n} , зведена об'ємна подача газу $Q_{зв}$, що компримюється, політропний коефіцієнт корисної дії η_n та зведена внутрішня потужність ВЦН $N_{зв_i}$ співвідносяться згідно з фактичними характеристиками кожного ВЦН, які можна отримати шляхом введення ідентифікації технічного стану:

$$\varepsilon_i = \varepsilon(\bar{n}_i, Q_{зв_i}); \quad \eta_{n_i} = \eta(Q_{зв_i}); \quad (6)$$

$$N_{зв_i} = \left(\frac{N_i}{\rho_{1H_i}} \right)_{зв} = \frac{N_{зв_i}}{\rho_{1H_i}}(Q_{зв_i}),$$

де ρ_{1H_i} – густина газу на вході i -го ВЦН.

Для параметрів ВЦН існує ряд обмежень. Частота обертання кожного ВЦН обмежується мінімально і максимально припустимими обертами – n_{min}, n_{max} .

$$n_{\min} \leq n_i \leq n_{\max}. \quad (7)$$

Зведена об'ємна подача газу через i -й ВЦН обмежується мінімально і максимально припустимими значеннями – Q_{\min} , Q_{\max} :

$$1,1Q_{\min} \leq Q_{ВЦН_i} \leq Q_{\max}. \quad (8)$$

Коефіцієнт 1,1 за мінімально припустимої зведеної об'ємної подачі газу запобігає входженню ВЦН до помпажної зони.

Температура на виході i -го ВЦН не повинна перевищувати максимально припустимої температури $t_{2\max}$:

$$t_{2ВЦН_i} \leq t_{2\max}. \quad (9)$$

Регулюючи частоту обертання ВЦН, можна змінити зведену об'ємну подачу газу, отже і потужність агрегату і витрати паливного газу, які залежать від потужності. Потужність газотурбінного приводу пов'язана з потужністю нагнітача згідно із залежністю:

$$N_{e_i} = N_i + \Delta N_{\text{мех}} \left(\frac{n_i}{n_0} \right)^3; \quad (10)$$

де $\Delta N_{\text{мех}}$ – механічні витрати на валі силової турбіни ВЦН.

Наявна потужність кожної ГТУ обмежена зверху максимально припустимою потужністю ГТУ на режимі $N_{e_{\max i}}$, яка суттєво залежить від її технічного стану:

$$N_{e_i} \leq N_{e_{\max i}}. \quad (11)$$

Витрати паливного газу на поточному режимі для ГТУ розраховуються згідно із залежністю

$$q_{ПГ_i} = \left[1 + A_q^{P_4} \left(\frac{1}{K_{N_i}} + \frac{N_{e_i}}{K_{N_i}} - 1 \right) + B_q \right] q_{ПГ_0}, \quad (12)$$

де $A_q^{P_4}$, B_q – коефіцієнти, які не залежать від завантаження агрегату, а визначаються зовнішніми умовами і характеристикою газу, що транспортується; K_{N_i} – коефіцієнт технічного стану i -ї ГТУ за потужністю.

Таким чином, рівняння та нерівності (1)-(12) являють собою повну математичну модель компресорного цеху при роботі за одноступінчастою схемою. При роботі за двоступінчастою схемою в рівнянні (3) замість значення ступеня стиснення ГПА записується ступінь стиснення для групи послідовно працюючих агрегатів:

$$\varepsilon_{\text{групи}_i} = \varepsilon_{i1} \varepsilon_{i2} = \frac{P_{2\text{групи}_i}}{P_{1\text{групи}_i}}. \quad (13)$$

Газодинамічні характеристики ВЦН (6) і залежність (10) є нелінійними функціями, отже, це нелінійна задача оптимізації. Для рішення цієї задачі використано метод цілеспрямованого перебору варіантів, для чого було розроблено спеціальний алгоритм. Його особливість полягає в тому, що оперування з характеристиками ВЦН виконується не в абсолютному вигляді, як вони наведені в альбомі, а у відносних критеріальних параметрах. За такого підходу змінній $Q_{зв}$ відповідає змінна \bar{Q}/n ; змінний $\varepsilon - (\bar{H}_{\text{пол}}/n^2)$, змінний $(N/\rho_{1H})_{зв} - (\bar{N}/\rho_{1H}n^3)$, а робочі характеристики ступеня стиснення та політропного ККД (6) приймають відповідно такий вигляд:

$$\left(\frac{\bar{H}_{\text{пол}}}{n^2} \right) = \varphi \left(\frac{\bar{Q}}{n} \right),$$

$$\bar{\eta}_{\text{пол}} = \psi \left(\frac{\bar{Q}}{n} \right),$$

де $H_{\text{пол}}$ – політропний напір. Перехід до відносних критеріальних параметрів при роботі з характеристиками ВЦН дає можливість, по-перше, описати всі характеристики, в тому числі двомірну $\varepsilon = f(Q_{зв}, \bar{\eta})$, у вигляді відносних одномірних; по-друге, дозволяє використовувати отримані характеристики для будь-яких сполучень технічного стану вузлів ВЦН.

Оптимізація режиму роботи компресорного цеху виконується як для паралельного, так і для паралельно-последовного включення ВЦН. Алгоритми для різного включення ВЦН багато в чому подібні. Головна відміна алгоритму для паралельно-последовного включення ВЦН полягає в тому, що оптимізація режиму компресорного цеху з урахуванням технічного стану ГПА забезпечується як за рахунок вибору кількості газу, що перекачується кожною групою, так і за рахунок варіювання ступенів стиснення між нагнітачами кожної групи. Це забезпечує додаткову економію палива відносно оптимізації за об'ємною подачею.

Програмно-інформаційний комплекс параметричного контролю та оптимального керування роботою газоперекачувальних агрегатів цеху компресорного цеху вирішує такі задачі:

– розрахунок для кожного працюючого ГПА компресорного цеху показників технічного стану – коефіцієнта технічного стану ГТУ за потужністю та коефіцієнтів технічного стану ВЦН за політропним напором та політропним ККД;

– розрахунок для кожного працюючого ГПА компресорного цеху таких важливих вихідних показників роботи, як потужність ГТУ, ефективний ККД ГТУ, витрати паливного газу, а також

контрольованих показників ГТУ, що відповідають наявній потужності;

– розрахунок кількості газу, що перекачується кожним ГПА і компресорним цехом у цілому;

– оптимізація фактичного режиму компріювання за критерієм мінімуму витрат паливного газу агрегатами компресорного цеху. Розрахунок виконується для поточної схеми роботи ГПА цеху, без включення або відключення агрегатів. Оптимізація режиму досягається за рахунок зміни завантаження агрегатів із метою мінімізації споживання паливного газу їх газотурбінними приводами;

– розрахунок прогнозного режиму компріювання за критерієм мінімуму витрат паливного газу агрегатами компресорного цеху. Розрахунок виконується з фіксованою схемою роботи цеху або з вибором оптимальної схеми роботи ГПА. Оптимізація режиму досягається за рахунок введення в роботу агрегатів із кращим технічним станом і вибору такого їх завантаження, яке забезпечує мінімальне споживання паливного газу;

– прогнозний розрахунок регулюючих і контрольованих термодинамічних параметрів ГТУ для подальшої установки режимів із метою забезпечення планової потужності ГПА компресорного цеху (задача варіювання потужності);

– збереження вхідних і розрахункових даних за весь період експлуатації ГПА компресорного цеху з можливістю їх подальшого перегляду у вигляді таблиць і графіків.

Далі наведено приклади розрахунків, здійснених за допомогою програмно-інформаційного комплексу для цеху, в якому встановлені ГПА з газотурбінними приводами типу ГТК-10-4 та відцентровими нагнітачами типу 370-18-1 (звужений). Результати проведеного параметричного контролю газоперекачувальних агрегатів цього цеху наведено в табл. 1.

Таблиця 1. Оцінки технічного стану ГПА компресорного цеху

Номер агрегату	КТС ГТУ за потужністю	Технічний стан ВЦН		
		ККД політропний	КТС за політропним напором	КТС за політропним ККД
1	0,822	0,846	0,924	0,993
2	0,805	0,722	0,880	0,853
3	0,826	0,846	0,928	0,993
4	0,833	0,722	0,889	0,849
5	0,796	0,835	0,912	0,981
6	0,870	0,723	0,911	0,849

Для фактичного режиму роботи ГПА №1 (табл. 2) розраховано ряд важливих показників

роботи ГТУ і значення керуючого та базового параметра – температури після турбіни низького тиску (ТНТ) і перед турбіною високого тиску (ТВТ), тиску повітря після осьового компресор (ОК) для наявної потужності.

Таблиця 2. Показники фактичного режиму ГПА №1

Потужність, кВт		ККД ефективний	КТС за потужністю	Для наявної потужності			Втрати паливного газу, нм ³ /год
фактична	наявна			тиск після ОК, кгс/см ²	температура, град. С		
					перед ТВТ	після ТНТ	
6509	8594	0,222	0,822	3,08	780,0	519,8	2967,8

Виконано прогнозний розрахунок регулюючих і контрольованих термодинамічних параметрів ГТУ з метою забезпечення шести значень планової потужності (табл. 3).

Таблиця 3. Варіювання потужності для ГПА №1

Номер режиму	Потужність планова, кВт	ККД ефективний	Тиск після ОК, кг/м ³	Температура, град. С		Витрати паливного газу, нм ³ /год.
				перед ТВТ	після ТНТ	
1	12000	Планова потужність перевищує наявну – 8594 кВт				
2	9300	Планова потужність перевищує наявну – 8594 кВт				
3	8500	0,237	3,07	776,9	518,3	3637,3
4	7600	0,231	2,88	747,6	503,2	3334,7
5	5400	0,211	2,43	675,8	466,5	2595,0
6	3200	Планова потужність нижча за рекомендований мінімум для даного типу ГТУ – 4800 кВт				

Розрахунки показали, що не всі задані режими можуть бути реалізовані агрегатом №1. Хоча максимальна потужність ГТУ типу ГТК-10-4 за паспортом становить 12000 кВт, для фактичного технічного стану ГТУ агрегату №1 і для даних зовнішніх умов наявна потужність дорівнює 8594 кВт. Отже, режими 1 і 2 забезпечити неможливо. Забезпечити режим роботи ГТУ з потужністю 3200 кВт (режим 6) також неможливо, оскільки методично мінімально допустима потужність для даного типу ГТУ становить 4800 кВт. Для інших значень планової потужності розраховано значення керуючого та базового параметрів. Розраховавши значення цих параметрів, можна отримати необхідну потужність газотурбінного приводу.

З метою мінімізації витрати паливного газу газотурбінними агрегатами оптимізовано фактичний режим з такими вхідними параметрами:

– комерційна подача газу на вхід цеху	50,53 млн м ³ /доб.;
– температура газу на вході цеху	+15,0 °С;
– тиск газу на вході цеху	51,00 кГс/см ² ;
– тиск газу на виході цеху	70,55 кГс/см ² ;
– атмосферний тиск	760,0 мм рт. ст.;
– температура повітря на вході ОК	+15,0 °С.

Результати оптимізації показують (табл. 4), що за рахунок перерозподілу завантаження між агрегатами цеху досягається добова економія паливного газу 4985 м³.

Необхідно зазначити, що режим, який розглядався в даному прикладі, не є напруженим з огляду на завантаження ГПА, тому в агрегатів є великий запас за потужністю, отже, і широка можливість для перерозподілу потоків газу між ними.

Оцінюючи для української газотранспортної системи (ГТС) можливу економію паливного газу за рахунок вибору оптимальних режимів роботи ГПА, треба зробити таке зауваження. Максимальна пропускна спроможність української ГТС оцінюється на вході майже у 290 млрд м³, на виході – 175 млрд м³, у тому числі до країн Центральної та Західної Європи – 140 млрд м³ газу на рік [1]. Між тим, у 2005 році ГТС ДК "Укртрансгаз" було транспортовано 200,2 млрд м³ природного газу. Транзит газу до країн Західної та Центральної Європи становив 121,5 млрд м³, що було найвищим показником за всі роки існування української ГТС. Отже, магістральні газопроводи

України працюють у режимі неповного завантаження, що надає можливості для перерозподілу потоків газу між цехами КС та агрегатами в цехах. Оптимізація режимів роботи газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій за критерієм мінімуму витрат паливного газу на українських магістральних газопроводах може дати економію паливного газу на рівні 1,5-3,5%, що співпадає з оцінками експертів [2].

За допомогою комплексу параметричного контролю й управління ГПА компресорного цеху було досліджено прогнозні режими роботи компресорного цеху. Існує дві постановки задачі прогнозного розрахунку, які відрізняються між собою тим, що для першої постановки задачі схема роботи цеху залишається зафіксованою, а для другої – здійснюється вибір ГПА для роботи з урахуванням їх технічного стану. Для розрахунку прогнозного режиму роботи компресорного цеху поставлено завдання на транспорт 56,8 млн м³ газу за добу при тиску на вході цеху 52,0 кГс/см² і тиску на виході цеху 72,0 кГс/см².

При розрахунку прогнозного режиму з фіксованою схемою цеху (табл. 5) у роботі знаходяться агрегати 1, 2, 5 і 6. При цьому сумарні за цехом витрати паливного газу становили 279618,3 м на добу. При розрахунку цього ж режиму з вибором схеми цеху замість агрегату 5 був включений агрегат 3, який знаходиться у кращому технічному стані.

Для другого варіанта розрахунку сумарні за цехом витрати паливного газу становили 277165,0 м³ на добу, що пов'язане з тим, що пра-

Таблиця 4. Показники фактичного і оптимізованого режимів

Група	Ступінь	№ ГПА	Об'ємна подача газу, м ³ /хв.	Ступінь стиснення	Оберти зведені	Фактична потужність, кВт	Витрати паливного газу, м ³ /доб.	
Фактичний режим								
1	1	1	289,0	1,193	0,958	5319	73288,8	
	2	2	259,9	1,158	0,903	5539	63806,4	
2	-	3	агрегат у резерві					
	-	4	агрегат у ремонті					
3	1	5	328,3	1,192	0,959	6023	68349,6	
	2	6	315,3	1,158	0,903	6266	65611,2	
Сумарні за цехом витрати паливного газу							271056,0	
Оптимізований фактичний режим								
1	1	1	298,9	1,185	0,957	5233	72407,5	
	2	2	265,1	1,161	0,893	5621	64472,9	
2	-	3	агрегат у резерві					
	-	4	агрегат у ремонті					
3	1	5	317,8	1,198	0,864	5995	68119,3	
	2	6	280,0	1,148	0,734	5659	61070,3	
Сумарні за цехом витрати паливного газу							266069,9	
Економія паливного газу							4985,0	

Таблиця 5. Результати розрахунку прогнозних оптимальних режимів

Група	Ступінь	№ ГПА	Об'ємна подача газу, м ³ /хв.	Ступінь стиснення	Оберти зведені	Фактична потужність, кВт	Витрати паливного газу, м ³ /доб.	
без зміни схеми цеху								
1	1	1	337,4	1,185	0,9852	6378,9	70177,0	
	2	2	300,3	1,146	0,9176	6327,5	70853,8	
2	-	3	агрегат у резерві					
	-	4	агрегат у ремонті					
3	1	5	335,1	1,185	0,9882	6403,4	72022,4	
	2	6	298,3	1,146	0,8985	6279,9	66565,1	
Сумарні за цехом витрати паливного газу							279618,3	
з вибором схеми цеху								
1	1	1	334,4	1,1854	0,9808	6302,9	69563,8	
	2	2	297,5	1,1458	0,9123	6229,1	70042,4	
2	1	3	338,1	1,1854	0,9862	6394,8	70305,4	
	-	4	агрегат у ремонті					
3	-	5	агрегат у резерві					
	2	6	300,8	1,1458	0,9032	6370,2	67253,3	
Сумарні за цехом витрати паливного газу							277165,0	

цює агрегат, який знаходиться у кращому технічному стані і споживає менше паливного газу.

Слід зазначити, що актуальними є обидві постановки задачі розрахунку прогнозного режиму. Адже в газотранспортній галузі існують технологічні вимоги, які передбачають досить повільні зміни керуючих впливів, що виключає невинуватено часте включення або відключення ГПА.

Всі незначні (до 5%) зміни у завданні на транспорт газу повинні забезпечуватися зміною тільки режимів працюючих ГПА. Зміни завдання на транспорт, що вимагають введення в роботу або виведення з роботи додаткових агрегатів, відбуваються зазвичай не частіше ніж раз на квартал.

При створенні програмно-інформаційного комплексу параметричного контролю й оперативного управління газоперекачувальними агрегатами компресорних цехів значну увагу було приділено дослідженню режимів, які відрізняються від проектних. Однією з причин виникнення таких режимів є погіршення технічного стану устаткування на компресорних станціях. Оскільки більшість магістральних газопроводів вводилася в експлуатацію понад 20 років тому, то не-проектні режими, в цілому, є типовими для української ГТС.

Було розраховано прогнозний режим при завданні на транспорт 88,0 млн м газу за добу при тиску на вході цеху – 52,0 кГс/см² і тиску на виході цеху – 72,0 кГс/см². Виконано два варіанти розрахунків: перший для номінального технічного стану ГПА компресорного цеху, другий – для фактичного технічного стану агрегатів. Результати розрахунків показали (табл. 6), що за номінального технічного стану газоперекачувальних агрегатів заданий режим може бути забезпечений. Але при врахуванні фактичного технічного стану агрегатів режим не може бути реалізований через дефіцит потужності ГПА. Для забезпечення транспорту даної кількості газу необхідно знизити тиск на виході компресорного цеху з 72 кГс/см² до 71,4 кГс/см².

Проведені розрахунки показали, що програмно-інформаційний комплекс параметричного контролю й оптимального управління ГПА компресорного цеху працює задовільно. Використання програмно-інформаційного комплексу параметричного контролю й оптимального управління ГПА компресорного цеху дозволяє підвищити надійність роботи газоперекачувального устаткування за рахунок постійного моніторингу індивідуального технічного стану кожного агрегату, забезпечити зниження витрат паливного газу за рахунок оптимізації режимів

Таблиця 6. Прогнозний режим для різного технічного стану ГПА

Група	Ступінь	№ ГПА	Об'ємна подача газу, м ³ /хв.	Ступінь стиснення	Оберти зведені	Фактична потужність, кВт	Витрати паливного газу, м ³ /доб.
для номінального технічного стану ГПА							
1	1	1	339,0	1,155	0,871	5337	54097,9
	2	2	307,0	1,193	0,910	6700	63137,1
2	1	3	333,0	1,199	0,945	6493	61760,1
	2	4	293,6	1,149	0,847	5313	53935,1
3	1	5	379,6	1,115	0,902	5557	55555,6
	2	6	354,9	1,235	0,995	9043	78670,7
Сумарні за цехом витрати паливного газу							367156,5
для фактичного технічного стану ГПА							
1	1	1	345,0	1,140	1,037	6259	69209,7
	2	2	318,4	1,198	0,985	8313	87213,5
2	1	3	338,0	1,194	0,983	6559	71352,0
	2	4	299,1	1,144	0,907	6291	68799,0
3	1	5	368,6	1,137	1,022	6515	72948,9
	2	6	340,5	1,201	0,983	8997	87271,6
Сумарні за цехом витрати паливного газу							456794,7
Через перевантаження ГПА знижено тиск на виході цеху до 71,4 кГс/см ²							

роботи компресорного устаткування. Надалі планується розширення функціональних можливостей комплексу для оптимізації режимів

роботи компресорних станцій, до складу яких входять як газотурбінні, так і електропривідні агрегати.

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року (Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. №145-р). – С. 75

2. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2001. – 288 с.

3. Костенко Д. Энергосберегающие парогазовые технологии // 2006. – №2 (<http://www.tek.ua>).

4. Концепція енергосбереження в ОАО "Газпром" на 2001-2010 гг.: Матеріали Бюро НТС ОАО "Газпром" – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2001. – С. 25-35.