

УДК 620.179.14

**Н. Г. ШУЛЬЖЕНКО**, д-р техн. наук, проф.; зав. отд. ИПМаш НАНУ, Харьков;

**П. П. ГОНТАРОВСКИЙ**, канд. техн. наук, с.н.с.; с.н.с. ИПМаш НАНУ,  
Харьков;

**Ю. И. МАТЮХИН**, канд. техн. наук, с.н.с.; с.н.с. ИПМаш НАНУ, Харьков;

**Н. Г. ГАРМАШ**, канд. техн. наук; с.н.с. ИПМаш НАНУ, Харьков;

**В. П. ГОНТАРОВСКИЙ**, зам. нач. рем. цеха ПАО «Харьковская ТЭЦ-5»

## **АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ОЦЕНКА СРАБАТЫВАНИЯ РЕСУРСА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО РОТОРА ТУРБИНЫ**

Излагаются основные принципы построения расчетно-экспериментальной системы диагностики термонапряженного состояния, предназначенной для контроля срабатывания ресурса высокотемпературных роторов паровых турбин на реальных режимах работы турбоагрегата. Используются данные автоматической системы управления технологическими параметрами (АСУ ТП), определяемые при эксплуатации турбины, а также экспериментальные характеристики материала роторов. Система позволяет выявить наиболее опасные режимы выработки ресурса, а также оптимизировать пуско-остановочные и переходные режимы работы.

**Ключевые слова:** ресурс, ротор, турбоагрегат, повреждаемость, малоцикловая усталость, термоупругость, ползучесть.

### **Введение**

Основу теплоэнергетики Украины составляют турбины мощностью 150–800 МВт, 70 % которых в настоящее время выработали назначенный ресурс. Проблема продления надежной и безопасной эксплуатации приобретает особенное значение вследствие частого их использования на режимах компенсации пиковых нагрузок, характеризующихся ускоренным срабатыванием ресурса оборудования. Значительную часть в накопление повреждаемости вносят пуски-остановы турбоагрегатов, а также режимы с глубокой разгрузкой при большом количестве таких циклов [1]. Дальнейшее продление срока эксплуатации турбоагрегатов возможно на основании данных об их фактическом техническом состоянии. Для объективной его оценки должны использоваться расчетные методы диагностирования выработки ресурса с учетом фактических данных о режимах эксплуатации турбины, свойствах металла. Такие расчеты могут осуществляться компьютеризированными системами диагностики термонапряженного состояния и срабатывания ресурса (счетчиками ресурса), которые используют данные о фактических пуско-остановочных и переходных режимах работы турбины с учетом истории циклического нагружения и внесенных изменений при ремонтно-восстановительных работах.

### **Анализ литературных источников**

Автоматизированная эксплуатационная диагностика термонапряженного состояния и срабатывания ресурса элементов паровых турбин наибольшего развития достигла в США, Европе, Японии и России. В первых диагностических системах иностранных фирм (Хитачи, Броун-Бовери, Дженерал-электрик, Вестингауз, Жаль и др.) использовались одномерные математические модели упругих систем, регистрации подвергалась не вся информация, а лишь полученная на пусковых режимах работы [2]. Принципы построения и работы счетчиков ресурса в зарубежных публикациях не раскрываются.

Промышленное освоение автоматизированных систем технической диагностики

---

© Н.Г. Шульженко, П.П. Гонтаровский, Ю.И. Матюхин, Н.Г. Гармаш, В.П. Гонтаровский, 2014

элементов энергооборудования ранее предполагалось на блоках 800 МВт Запорожской ТЭС, Сургутской ТЭС-2, блоке 300 МВт Зуевской ТЭС [3, 4]. Развитие вычислительной техники накладывало серьезные ограничения на использование счетчиков ресурса с более сложными расчетными моделями. Во всех предложенных системах термонапряженное состояние оценивалось решением одномерной задачи теории упругости в сечении ротора с максимальной температурой. После массового появления персональных компьютеров и выхода из строя устаревшей вычислительной техники все счетчики ресурса прекратили свою работу. В настоящее время в Украине на более высоком уровне возобновлены исследования, направленные на создание систем контроля выработки ресурса конструктивных элементов турбоагрегатов.

#### **Постановка задачи**

В ранее изданных методических указаниях по оценке индивидуального ресурса элементов паровых турбин [5, 6] не учитывались конструктивные особенности и измененные свойства металла, вызванные длительной эксплуатацией, а также особенности проведения переходных режимов работы турбоагрегатов. В ИПМаш НАНУ впервые в Украине разработан нормодокумент Министерства энергетики и угольной промышленности Украины [7], в котором приводятся методы уточненной оценки термонапряженного состояния, повреждаемости материала и ресурса, обновленные критерии живучести элементов роторов и корпусов турбоагрегатов с трещинами и уточненные коэффициенты запаса. На основе нормодокумента проводились исследования термонапряженного состояния и оценка выработки ресурса для ряда мощных турбоагрегатов [1]. При определении повреждаемости материала использовались изотермические кривые малоциклового усталости (МЦУ), а также характеристики ползучести, полученные экспериментально другими авторами. В качестве образцов в ряде случаев использовались металлы, взятые на эксплуатировавшихся турбинах, остановленных для ремонта. Оценка индивидуального ресурса выполнялась с использованием графиков проведения пуско-остановочных режимов работы, из которых нельзя было установить порядок следования циклов нагружения. При реальной эксплуатации на нестационарных режимах могут возникать различные ситуации с отклонением от заданных инструкционных графиков. Поэтому актуальной является разработка автоматизированной системы диагностики термонапряженного состояния и выработки ресурса на фактических режимах работы турбоагрегата, полученных в условиях эксплуатации станции, что позволяет установить порядок циклов нагружения и учесть историю деформирования материала. Такая система была создана для высокотемпературных роторов паровых турбин на примере ротора высокого давления (РВД) турбоагрегата Т-250/300-240 [8], который по результатам предварительных исследований [1] является наиболее напряженным при работе на фиксированных параметрах острого пара и определяет ресурс турбины в целом.

#### **Материалы исследования**

Разработанная система осуществляет диагностику термонапряженного состояния и срабатывания ресурса ротора высокого давления на фактических режимах работы турбоагрегата Т-250/300-240, определяемых по параметрам АСУ ТП (автоматическая система управления технологическими параметрами) [9], получаемым непрерывно или из архивированных массивов. При применении системы не требуется установка дополнительных термопар и другого оборудования.

При работе счетчика ресурса используются следующие технологические параметры АСУ ТП: скорость вращения ротора  $\omega(t)$ ; температура острого пара перед

стопорними клапанами  $T_{\Pi}(t)$ , усереднюючися за даними для правої і левої нитей трубопроводов; тиск острого пара перед стопорними клапанами  $P_{\Pi}(t)$ ; активна потужність генератора  $N_{Г}(t)$ ; витрата острого пара  $G(t)$  (при потужності  $N_{Г}(t) > 100$  МВт при роботі турбіни в теплофікаційному режимі), усереднюючися за даними для правої і левої нитей трубопроводов; температура пара в стаціонарному колекторі  $T_{К}(t)$ , що поступає на лабіринтні ущільнення циліндра високого тиску; тиск пара в колекторі  $P_{К}(t)$ ; тиск в конденсаторі  $P_{В}(t)$  (ступінь вакууму).

Для діагностики теплового і термонапруженого стану РВД по параметрам АСУ ТП системою ідентифікуються фактичні режими роботи турбіни, серед яких можна відзначити прогрів лабіринтових ущільнень і набір вакууму, толчок ротора, набір потужності, стаціонарний режим, робота на частинній навантаженні, зупинка з срывом або без срыва вакууму, остигання на валоповороті тощо. Це необхідно для визначення умов теплообміну, так як на різних режимах роботи на різних ділянках ротора пар проходить з різним тиском і температурою. При цьому використовуються дані теплових розрахунків середовища проточної частини турбіни Т-250/300-240 для пусків з різних теплових станів для різних потужностей. Коефіцієнти теплообміну на всіх ділянках РВД визначаються за критеріальними залежностями методики [10] з використанням даних по геометричним параметрам ущільнень і перепаду температур і тиску пара. Теплофізичні характеристики пара (удільний об'єм, динамічна і кінематична в'язкість, число Прандтля і інші) знаходяться за апроксимаційними залежностями [10]. Температурні поля і термонапружене стан РВД визначаються шляхом розв'язання осесиметричних нестационарних задач теплопровідності і термомеханіки методом кінцевих елементів.

Аналіз термонапруженого стану і спрацювання ресурсу ротора від малоциклової втоми і ползучості здійснюється в восьми найбільш напружених зонах РВД (рис. 1), які визначалися за результатами раніше проведених досліджень [1]. Це чотири теплові канавки переднього ущільнення (точки 1–4), канавка діафрагменного ущільнення між першою і другою ступенями (точка 5), внутрішня зазорка під першою ступенню (точка 6), придискова гальма регулюючої ступені (точка 7) і канавка внутрішнього ущільнення (точка 8).

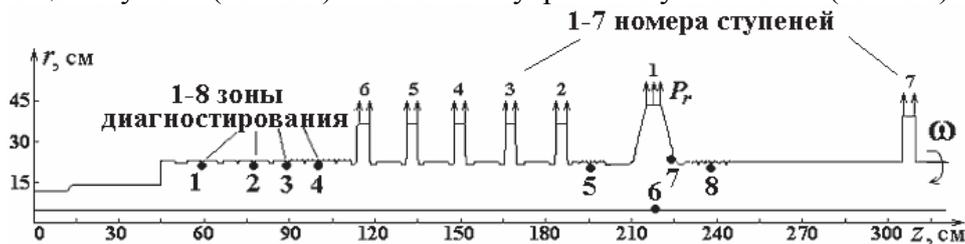


Рис. 1 – Расчетная схема РВД

Термонапружене стан на дні теплових канавок визначається з використанням коефіцієнтів концентрації по напруженням на поверхні ротора і на дні теплових канавок. При розв'язанні нестационарної задачі вибір шагів по часу здійснюється спеціальними алгоритмами по заданим межах зміни  $\Delta\omega$ ,  $\Delta T_{\Pi}$  і  $\Delta N_{Т}$  в залежності від швидкості зміни технологічних параметрів: частоти обертання ротора  $\omega(t)$ , температури острого пара  $T_{\Pi}(t)$  і потужності турбоагрегату  $N_{Т}(t)$ . Шаги по часу плавно змінюються від мінімального 30 с при

быстром изменении параметров до 900 с на стационарном режиме работы турбоагрегата. В созданном диагностическом комплексе учтена возможность корректирования технологических параметров при отказах АСУ ТП, связанных с неправильной регистрацией параметров.

Для определения повреждаемости ротора от малоцикловой усталости при сложной нерегулярной нагрузке на каждом шаге по времени во всех точках диагностирования 1–8 анализируются эквивалентные упругие напряжения с учетом их концентрации и определяются локальные максимумы и минимумы напряжений, время и температура, которым они соответствуют. Чтобы воспользоваться обобщенной диаграммой упруго-пластического циклического деформирования стали и изотермическими экспериментальными кривыми МЦУ, значение эквивалентных напряжений приводится к так называемой расчетной температуре, в качестве которой принимается максимальная температура на номинальном стационарном режиме эксплуатации. Эквивалентные действующие напряжения и эквивалентные упруго-пластические деформации находятся по формуле Нейбера [11] с учетом истории деформирования материала по модели Мазинга-Афанасьева и эффекта памяти материала [1]. Формирование полувциклов и циклов нагружения выполняется с использованием метода дождя [11]. По полурозмахам эквивалентных упруго-пластических деформаций с использованием данных малоцикловой усталости для постоянных стали Р2МА находится количество циклов до разрушения без учета и с учетом коэффициента запаса [7]. Приращение повреждения за цикл, дата и время фиксируются в специальном электронном журнале счетчика ресурса для данной точки диагностирования.

В наиболее нагретых зонах диагностирования 6 и 7 наблюдаются повреждения от ползучести материала  $\Pi_c$ . Для их определения используется силовой критерий разрушения с условием линейного суммирования повреждений, который для непрерывного изменения нагружения имеет вид

$$\Pi_c = \int_0^{t_p} \frac{dt}{t_p(\sigma_i, T)} = 1, \quad (1)$$

где  $t_p$  – время до появления макротрещины;  $t_p(\sigma_i, T)$  – время до разрушения при заданной интенсивности напряжений  $\sigma_i$  и температуре  $T$ , которое определяется из кривой длительной прочности.

В счетчике ресурса повреждения от ползучести учитываются в случае, когда температура металла в точках 6 и 7 превышает 450 °С. Для определения повреждения за время диагностирования  $\Delta\Pi_c$  – без учета и  $[\Delta\Pi_c]$  – с учетом коэффициента запаса при дискретном изменении нагрузки используются следующие соотношения:

$$\Delta\Pi_c = \sum_i \frac{\Delta t_i}{\Delta t_{pi}}; \quad [\Delta\Pi_c] = \sum_i \frac{\Delta t_i n(t_{pi})}{t_{pi}}, \quad (2)$$

где  $t_{pi}$  – время до появления трещины ползучести при эквивалентном напряжении  $\sigma_e(t_i)$  (которое усредняется за шаг  $\Delta t_i$ ) и температуре  $T(t_i)$ ;  $n(t_{pi})$  – коэффициент запаса для повреждения от ползучести, который зависит от времени до разрушения [1, 12].

При запуске счетчика ресурса для записи открываются файлы, которые содержат информацию об истории деформирования материала при циклической нагрузке, а также файлы-журналы повреждаемости материала. Если работа турбоагрегата перед

очередным диагностированием приостанавливалась на продолжительное время с отключением работы АСУ ТП (например, для ремонта), то начальное температурное поле ротора находится с использованием данных об остывании ротора при простое турбоагрегата. Созданный программный комплекс обеспечен графическим интерфейсом, который выводит на экран монитора графики изменения во времени параметров АСУ ТП, температур и эквивалентных напряжений в точках диагностирования турбоагрегата, а также данные о срабатывании ресурса за все время диагностирования. С его помощью можно получить информацию о дате и времени поврежденности от малоциклового усталости и ползучести в точках диагностирования и за любые сутки провести анализ изменения параметров АСУ ТП, определяющих режим работы турбоагрегата, изменение во времени температур и напряжений.

Опытная эксплуатация системы диагностики термонапряженного состояния и счетчика ресурса проводилась на агрегате Т-250/300-240 Харьковской ТЭЦ-5. Перед первым запуском программы в систему диагностики была заложена начальная повреждаемость ротора в точках диагностирования с учетом и без учета коэффициента запаса, полученная в результате ранее проведенных исследований [1]. Далее счетчик ресурса работал с технологическими параметрами, поступающими от АСУ ТП, после обработки которых, в наиболее нагруженных зонах РВД на реальных режимах работы турбоагрегата осуществлялась диагностика теплового, термонапряженного состояния и срабатывания ресурса. В качестве примера, на рис. 2 изображено изменение во времени параметров АСУ ТП, температур и эквивалентных напряжений в точках диагностирования 1–8 РВД при пуске из горячего состояния 10.12.2011 г.

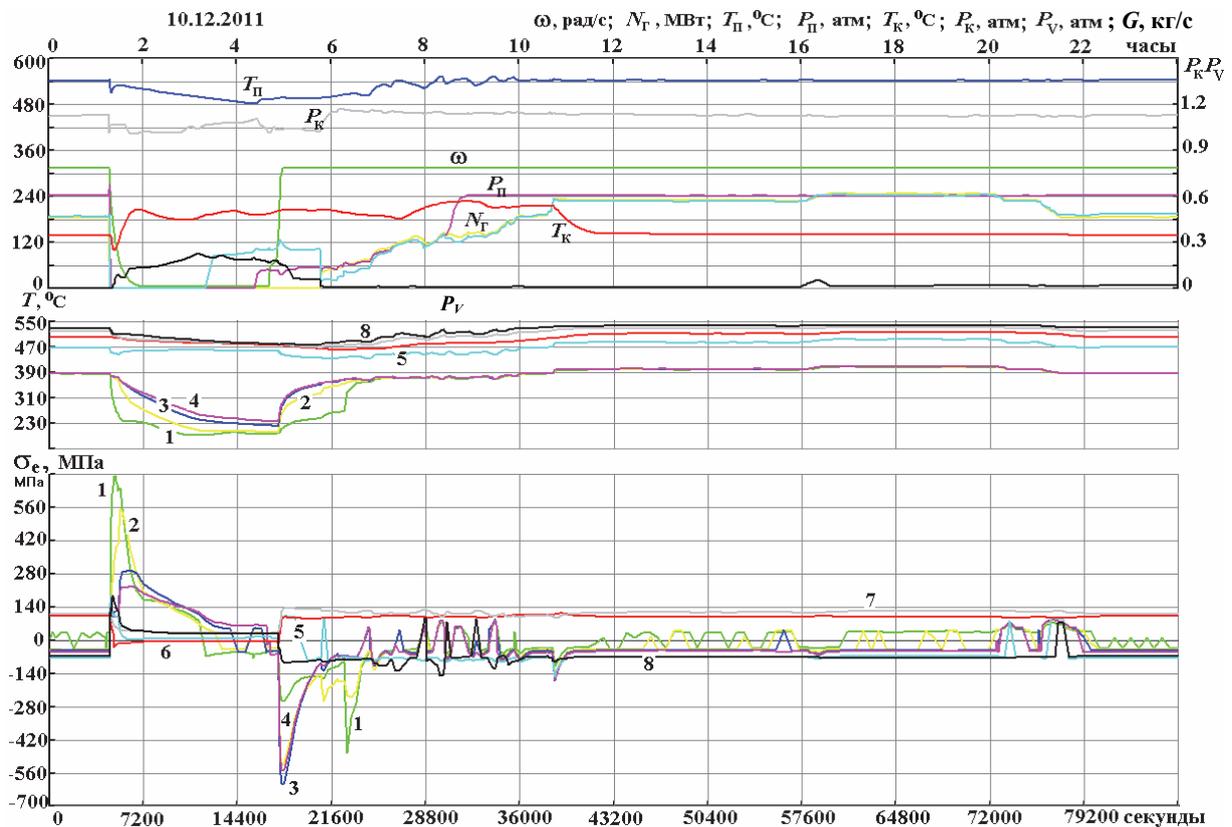


Рис. 2 – Изменение во времени технологических параметров АСУ ТП, температур и напряжений в точках диагностирования:

- $\omega$ ; —  $G$ ; —  $T_T$ ; —  $P_T$ ; —  $N_T$ ; —  $T_K$ ; —  $P_K$ ; —  $P_V$
- 1; — 2; — 3; — 4; — 5; — 6; — 7; — 8

В разработанной системе диагностирования термонапряженного состояния могут использоваться не только параметры АСУ ТП, получаемые в реальном режиме времени на работающем турбоагрегате, но и заданные в виде таблиц зависимости, аппроксимирующие гипотетические изменения технологических параметров по кусочно-линейным зависимостям для моделирования различных режимов работы. Это позволяет оценить влияние возможных режимов эксплуатации на срабатывание ресурса. Так, например, оценка термонапряженного состояния РВД турбоагрегата Т-250/300-240 осуществлялась на режимах пуска турбоагрегата из холодного состояния, останова турбоагрегата без срыва вакуума и пуска его из горячего состояния после простоя в течении 3,7 часов. После анализа полученных результатов, с целью уменьшения уровня напряжений и срабатывания ресурса, указанные режимы были скорректированы [13]. Предложен более рациональный и щадящий вариант их проведения. Осуществление указанных мероприятий позволяет разработать рекомендации по улучшению переходных и пуско-остановочных режимов паровых турбин и сокращению их длительности, что может привести к значительной экономии топлива.

#### **Выводы**

1) Разработанная впервые в Украине автоматизированная система расчетно-экспериментального диагностирования термонапряженного состояния и счетчика ресурса высокотемпературных роторов турбин позволяет осуществлять оценку теплового и термонапряженного состояния на фактических режимах работы турбоагрегата с учетом истории циклического деформирования материала и использованием его экспериментальных характеристик. Указанные режимы определяются с использованием технологических параметров, получаемых от АСУ ТП, поэтому для функционирования счетчика ресурса не требуется установка на турбоагрегате дополнительных термодатчиков и другого оборудования. Система позволяет оценить срабатывание ресурса в реальном времени по данным натурных измерений технологических параметров с использованием экспериментальных характеристик материалов, определить рациональные режимы работы по критерию срабатывания ресурса и прогнозировать безопасный срок эксплуатации по этому критерию.

2) Алгоритмы определения повреждаемости включают в себя всю историю упруго-пластического деформирования и ползучести материала, изменение во времени напряжений, температур и релаксацию напряжений. Система позволяет определить наиболее опасные режимы срабатывания ресурса, а также оптимизировать пуско-остановочные и переходные режимы, что может дать экономию топлива и повысить надежность эксплуатации турбоагрегата. Она может использоваться на всех турбоагрегатах данного типа. Её внедрение требует только учета особенностей работы установленной на подобном турбоагрегате системы АСУ ТП.

3) Предложенная методика и технология диагностирования ресурса может служить основой создания аналогичных систем для других турбин ТЭС и ТЭЦ.

**Список литературы:** 1. Шульженко, Н. Г. Задачи термочинства, вибродиагностики и ресурса энергоагрегатов (модели, методы, результаты исследований) [Текст]: моногр. / Н. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровский, Б. Ф. Зайцев. – Saarbrücken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co.KG, 2011. – 370 с. – Напечатано в России. – ISBN 978-3-8465-1493-1. 2. Буссе, Л. Применение счетчиков ресурса на паровых турбинах [Текст] / Л. Буссе, Ю. Шмидт // Продление ресурса ТЭС: сб. докл. междунар. конф. – М.: ВТИ, 1994. – Т. 2, 216. – С. 1–9. 3. Лейзерович, А. Ш. Эксплуатационный контроль за накоплением поврежденности деталей паровых турбин [Текст] / А. Ш. Лейзерович // Энергохозяйство за рубежом. – 1979. – № 1. – С. 6–10. 4. Разработка опытной автоматизированной системы технической диагностики для энергоблока 300 МВт Зуевской ГРЭС-2 [Текст] / О. Т. Ильченко,

А. В. Антонович, И. М. Мельник, С. В. Яцкевич, К. Д. Ноженко // Энергетика и электрификация. – 1989. – № 1. – С. 17–20. **5.** НД МПЕ України. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій: Типова інструкція СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401:2004. – На заміну ГКД 34.17.401-95 / Міністерство палива та енергетики України / В. С. Добровольський (розроб.). – Офіц. вид. – Київ: ОЕП ГРІФРЕ, 2005. – IX, 76 с. **6.** НД МПП України. Турбіни парові промислових підприємств. – Інструкція з експертного обстеження (технічного діагностування). – Харків, 2006. **7.** Определение расчетного ресурса и оценка живучести роторов и корпусных деталей турбин. Методические указания: СОУ-Н МЕРВ 40.1-21677681-52:2011 [Текст] / Н. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровський, Ю. І. Матюхін, И. И. Мележик, А. В. Пожидаев. – К.: ОЕП «ГРІФРЭ»: М-Во енергетики и угольной промышленности Украины, 2011. – 48 с. **8.** Розробка системи діагностики термонапруженого стану та лічильника ресурсу роторів турбін (проект 2.10) [Текст] / М. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровський, Ю. І. Матюхін, Н. Г. Гармаш, В. П. Гонтаровський // Цільова комплексна програма НАН України «Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин»: зб. наук. статей за результатами, отриманими в 2010–2012 рр. – Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України. – Київ, 2012. – С. 250–256. **9.** Гонтаровський, В. П. Ідентифікація режимів роботи турбіни за даними АСУ ТП [Текст] / В. П. Гонтаровський, Ю. Г. Єфремов, Н. Г. Гармаш // Машинознавство. – 2011. – № 11–12 (173–174). – С. 31–35. – ISSN 1729-4959. **10.** 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 ЦКТИ, 1985. – 116 с. **11.** Методика оперативної оцінки пошкодженості матеріалу ротора турбіни при циклічному навантаженні і повзучості [Текст] / М. Г. Шульженко, Ю. І. Матюхін, Н. Г. Гармаш, О. В. Пожидаєв, В. П. Гонтаровський // Пробл. машиностроения. – 2011. – Т. 14, № 5. – С. 46–52. – ISSN 0131-2928. **12.** Расчетный ресурс высокотемпературных роторов турбины Т-250/300-240. Ч. II. Оценка поврежденности и окончательного ресурса [Текст] / Н. Г. Шульженко, П. П. Гонтаровський, В. Н. Голощапов, А. В. Пожидаев, А. Ю. Козлоков // Энергетика и электрификация. – 2011. – № 2(330). – С. 42–49. – ISSN 0424-9879. **13.** Шульженко, Н. Г. Оценка щадящих режимов эксплуатации по термонапряженному состоянию высокотемпературного ротора [Текст] / Н. Г. Шульженко, Н. Г. Гармаш, В. П. Гонтаровський // Авиационно-космическая техника и технология. – 2012. – № 8(95). – С. 160–164. – ISSN 1727-7337.

**Bibliography (transliterated):** 1. Shul'zhenko, N. G., P. P. Gontarovskij and B. F. Zajcev. *Zadachi termoprochnosti, vibrodiagnostiki i resursa jenergoagregatov (modeli, metody, rezul'taty issledovanij)*. Saarbrücken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co.KG, 2011. ISBN 978-3-8465-1493-1. Print. **2.** Busse, L., and Ju. Shmidt. "Primenenie schetchikov resursa na parovyh turbinah." *Prodlenie resursa TJeS*. Vol. 2. Moscow: VTI, 1994. 1–9. Print. **3.** Lejzerovich, A. Sh. "Jekspluatacionnyj kontrol' za nakopleniem povrezhdennosti detalej parovyh turbin." *Jenergohozhajstvo za rubezhom* 1 (1979): 6–10. Print. **4.** Il'chenko O.T., et al. "Razrabotka opytnoj avtomatizirovannoj sistemy tehnichekoj diagnostiki dlja jenerglobloka 300 MVt Zuevskoj GRJeS-2." *Jenergetika i jelektrifikacija* 1 (1989): 17–20. Print. **5.** *SOУ-N MPE 40.1.17.401:2004. ND MPE Ukraïny. Kontrol' metalu i prodovzhennja terminu ekspluatacii' osnovnyh elementiv kotliv, turbin i truboprovodiv teplovyh elektrostancij: Typova instrukcija*. Ed. V. Je. Dobrovol's'kyj. Kiev: OEP GRIFRE, 2005. **6.** *ND MPP Ukraïny. Turbiny parovi promyslovyh pidpryjemstv. Instrukcija z ekspertnogo obstezhennja (tehnichnogo diagnostuvannja)*. Kharkiv: 2006. **7.** Shul'zhenko, N. G., et al. *Opredeflenie raschetnogo resursa i ocenka zhivuchesti rotorov i korpusnyh detalej turbin*. Kiev: OEP "GRIFRJe": M-Vo jenergetiki i ugol'noj promyshlennosti Ukrainy, 2011. Print. **8.** Shul'zhenko, M. G., et al. "Rozrobka systemy diagnostyky termonapruzhenogo stanu ta lichyl'njka resursu rotoriv turbin (proekt 2.10)." *Cil'ova kompleksna programa NAN Ukraïny "Problemy resursu i bezpeky ekspluatacii' konstrukcij, sporud ta mashyn"*. Kiev: Instytut elektrozvarjuvannja im. Je. O. Patona NAN Ukraïny, 2012. 250–256. Print. **9.** Gontarovs'kyj, V. P., Ju. G. Jefremov and N. G. Garmash. "Identyfikacija rezhymiv roboty turbiny za danymy ASU TP." *Mashynoznavstvo* 11–12 (173–174) (2011). 31–35. ISSN 1729-4959. Print. **10.** *RTM 108.020.16-85. Raschet temperaturnyh polej rotorov i korpusov parovyh turbin*. – Leningrad: NPO CKTI, 1985. Print. **11.** Shul'zhenko, M. G., et al. "Metodyka operatyvnoi' ocinky poshkodzhenosti materialu rotora turbiny pry cyklichnomu navantazheni i povzuchosti." *Probl. mashynostroenija* 5 (2011). Vol. 14. 46–52. ISSN 0131-2928. Print. **12.** Shul'zhenko, N. G., et al. "Расчетный ресурс высокотемпературных роторов турбины Т-250/300-240. Оценка поврежденности и окончательного ресурса." *Jenergetika i jelektrifikacija* 2 (330) (2011). Vol. 2. 42–49. ISSN 0424-9879. Print. **13.** Shul'zhenko, N. G., N. G. Garmash and V. P. Gontarovskij. "Ocenka shhadjashhih rezhimov jekspluatacii po termonaprjazhennomu sostojaniju vysokotemperaturnogo rotora." *Aviacionno-kosmicheskaja tehnika i tehnologija* 8 (95) (2012). 160–164. ISSN 1727-7337. Print.

*Поступила (received) 11.02.2014*