

<sup>1</sup>М. Г. Шульженко, д-р техн. наук<sup>1</sup>П. П. Гонтаровський, канд. техн. наук<sup>1</sup>Ю. І. Матюхін, канд. техн. наук<sup>1</sup>Н. Г. Гармаш, канд. техн. наук<sup>2</sup>В. П. Гонтаровський<sup>1</sup>Інститут проблем машинобудування  
ім. А.М. Підгорного НАН України,  
Харків, e-mail: [shulzh@kharkov.ua](mailto:shulzh@kharkov.ua)<sup>2</sup>Публічне акціонерне товариство  
«Харківська ТЕЦ-5»

## СИСТЕМА ДІАГНОСТИКИ ТЕРМОНАПРУЖЕНОГО СТАНУ І СПРАЦЮВАННЯ РЕСУРСУ РОТОРА ВИСОКОГО ТИСКУ ТУРБИНИ Т-250/300-240 НА СТАЦІОНАРНИХ ТА ЗМІННИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ

**Ключові слова:** ресурс, ротор, турбоагрегат, малоциклова втомка, повзучість

**Анотація.** Описується система діагностики термонапруженого стану та спрацювання ресурсу ротора високого тиску турбіни Т-250/300-240 від малоциклової втомки і повзучості в умовах експлуатації агрегату з використанням архівованих параметрів АСУ ТП. Система дозволяє виявити найбільш небезпечні режими спрацювання ресурсу, а також оптимізувати пуско-зупинні і перехідні режими роботи, що підвищує надійність експлуатації турбоагрегату. Розроблена технологія діагностування спрацювання ресурсу може бути використана для створення подібних систем для інших парових турбін ТЕС і ТЕЦ.

### Вступ

Відомо, що метал високотемпературних елементів і вузлів парових турбін пошкоджується в основному при малоциклової втомки (МЦВ) і повзучості. На пошкодження при повзучості практично не впливають змінні режими роботи. Водночас використання потужних парових турбін на таких режимах для регулювання добової нерівномірності споживання електроенергії прискорює спрацювання ресурсу обладнання від МЦВ. Значну частку у накопичення пошкоджуваності від МЦВ вносять пуско-зупини турбоагрегатів, а також режими з глибокими розвантаженнями.

Як показали попередні розрахункові дослідження [1], ресурс турбіни Т-250/300-240 в таких умовах визначається ротором високого тиску (РВТ). Тому актуальним є визначення спрацювання ресурсу з урахуванням не інструкційних, а реальних пуско-зупинних та перехідних режимів експлуатації турбоагрегату.

Такі розрахунки можуть здійснювати комп'ютеризовані системи діагностики термонапруженого стану і спрацювання ресурсу (лічильники ресурсу), в яких використовуються дані про фактичні пуско-зупинні і перехідні режими роботи турбіни з урахуванням історії циклічного навантаження.

### Аналіз проблематики

Автоматизована діагностика термонапруженого стану і спрацювання ресурсу елементів парових турбін найбільшого розвитку досягла в США, Європі, Японії та Росії. В перших діагностичних системах закордонних фірм (Хітачі, Броун-Бовері, Дженерал-електрик, Вестингауз, Шкода та ін.) використовувались одновимірні математичні моделі, і реєстрації зазначала не вся інформація, а лише на змінних режимах роботи [2].

У СРСР передбачалося промислове освоєння автоматизованих систем технічної діагностики елементів енергообладнання на блоках 800 МВт Запорізької ТЕС, Сургутської ТЕС-2, блоці 300 МВт Зуївської ТЕС [3]. У всіх розглянутих випадках не враховувалися перепади тепла вздовж осі ротора. Термонапружений стан ротора оцінювався розв'язанням плоскої задачі теорії пружності на основі перепаду і середнього значення температури в перерізі ротора без урахування геометричної форми в зоні максимальних напружень. В зарубіжних публікаціях принципи роботи лічильників ресурсу не розкриваються. Розвиток обчислювальної техніки накладав серйозні обмеження на використання лічильників ресурсу з більш складними розрахунковими моделями.

З розвитком обчислювальної техніки і появою нових методик і програмного забезпечення на базі методу скінченних елементів з'явилась можливість оцінювати температурний, термонапружений стани роторів з використанням осесиметричних розрахункових схем [1, 4].

У даній роботі описується комп'ютерна система діагностування термонапруженого стану та

спрацювання ресурсу РВТ турбіни Т-250/300-240, що створена з використанням основних положень розробленого нормодокумента [5]. Для діагностики теплового та термонапруженого станів РВТ системою ідентифікуються такі режими роботи турбіни: прогрів лабіринтових ущільнень і набір вакууму, поштовх ротора, набір обертів, набір потужності, стаціонарний режим, робота на частковому навантаженні, зупин зі зривом чи без зриву вакууму, остигання на валоповороті, зупин з розхолодженням для ремонту та інші.

### Система діагностики термонапруженого стану

На основі створеної математичної моделі виконується моніторинг теплового та термонапруженого станів РВТ в найбільше напружених зонах (рис. 1): в чотирьох теплових канавках переднього кінцевого ущільнення (ПКУ) (точки 1–4), канавці діафрагмового ущільнення між першим і другим ступенями (точка 5), внутрішній розточці під першим ступенем (точка 6), придисковій галтелі регулюючого ступеня (точка 7) та канавці внутрішнього ущільнення (точка 8). Як показали попередні розрахункові дослідження, максимальні напруження і спрацювання ресурсу від МЦВ і повзучості мають місце в цих зонах на різних режимах роботи.

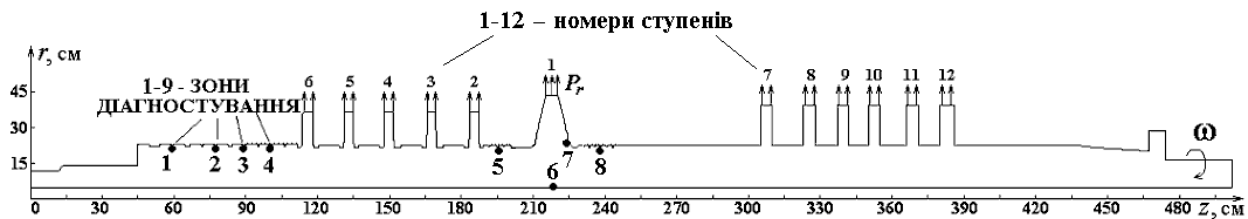


Рис. 1. Зони діагностування ресурсу РВТ

Ідентифікація режимів роботи турбіни і визначення умов теплообміну здійснюється на основі використання архівованих параметрів АСУ ТП [6], які перевіряються на достовірність і корегуються при деяких збоях системи під час реєстрації. Використовуються такі параметри, що змінюються за часом  $t$ : частота обертання ротора  $\omega$ ; температура  $T_n$  і тиск  $P_n$  гострої пари перед стопорними клапанами, що усереднюються за даними для правої і лівої ниток трубопроводів; активна потужність генератора  $N_T$ ; витрата гострої пари  $G$  (при потужності  $N_T > 100$  МВт при роботі турбіни в теплофікаційному режимі), що усереднюється за даними для правої і лівої ниток трубопроводів; температура пари в станційному колекторі  $T_k$ , що поступає на лабіринтові ущільнення циліндра високого тиску; тиск пари в колекторі  $P_k$ ; тиск в конденсаторі  $P_w$ .

З використанням значень температури  $T_n$  і тиску  $P_n$  гострої пари для різної потужності турбоагрегату  $N_T$  визначаються шляхом інтерполяції параметри пари (температура і тиск) на ступенях і лабіринтових ущільненнях. При цьому використовуються дані теплових розрахунків середовища проточної частини турбіни Т-250/300-240 для пусків з різних теплових станів для потужностей турбоагрегату 6; 20; 60; 100; 120; 180; 240; 300 МВт. Напрямки потоків і параметри пари в кінцевих ущільненнях залежать від параметрів пари в станційному колекторі, тиску в конденсаторі та потужності турбіни [6].

Коефіцієнти теплообміну на всіх ділянках РВТ обчислюються за критеріальними залежностями методики [7] з використанням даних по геометричних параметрах ущільнень та перепаду температур і тиску пари. Теплофізичні характеристики пари (питомий об'єм, динамічна в'язкість, кінематична в'язкість, число Прандтля та інші) знаходяться за апроксимаційними залежностями [7].

Температурні поля та термонапружений стан РВТ визначаються шляхом розв'язання осесиметричних нестационарних задач теплопровідності та термомеханіки методом скінченних елементів.

Інтенсивність напружень на дні теплових канавок визначається з використанням коефіцієнтів концентрації за напруженнями на поверхні ротора і на дні теплових канавок [8].

При розв'язанні нестационарних задач вибір кроків за часом здійснюється по заданих уставках зміни  $\Delta\omega$ ,  $\Delta T_n$  та  $\Delta N_T$  за спеціальними алгоритмами в залежності від швидкості зміни технологічних параметрів  $\omega$ ,  $T_n$ ,  $N_T$ , які фіксуються з інтервалом 30 с.

На кожному кроці за часом у всіх точках діагностування аналізуються еквівалентні умовно пружні напруження з урахуванням їхньої концентрації і визначаються локальні максимуми і мінімуми напружень, час і температура, яким вони відповідають. Еквівалентні діючі напруження та еквівалентні пружно-пластичні деформації знаходяться за формулою Нейбера [9]. При цьому враховується історія деформування матеріалу за моделлю Мазінга-Афанасьєва та ефект пам'яті матеріалу. Форму-

вання півциклів та циклів навантаження виконується з використанням методу дощу [9]. За напівроз-  
махами еквівалентних пружно-пластичних деформацій знаходяться з використанням даних МЦВ для  
роторної сталі Р2МА кількість циклів до руйнування без урахування та з урахуванням коефіцієнта  
запасу [5]. Приріст пошкодження за цикл, дата та час фіксуються в відповідному електронному жур-  
налі лічильника ресурсу для даної точки діагностування. При цьому звільняється оперативна пам'ять  
комп'ютера, де зберігалась інформація для цього циклу навантаження, тому нестача оперативної  
пам'яті при великій кількості циклів не проявляється.

Пошкодження від повзучості враховується лише в точках 6 і 7 на тих кроках за часом, коли те-  
мпература металу в них перевищує 450 °С [5].

Для визначення пошкодження від повзучості за час діагностування при дискретній зміні наван-  
таження використовується гіпотеза лінійного підсумовування відносних довговічностей з викорис-  
танням коефіцієнта запасу для пошкодження від повзучості, який залежить від часу до руйнування  
[1, 5].

Час до руйнування при діючих напруженнях і температурі знаходиться за аналітичною залежні-  
стю, запропонованою в [10] для сталі Р2МА. При цьому враховується релаксація напружень, яка за-  
лежить від наробітку ротора в умовах повзучості.

Пошкодження за час чергового діагностування, а також пошкодження, накопичені за весь час  
роботи системи діагностики, фіксуються в електронних журналах.

При першому запуску системи діагностики можуть бути орієнтовно задані накопичені пошко-  
дження матеріалу в зонах діагностування за попередній період експлуатації турбоагрегату. Вони мо-  
жуть бути отримані шляхом розрахунків за даними про кількість пусків-зупинів турбоагрегату з різ-  
них станів, кількість глибоких розвантажень турбоагрегату, час роботи на стаціонарних режимах і  
усереднену температуру гострої пари по роках.

Графічний інтерфейс системи діагностики термонапруженого стану і спрацювання ресурсу до-  
зволяє візуально проводити аналіз зміни параметрів АСУ ТП, температур і еквівалентних напружень  
у зонах діагностування за часом за будь-яку добу, а також отримати інформацію про пошкодження  
металу в цих зонах.

Апробація роботи системи діагностики проведена на агрегаті Т-250/300-240 Харківської ТЕЦ-5  
[11] за архівованими даними АСУ ТП, що отримані за період з вересня 2011 року по квітень 2013 ро-  
ку.

При запуску програми візуалізації результатів роботи системи діаг-  
ностики на екрані монітора з'являється вікно з заставкою  
(рис. 2), на якій зображена схема турбоагрегату Т-250/300-240 з па-  
раметрами АСУ ТП, що викорис-  
товуються системою діагностики,  
а також частина меридіонального  
перерізу РВТ в масштабі, де вка-  
зані зони діагностування і їхні  
номери, а також номери ступенів  
ротора. Крім того, у нижній пра-  
вій частині екрана наведена інфо-  
рмація про пошкодження металу з  
індикаторними діаграмами для  
кожної зони діагностування. На  
них чорним кольором позначена  
процентна частка пошкодження,  
що накопичено за весь період  
експлуатації турбоагрегату до  
введення системи діагностики в

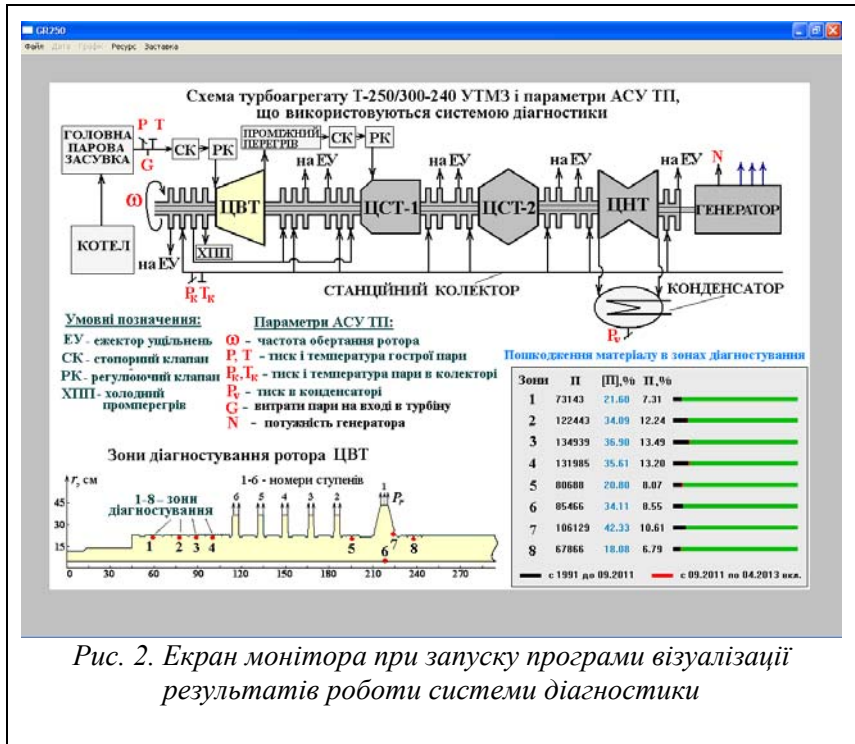


Рис. 2. Екран монітора при запуску програми візуалізації результатів роботи системи діагностики

дію (з 1991 до 09.2011 р.). Наступна смужка на діаграмі позначає процентну частку пошкодження, що  
накопичено з початку діагностування РВТ до останнього місяця діагностування (з 09.2011 по  
04.2013 р. включно). Частина діаграми до кінця рядка характеризує залишковий ресурс металу.

Вікно дозволяє переглянути або зміну за часом параметрів АСУ ТП, температури і еквівалентних напружень у зонах діагностування, або інформацію про пошкодження (без урахування і з урахуванням коефіцієнтів запасу) в цих зонах від завершених і незавершених циклів навантаження і повзучості.

Для прикладу, нижче розглядаються результати роботи системи діагностики при аналізі термонапруженого стану і спрацювання ресурсу РВТ турбіни Т-250/300-240 Харківської ТЕЦ-5 при зупині турбоагрегату без зриву вакууму та його пуску з гарячого стану 10.12. 2011 р. і при пуску турбоагрегату з холодного стану 10.11. 2012 р.

На рис. 3 зображено зміну параметрів  $\omega$ ,  $N_T$ ,  $T_{II}$ ,  $P_{II}$ ,  $T_K$ ,  $P_K$ , при зупині турбоагрегату без зриву вакууму та його пуску з гарячого стану 10.12. 2011 р.

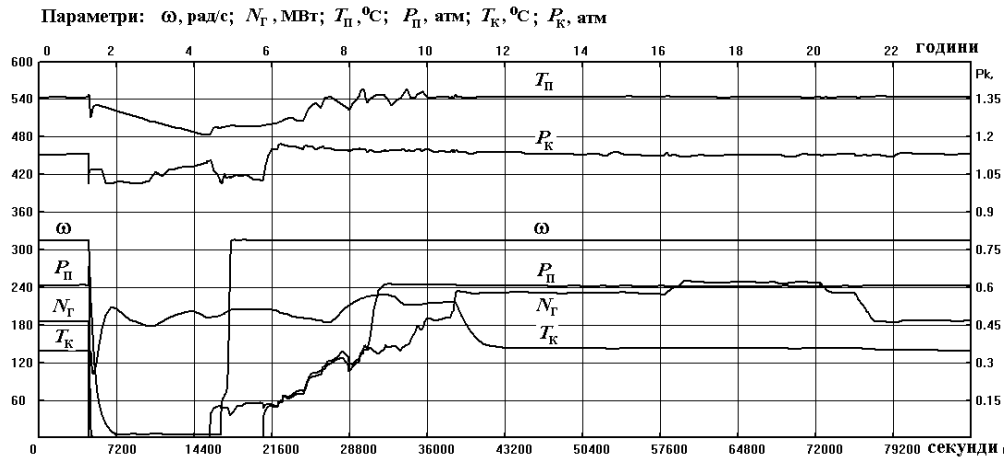
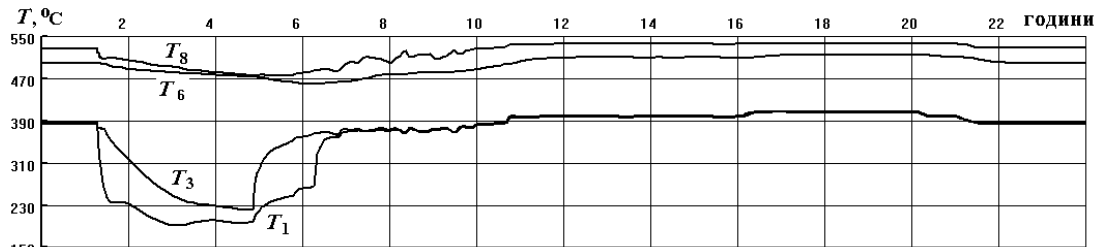
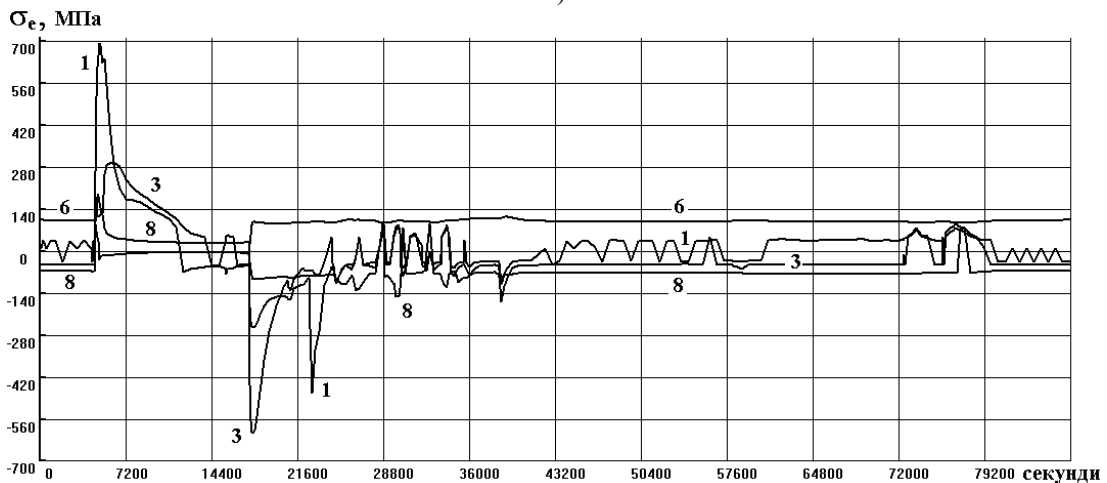


Рис. 3. Зміна за часом технологічних параметрів АСУ ТП при зупині та пуску турбоагрегату з гарячого стану

На рис. 4 показано зміну за часом температур (рис. 4, а) і еквівалентних напружень (рис. 4, б) в точках діагностування 1, 3, 6, 8 РВТ, що відповідають наведеній вище зміні параметрів АСУ ТП.



а)



б)

Рис. 4. Зміна за часом в точках діагностування 1, 3, 6, 8:  
а) – температур; б) – еквівалентних напружень

На рис. 5 зображено зміну за добу параметрів  $\omega$ ,  $N_T$ ,  $T_{II}$ ,  $P_{II}$ ,  $T_K$ ,  $P_K$ , при пуску турбоагрегату з холодного стану 10.11. 2012 р.

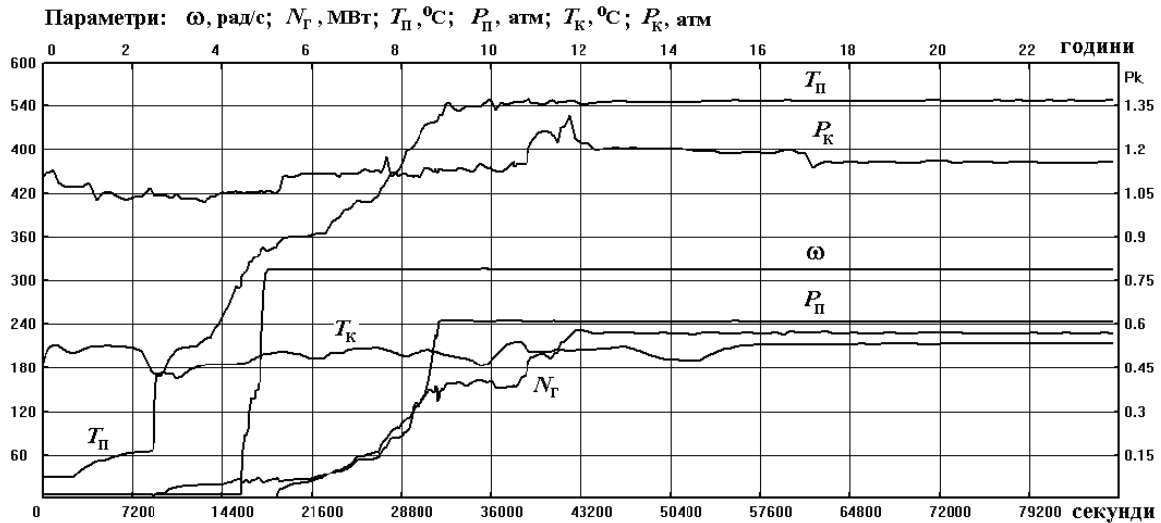


Рис. 5. Зміна за часом технологічних параметрів АСУ ТП при пуску турбіни з холодного стану

На рис. 6 показано зміну за часом температур (рис. 6, а) і еквівалентних напружень (рис. 6, б) в точках діагностування 1, 3, 6, 8 РВТ, що відповідають наведеній вище зміні параметрів АСУ ТП.

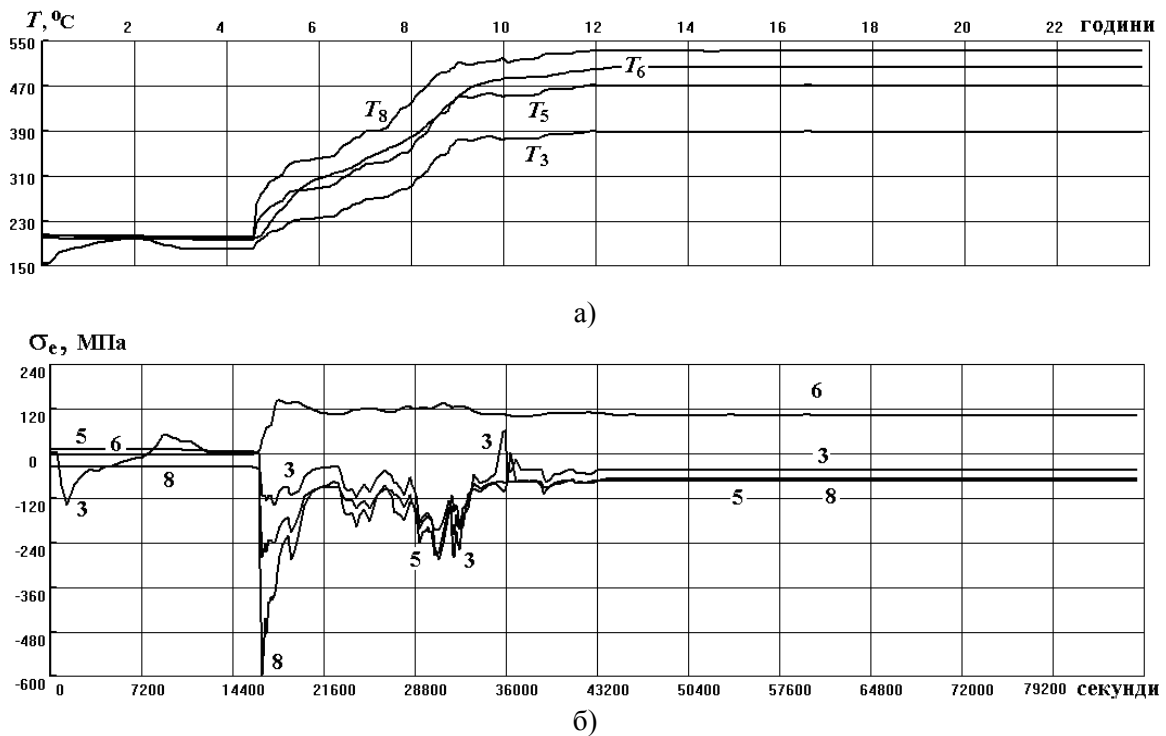


Рис. 6. Зміна за часом в точках діагностування 3, 5, 6, 8:  
а) – температур; б) – еквівалентних напружень

Графіки зміни еквівалентних умовно пружних напружень (рис. 4, б, 6, б) свідчать про те, що при зупині турбоагрегату без зриву вакууму та його пуску з гарячого стану найбільше напруженою є зона ПКУ (точки 1, 3), в той час як при пуску турбоагрегату з холодного стану – зона внутрішнього ущільнення (точка 8) і діафрагмового ущільнення (точка 5). Сплески напружень при зупині і пусках в цих зонах пов'язані з різкими перепадами температур (рис. 4,а, 6,а). Для точок 1 і 3 при зупині і пуску турбіни система діагностики дає значення пошкодженості 0,0075 і 0,0159 %. Це означає, що без по-

яви макротріщин в точці 1 метал може витримати понад 13241 таких зупинів і 6273 пуски – в точці 3. Регламентоване число пусків для турбіни – 2000. В точці 8 при пуску з холодного стану система діагностики не фіксує пошкодження матеріалу, це означає, що цикл навантаження тут не сформувався, але в електронному журналі зафіксовано пошкодження від незавершеного циклу.

Відмітимо, що при зупині без зриву вакууму здійснюється охолодження ПКУ парою з колектора, що викликає високі розтягуючі напруження на дні канавок. При пуску з гарячого стану в канавках ПКУ, крім першої, виникають високі стискаючі напруження відразу після поштовху ротора за рахунок надходження гарячої пари з циліндра. В першій же канавці стискаючі напруження виникають пізніше, коли потужність генератора перевищує 60 МВт і потік пари в районі цієї канавки міняє напрямок із-за більш високого тиску гарячої пари в циліндрі.

На розточці ротора (в точці 6) при пуску з холодного стану спостерігається короткочасний сплеск еквівалентних умовно пружних напружень до 140 МПа (при температурі менше 250 °С), при виході турбіни на стаціонарний режим роботи ці напруження стабілізуються і не перевищують 105 МПа. При пуску з гарячого стану в цій точці не спостерігається сплесків еквівалентних умовно пружних напружень. Дійсні еквівалентні напруження (з урахуванням релаксації за 120 тисяч годин роботи) досягають в точці 6 біля 82 МПа. Таким чином, на пошкодження ротора в зоні осьового каналу нестационарні режими роботи турбоагрегату практично не впливають.

На рис. 2 видно, що накопичені пошкодження металу від МЦВ і повзучості з 1991 по 04.2013 р. включно в зонах діагностування 1–8 відповідно склали 7,31; 12,24; 13,49; 13,20; 8,07; 8,55; 10,61; 6,79 %.

При регулюванні добової нерівномірності споживання електроенергії при потужності менше 100 МВт в роторі не виникають пошкодження від МЦВ. Виключенням є різке падіння потужності (внаслідок значного падіння температури гострої пари при дроселюванні).

Відзначимо, що система може працювати не лише в автоматизованому режимі з використанням параметрів АСУ ТП, але і в дослідному режимі з заданими у вигляді таблиць залежностями, що апроксимують гіпотетичні зміни технологічних параметрів за кусочно-лінійними законами. Це дало можливість для РВТ турбіни визначити щадні режими експлуатації, які значно знижують рівень інтенсивності напружень та пошкоджуваність матеріалу. Результати досліджень дозволили розробити рекомендації з проведення пуско-зупинних режимів турбіни [12].

### Висновки

Запропонована система діагностики термонапруженого стану та лічильника ресурсу дозволяє проводити оцінку теплового та термонапруженого станів ротора високого тиску за фактичними режимами роботи турбоагрегату. Ці режими визначаються за технологічними параметрами АСУ ТП, що не потребує використання на турбоагрегаті додаткових термодатчиків або іншого обладнання. При оцінці термонапруженого стану та спрацювання ресурсу враховуються фактичні пуско-зупинні та змінні режими роботи турбоагрегату, в тому числі і зупин з розхолодженням перед ремонтом.

При визначенні пошкоженості від МЦВ враховується пружно-пластичне деформування матеріалу у зонах діагностування РВТ за час роботи системи, а при визначенні пошкоженості від повзучості – зміна за часом напружень, температури та релаксація напружень.

Розроблена система діагностики термонапруженого стану та лічильника ресурсу може бути використана для роторів високого тиску турбоагрегатів Т-250/300-240 з урахуванням особливостей функціонування їх систем АСУ ТП.

Система дозволяє виявити режими пришвидшеного спрацювання ресурсу та оптимізувати пуско-зупинні і перехідні режими за часом для його зниження, що підвищує надійність експлуатації турбоагрегату.

### Література

1. Шульженко, Н. Г. Задачи термочности, вибродиагностики и ресурса энергоагрегатов (модели, методы, результаты исследований): монография [Текст] / Н. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровский, Б. Ф. Зайцев. – Saarbrücken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co.KG, 2011. – 370 с. – Напечатано в России.
2. Лейзерович, А. Ш. Эксплуатационный контроль за накоплением поврежденности деталей паровых турбин [Текст] / А. Ш. Лейзерович // Энергохозяйство за рубежом. – 1979. – № 1. – С. 6–10.
3. Ильченко, О. Т. Разработка опытной автоматизированной системы технической диагностики для энергоблока 300 МВт Зуевской ГРЭС-2 [Текст] / О. Т. Ильченко, А. В. Антонович, И. М. Мельник и др. // Энергетика и электрификация. – 1989. – № 1. – С. 17–20.

4. Шульженко, Н. Г. Расчетный ресурс высокотемпературных роторов турбины Т-250/300-240. Ч. II. Оценка поврежденности и остаточного ресурса [Текст] / Н. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровский, В. Н. Голощاپов, А. В. Пожидаев, А. Ю. Козлоков // Энергетика та електрифікація. – 2011. – № 2(330). – С. 42–49.
5. Шульженко, М. Г. Визначення розрахункового ресурсу та оцінка живучості роторів і корпусних деталей турбін. Методичні вказівки: СОУ-Н МEB 40.1-21677681-52:2011 [Текст] / М. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровський, Ю. І. Матюхін и др. – К.: ОЕП "ГРІФРЕ": М-во енергетики та вугільної промисловості України, 2011. – 48 с.
6. Гонтаровський, В. П. Автоматизація визначення режимів роботи турбіни Т-250/300-240 за даними АСУ ТП [Текст] / В. П. Гонтаровський, Ю. Г. Єфремов, Н. Г. Гармаш // Десятий міжнарод. симп. україн. інж.-мех. у Львові: Праці.–Львів: КІНПАТРИ ЛТД.–2011. – С. 32–34.
7. Расчет температурных полей роторов и корпусов паровых турбин: РТМ 108.020.16-85. – Взамен РТМ 24.020.16-73; введ. 01.01.85. – Л.: НПО Центр. котлотурб. ин-т, 1985. – 116 с.
8. Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малоцикловую усталость: РТМ 108.021.103-85. – Взамен РТМ 108.021.103-76; введ. 01.07.86. – Л.: НПО Центр. котлотурб. ин-т, 1986. – 48 с.
9. Шульженко, М. Г. Методика оперативної оцінки пошкодженості матеріалу ротора турбіни при циклічному навантаженні і повзучості [Текст] / М. Г. Шульженко, Ю. І. Матюхін, Н. Г. Гармаш и др. // Пробл. машиностроения. – 2011. – Т. 14, № 5. – С. 46–52.
10. Резинских, В. Ф. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин [Текст] / В. Ф. Резинских, В. И. Гладштейн, Г. Д. Авруцкий. – М: Издат. дом Моск. энерг. ин-та, 2007. – 296 с.
11. Голощاپов, В. Определение расхода пара через цнд турбины Т-250/300-240 при работе на теплофикационном режиме [Текст] / В. Голощاپов, В. Касілов, О. Касілов, А. Козлаков, Л. Іванова // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2011. – Т. 6, N 8(54). – С. 31-36. – Режим доступу: <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/2325>.
12. Шульженко, Н. Г. Оценка щадящих режимов эксплуатации турбины по термонапряженному состоянию высокотемпературного ротора [Текст] / М. Г. Шульженко, Н. Г. Гармаш, В. П. Гонтаровський // Авиац.-косм. техника и технология. – 2012. – № 8 (95). – С. 160–164.

*Надійшла до редакції 03.11.13*