

11'2018



# ВІСНИК

Національного технічного університету  
«ХПІ»

Серія: Енергетичні та теплотехнічні  
процеси й устаткування

**О. Ю. ЧЕРНОУСЕНКО, Д. В. РЫНДЮК, В. А. ПЕШКО**

### **ПОВТОРНОЕ ПРОДЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ РОТОРОВ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБИНЫ К-200-130 КУРАХОВСКОЙ ТЭС**

Энергоблоки ДТЭК «Кураховская ТЭС» мощностью 200 МВт с паровыми турбинами К-200-130 после достижения ими паркового ресурса на сегодняшний день требуют принятия решения о возможности их дальнейшей эксплуатации. Проведена оценка остаточного ресурса на базе 3D-пространственных аналогов для РВД и РСД паровой турбины К-200-130 мощностью 200 МВт блоков № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» с экспериментально полученными коэффициентами запаса прочности металла с учетом реальных условий эксплуатации согласно стационарных данных поврежденности. Представлены рекомендации по повторному продлению срока эксплуатации высокотемпературного энергетического оборудования.

**Ключевые слова:** ротор среднего давления (РСД), ротор высокого давления (РВД), пуск из холодного состояния, из неостывшего состояния, из горячего состояния, остаточный ресурс, малоцикловая усталость, длительная прочность.

**О. Ю. ЧЕРНОУСЕНКО, Д. В. РИНДЮК, В. А. ПЕШКО**

### **ПОВТОРНЕ ПОДОВЖЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОТОРІВ ВИСОКОГО ТА СЕРЕДНЬОГО ТИСКУ ТУРБІН К-200-130 КУРАХОВСЬКОЇ ТЕС**

Енергоблоки ДТЕК «Курахівська ТЕС» потужністю 200 МВт з паровими турбінами К-200-130 після досягнення ними паркового ресурсу на сьогоднішній день вимагають прийняття рішення про можливість їх подальшої експлуатації. Проведено оцінку залишкового ресурсу на базі 3D-просторових аналогів для РВД і РСД парової турбіни К-200-130 потужністю 200 МВт блоків № 4 і №5 ДТЕК «Курахівська ТЕС» з експериментально отриманими коефіцієнтами запасу міцності металу та урахуванням реальних умов експлуатації згідно станційних даних пошкоджуваності. Запропоновано рекомендації щодо повторного продовження терміну експлуатації високотемпературного енергетичного обладнання.

**Ключові слова:** ротор середнього тиску (РСТ), ротор високого тиску (РВД), пуск з холодного стану, з неостиглого стану, з горячого стану, залишковий ресурс, малоциклова втомлюваність, довготривала міцність.

**O. CHERNOUSENKO, D. RINDYUK, V. PESHKO**

### **REFRESHING EXTENSION OF THE OPERATION OF HIGH PRESSURE ROTORS AND AVERAGE PRESSURE ROTORS OF THE TURBINE K-200-130 AT THE KURAKHOVSKA HEAT POWER PLANT**

The power-generating units at the Kurakhovska Heat Power Plant of 200MW with steam turbines K-200-130 that reached their fleet life require today the decision taking on the possibility of their further operation. In this connection, the problems of taking into consideration the damages caused by the action of high local temperatures, the local temperature nonuniformity and a reliable estimation of the residual life of rotors is vital. Based on the developed methods of calculated estimate of the action of local nonuniformity of heat losses we computed the residual life of HP and AP rotors of the steam turbine K-200-130-3. The elastically deformed rotor state was calculated taking into account the joint action of the temperature gradient, centrifugal forces and steam-pressure in operation. A total level of damage of the metal of HPR and APR was defined based on the computations of the low-cycle fatigue and the static damageability. The recommendations were given on the opportunity for the refreshing extension of the service life of high pressure rotors and low pressure rotors of the steam turbine of 200 MW used for the power-generating units No 4 and No 5 at Kurakhovska heat power plant, exceeding their fleet life stated in current normative documents. High pressure rotors and low-pressure rotors of the power-generating unit No 4 at Kurakhovska heat power plant can operate for additional 45 thousand hours and the power-generating unit No 5 can additionally operate during 50 thousand hours.

**Key words:** average pressure rotor, high pressure rotor, cold start-up, warm start-up, hot start-up, residual life, low-cycle fatigue and the long-term strength.

#### **Введение**

Согласно нормативным документам Министерства энергетики и угольной промышленности Украины парковый ресурс паровых турбин К-200-130 ЛМЗ равен 220 тыс. ч. при числе пусков 800 [1–2]. В 2006–2007 гг. КПИ им. Игоря Сикорского были выполнены работы по оценке остаточного ресурса высокотемпературного энергетического оборудования паровой турбины К-200-130 блоков № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» и продлена его эксплуатация на 50 тыс. ч. На сегодняшний день сроки продления эксплуатации энергоблоков № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» истекли и возникла необходимость провести повторную оценку индивидуального ресурса данной турбины.

#### **Цель работы**

Выполнение оценки малоцикловой усталости и статической поврежденности роторов паровой турбины К-200-130 блоков № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» с целью определения возможности повторного продления эксплуатации.

#### **Анализ результатов контроля металла роторов высокого и среднего давления блока № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС»**

Неразрушающий контроль был выполнен Службой металлов и сварки предприятия «Донбассэнергоалладка», а также Лабораторией металлов и сварки ДТЭК «Кураховская ТЭС» в 2008 и

© О. Ю. Черноусенко, Д. В. Рындюк, В. А. Пешко, 2018

2016 году. При визуальном контроле и магнито-по-рошковой дефектоскопии (МПД) ротора ВД блока № 4 ДТЭК «Кураховская ТЭС» в 2004 г. выявлены кольцевые коррозионно-усталостные трещины в тепловых канавках № 3–8 первой обоймы, № 12 второй обоймы и в тепловых канавках диафрагменного уплотнения между 1-й и 2-й ступенями. Трещины выбраны, глубина выборок составила 1,4–4,0 мм. При визуальном контроле и МПД лабиринтовых уплотнений и галтельных переходов РВД в 2008 г. (Заключение № 2154-8 от 30.06.2008 г.) дефектов не обнаружено.

При визуальном контроле и МПД ротора РСД блока № 4 ДТЭК «Кураховская ТЭС» в 2004 г. выявлены кольцевые коррозионно-усталостные трещины в тепловых канавках № 1–6 и на галтельном переходе диска 13 ступени (со стороны 14-й ступени). Трещины выбраны, глубина выборок в тепловых канавках составила 1,6–5,0 мм, по галтельному переходу – 2,5 мм. При визуальном контроле и МПД ротора СД в 2008 г. (Заключение № 2154-8 от 30.06.2008 г.) выявлены кольцевые коррозионно-усталостные трещины в тепловых канавках № 1-6 и на галтельном переходе диска 13 ступени (со стороны 14-й ступени). Трещины выбраны, глубина выборок в тепловых канавках составила 0,8–1,3 мм, по галтельному переходу – 24 мм. При визуальном контроле и МПД ротора СД в 2012 г. (Заключение № 215-08 от 02.10.2012 г.) выявлены кольцевые коррозионно-усталостные трещины в тепловых канавках № 1–6 и на галтельном переходе диска 13 ступени (со стороны 14-й ступени). Трещины выбраны, глубина выборок в тепловых канавках составила 0,4–1,5 мм, по галтельному переходу – 1,8–3,4 мм.

Для блока № 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» при визуальном контроле с травлением и магнито-по-рошковой дефектоскопии в доступных местах роторов ВД и СД (галтельные переходы дисков и валов, концевые части валов, обод, гребни, плотно с разгрузочными отверстиями, тепловые канавки) в 1983, 1985, 1993 и 2003 годах трещин обнаружено не было. При визуальном контроле и ультразвуковой дефектоскопии роторов ВД и СД со стороны осевого канала в 1989 г. в роторе ВД на расстоянии 315 мм от торца ротора (сторона котла) обнаружены трещины с амплитудой меньше браковочной. По результатам последнего неразрушающего контроля состояния металла РВД и РСД (Заклучения № 716-16 от 25.10.2016 г.), выполненного ООО «Интерэнергосервис», дефектов не обнаружено.

По результатам проведенного технического аудита состояния металла высокотемпературных элементов все обнаруженные дефекты в процессе поверочного расчета при моделировании геометрии РВД, РСД вносились в проектную конструкцию завода изготовителя.

### **ТС, НДС, малоцикловая усталость, статическая поврежденность и остаточный ресурс высокотемпературных роторов блоков № 4,5 ДТЭК «Кураховская ТЭС»**

Моделирование теплового и напряженно-деформированного состояний высокотемпературных роторов паровой турбины К-200-130 блоков № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» на стационарных и пусковых режимах работы осуществлялось в трехмерной постановке с использованием методов конечно-элементной разбивки [3–4]. Для анализа напряженно-деформированного состояния рассмотрены три режима: пуск из холодного состояния по типу ХС ( $t_{\text{мет}} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), из неостывшего состояния НС-1 ( $t_{\text{мет}} = 240\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и из неостывшего состояния НС-2 ( $t_{\text{мет}} = 410\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Численное исследование теплового и напряженно-деформированного состояния роторов паровой турбины К-200-130 блока № 4, 5 ДТЭК «Кураховская ТЭС» показало, что определяющий ресурсные характеристики энергетического оборудования уровень суммарных напряжений (температурных, от действия центробежных сил и давления пара) на номинальном режиме эксплуатации и при пусках из различных тепловых состояний возникает для РВД и РСД в зоне осевого канала, первых обойм концевых уплотнений, а также в галтелях регулирующей и первых трех ступеней давления.

При пусках из холодного состояния ХС для РСД блока № 4 максимальный градиент температур возникает в начальные этапы пуска (момент времени 4500 с). Высокие значения интенсивности напряжений наблюдаются в зоне передних концевых уплотнений за обоймой № 2 ( $\sigma_i = 416,8\text{ МПа}$ ) и в зоне придисковой галтели за 13-ой ступенью ( $\sigma_i = 454,6\text{ МПа}$ ). Значения размахов максимальной интенсивности напряжений, определяющие ресурс, приняты в зоне галтели за 13-ой ступенью  $\sigma_i = 455\text{ МПа}$  при температуре металла  $t_m = 410\text{ }^{\circ}\text{C}$  (рис. 1).

При пусках из неостывшего состояния НС-2 для РВД блока № 4 характерно возникновение зон максимальной интенсивности напряжений как в зоне 4-ой ступени давления РВД ( $\sigma_i = 272,2\text{ МПа}$ ) в момент времени 1900 с (нагружение до 30 МВт), так и в зоне передних концевых уплотнений ( $\sigma_i = 233,7\text{ МПа}$ ) при приближении момента выхода блока на номинальный режим (рис. 2). Температура металла в зоне 4-ой ступени давления РВД в момент времени 1900 с достигает порядка  $673\text{ }^{\circ}\text{K}$  ( $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Амплитуда деформации согласно [5] определялась по значениям интенсивности деформаций в течение цикла нагружения (исходное состояние – нагружение – номинальный режим – разгрузка – исходное состояние). Число циклов нагружения

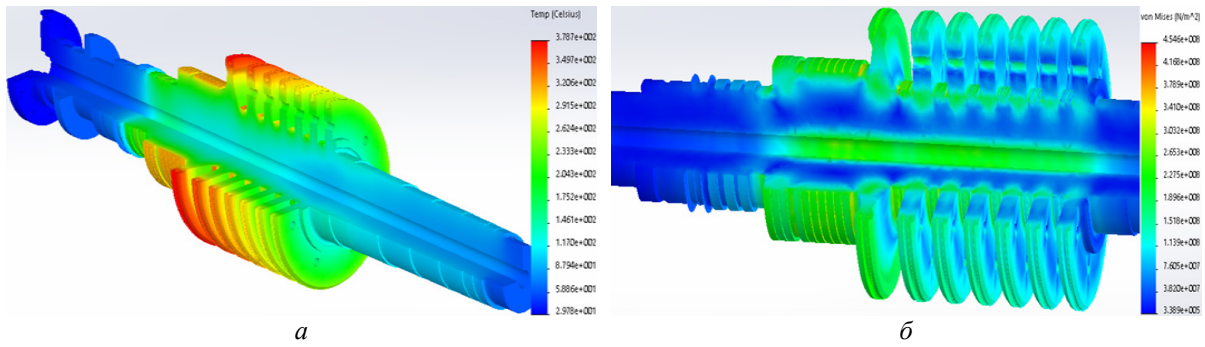


Рис. 1 – Результаты оценки ротора СД в момент времени 4500 с (выдержка при 3000 об/мин) при пуске из ХС: а – ТС; б – НДС

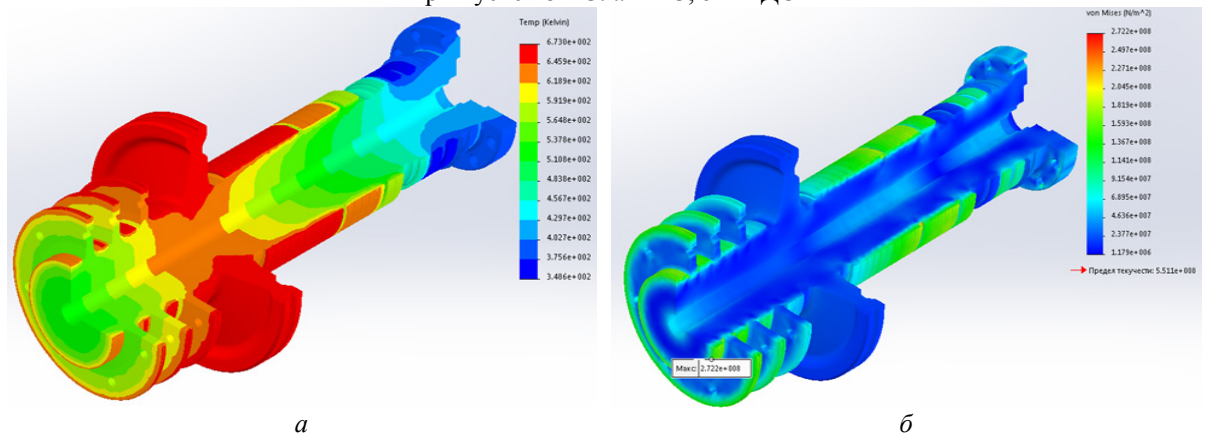


Рис. 2 – Результаты оценки ротора ВД в момент времени 1900 с (нагрузка до 30 МВт) при пуске из НС-2: а – ТС; б – НДС

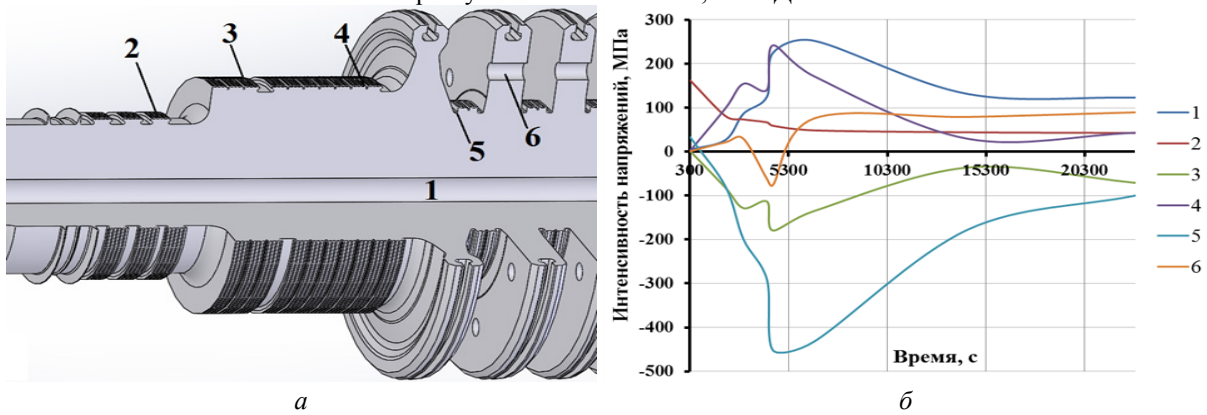


Рис. 3 – Пуск из холодного состояния:

а – контрольные области; б – размахи интенсивности условных упругих напряжений РСД

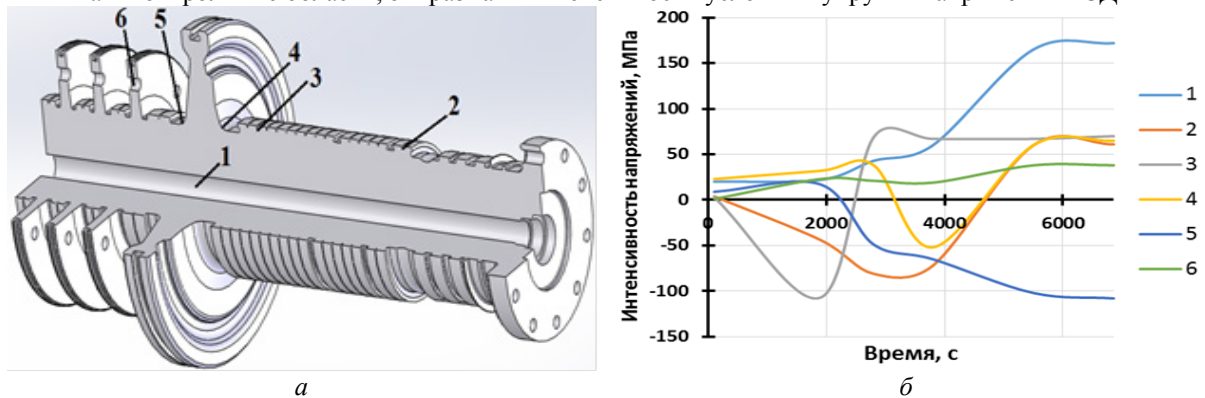


Рис. 4 – Пуск из НС-2:

а – контрольные области; б – размахи интенсивности условных упругих напряжений РВД

до появления трещин определялось по экспериментальным кривым малоциклового усталости, полученным по результатам испытаний образцов на растяжение – сжатие при жестком симметричном цикле и постоянной температуре.

Суммарная поврежденность  $\Pi'$ , накопленная в металле роторов, работающих в условиях совместного действия ползучести при различных установившихся режимах и циклических нагрузок при различных переменных режимах, и остаточная наработка до появления трещины  $[\tau]_{ост}$  (в годах) определялась согласно [6].

При расчетах на малоцикловую усталость в РСД блока № 4 по результатам расчетов напряженно-деформированного состояния исследовались контрольные точки (рис. 3). В исследуемых узлах рассчитывались интенсивности условных упругих напряжений, главные напряжения в течение всего пускового времени для всех типов пусков. Строились графики размахов интенсивности условных упругих напряжений, по оси ординат откладывались интенсивности напряжений, а по оси абсцисс – время пуска из различных тепловых состояний. Для РСД блока № 4 размахи интенсивности условных упругих напряжений для пусковых режимов типа ХС представлены на рис. 3.

Аналогично были рассчитаны размахи интенсивности условных упругих напряжений для ротора высокого давления. При пусковых режимах типа НС-2 максимальные величины условных упругих напряжений наблюдаются в момент времени 5800 с (рис. 4).

В расчетах на малоцикловую усталость рассмотрено два случая. В первом, запас по числу циклов принимается на уровне  $n_N = 5$  и по деформациям –  $n_\varepsilon = 1,5$  в соответствии с рекомендациями [5]. Во втором случае, эти же коэффициенты

приняты на уровне  $n_N = 3$  и  $n_\varepsilon = 1,25$ . Такие значения получены в результате экспериментальных исследований структуры и свойств металла с целью уточнения характеристик длительной прочности и запасов прочности [7].

По данным Кураховской ТЭС, статистика пусков энергоблока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС из различных тепловых состояний за период с 01.02.1993 г. по 01.02.2006 г. составляет 296 пусков после 6–10 часов простоя, 43 пуска после 15–20 часов простоя, 58 пусков после 30–35 часов простоя, 77 пусков после 50–60 часов простоя и 132 пуска из холодного состояния, всего 606 пусков. Полной статистики по видам пусковых режимов на станции нет на данный момент, поэтому из имеющихся данных за период с 01.02.1993 г. по 01.02.2006 г. можно приближенно считать, что пусков по типу НС-2 было 296 (48,8 %), из НС-1 – 178 (29,4 %) и из ХС соответственно 132 пуска (21,8 %) и такой режим работы продолжался до настоящего времени. Т.е. пусков по типу НС-2 было 1209, НС-1 было 727 пусков и из ХС 539 пусков, всего 2475 пусков. При этом необходимо учитывать, что если энергоблок в период с 2012 по 2017 гг. работал в маневренном режиме (увеличенное количество пусков из неостывшего состояния НС-2 и горячего состояния ГС), то ресурсные характеристики могут существенно ухудшиться согласно проведенной для «ДТЭК Энерго» работы [8].

С учетом оценки малоциклового усталости металла РВД, РСД паровой турбины К-200-130-3 (табл. 1–2) расчетная оценка повреждаемости, остаточной допускаемой наработки в годах и индивидуального остаточного ресурса согласно рекомендациям [5, 6] для энергоблока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС представлена в табл. 3.

Таблица 1 – Расчетная оценка МЦУ металла РВД блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС

РВД	Температура по толщине ротора $t_{max}, ^\circ\text{C}$	Интенсивность напряжений, $\sigma_i$ , МПа	Приведенная деформация, $\varepsilon_{a пр}, \%$	Допускаемое число пусков, $N_d$	
				$n_N = 5$ $n_\varepsilon = 1,5$	$n_N = 3$ $n_\varepsilon = 1,25$
НС-2	508	172	0,0866	7000	>10000
НС-1	508	201	0,0959	6200	9300
ХС	508	217	0,09909	5200	8200

Таблица 2 – Расчетная оценка МЦУ металла РСД блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС

РСД	Температура по толщине ротора $t_{max}, ^\circ\text{C}$	Интенсивность напряжений, $\sigma_i$ , МПа	Приведенная деформация, $\varepsilon_{a пр}, \%$	Допускаемое число пусков, $N_d$	
				$n_N = 5$ $n_\varepsilon = 1,5$	$n_N = 5$ $n_\varepsilon = 1,5$
НС-2	485	317	0,12561	3900	6400
НС-1	485	217	0,10169	5800	8000
ХС	485	455	0,12356	2500	4170

Таблица 3 – Расчетная оценка повреждаемости, остаточной наработки в годах и остаточного ресурса роторов РВД и РСД энергоблока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС

№	Наименование	Формула	РВД		РСД	
1.	Температура металла	$t, ^\circ\text{C}$	508		500	
2.	Интенсивность напряжений	$\sigma_{\text{imax}}, \text{МПа}$	107,2		105,5	
3.	Предел текучести	$\sigma_{02^B}, \text{МПа}$	400,0		405,0	
4.	Ном. экв. напряжение	$\sigma_3, \text{МПа}$	172,0		185,0	
5.	Запас прочности по $\sigma_{\text{imax}}$	$n'_T = \sigma_{02^B} / \sigma_{\text{imax}}$	3,73		3,83	
6.	Запас прочности по $\sigma_3$	$n''_T = \sigma_{02^B} / \sigma_3$	2,325		2,162	
7.	Общее число пусков	$n_{\text{общ}}$	2475		2475	
8.	Общая наработка	$\tau_{\text{общ}}, \text{ч}$	261773		261773	
9.	Коэффициенты запаса	$n_{\text{ц}} \setminus n_{\text{е}}$	5 \ 1,5	3 \ 1,25	5 \ 1,5	3 \ 1,25
10.	Допускаемое число циклов по различным типам пусков	$[N_{pl}] n_{\text{НС-2}} = 1209$	7500	>10000	3900	6400
		$[N_{pl}] n_{\text{НС-1}} = 727$	6200	9300	5800	8000
		$[N_{pl}] n_{\text{XC}} = 539$	5200	8200	2500	4170
11.	Циклическая поврежденность	$[\Pi_{\text{ц}}] = \sum n_i / [N_{pl}], \%$	38,21	26,48	65,10	40,90
12.	Допус. время работы	$[t_{pl}], \text{ч}$	$3,7 \times 10^5$	$5,6 \times 10^5$	$3,7 \times 10^5$	$5,6 \times 10^5$
13.	Статическая поврежденность	$[\Pi_{\text{ст}}] = \sum \tau_{\text{общ}} / [t_{pl}], \%$	70,75	46,75	70,75	44,52
14.	Суммарная поврежденность	$[\Pi_{\Sigma}] = [\Pi_{\text{ст}}] + [\Pi_{\text{ц}}], \%$	108,96	73,23	135,85	85,42
15.	Остаточный ресурс	$T_{\text{ост}} = G \times \tau_{\text{год}}, \text{час}$	<0	95714	<0	44667

Необходимо при определении остаточного ресурса роторов иметь в виду, что оценка кратковременной статической прочности роторов выполняется по номинальным напряжениям от центробежных сил без учета температурных напряжений и их концентрации  $\sigma_{\text{imax}} = \sigma_{\text{цБС}}$ , а также по максимальному значению номинального эквивалентного напряжения  $\sigma_3$  по рекомендациям [5, 6]. Коэффициент запаса по пределу текучести материала цельнокованых роторов  $\sigma_{02^B}$  при расчетной температуре  $t$  на стационарном режиме должен удовлетворять условию  $n'_T, n''_T \geq 1,6$ .

Если допустимое количество пусков  $[N_{pl}]$  приводит к значительному снижению ресурсных характеристик при коэффициентах запаса прочности по количеству циклов\по деформациям на уровне 5 \ 1,5, то по решению экспертной комиссии, состоящей из представителей электрической станции и специализированных организаций, можно допустить снижение коэффициентов запаса прочности по количеству циклов и по деформациям 3 \ 1,25, учитывая данные экспериментальных исследований КПИ им. Игоря Сикорского и Института проблем прочности НАН Украины [7, 8].

При определении статической поврежденности по нормативным документам [1, 2, 5] допускаемое время работы металла выбирается по диаграммам длительной прочности [8] и составляет 370 тыс. ч. С учетом проведенных экспериментальных исследований НТУУ КПИ имени Игоря Сикорского и Института проблем прочности НАН Украины [7, 8] допускаемое время работы металла можно увеличить до 560 тыс. ч., тогда остаточный ресурс увеличится.

Таким образом, суммарная поврежденность РВД турбоагрегата К-200-130 энергоблока № 4 Кураховской ТЭС составляет 108,96 %, а РСД –

135,85 % при коэффициентах запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 5 и 1,5, а также допускаемом времени работы металла 370 тыс. ч. Если суммарная поврежденность металла ротора ЦВД больше 100 %, то дальнейшая эксплуатация оборудования не возможна [6].

При коэффициентах запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 3 и 1,25, а также допускаемом времени работы металла 560 тыс. ч. суммарная поврежденность РВД находится на уровне 73,23 %, а РСД – на уровне 85,42 %. Допустимое дополнительное расчетное число пусков для РСД составит порядка 1695 пусков, а для ротора РВД допустимое дополнительное расчетное число пусков составляет 2725 пуска в консервативном случае минимального допустимого из всех видов расчетного числа пусков.

Запасы кратковременной статической прочности роторов нигде не выходят за пределы допустимых, что позволяет дальнейшую эксплуатацию. Если экспертная комиссия может допустить снижение коэффициентов запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 3 \ 1,25, а также принять допускаемое время работы металла на уровне 560 тыс. ч., то остаточный ресурс РВД энергоблока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС может быть увеличен до 95714 ч, а РСД – до 44667 ч. Это позволит продлить эксплуатацию РВД и РСД на 45 тыс. часов при числе пусков 400.

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

Для энергоблока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС статистика пусков блоков из различных тепловых

состояний (по часам) за период с 01.02.1993 г. по 01.02.2006 г. составляла 366 пусков после 6-10 часов простоя, 60 пусков после 15-20 часов простоя, 59 пусков после 30–35 часов простоя, 64 пуска после 50–60 часов простоя и 151 пуск из холодного состояния, всего 700 пусков.

При условии отсутствия полной статистики по пускам из различных тепловых состояний паровой турбины К-200-130-3 блока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС по состоянию на август 2017 года приближенно можно считать, что для РВД пусков по типу НС-2 было 1549 (52 %), НС-1 было 774

(26 %) пусков и из ХС соответственно 655 пуска (22 %), всего 2978 пусков.

Для РСД, который был демонтирован с энергоблока № 9 и установлен на энергоблок № 5, количество пусков за весь период эксплуатации составляет 1742, наработка равна 241544 ч. Пусков по типу НС-2 было 906 (52 %), НС-1 было 453 (26 %) пусков и из ХС – 383 пуска (22 %).

Расчетная оценка повреждаемости, остаточной допускаемой наработки в годах и индивидуального остаточного ресурса для энергоблока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетная оценка повреждаемости, остаточной наработки в годах и остаточного ресурса роторов РВД и РСД энергоблока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС

№	Наименование	Формула	РВД		РСД	
1.	Общее число пусков по данным КуТЭС	$n_{\text{общ}}$	2978		1742	
2.	Общая наработка по данным КуТЭС	$\tau_{\text{общ}}, \text{ч}$	243785		241544	
3.	Коэффициенты запаса	$n_N \setminus n_\epsilon$	5 \ 1,5	3 \ 1,25	5 \ 1,5	3 \ 1,25
4.	Допускаемое число циклов по различным типам пусков	$[N_{pi}] n_{\text{НС-2}}^{\text{РВД}} = 1549$ $n_{\text{НС-2}}^{\text{РСД}} = 906$	7500	>10000	3900	6400
		$[N_{pi}] n_{\text{НС-1}}^{\text{РВД}} = 774$ $n_{\text{НС-1}}^{\text{РСД}} = 453$	6200	9300	5800	8000
		$[N_{pi}] n_{\text{ХС}}^{\text{РВД}} = 656$ $n_{\text{ХС}}^{\text{РСД}} = 383$	5200	8200	2500	4170
5.	Циклич. поврежденность	$[\Pi_{\text{ц}}] = \sum n_i / [N_{pi}], \%$	45,74	31,8	46,37	29,01
6.	Допус. время работы	$[t_{pi}], 10^5 \text{ ч}$	3,7	5,6	3,7	5,6
7.	Статич. поврежденность	$[\Pi_{\text{ст}}] = \sum \tau_{\text{общ}} / [t_{pi}], \%$	65,89	43,53	65,28	41,08
8.	Суммарная поврежденность	$[\Pi_{\Sigma}] = [\Pi_{\text{ст}}] + [\Pi_{\text{ц}}], \%$	111,68	75,33	111,65	70,09
9.	Остаточный ресурс	$T_{\text{ост}} = G \times \tau_{\text{год}}, \text{ч}$	<0	79820	<0	103088

Суммарная поврежденность РВД турбоагрегата К-200-130 энергоблока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС составляет 111,68 %, а РСД – 111,65 % при коэффициентах запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 5 и 1,5, а также допускаемом времени работы металла 370 тыс. ч., т.е. дальнейшая эксплуатация оборудования не возможна [6]. При сниженных коэффициентах запаса прочности и увеличенном допустимом времени на работы на стационарном режиме, суммарная поврежденность РВД находится на уровне 75,33 %, а РСД – на уровне 70,09 %. Допустимое дополнительное расчетное число пусков для РСД составит порядка 758 пусков, а для РВД – 2222 пуска в самом консервативном случае.

### Выводы

1. Расчеты на малоцикловую усталость и статическую поврежденность РВД, РСД паровой турбины К-200-130-3 блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС показали, что при коэффициентах запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 3 и 1,25, а также допускаемом времени работы металла 560 тыс. ч. суммарная повре-

жденность РВД находится на уровне 73,23 %, а РСД – 85,42 %. Если экспертная комиссия (представители электрической станции, специализированных и других организаций) может допустить снижение коэффициентов запаса прочности по количеству циклов и по деформациям, а также принять допускаемое время работы металла на уровне 560 тыс. ч., то индивидуальный остаточный ресурс РВД турбоагрегата К-200-130 энергоблока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС может быть увеличен до 95714 ч, а РСД – до 44667 ч, что позволит продлить эксплуатацию роторов ВД и СД на 45 тыс. часов при дополнительном числе пусков не более 400.

2. Расчеты на малоцикловую усталость и статическую поврежденность роторов РВД, РСД паровой турбины К-200-130-3 блока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС показали, что при коэффициентах запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 3 и 1,25, а также допускаемом времени работы металла 560 тыс. ч. суммарная поврежденность РВД находится на уровне 75,33 %, а РСД – на уровне 70,09 %. Допустимое дополнительное расчетное число пусков для РСД составит порядка 758 пусков, а для РВД – 2222

пуска в самом консервативном случае. Т.о. остаточный ресурс РВД энергоблока № 5 ДТЭК Кураховская ТЭС может быть увеличен до 79820 ч, а РСД – до 103088 ч, что позволит продлить эксплуатацию роторов ВД и СД на 50 тыс.

3. Анализ результатов контроля металла ротора ВД за весь период эксплуатации свидетельствует об их удовлетворительном состоянии и совместно с результатами произведенных расчетов должны быть учтены при составлении решения экспертно-технической комиссии о продлении срока эксплуатации элементов турбины.

#### Список литературы

1. НД МПЕ України. Контроль металу і продовження терміну експлуатації основних елементів котлів, турбін і трубопроводів теплових електростанцій. Типова інструкція. СОУ-Н МПЕ 40.17.401:2004. Офіц. вид. Київ: ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2005. 76 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України, Типова інструкція).
2. СОУ-Н МПЕ 40.1-21677681-52:2011 Визначення розрахункового ресурсу та оцінки живучості роторів та корпусних деталей турбіни : методичні вказівки / Міненергівугілля України / М. Г. Шульженко. Офіц. вид., 2011. 24 с.
3. Черноусенко О. Ю., Пешко В. А. Расчетное исследование теплового и напряженно-деформированного состояния ротора высокого давления турбины Т-100/120-130 ст. № 1 ПАО «Харьковская ТЭЦ-5». *Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. № 9(1231). Бібліогр.: 8 назв. С. 34–40. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.05.
4. Черноусенко О. Ю., Пешко В. А. Оценка малоциклового усталости, поврежденности и остаточного ресурса ротора высокого давления турбины Т-100/120-130 ст. № 1 ПАО «Харьковская ТЭЦ-5». *Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. № 10 (1232). Бібліогр.: 5 назв. С. 29–37. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.04.
5. РТМ 108.021.103. Детали паровых стационарных турбин. Расчёт на малоцикловую усталость. Москва, 1985. № АЗ–002/7382. 49 с.
6. 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. Москва, 1996. 98 с.
7. Peshko V., Chernousenko O., Nikulenkova T. [et. al.]. Comprehensive rotor service life study for high & intermediate pressure cylinders of high power steam turbines. *Propulsion and Power Research – China: National Laboratory for Aeronautics and Astronautics*. 2016. Volume 5. Issue 4. pp. 302–309.
8. Черноусенко О. Ю., Пешко В. А. Вплив роботи енергоблоку в маневреному режимі на вичерпання ресурсу енергетичного обладнання. *Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енерге-*

*тичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. Харків: НТУ «ХПІ», 2016. № 10(1182). Бібліогр.: 7 назв. С. 6–17. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2016.10.01.

#### Bibliography (transliterated)

1. (2005), *ND MPE Ukrayiny`. Kontrol` metalu i prodovzhennya terminu ekspluatatsiyi osnovny`x elementiv kotliv, turbin i truboprovodiv teplovy`x elektrostancij. – Ty`pova instrukciya. SOU–N MPE 40.17.401:2004 [RD of MFEU. Metal inspection and extending operating life of main components of boilers, turbines and pipelines of thermal power plants: SOU–N MPE 40.17.401:2004]*, GRIFRE, Ministry of fuel and energy of Ukraine, Kiev, Ukraine.
2. Shulzhenko, N. G. (2011), *SOU–N MEV 40.1-21677681-52:2011 Vy`znachennya rozrakhunkovogo resursu ta ocinky` zhy`vuchosti rotoriv ta korpusny`x detalej turbiny` : Metody`chni vkazivky` / Minenergovugillya Ukrayiny` [Determination of the estimated resource and assessment of survivability of rotors and turbine case details: Guidelines]*, Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, Kyiv, Ukraine.
3. Chernousenko, O. and Peshko, V. (2017), "Computation Investigation of the Thermal and Stress-Strain Behavior of the Rotor of High Pressure Turbine T-100/120-130; block No 1 Operated by the PJSC "Kharkiv CHPP-5", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, No. 9(1231), pp. 34–40, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.05
4. Chernousenko, O. and Peshko, V. (2017), "Estimating the Low-Cycle Fatigue, Damageability and the Residual Life of the Rotor of High Pressure Turbine T-100/120-130 unit No 1 used by PJSC "Kharkiv CHPP-5", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, No. 10(1232), pp. 30–37, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.04
5. (1985), *РТМ 108.021.103. Detali parovyh stacionarnykh turbin. Raschet na malociklovuyu ustalost` [Details of stationary steam turbines. Low cycle fatigue calculation]*, Moscow, Russian.
6. (1996), *РД 34.17.440–96. Metodicheskie ukazaniya o porjadke provedeniya rabot pri ocenke individual'nogo resursa parovyh turbin i prodlenii sroka ih jekspluatatsii sverh parkovogo resursa [Methodological guidelines to perform works within assessment of individual service life of steam turbines and its extension beyond the fleet service life]*, Moscow, Russian.
7. Peshko, V., Chernousenko, O., Nikulenkova, T. [et. al.] (2016), "Comprehensive rotor service life study for high & intermediate pressure cylinders of high power steam turbines", *Propulsion and Power Research – China: National Laboratory for Aeronautics and Astronautics*, Volume 5, Issue 4, pp. 302–309.
8. Chernousenko, O. and Peshko, V. (2016), "Influence of the Operation of the Power Units of Thermal Power Plants in the Maneuvering Mode on the Aging Rate of Power Equipment", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, No. 10(1182), pp. 6–16, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2016.10.01.

Поступила (received) 03.02.2018

#### Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

**Черноусенко Ольга Юрійвна (Черноусенко Ольга Юрьевна, Chernousenko Olga Yuriivna)** – доктор технічних наук, професор, КПП ім. Ігоря Сікорського, завідувач кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій; м. Київ; тел.: (067) 504–82–92; e-mail: chernousenko20a@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1427-8068>.

**Риндюк Дмитро Вікторович (Риндюк Дмитрий Викторович, Rindyuk Dmitro Viktorovich)** – кандидат технічних наук, доцент, КПП ім. Ігоря Сікорського, доцент кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій; м. Київ; тел.: (099) 055–47–04; e-mail: rel\_dv@ukr.net; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7770-7547>.

**Пешко Віталій Анатолійович (Пешко Виталий Анатольевич, Peshko Vitaliy Anatoliyovych)** – кандидат технічних наук, КПП ім. Ігоря Сікорського, асистент кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій; м. Київ; тел.: (067) 176–54–71; e-mail: vapeshko@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0610-1403>.



**Т. В. ШЕЛЕШЕЙ****ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК ТЕМПЕРАТУРИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ І ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ТЕЦ**

Зниження температури відхідних газів і корисне використання їх тепла у циклі ТЕС, дозволяє підвищити ККД котла і всієї станції в цілому. Втрати  $q_2$ , % визначаються, насамперед, температурою відхідних газів котла –  $t_{\text{вихл}}$ , °С. Як вже встановлено величина  $t_{\text{вихл}}$  – залежить від багатьох чинників (виду палива, компоновки поверхонь нагріву котла, ступінь їх забруднення тощо) та її вибір є техніко-економічним завданням. Розрахунки впливу  $t_{\text{вихл}}$  на  $q_2$  показали, що при зниженні температури димових газів на 1 °С приріст ККД котла складає 0,035 % при спалюванні природного газу. Підвищення ККД котла типу ТГМП-314А без зниження надійності поверхонь нагріву конвективної шахти при спалюванні природного газу може скласти до 0,7 %. При цьому питомі витрати умовного палива зменшаться на 1,61 г.у.п/(кВт·год). Переваги з екологічної точки зору є такими: зниження температури відхідних газів призводить до зниження викидів оксидів азоту і оксидів вуглецю.

**Ключові слова:** котел, змінний режим експлуатації, температура відхідних газів, еколого-економічні показники станції, парникові гази.

**Т. В. ШЕЛЕШЕЙ****ВЗАИМОСВЯЗЬ ТЕМПЕРАТУРЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЭЦ**

Снижение температуры уходящих газов и полезное использование их тепла в цикле ТЭС, позволяет повысить КПД котла и всей станции в целом. Потери  $q_2$ , % определяются, прежде всего, температурой отходящих газов котла –  $t_{\text{вихл}}$ , °С. Как уже установлено величина  $t_{\text{вихл}}$  – зависит от многих факторов (вида топлива, компоновки поверхностей нагрева котла, степень их загрязнения и т.п.) и ее выбор является технико-экономической задачей. Расчеты влияния  $t_{\text{вихл}}$  на  $q_2$  показали, что при снижении температуры димовых газов на 1 °С прирост КПД котла составляет 0,035 % при сжигании природного газа. Повышение КПД котла типа ТГМП-314А без снижения надежности поверхностей нагрева конвективной шахты при сжигании природного газа может составить до 0,7 %. При этом удельные расходы условного топлива сократятся на 1,61 г.у.п/(кВт·ч). Преимущества с экологической точки зрения являются: снижение температуры уходящих газов приводит к снижению выбросов оксидов азота и оксидов углерода.

**Ключевые слова:** котел, переменный режим эксплуатации, температура уходящих газов, эколого-экономические показатели станции, парниковые газы.

**Т. SHELESHEY****INTERACTION OF THE TEMPERATURE OF EXHAUST GASES AND THE ECONOMIC, TECHNICAL AND ECOLOGICAL INDICES OF HEAT AND POWER PLANTS**

A growing competition at world power markets and a fast scientific and technical progress in the development of the alternative types of fuels expand the opportunities for Ukraine as for choice of the sources and the ways of delivery of primary power resources, power mix optimization and the reduction of hotbed gas emissions in the future. The objective of this research was to establish computation relationships between the temperature of exhaust gases and the ecologic and economic indices of heat power plant. A decrease in the temperature of exhaust gases and an efficient use of their heat for heat and power plant cycles enables an increase in the efficiency factor of the boiler and the power plant on the whole. The losses of  $q_2$ , % are defined, first of all, by the temperature of exhaust gases of the boiler  $t_{\text{ext}}$ , °С. It has already been established that the value of  $t_{\text{ext}}$  depends on many factors (type of fuel, boiler heat surface arrangement, surface impurity degree, etc) and its choice can be made by the solution of technical and economic problem. The computations of the influence of  $t_{\text{ext}}$  on  $q_2$  showed that the decrease in the temperature of flue gases by 1 °С results in the increment of the efficiency factor by 0.35 % when the natural gas is fired and by 0.06 % in the case of solid fuel combustion. An increase in the efficiency factor of the boiler of a TGMP-314A type can reach 0.7 % with no reliability degradation of the heating surface of convection trunk in the case of natural gas firing. The specific standard fuel consumption will be reduced by 1.61 s.f.g/(KW·h). From the ecological standpoint the advantages are as follows: a drop in the temperature of exhaust gases results in a decrease of the emissions of nitrogen oxides by 250 g/GJ and carbon dioxides are reduced by 52 g/GJ. As for the TGM-96A boiler a drop in the temperature to a safe level to provide the reliability of gas escape channels of the boiler will result in an increase of the efficiency factor of the boiler by 0.14 % (the standard fuel saving is 0.32 s.f.g/(KW·h). The emissions of nitrogen oxides and carbon oxides are reduced by 40 g/GJ and 10 g/GJ, accordingly.

**Key words:** boiler, operation changeover mode, exhaust gas temperature, ecologic and economic indices of the power plant, hothouse gases.

**Вступ**

Декарбонізація енергетики набуває більшого впливу з точки зору запобігання зміні клімату, що впливає на формування балансу енергогенеруючих потужностей. Набуття чинності Паризькою угодою вимагає від міжнародної спільноти вжиття рішучих консолідованих заходів із протидії процесу глобального потепління на Землі. Важливу роль

у виконанні цього завдання будуть відігравати ядерна енергетика, гідроенергетика, вітрова енергетика та інші відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) з найменшим рівнем викидів парникових газів. Вирішенню проблеми декарбонізації енергетичного сектору сприятиме, зокрема, незмінна позиція України щодо доцільності використання ядерної енергії. Україна розглядає атомну енергетику як одне з найбільш економічно ефективних

© Т. В. Шелешей, 2018

низьковуглецевих джерел енергії. Подальший розвиток ядерного енергетичного сектору на період до 2035 року прогнозується виходячи з того, що частка атомної генерації в загальному обсязі виробництва електроенергії зростатиме.

Зростаюча конкуренція на світових енергетичних ринках та стрімкий науково-технічний прогрес у розвитку ВДЕ та альтернативних видів палива розширюють для України можливості щодо вибору джерел і шляхів постачання первинних енергетичних ресурсів, оптимізації енергетичного міксу та, в перспективі, зменшення викидів парникових газів.

Метою Енергетичної стратегії України є забезпечення потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний, безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування поліпшення умов життєдіяльності суспільства. Стратегічне бачення: енергетична галузь України – економічна запорука державного суверенітету, елемент належного врядування, надійний базис сталого розвитку конкурентної економіки та невід’ємна частина європейського енергетичного простору.

Пріоритети ЕСУ мають відповідати національним інтересам, вітчизняним споживачів та запитам економіки України; забезпечувати дотримання міжнародних екологічних норм і зобов’язань [1].

### Мета роботи

Метою даної роботи є встановлення розрахункових залежностей між температурою відхідних газів і еколого-економічними показниками теплової електричної станції.

### Огляд літератури

Відповідно до огляду літературних джерел найбільш значного енергетичного ефекту від реконструкції енергетичного обладнання за схемою блоку підвищеної ефективності (БПЕ) досягнуто на газомазутних енергоустановках, оскільки в цьому випадку можуть бути реалізовані резерви споживання теплопродуктивності котлів і зниження температури димових газів [2]. При реконструкції діючих газових енергоблоків потужністю 110 МВт Мосенерго отримані такі основні показники енергетичної ефективності: температура димових газів зменшилася на 30 °С (з 120 °С до 90 °С); збільшення електричної потужності на 12,3 МВт і теплової на 30 Гкал/год. Річна економія палива слала 3,5 тис.т. [3]. В роботі досліджено, що одночасно з економічним при використанні технології БПЕ досягається і екологічний ефект. Згідно розрахунків зниження викидів оксидів сірки складає 8 %, а викидів оксидів азоту – 4 % [4].

Для визначення ефективності котла (ККД) є два підходи – прямий і зворотний. У статті [5] проводиться аналіз особливостей методів прямого і зворотного балансу для розрахунку ККД котла. Відмінність цих методів полягає в тому, що прямий метод, не дозволяє проаналізувати складові втрати тепла. Для котлів найбільш значимою втраченою теплом є втрата тепла з відхідними газами –  $q_2$ , %. Вона викликана тим, що відхідні гази котла не охолоджуються до температури холодного повітря, що надходить у котел.

Зниження температури відхідних газів і корисне використання їх тепла у циклі ТЕС, дозволяє підвищити ККД котла і всієї станції в цілому [6].

Розрахунковий ККД котельного агрегату зворотного теплового балансу визначається по наступній формулі [7], %:

$$\eta_{\text{ка}} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \quad (1)$$

де  $q_2$  – втрати тепла з відхідними газами, %;  $q_3$  – втрати тепла з хімічним недопалом, %;  $q_4$  – втрати тепла з механічним недопалом, %;  $q_5$  – втрати тепла в навколишнє середовище, %;  $q_6$  – втрати тепла з шлаком і летючої золою, %.

Втрати  $q_2$ , % визначаються, насамперед, температурою відхідних газів котла –  $t_{\text{відх}}$ , °С. Як вже встановлено величина  $t_{\text{відх}}$  – залежить від багатьох чинників (виду палива, компонування поверхонь нагріву котла, ступінь їх забруднення тощо) та її вибір є техніко-економічним завданням

ККД котла за формулою (1) більшою мірою визначається величиною втрат з відхідними газами  $q_2$ , %, які визначаються за такою формулою:

$$q_2 = \frac{(I_{\text{відх}} - \alpha_{\text{відх}} I_{0\text{хп}})(100 - q_4)}{Q_p}, \quad (2)$$

де  $I_{\text{відх}}$  – ентальпія відхідних газів, кДж/кг;  $\alpha_{\text{відх}}$  – надлишок повітря у відхідних газ;  $I_{0\text{хп}}$  – ентальпія холодного повітря, кДж/кг;  $Q_p$  – теплота, отримана при спалюванні 1 кг палива, кДж/кг.

### Основний виклад матеріалу

Розглянемо вплив  $t_{\text{відх}}$  на ККД котла та екологічні показники для блоків Т-250-240, Т-100-130 при спалюванні природного газу і для К-300-240 при спалюванні кам’яного вугілля.

На рис. 1 показано залежність  $q_2 = f(t_{\text{відх}})$  для блоків Т-250-240, Т-100-130 при спалюванні природного газу.

Розрахунки впливу  $t_{\text{відх}}$  на  $q_2$  показали, що при зниженні температури димових газів на 1 °С приріст ККД котла складає 0,035 % при спалюванні природного газу і 0,06 % при спалюванні твердого палива.

Загальною метою Енергетичної стратегії України до 2035 року [1]. є забезпечення потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний та безпечний, еко-

номічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування життєдіяльності суспільства. Далі розглянемо вплив  $t_{\text{відх}}$  на питомі викиди оксидів сірки, азоту і вуглецю при спалюванні природного газу і твердого палива.

Розглянемо емісії викидів оксидів азоту і вуглецю для блоків Т-250-240 і Т-100-130 при спалюванні природного газу. Такі залежності показані на рис. 2 і рис. 3.

З рисунків 2 і 3 видно, що емісії оксидів азоту і вуглецю зростають як для Т-250-240 і Т-100-130 при зростанні температури відхідних газів на  $1^\circ\text{C}$ . Таке зростання складає  $10\text{ г/ГДж}$  (оксиди азоту для Т-100-130);  $17\text{ г/ГДж}$  (оксиди азоту для Т-250-240);  $2,4\text{ г/ГДж}$  (оксиди вуглецю для Т-100-130) і  $3,8\text{ г/ГДж}$  (оксиди вуглецю для Т-250-240).

Таким чином, можна зробити висновок, що підвищення ККД котла типу ТГМП-314А без зниження надійності поверхонь нагріву конвективної шахти при спалюванні природного газу може скласти до  $0,7\%$ . При цьому питомі витрати умовного палива зменшаться на  $1,61\text{ г.у.п/(кВт}\cdot\text{год)}$ . Переваги з екологічної точки зору є такими: зниження температури відхідних газів призводить до зниження викидів оксидів азоту на  $250\text{ г/ГДж}$  і зниження оксидів вуглецю на  $52\text{ г/ГДж}$ . Щодо котла ТГМ-96А то зниження температури відхідних газів до безпечної для надійності газовідвідних трактив котла, то це призведе до підвищення ККД котла на  $0,14\%$  (економія умовного палива  $0,32\text{ г.у.п/(кВт}\cdot\text{год)}$ ). Зниження викидів оксидів азоту і вуглецю становить  $40\text{ г/ГДж}$  і  $10\text{ г/ГДж}$  відповідно.

### Висновки

1. Літературний огляд показав, найбільш значного енергетичного ефекту від реконструкції енергетичного обладнання за схемою БПЕ досягнуто на газомазутних енергоустановках. досліджено, що одночасно з економічним при використанні технології БПЕ досягається і екологічний ефект.

2. Розрахунки впливу  $t_{\text{відх}}$  на  $q_2$  показали, що при знизненні температури димових газів на  $1^\circ\text{C}$  приріст ККД котла складає  $0,035\%$  при спалюванні природного газу.

3. Підвищення ККД котла типу ТГМП-314А без зниження надійності поверхонь нагріву конвективної шахти при спалюванні природного газу може скласти до  $0,7\%$ . При цьому питомі витрати умовного палива зменшаться на  $1,61\text{ г.у.п/(кВт}\cdot\text{год)}$ . Переваги з екологічної точки зору є такими: зниження температури відхідних газів призводить до зниження викидів оксидів азоту на  $250\text{ г/ГДж}$  і зниження оксидів вуглецю на  $52\text{ г/ГДж}$ .

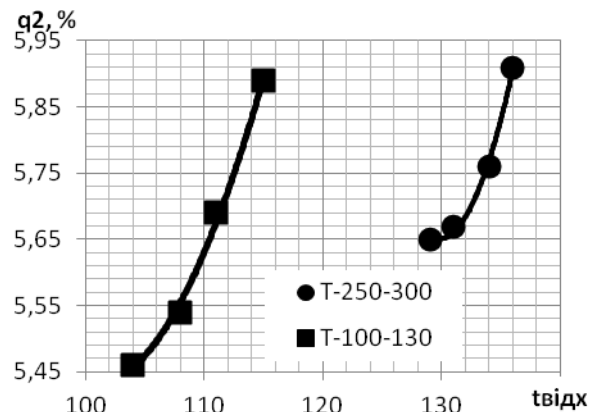


Рис. 1 – Залежність  $q_2 = f(t_{\text{відх}})$  для блоків Т-250-240, Т-100-130 при спалюванні природного газу

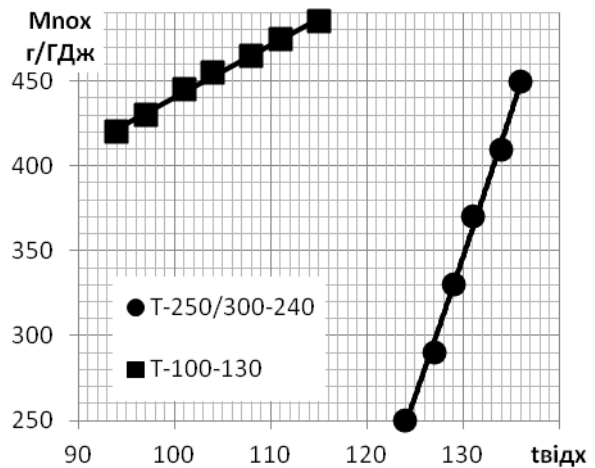


Рис. 2 – Залежність емісій оксидів азоту від температури відхідних газів для блоків Т-250-240(1), Т-100-130(2) при спалюванні природного газу

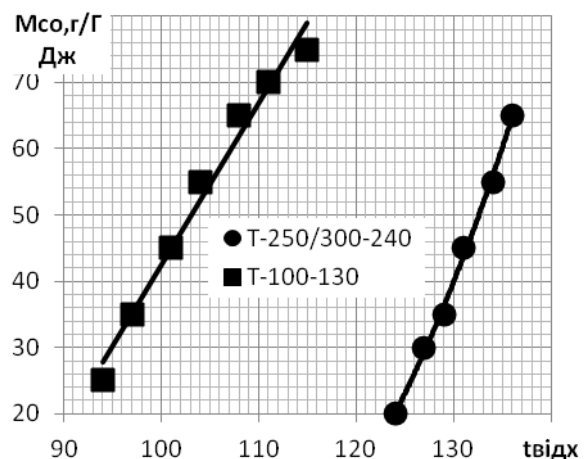


Рис. 3 – Залежність емісій оксидів вуглецю від температури відхідних газів для блоків Т-250-240(1), Т-100-130(2) при спалюванні природного газу

4. Щодо котла ТГМ-96А то зниження температури відхідних газів до безпечної для надійності газовідвідних трактив котла, то це призведе до підвищення ККД котла на 0,14 % (економія умовного палива 0,32 г.у.п/(кВт·год). Зниження викидів оксидів азоту і вуглецю становить 40 г/ГДж і 10 г/ГДж відповідно.

#### Список літератури

1. *Енергетична стратегія України на період 2035р «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»*. Від 18 серпня 2017 р. № 605-р Київ: Розпорядження. Кабінет міністрів України. 2017. С. 75.
2. Елсуков, В. К. Оценка возможности утилизации теплоты уходящих газов котлов на примере сжигания Канско-Ачинских углей. *Промышленная энергетика*. 2007. № 11. С. 21–27.
3. Медведев В. А., Липец А. У., Пономарева Н. В., Бухман Г. Д., Кузнецова С. М. Эффективность комплексной модернизации хвостовой части действующих пылеугольных котлов. *Теплоэнергетика*. 1999. № 8. С. 43–47.
4. Берсенев А. П., Немировский Н. Ф., Овчар В. Г., Гордеев В. В., Липец А. У. О повышении эффективности теплоэнергетического оборудования. *Теплоэнергетика*. 1998. № 5. С. 51–54.
5. Кесова Л. О., Шелешей Т. В. Залежність температури відхідних газів котлів від зміни електричного навантаження ТЕЦ. *Вісник НТУ «ХПІ»*. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. № 9(1231). С. 96–100. Бібліогр.: 20 назв. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.16.
6. Гиршвельд В. Я., Князев А. М., Куликов В. Е. *Режимы работы и эксплуатации ТЭС*. Москва: Энергия, 1980. 179 с.
7. Андрущенко А. И. Зависимость к.п.д. проектируемого котлоагрегата от температуры питательной воды : сб. науч. сообщений. *Саратовский автомобильный-дорожный институт*. Саратов, 1956. Вып. 4. 46 с.
8. Андрущенко А. И. О показателях эффективности циклов теплотехнических установок. *Изв. вузов СССР. Энергетика*. 1981. № 9. С. 36–39.

9. Адлер Ю. П., Маркова Е. В., Грановский Ю. В. *Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий*. Москва: Наука, 1976. – 279 с.

#### References (transliterated)

1. The Cabinet of Ministers of Ukraine (2017), *The energy strategy of Ukraine for the period 2035 "Safety, energy efficiency, competitiveness"*, of 18 March 2006, No. 145-d Kiev, Kiev, Ukraine.
2. Yelsukov, V. K. (2007), "Evaluation of the possibility of utilization of exhaust gases heat the boilers at the example of burning Kansk-Achinsk coals", *Promyshlennaya Energetika*, No. 11, pp. 21–27.
3. Medvedev, V., Lipiec, A., Ponomarev, N., Buchman, G. and Kuznetsova, S. (1999), "And the Effectiveness of the comprehensive modernization of the tail section of the existing coal-fired boilers", *Teploenergetika*, No. 8, pp. 43–47.
4. Bersenev, A., Nemirovsky, N., Ovchar, V., Gordeev, V. and Lipiec, A. (1998), "Improving the efficiency of thermal power equipment", *Teploenergetika*, No. 5, pp. 51–54.
5. Kesova, L. and Sheleshey, T. (2016), "Dependence of the Temperature of Effluent Gases of the Boilers on a Change in the Loading of Thermal Power Plants", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, No. 9(1231), pp. 96–100, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.16.
6. Hirshfeld, V. Ya., Knyazev, A. M. and Kulikov, V. E. (1980), *Operation Modes and operation*, Energiya [Energy], Moscow, Russian.
7. Andryushchenko, A. (1956), "The Dependence of the efficiency of the boiler design temperature of feed water", *Collection of scientific reports. SADI*, Vol. 4, Saratov, Russia.
8. Andryushchenko, A. (1981), "On the performance indicators of cycles of thermal installations", *Izv. universities of the USSR. Energy*, No. 9, pp. 36–39.
9. Adler, Y. P., Markova, E. V. and Granovsky, Y. V. (1976), *Planning an experiment when searching for optimal conditions*, Nauka [Science], Moscow, Russian.

Надійшла (received) 15.02.2018

#### Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

**Шелешей Тетяна Вікторівна (Шелешей Татьяна Викторовна, Sheleshey Tanya)** – асистент кафедри теплоенергетичних установок теплових і атомних електростанцій, Національний технічний університет «Київський політехнічний інститут»; м. Київ, Україна; e-mail: sheleshey\_tanya@ukr.net.

### Результати досліджень теплообміну

Результати розрахунку пучків гвинтоподібних труб в діапазоні чисел Рейнольдса від  $9,5 \cdot 10^3$  до  $45 \cdot 10^3$  приведені на рис. 4.

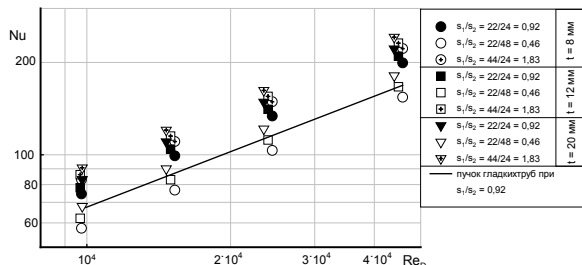


Рис. 4 – Залежність  $Nu = f(Re_D)$  для шахових пучків гвинтоподібних труб

В якості характерних параметрів при обробці результатів експерименту в числах подібності використовувалися: зовнішній діаметр труби  $D$  та швидкість в самому вузькому перерізі пучка. Розшаровуючими параметрами отриманих кривих на графіку слугують крок гвинтової лінії  $t$  та параметр розміщення труб у пучку  $s_1/s_2$ .

З рис. 4 видно, що розрахункові дані теплообміну в межах пучка з одним і тим же  $s_1/s_2$  залежить від зміни кроку гвинтової лінії  $t$ . Так, у пучку з  $s_1/s_2 = \text{idem}$  при  $t = 20$  мм інтенсивність теплообміну більше на (10–15) %, ніж при  $t = 8$  мм. Крім того, дані розшаровуються за параметром розміщення  $s_1/s_2$  групами, що складаються з трьох точок. Інтенсивність теплообміну пучка труб з  $s_1/s_2 = 1,83$  найвища і знаходиться в діапазоні чисел Нусельта від 90 до 230. Щільний пучок труб з  $s_1/s_2 = 0,46$  має найнижчу інтенсивність теплообміну при зміні  $Nu$  від 60 до 170. У кожному з пучків інтенсивність теплообміну найвища у труб з кроком гвинтової лінії  $t = 20$  мм, а найнижча – у труб з  $t = 8$  мм.

Слід відмітити, що теплообмінна поверхня сформована з кроковими характеристиками пучка  $s_1/s_2 = 44/24 = 1,83$ , хоч і має високу інтенсивність, але площа її поверхні порівняно з іншими найменша, тому для проектування теплообмінного апарату на базі пучка з гвинтоподібних труб доцільно вибрати пучок з  $s_1/s_2 = 22/24 = 0,92$ , який за теплопередаючими характеристиками практично не відрізняється від попереднього, зате компактність в нього вдвічі вища.

Числові дані дослідження узагальнені степеневу залежністю виду  $Nu_k = C_g Re^m$ , яка широко застосовується для пучків труб різного компонування [10,11] Отримані результати порівнюються з відомими розрахунковими залежностями для визначення інтенсивності теплообміну в гладкотрубних пучках [11].

Аналіз рис. 4 свідчить, що інтенсивність теплообміну пучків з гвинтоподібних труб з різними  $t$  вище, ніж у гладкотрубчастих пучках. Так, найбільше перевищення (19–24) % спостерігається у пучках із гвинтоподібних труб з  $t = 20$  мм ( $t/h = 8$ ), а найменше (10–16) % у пучках з  $t = 8$  мм ( $t/h = 3,2$ ). Відрізняється також і нахил кривих  $Nu = f(Re_D)$  гвинтоподібних труб у бік підвищення, від нахилу кривої для гладкотрубних пучків, який відповідає степені  $m = 0,6$  при числі Рейнольдса у формулі (1). Причому, із зростанням відносного параметру  $t/h$  збільшується і значення  $m$ . Цей факт вказує на те, що зі зміною умов омивання труби через зменшення кута нахилу гвинтової лінії відносно набігаючого поперечного потоку зростає його турбулентність, яка і призводить до інтенсифікації теплообміну. Вплив на інтенсивність теплообміну кроку  $t$  виявлено в роботі [4, 5], де досліджені пучки гвинтоподібних труб з іншими параметрами  $t/h$ ,  $s_1/s_2$  та з більшими значеннями коефіцієнта розвинення поверхні  $\Psi$ .

З цього аналізу випливає, що в силу особливостей утворення гвинтоподібної поверхні труби [8], зростання коефіцієнта розвинення поверхні  $\Psi$  (табл. 1), яке відбувається зі зменшенням параметра  $t/h$ , не може бути основною причиною інтенсифікації теплообміну через недостатнє збільшення зовнішньої площі теплообмінної поверхні гвинтоподібної труби.

При створенні розрахункових залежностей з теплообміну для пучка оребрених труб зазвичай використовують параметр розміщення  $s_1/s_2$  та коефіцієнт оребрення труби [10, 11]. Тому, при розробці рівнянь використані підходи та рекомендації зазначених авторів. Таким чином, залежність для розрахунку конвективного теплообміну шахових пучків гвинтоподібних труб у яких  $s_1/s_2$  змінюється у межах (0,46–1,83), а коефіцієнт розвинення поверхні  $\Psi$  лежить в діапазоні (1,0–1,13) при зміні чисел Рейнольдса від  $10 \cdot 10^3$  до  $45 \cdot 10^3$ , має вигляд:

$$Nu = \left( -0,01 \ln \frac{s_1}{s_2} + 0,52 \right) (-0,9\Psi + 1,4) \times \times Re^{0,64} Pr^{0,43} \quad (1)$$

Похибка між розрахунковими даними CFD-модельовання і визначеними за залежністю (1) не перевищує  $\pm 9$  %.

### Результати дослідження аеродинамічного опору

На рис. 5 приведені у вигляді залежностей  $Eu_0 = f(Re_D)$  результати розрахунку аеродинамічного опору пучка гвинтоподібних труб, поверхні труб в якому відрізняються кроком гвинтової лінії при  $s_1/s_2 = 0,46, 0,92$  і  $1,83$ .