

І. Ч. Лещенко

Інститут загальної енергетики НАН України, Київ

КОМПЛЕКС ПАРАМЕТРИЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ ТА РЕЗУЛЬТАТИ ЙОГО АПРОБАЦІЇ

Анотація: Описано програмний комплекс параметричної діагностики газотурбінних установок та відцентрових нагнітачів компресорних станцій. Наведені результати його апробації на компресорних станціях Сызрань ТОВ "Волгоградтрансгаз" та Пуртазівська ТОВ "Сургутгазпром".

Ключові слова: газотранспортна система, компресорна станція, відцентровий нагнітач, газотурбінна установка, фактичний технічний стан обладнання.

И. Ч. Лещенко. КОМПЛЕКС ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА И РЕЗУЛЬТАТЫ ЕГО АПРОБАЦИИ.

Аннотация: Описан программный комплекс параметрической диагностики газотурбинных установок и центробежных нагнетателей компрессорных станций. Приведены результаты его апробации на компрессорных станциях Сызрань ООО "Волгоградтрансгаз" и Пуртазовская ООО "Сургутгазпром".

Ключевые слова: газотранспортная система, компрессорная станция, центробежный нагнетатель, газотурбинная установка, фактическое техническое состояние оборудования.

I. Leschenko. THE COMPLEX FOR COMPRESSOR STATIONS CAPITAL EQUIPMENT PARAMETRIC DIAGNOSTIC AND ITS APPLYING RESULTS.

Abstract: The complex of turbine installations and centrifugal superchargers of compressor stations parametric diagnostic is depicted. The results of its applying on compressor stations Syzran' and Purtaaz.

Keywords: gas pipeline, compressor station, centrifugal force-pump, gas turbine, equipment's real technical condition.

Найбільші у світі транзитні потоки природного газу проходять через Україну, що позначилося на розвитку її системи трубопровідного транспорту газу (СТТГ), яка є однією з найскладніших у світі. Наразі особливо гостро стоять питання про закріплення статусу

України як найбільшої у світі газотранзитної держави та про виведення СТТГ країни на рівень високоекономічних і надійних систем. Проте більше половини українських магістральних газопроводів технічно застарілі, оскільки експлуатуються з 60–70-х років ми-

нуло століття. На більшості компресорних станцій (КС) таких потужних магістральних газопроводів країни, як "Союз", "Прогрес" та Уренгой–Ужгород встановлене імпортне високотехнологічне устаткування, але значна його частина вимагає заміни та реновації. Майже половина з 690 газоперекачувальних агрегатів, які нині функціонують на українських КС, застаріли як фізично, так і морально. Більше 15 % агрегатів взагалі відпрацювали встановлений моторесурс і не спроможні забезпечувати надійне помпування газу. Такий стан справ негативно впливає на ефективність роботи СТТГ України, в тому числі експортно-імпортних газопроводів, від безперебійної роботи яких залежить економічна та енергетична безпека держави. Протягом останніх років такі країни світу, як США, Німеччина, Канада, Голландія, успішно вирішують проблеми своїх газотранспортних систем не стільки за рахунок збільшення кількості компресорного обладнання й прокладання нових трубопроводів, скільки за рахунок оптимізації режимів роботи працюючих станцій, збільшення ефективності, надійності та продовження строків служби встановлених компресорів, тобто ці країни здійснили перехід до експлуатації обладнання СТТГ "за технічним станом".

З огляду на об'єктивні тенденції розвитку газової галузі України за умов переходу до експлуатації обладнання "за технічним станом" збільшується значення ідентифікації технічних характеристик основного обладнання СТТГ. Системи автоматичного керування газоперекачувальними агрегатами й автоматизовані системи керування компресорними цехами, які експлуатуються у газовій галузі, не вирішують важливої задачі – автоматичного отримання оцінок технічного стану основних технологічних об'єктів системи транспорту газу [1, 2], хоча ці дані потрібні на всіх рівнях управління СТТГ, починаючи з рівня компресорних станцій. Через відсутність оператив-

ної інформації про технічний стан обладнання часто тільки від кваліфікації операторів газотранспортних підприємств залежить рішення задачі вибору кількості працюючих на КС машин. А через небезпеку створення аварійної ситуації при ручному управлінні експлуатаційний персонал вважає за краще працювати на режимах із заниженими потужностями й кількістю агрегатів, більшою за оптимальну. В результаті цього маємо перевитрати газу на власні потреби або роботу газоперекачувального обладнання на неприпустимих режимах. Отже, актуальною є задача розробки й впровадження програмно-інформаційних засобів, які дали б можливість оперативно оцінювати технічний стан основного обладнання газопроводів, формувати на кожній КС базу даних показників технічного стану основного обладнання, яка б оновлювалась із заданою періодичністю.

Визначені в умовах компресорної станції вібростан і газодинамічні параметри газоперекачувального агрегату (ГПА) дають порівняно об'єктивну й досить оперативну інформацію про його технічний стан. Застосування методів вібродіагностики передбачає використання спеціальних, нештатних приладів, часто потребує залучення висококваліфікованого персоналу, що пов'язано з додатковими матеріальними витратами. Тож за умов обмеження інвестицій найбільш привабливими є методи параметричної діагностики, які оперують газодинамічними параметрами зі штатного набору й не вимагають залучення додаткового обладнання та персоналу. Для виконання на адекватному рівні регулярних диспетчерських розрахунків транспорту газу крім оцінок технічного стану ГПА потрібна оцінка його основних технологічних показників: потужності, витрат газу на власні потреби, обсягу газу, що пропомпований агрегатом. З перерахованих показників головним при експлуатації є фактична потужність агрегату на режимі, інші параметри в тій чи

іншій мірі є похідними від потужності. Дотепер на компресорних станціях вітчизняних газопроводів, навіть обладнаних автоматичною системою управління, зазначені показники ГПА регулярно не визначаються з необхідною точністю, експлуатаційний персонал цією важливою інформацією не володіє в повному обсязі.

Розрахункові методи оцінки завантаження ГПА, які застосовуються в галузі, за місцем визначення потужності можна умовно розділити на дві групи:

- 1) визначення потужності по газотурбінному приводу;
- 2) визначення потужності по відцентровому нагнітачу (ВЦН).

Методи визначення потужності по газотурбінному приводу за тепловим балансом і за витратами тепла варто віднести, скоріше, до стендових, придатних для здавальних і контрольних іспитів, а за потужнісним параметром і за перепадом на конфузорі осьового компресора – до досить наближених. Метод визначення потужності по ВЦН за параметрами газу, що компримується, є не зовсім точним. Головна проблема полягає у визначенні кількості газу, яка перекачується нагнітачем. Якщо навіть на КС встановлені вимірювачі комерційної продуктивності ВЦН, все ж немає гарантії, що визначення потужності буде точним. Причина полягає в тому, що при неналежному стані запірної арматури компресорного цеху існує так званий "зворотний зв'язок", при якому частина газу після ВЦН потрапляє знову на його вхід. У цьому випадку фактична кількість прокачаного агрегатом газу є більшою, ніж та, що потрапила до труби наступної лінійної ділянки, і, відповідно, обрахована на основі цих значень продуктивності потужність ВЦН буде не точною. Крім того, більшість методів оцінки технічного стану компресорного обладнання, що застосовуються в галузі, досить трудомісткі, вима-

гають великих витрат часу на підготовку й вимірювання параметрів, оскільки їх перелік зазвичай виходить за рамки штатного набору. Організувати додаткові заміри для постійної оцінки на кожній компресорній станції технічного стану ГПА досить проблематично, враховуючи технічні й часові можливості експлуатаційного персоналу. З цієї причини такі методи застосовуються лише при виконанні спеціальних і контрольних іспитів.

В Інституті загальної енергетики НАН України разом із фахівцями Інженерно-технічного центру "Оргтехдіагностика" (м. Москва, Російська Федерація) створений програмно-інформаційний комплекс параметричної діагностики газотурбінної установки (ГТУ) та ВЦН газоперекачувальних агрегатів КС. В ньому застосовано методика, яка передбачає, у першу чергу, визначення технічного стану ГТУ за потужністю та її фактичної потужності, яка обмежує потужність нагнітача. Діагностика ВЦН виконується на базі його режимних параметрів та розрахованої фактичної потужності привода. Після проведення оцінки технічного стану ВЦН виконується побудова його фактичних газодинамічних характеристик, які в процесі експлуатації суттєво відхиляються від паспортних.

Робочий процес газотурбінного двигуна являє собою сукупність тісно пов'язаних складних і різномірних процесів, які відбуваються в його елементах. Взаємодія цих елементів така, що зміна хоча б одного з параметрів у проточній частині – температури, тиску, частоти обертання валу – тягне за собою зміни параметрів майже в усіх інших вузлах та елементах. Незначні зміни параметрів, складаючись, можуть привести до помітних змін потужності та витрат паливного газу. Застосовані в програмно-інформаційному комплексі методи оцінки технічного стану ГТУ основані на використанні рівнянь, які відображають взаємозв'язок між параметрами робочого процесу, параметрами оточуючого середо-

вища, потужністю ГТУ та витратами паливного газу.

В газотранспортних об'єднаннях експлуатуються ГТУ, які суттєво відрізняються в частині організації їх регулювання. Цим обумовлені особливості застосування запропонованих методів для різних типів ГТУ. Загальними параметрами, які необхідно виміряти для розрахунку показників технічного стану ГТУ будь-якого типу, є температура оточуючого повітря та атмосферний тиск. Перелік інших газодинамічних параметрів, які потрібні для розрахунків, залежить від особливостей регулювання газотурбінної установки. Усі наявні в експлуатації типи ГТУ можна умовно поділити на кілька груп, беручи до уваги наявність схожих функціональних залежностей між параметрами циклу та законів регулювання. Для оцінки технічного стану ГТУ, що входять до цих груп, необхідні однакові вихідні дані, наприклад:

- для ГТУ з однокаскадним повітряним компресором типів ГТ-750-6 та ГТК-10 вихідними даними для розрахунку є тиск повітря на виході осьового компресора (ОК) та температура продуктів згорання перед турбіною високого тиску або після турбіни низького тиску;
- для ГТУ з однокаскадним повітряним компресором та регульованим сопловим апаратом турбіни низького тиску типів ГТК-10І та ГТК-25І вихідними даними є: тиск повітря на виході ОК, температура продуктів згорання після турбіни низького тиску, частота обертання валу високого тиску;
- для ГТУ з двокаскадним повітряним компресором типів ГПА-Ц-16 та ГТН-25 вихідними даними є частота обертання валу високого тиску та частота обертання валу низького тиску.

Для газотурбінних установок типу ГТК-10-4 фактична ефективна потужність обчислюється за формулою

$$N_{e\phi} = N_{e_0} \left(1 + K_{P_4}^N \frac{P_{4k} - P_{4k_0}}{P_{4k_0}} + K_{T_3}^N \frac{T_3 - T_{3_0}}{T_{3_0}} + K_{P_a}^N \frac{P_a - P_{a_0}}{P_{a_0}} + K_{Q_p}^N \frac{Q_p^H - Q_{p_0}^H}{Q_{p_0}^H} \right),$$

тут $K_{P_4}^N, K_{T_3}^N, K_{P_a}^N, K_{Q_p}^N$ – коефіцієнти взаємного впливу змін відповідно тиску після ОК, температури повітря на вході в ОК, атмосферного тиску та нижчої теплоти згорання газу на зміни потужності ГТУ; P_{4k}, P_{4k_0} – тиск після ОК на режимі та номінальний; T_3, T_{3_0} – фактична й номінальна температури повітря на вході в ОК; P_a, P_{a_0} – фактичний та номінальний атмосферний тиск; $Q_{p_0}^H, Q_p^H$ – номінальна найнижча теплота згорання газу та найнижча теплота згорання газу, який транспортується; N_{e_0} – номінальна потужність ГТУ.

Для інших типів ГТУ ця формула відрізняється складом параметрів.

Коефіцієнт технічного стану ГТУ за потужністю визначається як співвідношення фактичної ефективної потужності $N_{e\phi}$ та еталонної потужності N_{em} : $K_N = \frac{N_{e\phi}}{N_{em}}$. Під

еталонною мається на увазі потужність, яку мала б ГТУ на поточному режимі при номінальному технічному стані.

Для визначення витрат паливного газу на поточному режимі використовується залежність

$$q_{\Pi T} = \left[1 + K_{P_4}^q \left(\frac{1}{K_N} + \frac{N_e}{K_N} - 1 \right) + K_{T_3}^q \frac{T_3 - T_{3_0}}{T_{3_0}} + K_{P_a}^q \frac{P_a - P_{a_0}}{P_{a_0}} + K_{Q_p}^q \frac{Q_p^H - Q_{p_0}^H}{Q_{p_0}^H} \right] q_{\Pi T_0},$$

де $K_{P_4}^q, K_{T_3}^q, K_{P_a}^q, K_{Q_p}^q$ – коефіцієнти взаємного впливу змін відповідно тиску після ОК,

температури повітря на вході в ОК, атмосферного тиску та найнижчої теплоти згоряння газу на зміни витрат паливного газу агрегатом.

Застосовані в програмно-інформаційному комплексі методи оцінки технічного стану ГТУ відрізняються компактністю обчислень, можливістю використання мінімуму вхідних параметрів, а також можливістю оцінки таких важливих функціональних параметрів режиму ГТУ, як потужність, витрати газу на власні потреби, ефективний ККД, максимально припустима потужність.

Знання фактичної потужності привода дає можливість визначити через повний напір фактичні (з урахуванням внутрішніх станційних перетоків) витрати газу, що перекачуються агрегатами КС. Ідентифікація фактичного технічного стану ВЦН виконується на базі параметрів режиму (тиск і температура на його вході та виході) та розрахованого значення фактичної потужності ГТУ. Для інтегрального опису технічного стану відцентрового нагнітача використовуються коефіцієнти технічного стану за політропним напором $K_{H_{пол}}$ та політропним ККД $K_{\eta_{пол}}$, які характеризують відповідно стан лопаток робочого колеса і дифузора та стан ущільнення по покривному диску робочого колеса ВЦН.

Коефіцієнт технічного стану відцентрового нагнітача за політропним ККД обраховується за формулою $K_{\eta} = \frac{\eta_{полф}}{\eta_{полем}}$, де $\eta_{полф}, \eta_{полем}$ – фактичний та еталонний політропний ККД нагнітача. Коефіцієнт технічного стану відцентрового нагнітача за політропним напором обраховується за формулою $K_H = \frac{H_{полрозр}}{H_{полем}}$, де $H_{полрозр}, H_{полем}$ – розрахунковий та еталонний політропний напір. Під еталонним політропним ККД та еталонним політропним напором маються на увазі відповідні значення па-

раметрів при номінальному технічному стані ВЦН.

На базі обчислених коефіцієнтів технічного стану проводиться корегування паспортних газодинамічних характеристик нагнітача. Основною характеристикою відцентрового нагнітача є ступінь підвищення тиску $\varepsilon = \varepsilon(\bar{n}, Q_{зв})$, де \bar{n} – відносна частота обертання; $Q_{зв}$ – зведена об'ємні витрати.

Інші характеристики ВЦН, наведені в його паспорті, – це політропний коефіцієнт корисної дії $\eta_n = \eta(Q_{зв})$ та зведена відносна внутрішня потужність нагнітача $N_{зв} = \left(\frac{N_i}{\rho_{1H}} \right)_{зв} = \frac{N_i}{\rho_{1H}} (Q_{зв})$, де ρ_{1H} – густина газу на вході ВЦН.

У процесі експлуатації зсув характеристик ВЦН відбувається не паралельно паспортним характеристикам. Наприклад, характеристика ступеня підвищення тиску $\varepsilon = \varepsilon(\bar{n}, Q_{зв})$ більше відхиляється від паспортної в області малих витрат. Особливість методу оцінки фактичного технічного стану ВЦН та отримання його фактичних характеристик, який застосований у програмно-інформаційному комплексі [3, 4], полягає в тому, що в ньому відбувається оперування з характеристиками ВЦН не в абсолютному вигляді, як вони наведені в альбомі, а у відносному критеріальному вигляді. При такому підході у характеристиках ВЦН змінній $Q_{зв}$ відповідає

змінна $\frac{\bar{Q}}{n}$; змінній $\varepsilon = \left(\frac{H_{пол}}{n^2} \right)$, змінній

$\left(\frac{N}{\rho_{1H}} \right)_{зв} = \left(\frac{\bar{N}}{\rho_{1H} n^3} \right)$, а робочими характеристиками є відповідно: $\left(\frac{H_{пол}}{n^2} \right) = \varphi \left(\frac{\bar{Q}}{n} \right)$,

$$\bar{\eta}_{пол} = \psi \left(\frac{\bar{Q}}{n} \right) \text{ та } \left(\frac{\bar{Q}}{n} \right) = \left(\frac{Q_{зв}}{n} \right) / \left(\frac{Q_{зв}}{n} \right)_0,$$

де $H_{\text{пол}}$ – політропний напір. Індексом "0" позначені параметри, що відповідають номінальному режиму.

Перехід до відносних критеріальних параметрів при роботі з характеристиками ВЦН дає можливість, по-перше, описувати всі характеристики, в тому числі й двомірну $\varepsilon = f(Q_{36}, \bar{n})$, у вигляді відносних одноірних; по-друге, використовувати отримані характеристики для будь-яких сполучень технічного стану вузлів ВЦН.

Застосовані в програмно-інформаційному комплексі методи оцінки технічного стану ГТУ добре працюють у діапазоні рекомендованих значень завантаження ГТУ 60–120 % від номінальної потужності. При роботі з меншими потужностями рекомендується змінити схему роботи компресорного цеху та більше завантажити агрегати. Суттєвою перевагою обраних методів діагностування ГТУ та ВЦН є те, що вони оперують виключно штатними параметрами, які вимірюються на агрегаті.

До комплексу параметричної діагностики основного обладнання компресорних станцій включені програми для оперативного діагностування тих типів ГТУ, які найбільш широко експлуатуються на КС України й Росії: ГТК-10-4, ГТК-10М, ГТ-750-6, ГТК-10І, ГТК-10ІР, ГТК-25І, ГТК-25ІР, ГПУ-10, ГПА-Ц-6.3, ГПА-Ц-16, ГТН-25, ГПУ-12П, ГПУ-

16П. Комплекс може працювати з відцентровими нагнітачами усіх типів.

Програмно-інформаційний комплекс параметричної діагностики основного обладнання компресорних станцій СТТГ використовується фахівцями Інженерно-технічного центру "Оргтехдіагностика" (м. Москва) під час проведення паспортизації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях ВАТ "Газпром". Першу версію програмно-інформаційного комплексу впроваджено у таких товариствах Російської Федерації:

- "Волгоградтрансгаз" (м. Волгоград) для газоперекачувальних агрегатів із приводами типів ГТК-10-4, ГТК-10-І та ГТК-10-М;
- "Уренгойгазпром" (м. Уренгой) для газоперекачувальних агрегатів із приводом ГПА-Ц-16;
- "Югтрансгаз" (м. Саратов) для газоперекачувальних агрегатів із приводом ГПУ-10.

Оскільки для методик, застосованих у програмно-інформаційному комплексі, суттєвим є точність розрахунку фактичної потужності ГТУ, важливо переконатись, що потужність розраховується правильно. На даний час у газотранспортній галузі прилади, здатні вимірювати потужність привода або нагнітача працюючого газоперекачувального агрегату, експлуатуються в обмеженій кількості. Компанією "Космос–Нефть–Газ" (Російська Фе-

Таблиця. Потужності газотурбінного приводу ГТК-10-4 агрегату КС Сызрань ТОВ "Волгоградтрансгаз"

Номер режиму	Потужність заміряна, кВт	Потужність, розрахована з використанням методики "за потужнісним параметром ГТУ", кВт	Похибка, %	Потужність, розрахована комплексом параметричної діагностики, кВт	Похибка, %
1	4 930	4 972,7	0,87	4 776,6	-3,21
2	5 403	5 353,2	-0,92	5 337,5	-1,23
3	6 526	6 336,8	-2,90	6 518,8	-0,11
4	7 609	7 386,4	-2,93	7 601,9	-0,09
5	6 086	6 048,6	-0,61	6 096,9	0,18
6	5 405	5 406,9	0,04	5 391,6	-0,25

дерація) розроблено безконтактний вимірювач потужності та крутильного моменту М-106М, призначений для вимірювання потужності, яку розвиває в процесі роботи газотурбінна установка типу ГТК-10. Пристрій закріплюється на вал газотурбінної установки і може працювати тільки з ГТУ цього типу. На агрегаті з газотурбінним приводом типу ГТК-10-4 на КС Сизрань ТОВ "Волгоградтрансгаз" фахівці ІТЦ "Оргтехдіагностика" провели випробування вимірювача крутильного моменту й потужності М-106М. Одночасно були виконані розрахунки потужності газотурбінного приводу за допомогою програмно-інформаційного комплексу параметричної діагностики основного обладнання КС та з використанням методики "за потужнісним параметром ГТУ". Зіставлення виміряних та розрахованих потужностей наведено в таблиці.

Як видно з таблиці, при розрахунках за допомогою програмно-інформаційного комплексу найбільше значення похибки ($-3,21\%$) спостерігається для режиму 1. Це обумовлено тим, що на цьому режимі агрегат працював за межами рекомендованого діапазону за потужністю (для ГТУ типу ГТК-10-4 номінальна потужність дорівнює 10 000 кВт). В рекомендованому ж діапазоні завантаження (режими 2–6) різниця між потужностями, отриманими за вимірами приладом М-106М, та розрахованим програмним комплексом параметричної діагностики складає 0,09–1,23%. Отримані значення похибок обумовлюються методами розрахунку, вони є прийнятними при рішенні диспетчерським персоналом задач ідентифікації технічного стану основного обладнання та аналізу режимів газотранспортних систем. Похибки розрахунків з використанням методики "за потужнісним параметром ГТУ" є значно більшими, вони складають до 2,93% саме в рекомендованому діапазоні завантажень агрегату.

Необхідно зробити важливе зауваження щодо отриманих результатів. Методики, які

застосовані в комплексі для оцінки технічного стану як ГТУ, так і ВЦН, оперують невеликою кількістю вимірюваних параметрів, але пред'являють певні вимоги до точності вихідної інформації. Так, при проведенні діагностування ВЦН важливим моментом є наявність саме агрегатних значень тиску та температури газу. В разі використання загальноцехових вимірів результати будуть неадекватними, оскільки тиск і температура на вході та виході кожного окремого агрегату можуть відрізнятися на декілька відсотків. Для наведених у табл. 1 розрахунків вимірювання значень тисків за осьовим компресором на вході та виході ВЦН виконувалося зразковими манометрами класу 04. Вимірювання температури повітря на вході осьового компресора, газу на вході та виході ВЦН виконувалося термометрами ТЦМ 9210 М4. Вимірювання температури продуктів згоряння за турбіною низького тиску й частоти обертання валів високого тиску та низького тиску виконувалося штатною системою МСКУ 4510СС. При застосуванні вимірювальних приладів, які знаходяться у належному стані, похибки результатів розрахунків є мінімальними. Вихідні дані, взяті безпосередньо з диспетчерських журналів, не завжди відповідають вимогам щодо точності вимірювання.

Програмно-інформаційний комплекс параметричної діагностики основного обладнання КС був апробований на даних із диспетчерського журналу агрегату № 6 КС Пуртазівська ТОВ "Сургутгазпром" із газотурбінним приводом ГТУ-16П "Урал" та нагнітачем 398-26-1Л за період роботи від 25.08.2003 до 17.12.2003. Отримані оцінки технічного стану ГПА – коефіцієнт технічного стану ГТУ за потужністю та коефіцієнт технічного стану ВЦН за політропним ККД – засобами програмно-інформаційного комплексу занесено в тренди, що відбивають динаміку зміни коефіцієнтів технічного стану в часі. Аналіз змін коефіцієнта технічного стану ГТУ за потуж-

ністю показав (див. рис. 1), що, незважаючи на окремі "сплески", спостерігалася чітка тенденція його зниження за 3 місяці проведення спостережень. "Сплески" на графіку можуть свідчити про незадовільний характер вихідних параметрів на цю дату, що може бути наслідком перехідного процесу при зміні режиму роботи ГПА. Проведення оцінки технічного стану компресорного обладнання на перехідних режимах за умов використання штатних вимірювань параметрів ГПА є дуже складною задачею. Проте досвід експлуатації

ГПА свідчить, що майже 90 % часу агрегати працюють на сталих режимах [5]. Оцінювати технічний стан ГТУ та ВЦН із застосуванням даного програмно-інформаційного комплексу бажано тільки на сталих режимах роботи. Оцінки, виконані для перехідних режимів, не повинні враховуватися при інтегральному аналізі технічного стану ГПА.

З графіка зміни коефіцієнта технічного стану ВЦН за політропним ККД (див. рис. 2) видно стійке перевищення цього коефіцієнта над одиницею. Причин цього перевищення мо-

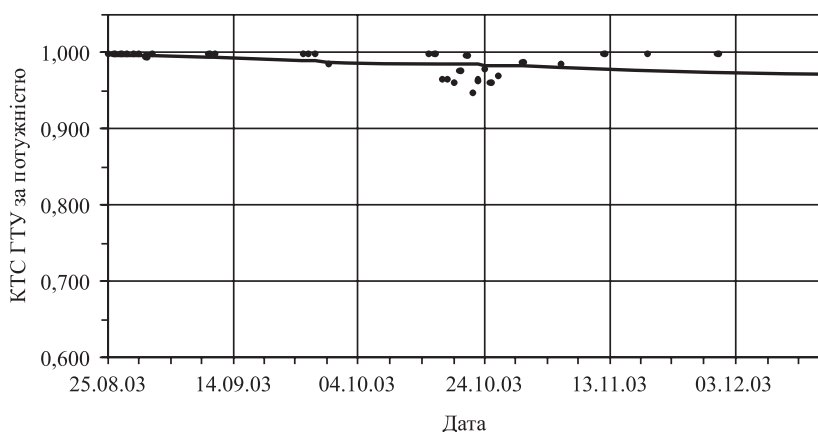


Рис. 1. Зміни коефіцієнта технічного стану ГТУ за потужністю для ГПА №6 КС Пуртазівська ТОВ "Сургутгазпром" (ГТУ типу ГТУ-16П)

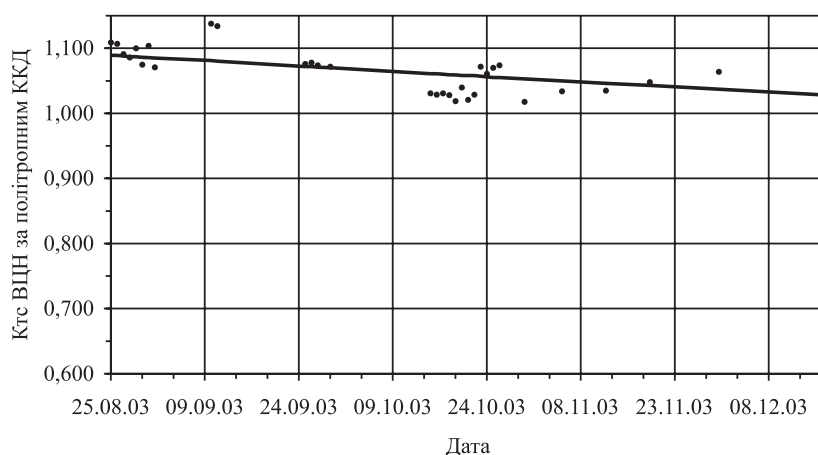


Рис. 2. Зміни коефіцієнта технічного стану ВЦН за потужністю для ГПА №6 КС Пуртазівська ТОВ "Сургутгазпром" (ВЦН типу 398-26-1Л)

же бути декілька. По-перше, реальні газодинамічні характеристики навіть нового нагнітача у тій чи іншій мірі відрізняються від тих, що наведені в його паспорті. Ці відхилення є наслідком того, що у межах технічних умов на поставку заводів-виробників існує розкид характеристик окремих агрегатів. А всі розрахунки коефіцієнтів технічного стану ВЦН проводяться відносно паспортних характеристик. Для запобігання впливу цього фактора можна рекомендувати таке. При надходженні в експлуатацію нового ВЦН засобами програмно-інформаційного комплексу побудувати його реальні характеристики і всі подальші розрахунки технічного стану ВЦН проводити відносно цих характеристик, а не тих, що наведені у паспорті. По-друге, перевищення коефіцієнтів технічного стану над одиницею може бути пов'язаним із систематичними похибками штатних датчиків ВЦН на даному конкретному агрегаті. Перевірити наявність систематичних похибок вимірювання можна лише проведенням паралельних вимірів зразковими вимірювальними приладами. Оскільки апробація програмно-інформаційного комплексу проводилась не безпосередньо на КС, а з використанням даних із диспетчерських журналів за минулий час, то виявити конкретну причину перевищення коефіцієнтів технічного стану над одиницею за таких умов неможливо.

Проаналізувавши результати апробації програмно-інформаційного комплексу параметричної діагностики основного обладнан-

ня КС на даних диспетчерських журналів, можна зробити висновок, що комплекс дає змогу оцінити технічний стан газотурбінних установок та відцентрових нагнітачів КС у режимі експлуатації, оперуючи невеликою кількістю штатних режимних параметрів. Результати апробації комплексу підтвердили можливість його використання для моніторингу змін технічного стану основного обладнання компресорних станцій систем трубопровідного транспорту газу.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Ковалко М. П.** Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2001. – 288 с.
2. **Беккер М. В., Ільченко Б. С., Прищепо О. О., Івасюк І. С.** Розроблення і промислова апробація комплексу режимно-технологічних задач на основі діагностування функціонально-технічного стану ГПА. // Нафтова і газова промисловість – 2004. – № 3. – С. 46–50.
3. **Линецкий И. К., Лещенко И. Ч., Вертепов А. Г.** Получение и учет фактических характеристик оборудования при расчетах режимов компрессорных станций магистральных газопроводов. // Проблемы общей энергетики. – 1999. – № 1. – С. 40–47.
4. **Зарицкий С. П., Вертепов А. Г.** Контроль и получение характеристик ЦБН. // Газовая промышленность. – 2001. – № 8. – С. 57–58.
5. **Ільченко Б. С., Измалков Б. И.** Системные принципы синтеза методов и моделей оценки фактического функционально-технического состояния эксплуатируемого парка газоперекачивающих агрегатов. // Проблемы машиностроения. – 2004. – № 2. – С. 3–7.

Надійшла до редакції 25.11.05
