

Приборы и оборудование

УДК 621.165.65–192

Черноусенко О.Ю., докт. техн. наук, проф.

Национальный технический университет Украины «КПИ»

пр. Победы, 37, корп. 5, 03056 Киев, Украина, e-mail: cher_olya@2c.kiev.ua

Оценка остаточного ресурса валопровода паровой турбины энергоблока № 10 Старобешевской ТЭС

Проведена расчетная оценка поврежденности и остаточного ресурса валопровода паровой турбины энергоблока мощностью 200 МВт Старобешевской ТЭС, который эксплуатируется в базовом и маневренных режимах. Учитываются ремонтно-восстановительные изменения роторов высокого и среднего давления по данным технического аудита за весь период эксплуатации. Граничные условия соответствуют эксплуатационным режимам работы энергоблока: пускам из холодного и неостывших состояний, а также стационарному режиму работы. Расчетное исследование теплового и напряженно-деформированного состояния роторов показало, что максимальные интенсивности условных упругих напряжений ротора среднего давления наблюдаются при пусках из НС-2 в зоне за 13-й ступенью у корневой части диска ($\sigma_1 = 254,7$ МПа) в момент выхода на номинальный режим 200 МВт. Расчеты на малоцикловую усталость фиксируют поврежденность ротора среднего давления на уровне 66 %. Допустимое дополнительное расчетное число пусков составит 757. Остаточный ресурс составляет 50141 ч, а с учетом упрощенной формулы с запасом – 28137 ч. *Библ. 10, рис. 4, табл. 2.*

Ключевые слова: остаточный ресурс, высокотемпературные элементы паровой турбины, ротор, корпус, цилиндр высокого давления, цилиндр среднего давления.

Введение и постановка задачи

Объединенная энергосистема Украины продолжает оставаться одной из наиболее мощных энергетических систем Европы [1]. По данным Минтопэнерго на 01.01.14, установленная мощность энергетических систем составляет, МВт: ТЭС Минтопэнерго – 27426,5 (51,0 %), ТЭЦ – 6453,3 (12 %), АЭС – 13820,8 (25,7 %), ГЭС – 4624,8 (8,6 %), гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) – 860,4 (1,6 %), ветроэлектростанций – 268,9 (0,5%), суммарная – 53777,6 (100 %).

В Украине ресурс большинства энергоблоков ТЭС мощностью 200–800 МВт больше пар-

кового по нормативным документам МТЭ: 74 энергоблока из 102 (73 %) находятся на границе превышения паркового ресурса (220 тыс. ч), еще 17 энергоблоков (17 %) вплотную приближаются к наработке паркового ресурса, а 11 блоков (10 %) достигли расчетного ресурса (100 тыс. ч) [1].

В рамках управления ресурсом энергетических объектов замена оборудования должна быть технически и экономически обоснована, необходимо провести оценку остаточного ресурса паротурбинного энергетического оборудования и выработать стратегию технического перевооружения паровых турбин энергоблоков ТЭС

с целью оптимизации финансовых затрат. При этом продление работоспособности действующего оборудования при обязательном выполнении требований к надежности и безопасности должно включать комплекс мероприятий по оптимальной модернизации. Также необходимо обеспечить максимально обоснованную оценку остаточного ресурса и продления срока эксплуатации турбинного оборудования с привлечением широкого спектра данных расчетных и экспериментальных исследований по уточнению коэффициентов запаса прочности и ремонтно-восстановительных изменений конструкций элементов паровых турбин [2].

Для увеличения эксплуатации энергоблоков паровых турбин большой мощности необходимо применять комплексный подход к продлению дальнейшей эксплуатации оборудования ТЭС, а также к замене энергетического оборудования ТЭС новым при необходимости.

Продление ресурса энергетического оборудования — это наиболее дешевый способ реновации тепловых электростанций. Внедрением комплексной системы мероприятий можно увеличить срок эксплуатации без значительного увеличения материальных затрат на обновление энергетических объектов. Вопрос о дальнейшей судьбе оборудования ТЭС с параметрами пара 13–24 МПа и 540–560 °С (продлевать ресурс еще на 50–100 тыс. ч либо поменять на новое) должен решаться на основе технико-экономических соображений и достоверной оценки остаточного ресурса такого оборудования [3, 4].

Цель данного исследования — выполнение расчетной оценки продления эксплуатации паровой турбины К-200-130 блока 200 МВт ст. № 10 СЕ «Старобешевская ТЭС». Методами математического и физического моделирования в работе получены расчетные данные по тепловому (ТС), напряженно-деформированному (НДС) состояниям и остаточному ресурсу энергетического оборудования паровых турбин мощностью 200 МВт с оценочным учетом реальных условий эксплуатации в зависимости от разных видов нагрузки и ремонтно-восстановительных изменений конструкции элементов паровой турбины за весь период эксплуатации. Определено влияние режимных параметров на работу высокотемпературных элементов паровой турбины, разработаны рекомендации по продлению срока эксплуатации турбоустановок мощностью 200 МВт.

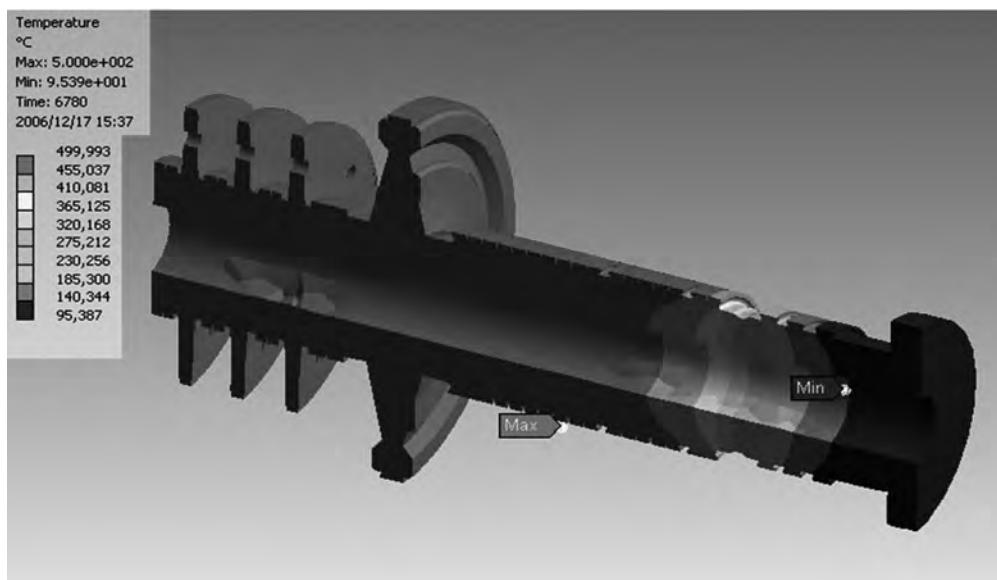
Геометрические модели и граничные условия роторов ЦВД и ЦСД паровой турбины К-200-130

Геометрическое моделирование высокотемпературных элементов паровой турбины К-200-130 проводилось на базе разработанной

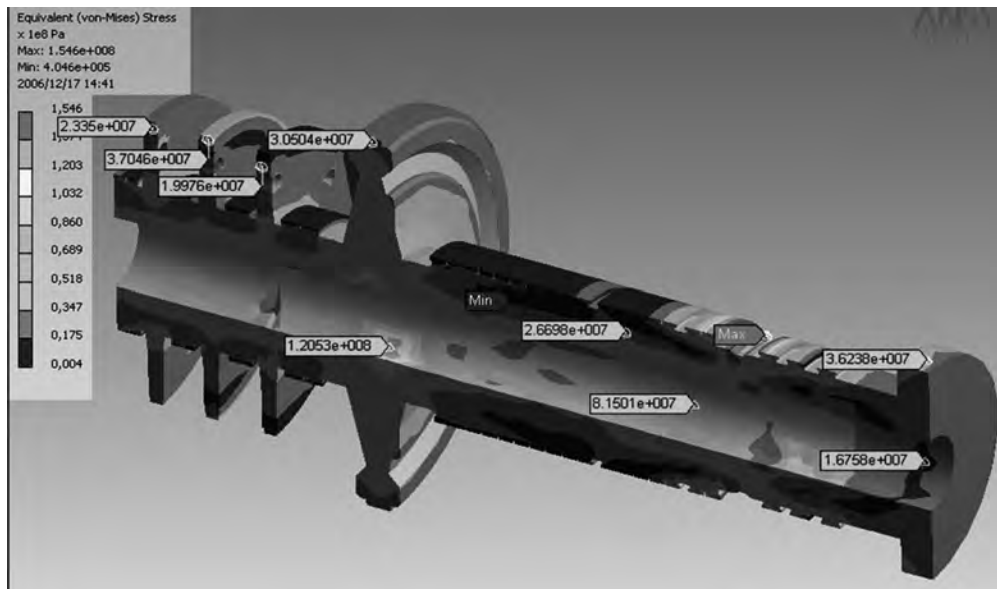
методики создания пространственных конструкций для элементов турбомашин с применением программного продукта Solidworks [5]. Моделирование роторов цилиндров высокого давления (ЦВД) и цилиндров среднего давления (ЦСД) осуществлялось с учетом технологических выборок материала элементов оборудования, которые образовались при механической обработке трещин, растрескиваний и промоин на поверхностях роторов. Технологические выборки материала элементов оборудования получены, исходя из экспериментальных данных визуального контроля и магнитопорошковой диагностики (данные эксплуатирующих организаций и лабораторий металла электрических станций), а также данных технического аудита предприятия «ДонОРГРЭС».

По данным технического аудита, во время капитального ремонта в 2008 г. произведены ремонт и обследование турбины К-200-130 со вскрытием ЦСД и ЦВД. В роторе высокого давления (РВД) выявлены механические повреждения, истирание шипов. Трещин не обнаружено. Выполнен визуально-измерительный контроль цельнокованого вала. На концевых частях вала имеются коррозионные язвы, на ободке, гребнях, галтелях дисков — слой окалины, в местах отслоения окалины — коррозия. В отверстиях под заклепки замковых лопаток трещин не выявлено. На передних концевых уплотнениях между 1-й и 2-й, а также 3-й и 4-й обоймами выявлены трещины по всему периметру диаметра проточки шириной раскрытия до 0,4–0,6 мм. В тепловых канавках на гребнях вала выявлены кольцевые трещины; трещин по тепловым канавкам между ступенями не выявлено. Произведена зачистка корродированных и механически поврежденных мест, трещины в тепловых канавках и на галтелях расточек между обоймами 1–2, 3–4 удалены. При проведении токовихревого контроля внутренней поверхности тепловых канавок уплотнения ротора высокого давления (РВД) трещин и расслоений металла не выявлено. Микроструктура металла ротора соответствует требованиям СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401:2004 [6]. При визуальном контроле осевого канала РВД трещин, расслоений металла, коррозии не обнаружено. При ультразвуковом контроле на поверхности канала и в подповерхностной зоне (на глубине до 80 мм) дефектов не обнаружено.

При визуально-измерительном контроле ротора среднего давления (РСД) выявлены единичные механические повреждения на концевых частях вала, слой коррозионных отложений по галтелям дисков, в проточке между



а



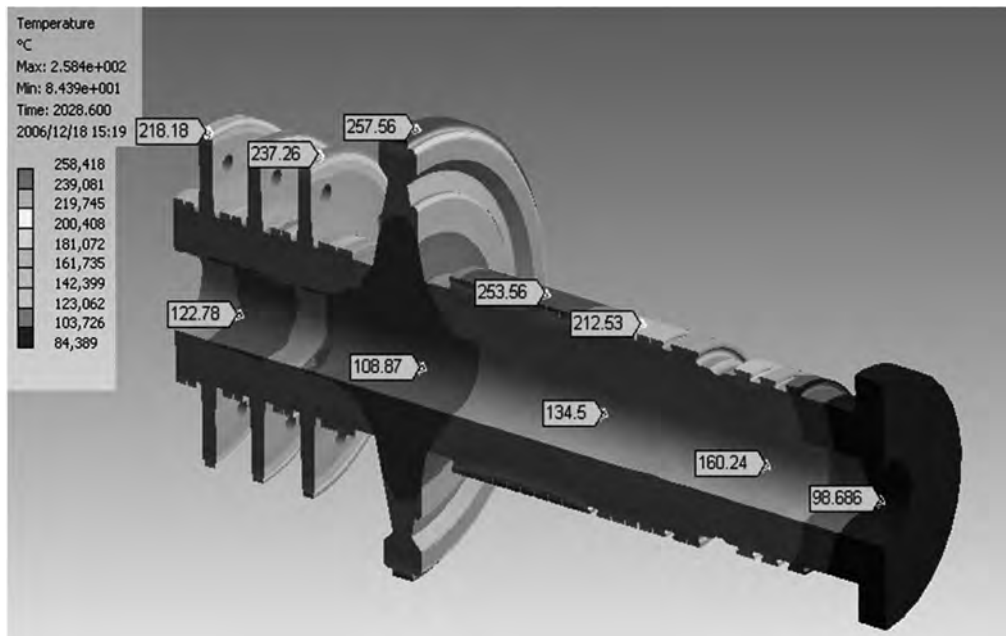
б

Рис.1. ТС (а) и НДС (б) РВД при выходе на номинальный режим с мощностью 200 МВт (6780 с) при НС-2.

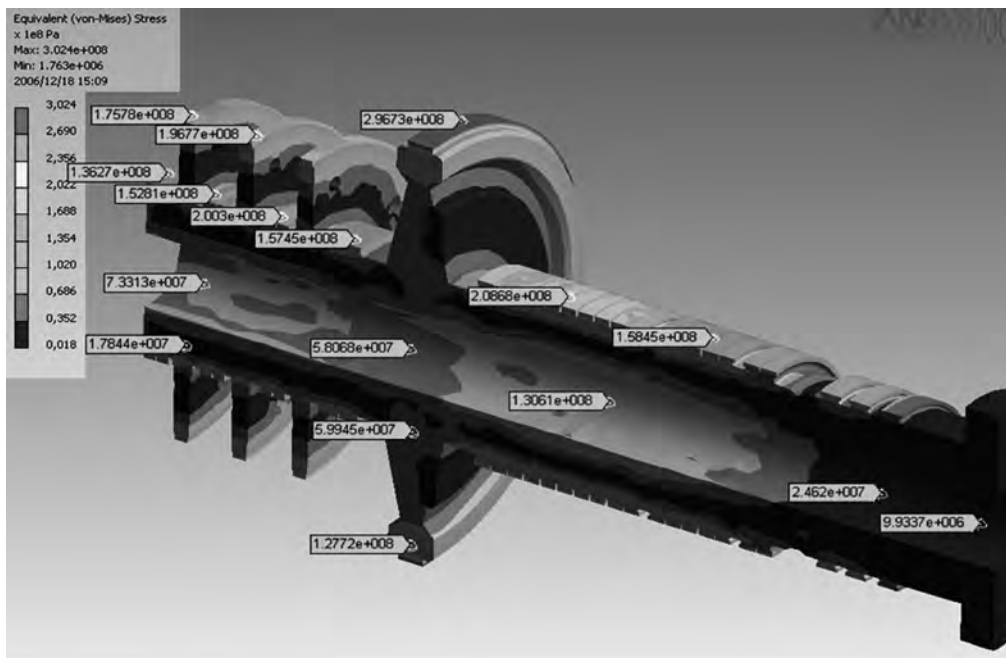
гребнями вала со стороны полумуфты ЦВД-ЦСД выявлены кольцевые трещины по всему периметру. В отверстиях под заклепки замковых лопаток и в тепловых канавках между рабочими лопатками на ступенях трещин не выявлено. Произведена зачистка корродированных и механически поврежденных мест, трещины по расточке и тепловым канавкам удалены проточкой. При проведении токовихревого контроля внутренней поверхности тепловых канавок уплотнения РВД трещин и расслоений металла не выявлено. Микроструктура метал-

ла ротора соответствует требованиям СОУ-Н МПЕ 40.1.17.401:2004 [6].

При визуальном контроле осевого канала РСД в 1200 мм от фланца крепления полумуфты РСД-РВД обнаружено скопление коррозионных язвин, охватывающее весь внутренний периметр канала, длиной около 2200 мм. Такое же скопление коррозионных язвин выявлено в 400 мм от фланца крепления РСД-РНД. Трещины и коррозия удалены механическим способом на глубину от 1,5 до 2–2,5 мм. При ультразвуковом контроле на поверхности канала и в



a



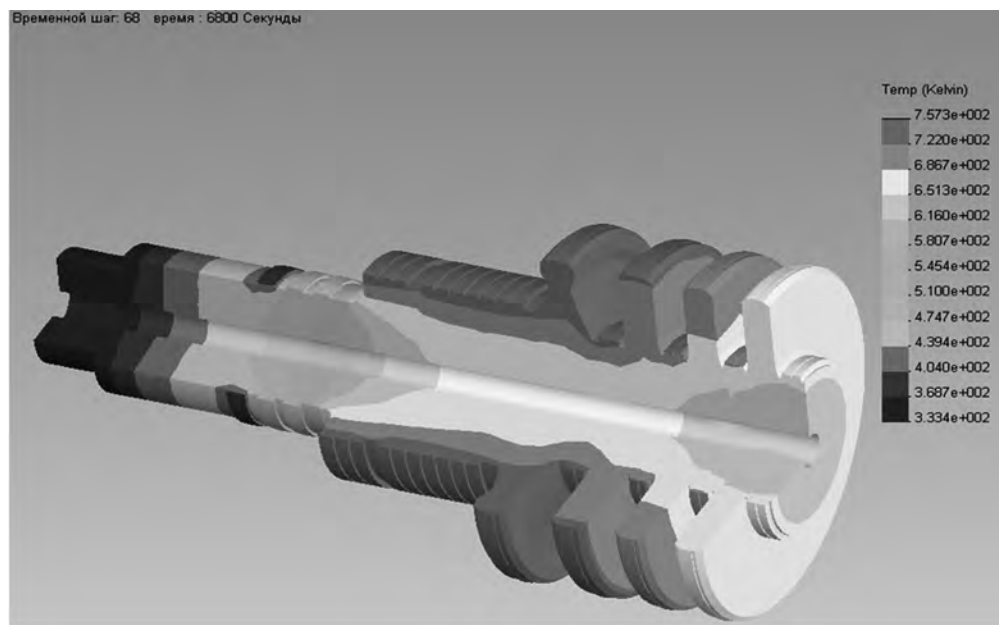
б

Рис.2. ТС (а) и НДС (б) РВД в момент пуска из ХС (2028 с) при выдержке на 500 об./мин.

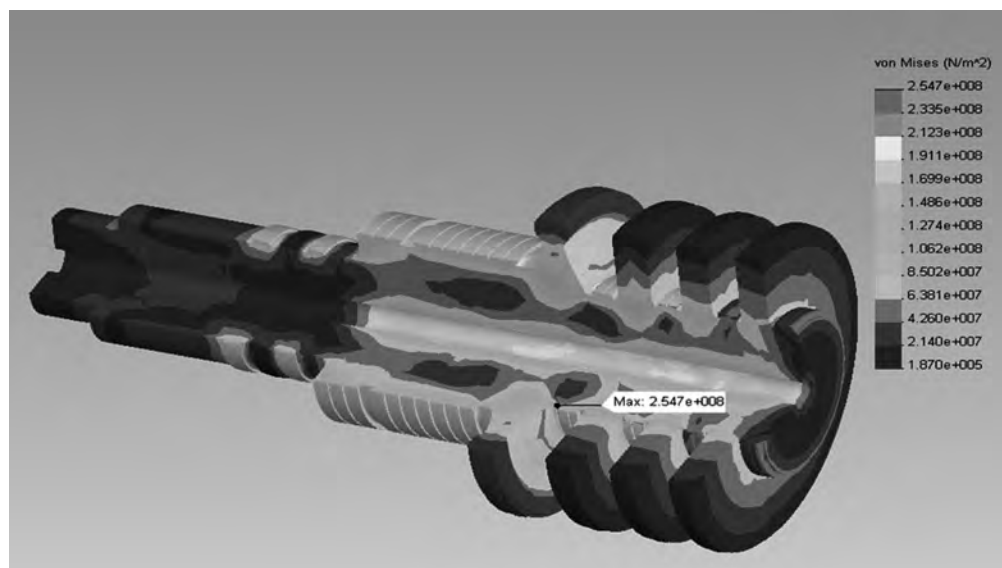
подповерхностной зоне (на глубине до 80 мм) дефектов не обнаружено.

Замена проектной конструкции основных высокотемпературных элементов паровой турбины на реальную конструкцию соответственно ремонтно-восстановительным работам, которые проводились за период эксплуатации 190–270 тыс. ч, вызовет и определенные изменения

теплового, напряженно-деформированного состояния высокотемпературных элементов паровой турбины и будет влиять на общий срок эксплуатации. Такое влияние будет не всегда направлено в сторону ухудшения индивидуального ресурса. Так, например, проточка канавок роторов с целью устранения трещин с увеличением размеров канавок вызывает уменьшение



а



б

Рис.3. ТС (а) и НДС (б) для РСД при пуске из НС-2 в момент времени 6800 с.

уровня напряжений и продление ресурса оборудования.

Граничные условия высокотемпературных элементов турбины К-200-130 отвечали эксплуатационным режимам по типу пусков из холодного состояния, неостывших состояний и стационарного режима. При задании граничных условий учитывались схемы утечек пара в уплотнениях, реальные графики пуска при пусках из различных тепловых состояний (холодного, горячего и неостывших), заброс конденсата в проточную часть паровой турбины и

корпуса клапанов. Также учитывался обогрев фланцев горизонтального разъема по обнизке и задавалось отсутствие изоляции по всей длине фланцев.

Расчетное исследование ТС и НДС роторов ЦВД и ЦСД турбины К-200-130

При проведении поверочного расчета моделирование теплового и напряженно-деформированного состояний роторов ЦВД и ЦСД на исследуемых режимах работы осуществляли в трехмерной постановке с учетом разгрузочных

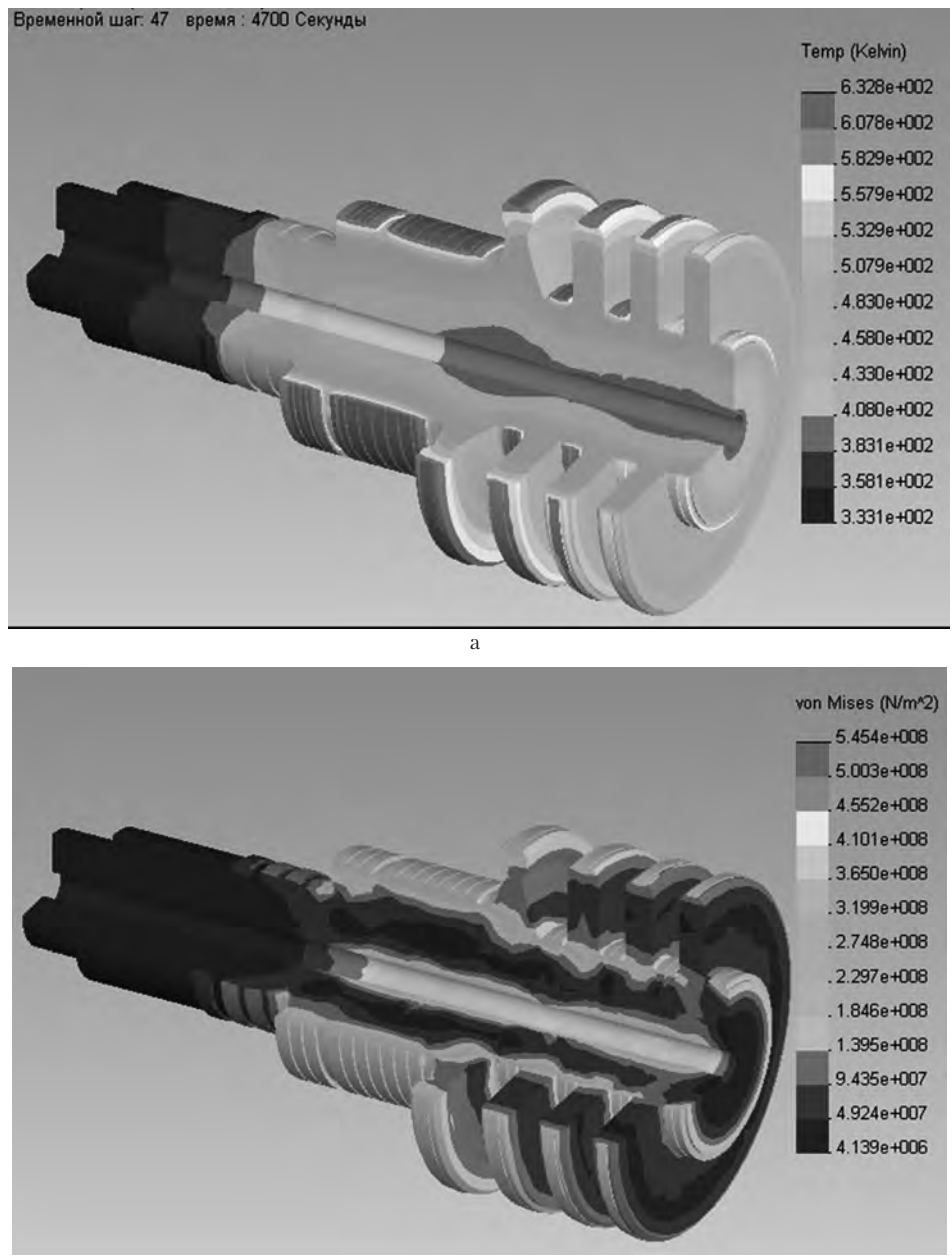


Рис.4. НДС для РСД при пуске из ХС в момент времени 4700 с (а), при пуске из ГС в момент времени 500 с (б).

отверстий в дисках роторов. Расчетное исследование проводилось для наиболее нагруженных участков роторов в соответствующих зонах проточных частей турбоустановки. Граничные условия задавались согласно рекомендациям [8]. Материал роторов — легированная сталь Р2 (25Х1М1Ф). Теплофизические и физико-механические характеристики стали Р2 (25Х-1М1Ф) в зависимости от температуры задавали в соответствии с [9].

ТС и НДС роторов ЦВД и ЦСД турбины К-200-130 рассчитывалось для двух вариантов пусковых режимов: неостывшее состояние (НС-2) и холодное состояние (ХС) — по технологии пуска Старобшевской ТЭС. Граничные условия для расчетов ТС определялись с использованием реальных пусковых графиков.

Исходные данные для расчета ТС роторов ЦВД и ЦСД скорректированы с учетом графиков пуска и особенностей течения пара в про-

точной части. При расчетном исследовании теплового состояния роторов решалась задача с учетом радиальной и осевой неравномерности распределения температуры. Перед началом расчетов температурных полей роторов при пусках решалась задача начального теплового состояния металла с учетом информации о времени простоя энергоблока и режиме остывания турбины.

Для расчета НДС использованы результаты ТС роторов. Учитывались также механические нагрузки от центробежных сил и давления пара. Для анализа напряженно-деформированного состояния роторов ЦВД и ЦСД брались характерные сечения и узловые точки, в которых градиенты температур имели максимумы.

Для РВД при пусках из НС-2 характерно возникновение зон максимальной интенсивности напряжений на осевой расточке ротора диска первой ступени РВД ($\sigma_i = 120,53$ МПа) и в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 154,6$ МПа) в момент выхода блока на номинальный режим (6780 с) (рис.1). Тепловое состояние РВД при пусках по типу НС-2 изменяется от 500 °С в зоне регулирующей и первых трех нерегулируемых ступеней до 140 °С в зоне третьей обоймы передних концевых уплотнений.

При пусках из НС-2 для РВД температура достигает 414 °С в зоне регулирующей и первых трех нерегулируемых ступеней и 129 °С в зоне 3-й обоймы передних концевых уплотнений в момент времени 3780 с. Максимальные интенсивности напряжений при моменте времени 3780 с имеют место на осевой расточке ротора диска первой ступени РВД ($\sigma_i = 123,8$ МПа) и в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 103,5$ МПа). Значения размахов максимальной интенсивности напряжений, определяющие ресурс, при пуске из НС-2 для РВД составляют 122,15 МПа при температуре металла $t_m = 499$ °С.

При пусках из ХС для РВД наибольшие значения интенсивности напряжений наблюдаются у осевой расточки ($\sigma_i = 124,96$ МПа) и на валу в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 150,0$ МПа) при выходе на номинальный режим работы 200 МВт (22860 с). Тепловое состояние РВД при пусках по типу ХС изменяется от 509 °С в зоне регулирующей и первых трех нерегулируемых ступеней до 139 °С в зоне третьей обоймы передних концевых уплотнений.

Значения максимальных интенсивностей условных упругих напряжений наблюдаются в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 208,68$ МПа) при температуре металла в этой точке около 300 °С в момент пуска из ХС (2028 с) при выдержке на 500 об./мин и на ободу диска регулирующей ступени РВД ($\sigma_i =$

$= 296,73-302,4$ МПа) (рис.2). Напряжения в тепловых канавках передних концевых уплотнений РВД также значительны и составляют $\sigma_i = 151,0-209,0$ МПа. Значения колебаний максимальной интенсивности напряжений, определяющие ресурс, при пуске из ХС для РВД составляют 168 МПа при температуре металла $t_m = 508$ °С.

Для РСД при пусках из НС градиенты температур значительны в момент времени 1800 с и на последнем этапе пуска при выходе на номинальную мощность 200 МВт в момент времени 6780 с. При пусках из ХС для РСД максимальный градиент температур возникает в начальные этапы пуска 2000–4653 с в характерных точках ротора. Для РСД высокие значения интенсивности условных упругих напряжений наблюдаются у осевой расточки ($\sigma_i = 319-360$ МПа), на ободу диска 13-й ступени ($\sigma_i = 184,6$ МПа), на валу в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 410-366$ МПа) и в зоне приспосаженной галтели за 13-й ступенью ($\sigma_i = 410-545$ МПа).

Для РСД при пусках из НС-2 значительный градиент температур возникает в конце режима нагружения (6780 с). Большие значения интенсивности напряжений наблюдаются в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 148,6-191,1$ МПа) и у корневой части диска перед и за 13-й ступенью ($\sigma_i = 191,1-212,3$ МПа) в конце режима нагружения (6780 с). Наибольшие значения интенсивности напряжений наблюдаются в зоне за 13-й ступенью у корневой части диска ($\sigma_i = 254,7$ МПа) в момент выхода на номинальный режим 200 МВт (рис.3). В момент времени 4700 с при пуске из ХС значения размахов максимальной интенсивности напряжений, определяющие ресурс, приняты на ободу диска 13-й ступени и составляют 322,5 МПа при температуре металла $t_m = 500$ °С (рис.4).

Оценка малоциклового усталости, поврежденности и остаточного ресурса роторов ЦВД и ЦСД турбины К-200-130-2 ст. № 10

Определяющий ресурсные характеристики энергетического оборудования уровень суммарных напряжений (температурных, от действия центробежных сил и давления пара) в роторах ЦВД и ЦСД при пусковых режимах имеет место у корневой части дисков регулирующей и 13-й ступеней, на ободу дисков в зоне хвостовиков лопаток, в зоне диафрагменных уплотнений последующих ступеней, в зоне тепловых канавок передних концевых уплотнений роторов.

В расчетах на малоцикловую усталость принимается в соответствии с рекомендациями РТМ [9] запас по числу циклов $n_{ц} = 5$, по де-

Таблица 1. Расчетная оценка малоцикловой усталости металла турбины

Тип состояний	Температура ротора t_{\max} , °C	Интенсивность напряжений σ_1 , МПа	Приведенная деформация $\varepsilon_{a пр}$, %	Допускаемое число пусков N_d при $n_c = 5$, $n_g = 1,5$
РВД турбина				
НС-2	499	123,8	0,0828	12500
ХС	508	302,0	0,1042	4995
РСД турбина				
НС-2	500	255,0	0,1182	2990
ХС	490	545,0	0,1243	2200

Таблица 2. Расчетная оценка поврежденности, остаточной наработки в годах и индивидуального ресурса роторов РВД и РСД энергоблока ст. № 10 Старобешевской ТЭС

№№ п/п	Наименование	Формула	РВД	РСД
1	Температура металла	t , °C	508	490
2	Интенсивность напряжений	$\sigma_{1\max}$, МПа	113,0	123,0
3	Предел текучести	σ_{02B} , МПа	400,0	399,0
4	Номинальное эквивалентное напряжение	$\sigma_э$, МПа	170,0	181,0
5	Запас прочности $\sigma_{1\max}$	$n'_T = \sigma_{02B} / \sigma_{1\max}$	3,5398	3,2439
6	Запас прочности по $\sigma_э$	$n''_T = \sigma_{02B} / \sigma_э$	2,3529	2,2044
7	Допускаемое число циклов по различным типам пусков	$[N_{pl}]_{РВД, РСД_{НС-2}} = 1144$ $[N_{pl}]_{РВД, РСД_{ХС}} = 299$	12500 4995	2990 2200
8	Циклическая поврежденность	$[П_{ц}] = \Sigma n_1 / [N_{pl}]$	0,2888	0,5185
9	Наработка	T , ч	268041	268041
10	Число часов работы в год	$\tau_{год} = T / z$	6092,0	6092,0
11	Годовая циклическая поврежденность	$[П'_г] = \Sigma n_{1г} / [N_{pl}] z$	0,0034	0,0117
12	Остаточная наработка в годах	$G = 1 - [П'_г] / [П''_г]$, год	-	41,15
13	Остаточная наработка в годах с учетом запаса $n''_п$	$G = 1 - [П'_г] / [n''_п П''_г]$, год	49,92	8,2307
14	Индивидуальный остаточный ресурс	$T_{ост} = G \times \tau_{год}$, ч	304134	50141
15	Общее число пусков	$n_{общ}$	1443	1443
16	Циклическая поврежденность (упрощенная формула)	$[П_{ц}]_{упрощ} = \Sigma n_{общ} / [N_{min}]$	0,3203	0,6559
17	Суммарная поврежденность за год (упрощенная формула)	$[П'_г] = [П_{ц}]_{упрощ} / z$	0,0072	0,0149
18	Остаточная наработка в годах (с учетом запаса $n''_п$)	$G = -[П'_г] / [n''_п П''_г]$, год	18,88	4,6187
19	Индивидуальный остаточный ресурс (упрощенная формула)	$T'_{ост} = G \times \tau_{год}$, ч	115020	28137
20	Остаточный ресурс, ч	$\min [T_{ост}; T'_{ост}]$	115020	28137

формациям $n_g = 1,5$ и получено допустимое число циклов до образования трещины N_d . Расчеты проведены для пусковых режимов из неостывшего и холодного состояний по типу НС-2 и ХС. Результаты расчетов для РВД и РСД представлены в табл.1, 2.

По данным Старобешевской ТЭС по состоянию на сентябрь 2008 г., наработка блока ст. № 10 составила 268041 ч и 1443 ч пуска из различных тепловых состояний. Пусков их холодного состояния было проведено 299, а из других тепловых состояний 1144 по состоянию на 01.11.08.

С учетом оценки малоцикловой усталости металла РВД, РСД паровой турбины К-300-130

(см. табл.1) расчетная оценка поврежденности, остаточной допускаемой наработки (в годах) и индивидуального ресурса РВД и РСД, согласно рекомендациям РТМ и РД [9, 10], для энергоблока ст. № 10 Старобешевской ТЭС представлена в табл.2.

Необходимо при определении остаточного ресурса роторов иметь в виду, что оценка кратковременной статической прочности роторов выполняется по номинальным напряжениям от центробежных сил (ЦБС) без учета температурных напряжений и их концентрации $\sigma_{i\max} = \sigma_{ЦБС}$, а также по максимальному значению номинального эквивалентного напряжения $\sigma_э$ [10]. Коэффициент запаса по пределу текучести

материала цельнокованных роторов σ_{02}^B при расчетной температуре t на стационарном режиме должен удовлетворять условию $n'_T, n''_T \geq 1,6$.

Если по данным, представленным электрической станцией, невозможно точно установить количество различных типов пусков ввиду отсутствия статистики по пускам, а известно достоверно их общее число $n_{\text{общ}}$ за время эксплуатации, то циклическая поврежденность определяется с запасом по упрощенной формуле, согласно рекомендациям [10]. При этом в формуле принимается число циклов до появления трещин $[N_{\text{min}}]$, которое соответствует наиболее жесткому режиму пуска с максимальной амплитудой деформаций в рассматриваемой зоне. Полученная расчетная оценка повреждаемости, остаточной наработки (в годах) и индивидуального ресурса по упрощенной формуле может рассматриваться как максимально низкий прогноз индивидуального ресурса для элементов паровой турбины К-200-130 энергоблока ст. № 10 Старобешевской ТЭС (см. табл.2, №№ 15–20).

Таким образом, расчетный ресурс РВД турбоагрегата К-200-130 ст. № 10 Старобешевской ТЭС выработан на 15 %, РСД — на 52 %. Циклическая поврежденность, определяемая с запасом по упрощенной формуле, согласно рекомендациям [6, 10], составляет для РВД 32 % и для РСД равна 66 %. Допустимое дополнительное расчетное число пусков для РСД составит около 757, для ротора РВД — более 2000.

Оценка кратковременной статической прочности роторов выполняется по номинальным напряжениям от центробежных сил без учета температурных напряжений. Запасы кратковременной статической прочности роторов нигде не выходят за пределы допустимых ($n'_T, n''_T \geq 1,6$), что позволяет дальнейшую эксплуатацию. Индивидуальный остаточный ресурс составляет для РСД — 50141 ч и для РВД — 304134 ч, а с учетом упрощенной формулы с запасом — 28137 ч и 115020 ч соответственно. Анализ полученных результатов позволяет продлить эксплуатацию роторов ВД на 50000 ч при числе пусков, не превышающем 400, и СД на 32000 ч при числе пусков, не превышающем 350.

Расточка тепловых канавок в роторах ЦВД и ЦСД для устранения образовавшихся дефектов типа трещин и снятия поверхностного слоя металла, подвергнувшегося пластическому деформированию, несколько уменьшает величину действующих напряжений.

Выводы

Проведено геометрическое моделирование высокотемпературных элементов паровой тур-

бины К-200-130 роторов ЦВД, ЦСД с учетом технологических выборок материала элементов оборудования, которые образовались при механической обработке трещин, растрескиваний и промоин на поверхностях роторов.

Расчетное исследование теплового и напряженно-деформированного состояния роторов ЦВД и ЦСД показало, что для РВД максимальные интенсивности условных упругих напряжений наблюдаются в зоне передних концевых уплотнений ($\sigma_i = 208,68$ МПа) при температуре металла в этой точке около 300 °С в момент пуска из ХС (2028 с) при выдержке на 500 об./мин и на ободу диска регулирующей ступени РВД ($\sigma_i = 296,73\text{--}302,4$ МПа). Для РСД при пусках из НС-2 наибольшие значения интенсивности напряжений наблюдаются в зоне за 13-й ступенью у корневой части диска ($\sigma_i = 254,7$ МПа) в момент выхода на номинальный режим 200 МВт.

Расчеты на малоцикловую усталость РВД, РСД турбины К-200-130 ст. № 10 показали, что поврежденность РВД составляет около 32 %, поврежденность РСД находится на уровне 66 %. Допустимое дополнительное расчетное число пусков для РСД составит около 757. Для ротора РВД допустимое дополнительное расчетное число пусков составляет 2000 пусков. Остаточный ресурс для РСД составляет 50141 ч, для РВД — 304134 ч, а с учетом упрощенной формулы с запасом — 115020 и 28137 ч. Анализ полученных результатов позволяет продлить эксплуатацию РВД и РСД на 32000 ч при числе пусков, не превышающем 350.

При каждом следующем плановом продлении эксплуатации для оборудования, проработавшего более 220 тыс. ч, необходимо проводить дополнительное уточнение остаточного ресурса высокотемпературного оборудования паровой турбины К-200-130:

— экспериментальное исследование согласно НД при ППР — неразрушающий контроль металла для выявления дефектов и экспериментальной оценки возникших повреждений, исследование структуры и свойств металла высокотемпературных элементов турбин;

— экспериментальные исследования по влиянию старения на изменение физико-механических свойств конструкционных легированных сталей при эксплуатационных температурах (с целью уточнения запасов прочности металла роторов ЦВД и ЦСД по деформациям n_ϵ , числу циклов n_Δ , пределам текучести n_T и запасов по номинальным напряжениям $n_{\text{дп}}$);

— поверочный расчет индивидуального ресурса энергоблока с учетом фактических дан-

них о свойствах металла и режимах эксплуатации, изменений конструкции при ППР, особенностей пусковых и переменных режимов работы и др., а также экспериментального исследования металла;

— технический аудит состояния оборудования на текущий момент;

— экспертное заключение состояния высокотемпературного оборудования паровых турбин с указанием возможности продления эксплуатации сверх паркового ресурса.

Список литературы

1. Мацевитый Ю.М., Шульженко Н.Г., Голощапов В.Н. и др. Повышение энергоэффективности работы турбоустановок ТЭС и ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и совершенствование режимов их эксплуатации // Под общ. ред. акад. Ю.М.Мацевитого. — Киев: Наук. думка, 2008. — 366 с.
2. Черноусенко О.Ю. Комплексный подход оценки остаточного ресурса высокотемпературных элементов паровых турбин, отработавших парковый ресурс // Вестник НТУ «ХПИ». Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. — 2010. — № 2. — С. 59–64.
3. Дубов А.А. Проблемы оценки остаточного ресурса стареющего оборудования // Теплоэнергетика. — 2003. — № 7. — С. 54–57.
4. Попов А.Б., Перевалова Е.К., Сверчков А.Ю. и др. Проблема продления ресурса теплоэнергетического оборудования ТЭС // Теплоэнергетика. — 2003. — № 4. — С. 29–36.
5. Письменный Е.М., Черноусенко О.Ю., Штефан Е.В., Рындюк Д.В., Третьак Д.С. Расчетное определение малоциклового усталости высокотемпературных элементов паровой турбины мощностью 200 МВт с применением программного комплекса ANSYS И COSMOSWorks // Вестник НТУУ «КПИ», Машиностроение. — 2008. — Т. 52. — С. 188–195.
6. 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.
7. Черноусенко О.Ю. Оценка поврежденности и остаточного ресурса высокотемпературных корпусов паровой турбины К-800-240 Славянской ТЭС. // Вестник НТУ «ХПИ». Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. — 2012. — № 7. — С. 29–36.
8. РТМ 24.020.16-73. Турбины паровые стационарные. Расчет температурных полей роторов и цилиндров паровых турбин методом электро моделирования. — М., 1973, № ВК-002/3209. — 104 с.
9. РТМ 108.021.103. Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малоцикловую усталость. — М., 1985, № АЗ-002/7382. — 49 с.
10. РД 34.17.440-96. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. — М., 1996. — 98 с.

Поступила в редакцию 10.10.14

Черноусенко О.Ю., докт. техн. наук, проф.

*Національний технічний університет України «КПІ», Київ
пр. Перемоги, 37, корп. 5, 03056 Київ, Україна, e-mail: cher_olya@2c.kiev.ua*

Оцінка залишкового ресурсу валопроводу парової турбіни енергоблока № 10 Старобешевської ТЕС

Проведено розрахункову оцінку пошкоджуваності та залишкового ресурсу валопроводу парової турбіни енергоблоку потужністю 200 МВт Старобешевської ТЕС, що експлуатується у базовому та маневрових режимах. Враховано ремонтно-поновлювальні зміни роторів високого та середнього тиску за даними технічного аудиту за весь період експлуатації. Граничні умови відповідають експлуатаційним режимам роботи енергоблоку: пускам з холодного та неостиглого станів, а також стаціонарному режиму роботи. Розрахункове дослідження теплового та напружено-деформованого стану роторів показало, що максимальні інтенсивності умовних пружних напружень ротора середнього тиску мають місце при пусках з НС-2 у зоні за 13-м ступенем у кореневій частині диску ($\sigma_1 = 254,7$ МПа) у момент виходу на номінальний режим 200 МВт. Розрахунки на малоциклову втомленість фіксують пошкоджуваність ротора середнього тиску на рівні 66 %. Допустима додаткова розрахункова кількість пусків складе близько 757. Залишковий ресурс дорівнює 50141 год, з урахуванням спрощеної формули із запасом — 28137 год. *Бібл. 10, рис. 4, табл. 2.*

Ключові слова: залишковий ресурс, високотемпературні елементи парової турбіни, ротор, корпус, циліндр високого тиску, циліндр середнього тиску.

Chernousenko O. Yu., Doctor of Technical Sciences, Professor
National Technical University of Ukraine «Kiev Polytechnic Institute», Kiev
 37, Peremogy Ave., build. 5, 03056 Kiev, Ukraine, e-mail: cher_olya@2c.kiev.ua

Residual Resource Assessment of Steam Turbine Shafting of Power Unit № 10 Starobeshevskaya Heat Electrical Station

Spend the estimated damage and residual resource of steam turbine of power units is offered by power 200 MW, Starobeshevskaya Heat Electrical Station which are exploited in base and maneuvering modes. Accounted for repair and refurbishment change rotors high and medium pressure according to the technical audit for the entire period of operation. The boundary conditions correspond to the operating conditions of the power unit: Cold Start and still hot from previous states, as well as steady-state operation. Numerical research of heat and stress - strain state of the rotors showed that the maximum elastic stress intensity conditioned medium pressure rotor observed when starting from the NA-2 in the area of the 13th stage at the root disk ($\sigma_1 = 254.7$ MPa) at the time of entering the rated operation 200 MW. Calculations on the low-cycle fatigue damage to the rotor fixed average pressure at the level of 66 %. Allowable additional estimated number of starts will be about 757. Residual life is 50141 hours, and with the simplified formula in stock 28137 hours. *Bibl. 10, Fig. 4, Table. 2.*

Key words: residual resource, high temperature components of the steam turbine, the rotor housing, high-pressure cylinder, middle-pressure cylinder.

References

1. Macevityj Yu.M., Shul'zhenko N.G., Goloshhapov V.N. Povyshenie jenergojeffektivnosti raboty turboustanovok TES i TEC putem modernizacii, rekonstrukcii i sovershenstvovanie rezhimov ih jekspluatcii, Ed. Yu.M.Macevity, Kiev : Naukova Dumka, 2008, 366 p. (Rus.)
2. Chernousenko O.Yu. Kompleksnyj podhod ocenki ostatochnogo resursa vysokotemperaturnyh jelementov parovyh turbin, otrabotavshih parkovyj resurs. *Vestnik NTU «KhPI». Jenergeticheskie i teplotehneskie processy i oborudovanie*, 2010, (2), pp. 59–64. (Rus.)
3. Dubov A.A. Problemy ocenki ostatochnogo resursa starejushhego oborudovanija. *Teplojenergetika*, 2003, (7), pp. 54–57. (Rus.)
4. Popov A.B., Perevalova E.K., Sverchkov A.Yu. Problema prodlenija resursa teplojenergeticheskogo oborudovanija TJeS. *Teplojenergetika*, 2003, (4), pp. 29–36. (Rus.)
5. Pis'mennij E.M., Chernousenko O.Ju., Shtefan E.V., Ryndjuk D.V., Tretjak D.S. Raschetnoe opredelenie malociklovoj ustalosti vysokotemperaturnyh jelementov parovoj turbiny moshnost'ju 200 MVt s primeneniem programmnoho kompleksa ANSYS I COSMOSWorks. *Vestnik NTUU «KPI», Mashinostroenie*. 2008, (52), pp. 188–195. (Ukr.)
6. ND MPE Ukraïni. Kontrol' metalu i prodovzhennja terminu ekspluatcii osnovnih elementiv kotliv, turbin i truboprovodiv teplovih elektrostancij. *Tipova instrukcija*. SOU-N MPE 40.17.401:2004.
7. Chernousenko O.Yu. Ocenka povrezhdennosti i ostatochnogo resursa vysokotemperaturnyh korpusov parovoj turbiny K-800-240 Slavjanskoj TJeS. *Vestnik NTUU «KPI». Jenergeticheskie i teplotehneskie processy i oborudovanie*, 2012, (7), pp. 29–36. (Rus.)
8. RTM 24.020.16-73. Turbiny parovye stacionarnye. Raschet temperaturnyh polej rotorov i cilindrov parovyh turbin metodom jelektromodelirovanija. Moscow, 1973, (VK-002/3209), 104 p. (Rus.)
9. RTM 108.021.103. Detali parovyh stacionarnyh turbin. Raschet na malociklovuju ustalost'. Moscow, 1985, (AZ-002/7382), 49 p. (Rus.)
10. RD 34.17.440-96. Metodicheskie ukazanija o porjadke provedenija rabot pri ocenke individual'nogo resursa parovyh turbin i prodlenii sroka ih jekspluatcii sverh parkovogo resursa. Moscow, 1996, 98 p.

Received October 10, 2014