

13'2018



ВІСНИК

Національного технічного університету
«ХПІ»

Серія: Енергетичні та теплотехнічні
процеси й устаткування

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

ОЦЕНКА ИНДИВИДУАЛЬНОГО РЕСУРСА ЛИТЫХ КОРПУСОВ АВТОМАТИЧЕСКИХ ЗАЩИТНЫХ КЛАПАНОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ МОЩНОСТЬЮ 200 МВт

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 дальнейшей эксплуатации. Данная работа посвящена проблеме продления срока эксплуатации энергетического оборудования. Предметом исследования работы является повреждаемость и остаточный ресурс автоматических защитных клапанов ЦСД паровой турбины К-200-130. Получены данные по тепловому и напряженно-деформированному состоянию корпусов клапанов для разных режимов пуска. Определена суммарная поврежденность и индивидуальный остаточный ресурс.

Ключевые слова: автоматический защитный клапан, 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, В. Ю. ГОРЯЖЕНКО

ОЦІНКА ІНДИВІДУАЛЬНОГО РЕСУРСУ ЛИТИХ КОРПУСІВ АВТОМАТИЧНИХ ЗАХИСНИХ КЛАПАНІВ ЕНЕРГОБЛОКІВ ПОТУЖНІСТЮ 200 МВт

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 подальшої експлуатації. Дана робота присвячена проблемі продовження терміну експлуатації енергетичного обладнання. Предметом дослідження роботи є пошкоджуваність і залишковий ресурс автоматичних захисних клапанів ЦСТ парової турбіни К-200-130. Отримано дані по тепловому і напружено-деформованому стану корпусів клапанів для різних режимів пуску. Визначено сумарна пошкоджуваність і індивідуальний залишковий ресурс.

Ключові слова: автоматичний захисний клапан, пуск з холодного стану, з гарячого стану, з неостиглого стану, залишковий ресурс, малоциклова втома, довготривала міцність.

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

ESTIMATING AN INDIVIDUAL LIFE OF THE CAST CASINGS OF SELF-ACTING SAFETY-VALVES OF THE POWER GENERATING UNITS OF 200 MW

Most Ukrainian heat power plants have already worked off their fleet life according to the current normative documents. However, previous investigations of the physical-&-mechanical structure of metal used for the cast body parts of steam turbines show that there is an opportunity for the recurring extension of the service life of this equipment. Since cast high-temperature casings are one of the most expensive elements of the steam turbine, an issue of the possibility of refreshing extension of their service life remains to be a problem of strategic importance. Using as an example the power-generating units of "Kurakhovskaia Heat Power Plant" of 200 MW with steam turbines K-200-130 the residual resource of high-temperature elements of the power equipment, in particular the self-actuating safety valve (SSV) of an average pressure cylinder (APC) has been estimated. This scientific paper gives computation data of thermal elastically deformed state of the casings of self-actuating safety valves of the APC taking into account a joint action of the temperature gradient and internal steam pressure in operation. Availability of service damages in the design structure and the results of repair and restoration changes were taken into account. A total damageability of the casing metal of SSV of the average pressure cylinder was determined based on the computation in terms of low-cycle fatigue and static damageability. The recommendations on the possibility of the refreshing extension of their service life were given.

Key words: self-actuating safety valve, cold start-up, warm start-up, hot start-up, residual life, low-cycle fatigue and long-term strength.

Введение

Парковый ресурс паровых турбин К-200-130 ЛМЗ равен 220 тыс. ч. при числе пусков 800 согласно нормативным документам Министерства энергетики и угольной промышленности Украины [1, 2]. НТУУ КПИ им. Игоря Сикорского за период 2005–2009 гг. были выполнены работы по оценке остаточного ресурса высокотемпературного энергетического оборудования паровых турбин К-200-130 мощностью 200 МВт энергоблоков № 11, 13, 14, 15 ДТЭК «Луганская ТЭС», энергоблоков № 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 ДТЭК «Кураховская ТЭС», энергоблока № 10 «Старобешевская ТЭС». По результатам этих работ продлена эксплуатация энергетического оборудования на 50 тыс. ч. и 400 пус-

ков по каждому энергоблоку.

Паровые турбины мощностью 200 МВт блоков 3–9 ДТЭК «Кураховская ТЭС» отработали порядка 199661–322672 ч при общем количестве пусков от 687 до 1896. Таким образом, парковый срок продления эксплуатации высокотемпературного энергетического оборудования истек [3]. Согласно рекомендациям [1], необходимо провести повторную оценку индивидуального ресурса корпусов автоматических защитных клапанов (АЗК) ЦСД паровой турбины К-200-130. Особенностью повторного продления эксплуатации энергоблока является сверх парковая наработка энергетического оборудования более 250 тыс. ч., а также работа оборудования в маневренных режимах (более 1700–2500 пусков из раз-

личных тепловых состояний) при покрытии пиков электрической нагрузки с превышением паркового количество пусков в 2–3 раза.

Проведенный ранее анализ теплового состояния корпуса регулирующего клапана и течения пара для разных стационарных режимов показал, что наибольший перепад температур и давления на стенке корпуса наблюдается на режиме, отвечающем мощности 300 МВт. Явление ползучести на стационарных режимах работы корпуса регулирующего клапана не является основным фактором, вызывающим образования трещин. Учитывая, что на практике трещины обнаруживаются после нескольких лет эксплуатации, значительный интерес представляет решение задачи с учетом возможных несовершенств и дефектов в отливках корпуса клапана, а также малоциклового усталости материала на переменных режимах работы [4–5].

Цель работы

Выполнение оценки напряженно-деформированного состояния литых корпусных элементов АЗК турбины К-200-130 с учетом эксплуатационных повреждений и результатов ремонтно-восстановительных работ. Оценка длительной прочности и малоциклового поврежденности основного металла для установления возможности повторного продления эксплуатации АЗК ЦСД турбины К-200-130 блока № 4 ДТЭК «Кураховская ТЭС».

Анализ результатов контроля металла корпуса АЗК ЦСД турбин № 4 ДТЭК «Кураховская ТЭС»

Блок 200 МВт ст. № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС» введен в эксплуатацию в составе второй очереди в 1973 г. На начало 2006 г. число пусков составляло 1611 и наработка – 204886 ч. в период предыдущего расчетного исследования. На 01.02.2017 г. заказчик указал число пусков 2475 и наработку – 261773 часа.

За время эксплуатации контроль металла деталей турбины выполнялся в период капитального ремонта в соответствии с инструкцией [1]: магнитопорошковая дефектоскопия (МПД) стопорных и регулирующих клапанов, ультразвуковой контроль защитных и стопорных клапанов; визуальный контроль с травлением стопорных клапанов. К началу ремонта оборудование отработало 214796 часов и имеет 1727 пусков. Последний капитальный ремонт был произведен в 2004 году. После него блок отработал 18094 часа и имеет 215 пусков.

За весь период эксплуатации на наружной и внутренней поверхностях корпусов защитных клапанов трещин обнаружено не было. Микроструктура металла (по результатам исследований, выполненных в 1981 г.) правого защитного клапана –

феррит + 10 % бейнита, левого защитного клапана – феррит + 20 % бейнита. Твёрдость металла клапанов по результатам исследований, выполненных в 2004 г., составляет 146–170 НВ.

По результатам неразрушающего контроля состояния металла корпуса АЗК ЦСД (Заклучение № 213-08 от 20.07.2008 г.) при визуальном контроле и МПД радиусных переходов наружных и внутренних поверхностей защитных клапанов трещин не обнаружено.

Результаты проведенного технического аудита состояния металла высокотемпературных элементов приняты во внимание. Изменения свойств металла элементов паровой турбины в процессе длительной эксплуатации внесены в модель. Это позволило учесть влияние реальной эксплуатации на ресурсные характеристики клапана АЗК ЦСД.

ТС, НДС, малоцикловая усталость, статическая поврежденность и остаточный ресурс литого корпуса АЗК ЦСД

Моделирование теплового и напряженно-деформированного состояний автоматического защитного клапана на стационарных и пусковых режимах работы осуществлялось в трехмерной постановке с использованием современных графических пакетов прикладных программ согласно [5–7]. Для анализа напряженно-деформированного состояния рассмотрены три режима: пуск из холодного состояния по типу ХС ($t_{0мет} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$), из неостывшего состояния НС-1 ($t_{0мет} = 250 \text{ }^\circ\text{C}$) и из неостывшего состояния НС-2 ($t_{0мет} = 410 \text{ }^\circ\text{C}$).

Расчетные модели АЗК ЦСД с характерными точками исследования напряжений представлены на рис. 1.

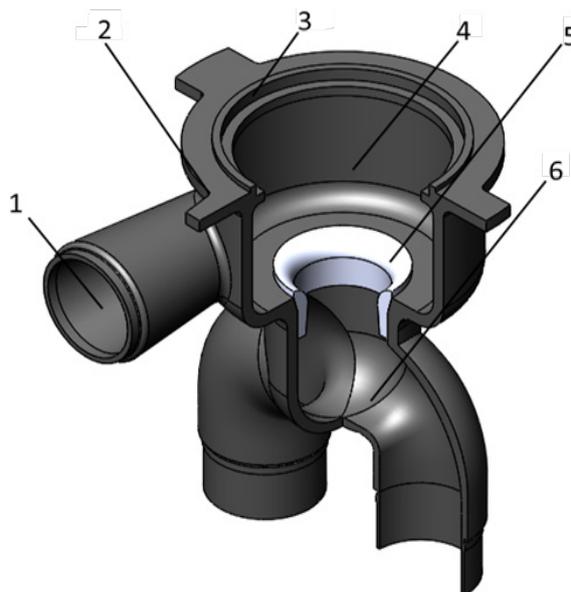


Рис. 1 – Расчетная модель АЗК ЦСД; 1–6 – контрольные точки

Расчетное поле температур (ТС) и напряженно-деформированное состояние (НДС) клапана АЗК ЦСД в пространственной постановке при эксплуатационных режимах НС-2, НС-1 и ХС показано на рис. 2–4. Необходимо отметить, что максимальные напряжения возникают при пусках из ХС и НС-1, однако они не превышают 70–224 МПа. Максимум напряжений смещается в область высоких давлений, что соответствует конечным этапам пуска. Максимальные напряжения при пусках из НС-1 (рис. 2) достигают 223,6 МПа в области крышки клапана при выдержке при 30 МВт при постоянных параметрах (6200 с).

Максимальные напряжения при пусках из НС-2 (рис. 3) достигают 123 МПа в области крышки клапана при конечном этапе нагружения до 30 МВт и выдержке при 30 МВт при постоянных параметрах (2100 с).

При пусках из ХС (рис. 4) максимальные интенсивности условных упругих напряжений достигают 174,5 МПа в области крышки клапана при выдержке на первоначальной нагрузке при постоянных параметрах (14600 с).

Амплитуда деформаций согласно [8] определялась по значениям интенсивности деформаций в течение цикла нагружения. Число циклов до появ-

ления трещин определялось по экспериментальным кривым малоциклового усталости, полученным по результатам испытаний образцов на растяжение – сжатие при жестком симметричном цикле и постоянной температуре. Суммарная поврежденность Π' , накопленная в металле роторов, работающих в условиях совместного действия ползучести при различных установившихся режимах и циклических нагрузок при различных переменных режимах, и остаточная наработка определялась согласно [9].

Для корпуса АЗК ЦСД паровой турбины К-200-130-3 блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС при выполнении расчета на малоцикловую усталость рассматривались следующие контрольные точки (рис. 1), в которых определялись размахи интенсивностей напряжений за все периоды пусков из различных тепловых состояний (рис. 5). По максимальной амплитуде интенсивностей напряжений определяли интенсивность деформаций и допускаемое число пусков N_d из различных тепловых состояний согласно [8, 9]. Результаты расчетной оценки малоциклового усталости металла, температура стенки, интенсивности напряжений и деформаций корпусов АЗК ЦСД представлены в табл. 1.

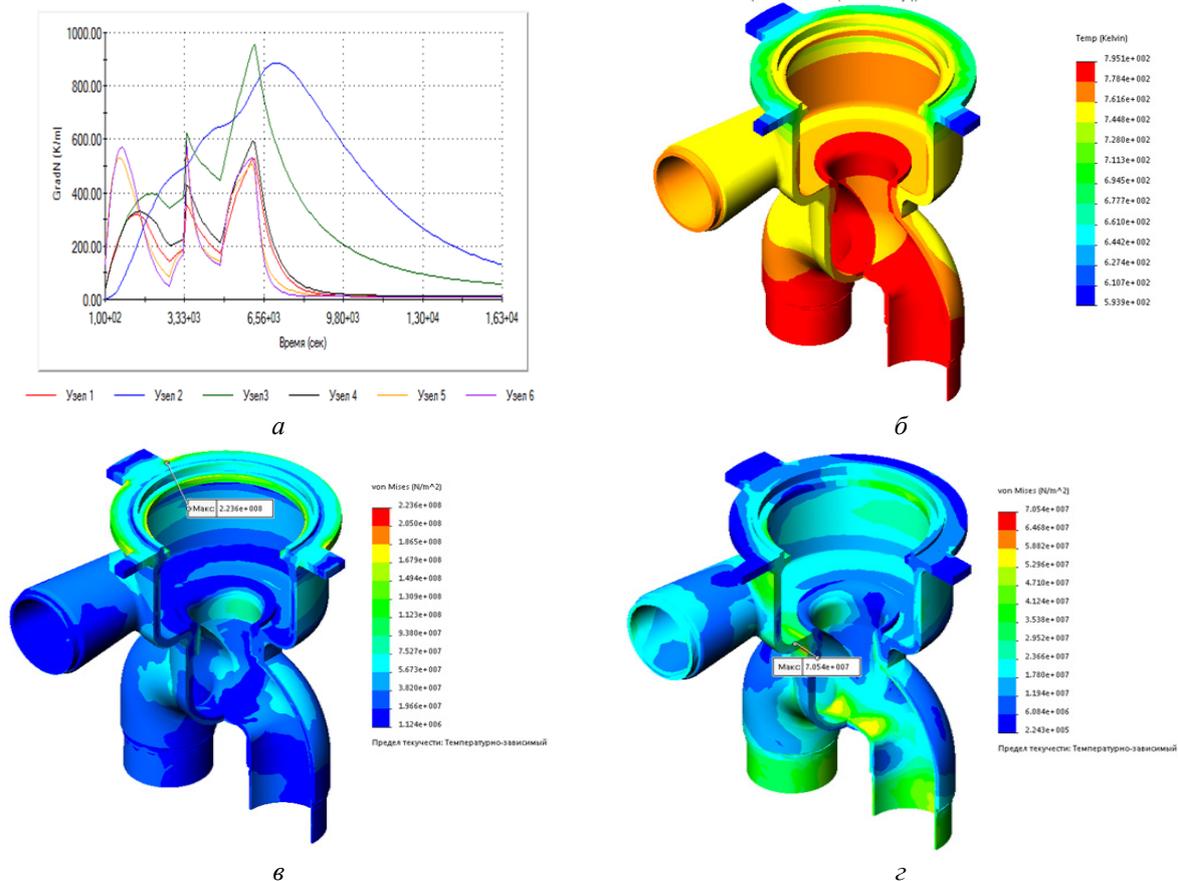


Рис. 2 – Тепловое и напряженно-деформированное состояние АЗК ЦСД при пуске из неостывшего состояния (НС-1): а – градиенты температур; б – ТС в момент времени 6200 с; в – НДС в момент времени 6200 с; г – НДС в момент времени 16260 с

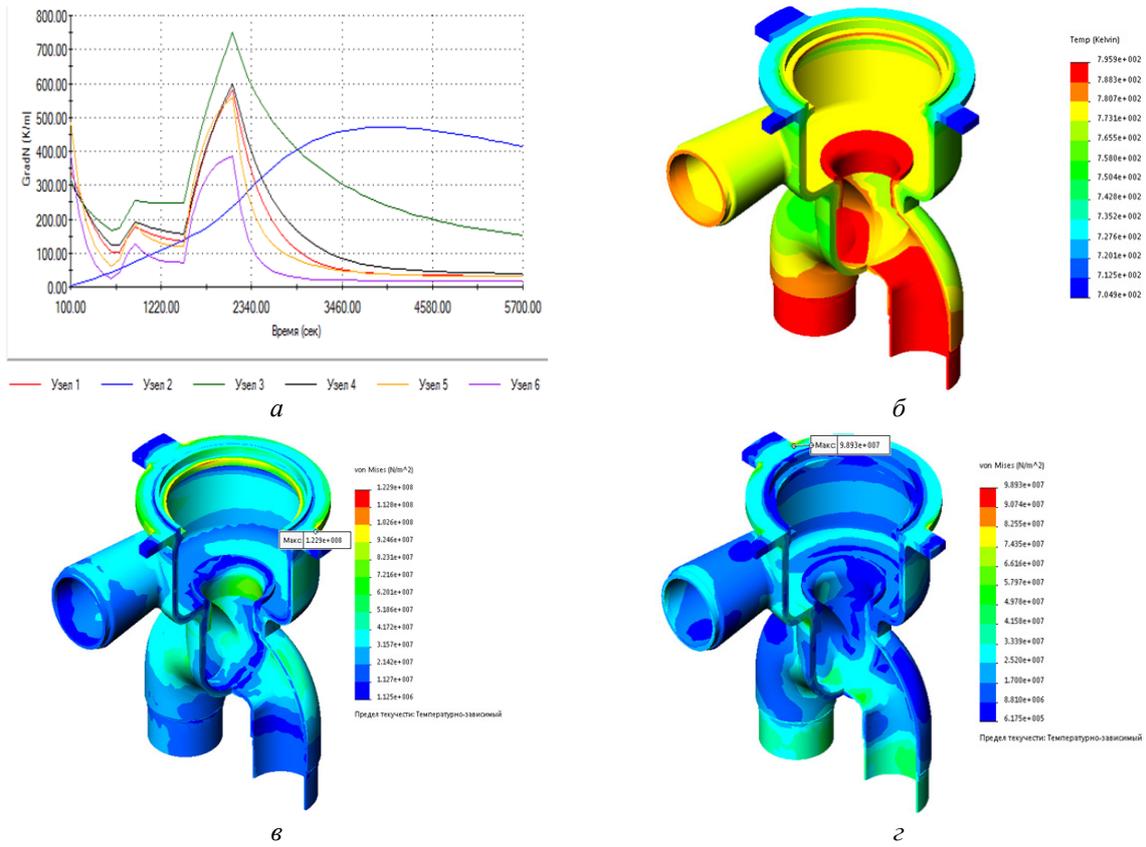


Рис. 3 – Тепловое и напряженно-деформированное состояние АЗК при пуске из НС-2: *а* – градиенты температур; *б* – ТС в момент времени 2100 с; *в* – НДС в момент 2100 с; *г* – НДС в момент 5700 с

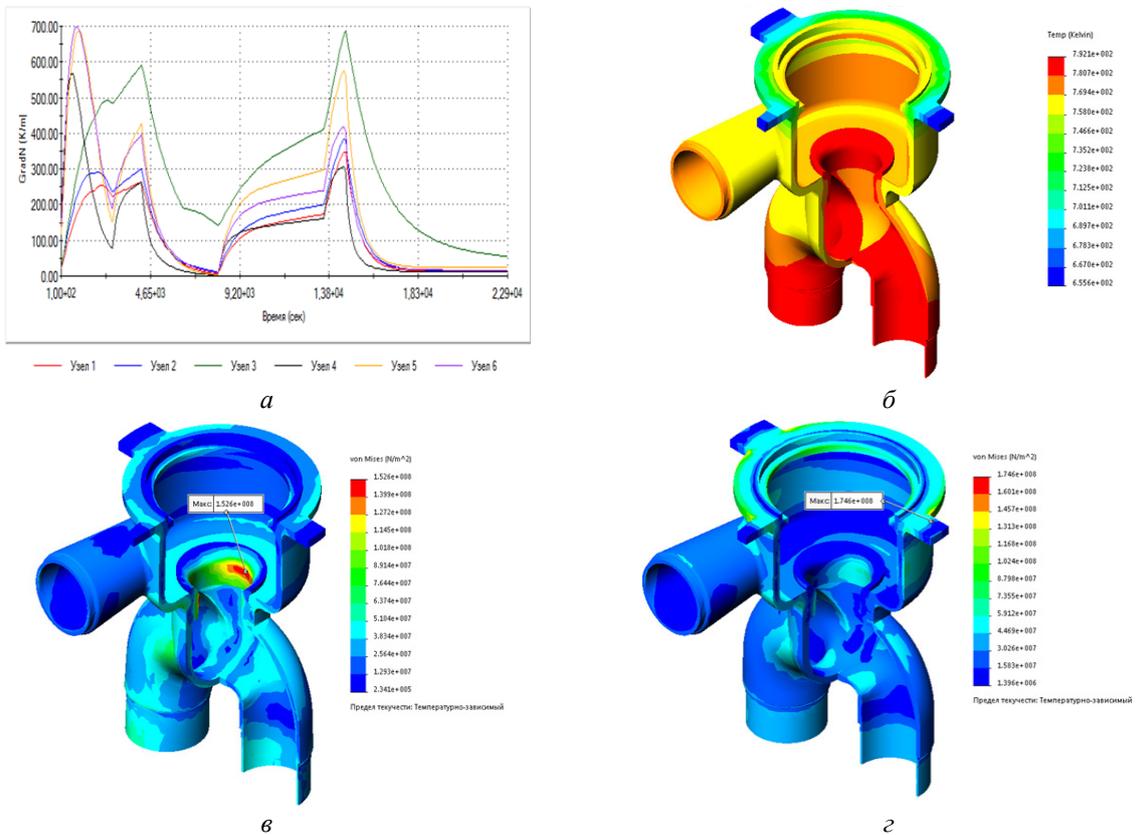


Рис. 4 – Тепловое и напряженно-деформированное состояние АЗК ЦСД при пуске из ХС: *а* – градиенты температур; *б* – ТС в момент времени 14600 с; *в* – НДС в момент 800 с; *г* – НДС в момент 14600 с

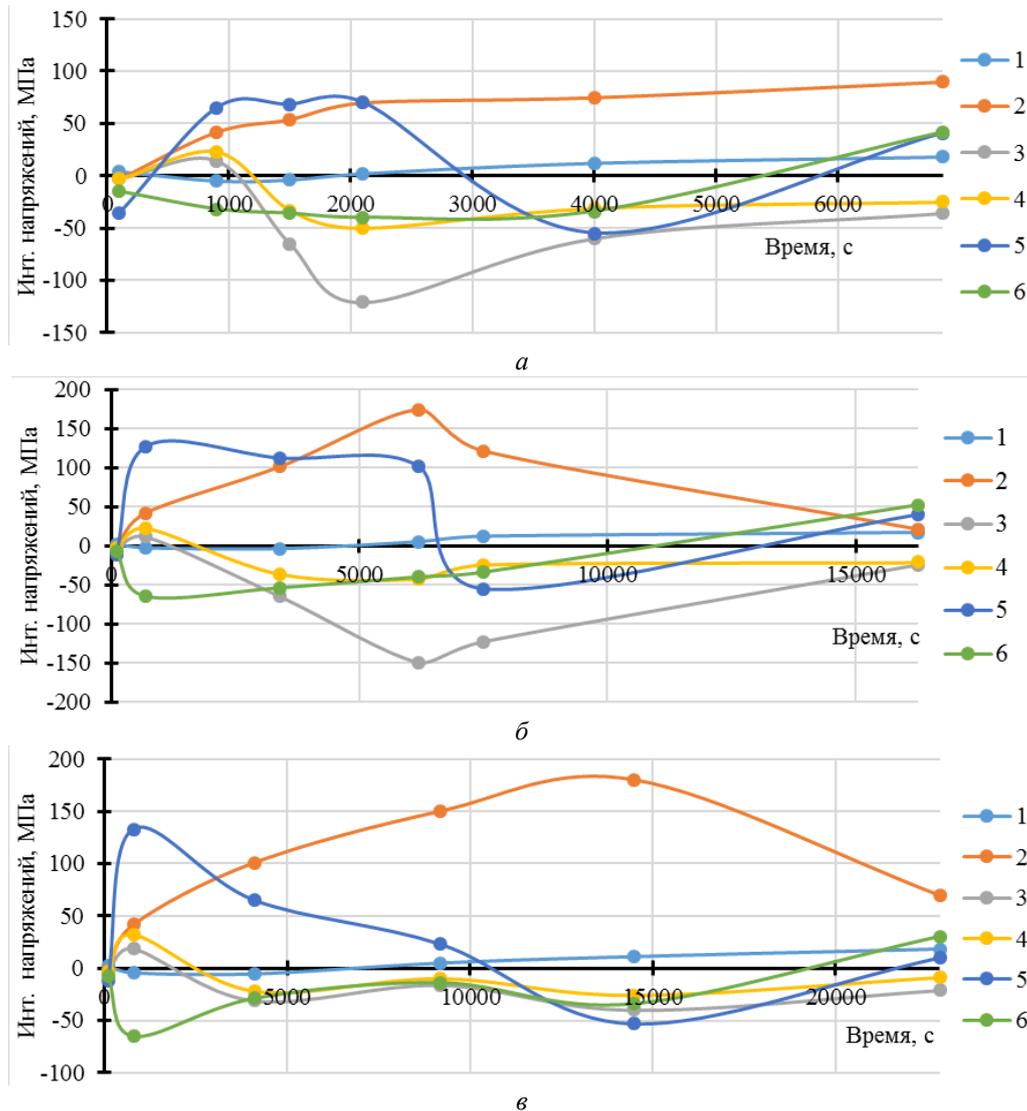


Рис. 5 – Интенсивности напряжений при расчете малоциклового усталости за весь период пуска:
 а – из НС-2; б – из НС-1; в – из ХС

Таблица 1 – Расчетная оценка малоциклового усталости металла корпуса АЗК ЦСД турбины К-200-130 энергоблока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС

АЗК ЦСД	Температура по толщине стенки клапана t_{\max} , °С	Амплитуда интенсивности напряжений, σ_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	540	46,5	0,0476	$>1 \cdot 10^4$	$>1 \cdot 10^4$
НС-1	540	88	0,06854	$>1 \cdot 10^4$	$>1 \cdot 10^4$
ХС	540	91	0,07002	$>1 \cdot 10^4$	$>1 \cdot 10^4$

Распределение числа пусков из различных тепловых состояний для корпуса АЗК ЦСД блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС выглядит следующим образом: количество пусков по типу НС-2 – 1209 (48,8 %), НС-1 – 727 (29,4 %), ХС – 539 (21,8 %).

В случае тепловых ударов на начальных этапах пусков, а также при попадании влаги в горячий клапан возможно повышение интенсивностей условных упругих напряжений до 590–630 МПа. В этом случае допустимое число циклов резко пада-

ет и может составить величину порядка 2000–1900.

С учетом данных по ТС, НДС, а также оценки малоциклового усталости корпусов АЗК ЦСД паровой турбины К-200-130-3 (табл. 1) расчетная оценка поврежденности, остаточной допускаемой наработки в годах и остаточного ресурса корпусов АЗК ЦСД для паровой турбины К-200-130 блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС представлена в табл. 2.

Таблица 2 – Расчетная оценка повреждаемости, остаточной наработки в годах и остаточного ресурса корпуса АЗК ЦСД турбины К-200-130 блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС

№	Наименование	Формула	Корпус АЗК ЦСД	
1.	Общее число пусков по данным КуТЭС	$n_{\text{общ}}$	2475	
2.	Общая наработка по данным КуТЭС	$\tau_{\text{общ}}, \text{ч}$	261773	
3.	Коэффициенты запаса	$n_N \setminus n_\epsilon$	5\1,5	3\1,25
4.	Допускаемое число циклов по различным типам пусков	$[N_{pl}] n_{\text{НС-2}} = 1549$	>10000	>10000
		$[N_{pl}] n_{\text{НС-1}} = 774$	>10000	>10000
		$[N_{pl}] n_{\text{ХС}} = 656$	>10000	>10000
5.	Циклическая поврежденность	$[\Pi_{\text{ц}}] = \sum n_i / [N_{pl}], \%$	7,93	4,49
6.	Допускаемое время	$[t_{pl}], \text{ч}$	$3,7 \times 10^5$	$5,0 \times 10^5$
7.	Статическая поврежденность	$[\Pi_{\text{ст}}] = \sum \tau_{\text{общ}} / [t_{pl}], \%$	65,89	48,76
8.	Суммарная поврежденность	$[\Pi_{\Sigma}] = [\Pi_{\text{ст}}] + [\Pi_{\text{ц}}], \%$	73,82	53,25
9.	Остаточный ресурс	$T_{\text{ост}} = G \times \tau_{\text{год}}, \text{час}$	86448	214025

Таким образом, суммарная поврежденность металла корпусов АЗК ЦСД паровой турбины К-200-130 блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС составляет 74 %. Остаточный ресурс равен 86448 ч 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 (табл. 2 пункты 6, 9). При коэффициентах запаса прочности по количеству циклов и по деформациям на уровне 3 и 1,25, а также допускаемом времени работы металла 500 тыс. ч суммарная поврежденность корпусов АЗК ЦСД снижается до 53 %, а остаточный ресурс металла равен 214025 ч. Таким образом, срок эксплуатации литого корпуса автоматического защитного клапана ЦСД может быть продлен на 50 тыс. часов при числе пусков, равном половине паркового количества, т.е. 400 пусков.

Выводы и рекомендации

1. Расчеты на малоцикловую усталость и статическую поврежденность корпусов клапанов АЗК ЦСД паровой турбины К-200-130-3 блока № 4 ДТЭК Кураховская ТЭС показали, что суммарная поврежденность металла составляет 74 %.

2. Принимая к сведению, полученные результаты касательно малоциклового усталости и длительной прочности основного металла и рассчитанный остаточный ресурс в 86448 ч., можно допустить продление эксплуатации корпусов на 50 тыс. часов при дополнительном числе пусков не превышающем 400.

3. Для повышения надежности эксплуатации литого энергетического оборудования необходимо внедрить системы контроля и технической диагностики стопорных клапанов АЗК ЦСД, основанные на моделировании теплового и напряженно-деформированного состояния оборудования в реальном времени.

4. При каждом следующем плановом продлении эксплуатации для оборудования, проработавшего более 220 тыс. часов, проводить дополнительное уточнение индивидуального ресурса вы-

сокотемпературного оборудования паровой турбины К-200-130:

- 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 легированных сталей при эксплуатационных температурах;
- поверочный расчет индивидуального ресурса энергоблока с учетом фактических данных 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;
- экспертную оценку состояния оборудования паровых турбин с указанием возможности продления эксплуатации сверх паркового ресурса.

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 МЕВ 40.1-21677681-52:2011 Визначення розрахункового ресурсу та оцінки живучості роторів та корпусних деталей турбіни : методичні вказівки / Міненерговугілля України / М. Г. Шульженко. Офіц. вид., 2011. 24 с.
3. Черноусенко О. Ю., Пешко В. А. Вплив роботи енергоблоків ТЕС в маневреному режимі на вичерпання ресурсу енергетичного обладнання. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні 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.
4. Колядюк, А. С., Шульженко Н. Г., Бабаев И. Н. Численное моделирование течения пара в регулировочном клапане турбины. Вестник двигателестроения. 2011. № 2. С. 106–110. ISSN 1727-0219.
5. Колядюк, А. С., Шульженко Н. Г. Оценка ползучести корпуса регулирующего клапана паровой турбины К-325 / Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні про-

- цеси й устаткування. 2014. 11(1054). С. 125–131. ISSN 2078-774X.
6. 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 «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Харків : НТУ «ХП», 2017. № 9(1231). Бібліогр.: 8 назв. С. 34–40. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.09.05.
 7. 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 «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Харків : НТУ «ХП», 2017. № 10 (1232). Бібліогр.: 5 назв. С. 29–37. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.04.
 8. РТМ 108.021.103. Детали паровых стационарных турбин. Расчёт на малоцикловую усталость. Москва, 1985. № АЗ–002/7382. 49 с.
 9. 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.
 10. 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.
 11. Chernousenko O., Rindyuk D., Peshko V. Research on residual service life of automatic locking valve of turbine K-200-130" *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies - Energy-saving technologies and equipment*. 2017. No 8 (89). pp. 39-44. ISSN 1729-3774 (print). ISSN 1729-4061 (on-line).
 3. 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 the National Technical University "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.
 4. Kolyadyuk, A., Shul'zhenko, M., Babayev, I. (2011), "Computer modeling of steam flow in the regulating valve of the turbine", *Bulletin of engine building*, No 2, pp. 106-110, ISSN 1727-0219.
 5. Kolyadyuk, A., Shul'zhenko, M. (2014), "Otsenka polzuchesty korpusa rehelyruyushcheho klapana parovoy turbiny K-325". *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, No. 11(1054), pp. 125–131, ISSN 2078-774X.
 6. 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 the National Technical University "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
 7. 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 the National Technical University "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
 8. (1985), РТМ 108.021.103. Детали паровых стационарных турбин. Расчёт на малоцикловую усталость [Details of stationary steam turbines. Low cycle fatigue calculation], Moscow, Russian.
 9. (1996), 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 [Methodological guidelines to perform works within assessment of individual service life of steam turbines and its extension beyond the fleet service life], Moscow, Russian.
 10. 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.
 11. Chernousenko, O., Rindyuk, D., Peshko, V. (2017), "Research on residual service life of automatic locking valve of turbine K-200-130", *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies - Energy-saving technologies and equipment*, No 8 (89), pp. 39-44 ISSN (print) 1729-3774, ISSN (on-line) 1729-4061.

References (transliterated)

1. (2005), *ND MPE Ukrainy*. 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 Ukrainy* [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.

Посмунила (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 (Рындюк Дмитрий Викторович, Rindyuk Dmitry 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 Anatoliyovich) – 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>.

Горяженко Владислав Юрійович (Горяженко Владислав Юрьевич, Goryazhenko Vladyslav Yuriyovich) – КПП ім. Ігоря Сікорського, магістрант кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій; м. Київ; тел.: (093) 920–21–82; e-mail: vgandcohookah@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5137-2742>.

яння керамічного ядерного палива передполагаеться використовувати метод напів-дискретизації з інтегруванням по часу методом Мерсона. При цьому планується розглянути більш складні математичні формулювання задачі теплопровідності керамічного ядерного палива, в яких передполагаеться враховувати циліндричну форму паливних таблеток, температурні залежності теплофізических характеристик керамічного ядерного палива. Також передполагаеться розглянути більш складні граничні умови в задачах теплопровідності керамічного ядерного палива, враховуючі наявність газового наповнювача, розділяючого паливо і оболочку твэла, а також вплив на температурний стан палива процесів теплопровідності оболочкі твэла і теплообміну на її границі з рухомих теплоносієм.

Список литературы

1. Terrani, K., Balooch M., Carpenter D., Kohse G., Keiser D., IMeyer M., Olander D. Irradiation effects on thermal properties of LWR hydride fuel. *Journal of Nuclear Materials*. 2017. Vol. 486. pp. 381–390.
2. Saadi, M. K., Bashiri B. Neutronic and thermal-hydraulic analysis of alternative ceramic fuels in the next-generation of light water reactors. *Progress in Nuclear Energy*. 2016. Vol. 87. pp. 89–96.
3. Liu R., Zhou W., Prudil A., Chan P. K. Multiphysics modeling of UO₂-SiC composite fuel performance with enhanced thermal and mechanical properties. *Applied Thermal Engineering*. 2016. Vol. 107. pp. 86–100.
4. Somayajulu P. S., Ghosh P. S., Arya A., Vrinda Devi K. V., Dutta B. K. Thermal expansion and thermal conductivity of (Th,Pu)O₂ mixed oxides: A molecular dynamics and experimental study. *Journal of Alloys and Compounds*. 2016. Vol. 664. pp. 291–303.
5. Yang J. H., Kim D.-J., Kim K. S., Koo Y.-H. UO₂-UN composites with enhanced uranium density and thermal conductivity, *Journal of Nuclear Materials*. 2015. Vol. 465. pp. 509–515.
6. Tritt Terry (Ed.) *Thermal conductivity: theory, properties, and applications*. New York: Kluwer Academic / Plenum Publishers, 2004. 290 p.

7. Fletcher C. A. J. *Computational techniques for fluid dynamics 1 Fundamental and General Techniques*. Springer Verlag Berlin Heidelberg, 1988, 1991. 404 p.
8. Hoffman J. D., Frankel S. *Numerical Methods for Engineers and Scientists*. New York-Basel: Marcel Dekker, Inc., 2001. 825 p.
9. Morachkovskii O. K., Romashov Yu. V. *Solving initial-boundary-value creep problems*. International Applied Mechanics. 2009. Vol. 45, No. 10. pp. 1061–1070.

References (transliterated)

1. Terrani, K., Balooch, M., Carpenter, D., Kohse, G., Keiser, D., IMeyer, M. and Olander D. (2017), "Irradiation effects on thermal properties of LWR hydride fuel", *Journal of Nuclear Materials*, Vol. 486, pp. 381–390.
2. Saadi, M. K. and Bashiri, B. (2016), "Neutronic and thermal-hydraulic analysis of alternative ceramic fuels in the next-generation of light water reactors", *Progress in Nuclear Energy*, Vol. 87, pp. 89–96.
3. Liu, R., Zhou, W., Prudil, A. and Chan, P. K. (2016), "Multiphysics modeling of UO₂-SiC composite fuel performance with enhanced thermal and mechanical properties", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 107, pp. 86–100.
4. Somayajulu, P. S., Ghosh, P. S., Arya, A., Vrinda Devi, K. V. and Dutta, B. K. (2016), "Thermal expansion and thermal conductivity of (Th,Pu)O₂ mixed oxides: A molecular dynamics and experimental study", *Journal of Alloys and Compounds*, Vol. 664, pp. 291–303.
5. Yang, J. H., Kim, D.-J., Kim, K. S. and Koo, Y.-H. (2015), "UO₂-UN composites with enhanced uranium density and thermal conductivity", *Journal of Nuclear Materials*, Vol. 465, pp. 509–515.
6. Tritt T. (ed.) (2004), *Thermal conductivity: theory, properties, and applications*, Kluwer Academic New York.
7. Fletcher, C. A. J. (1988, 1991), *Computational techniques for fluid dynamics 1 Fundamental and General Techniques*, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg.
8. Hoffman, J. D. and Frankel, S. (2001), *Numerical Methods for Engineers and Scientists*, Marcel Dekker Inc., New York-Basel.
9. Morachkovskii, O. K. and Romashov, Yu. V. (2011), "Prediction of the corrosion cracking of structures under the conditions of high-temperature creep", *Materials Science*, Vol. 46, No. 5, pp. 613–618.

Поступила (received) 15.02.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Єфімов Олександр Вячеславович (Efimov Aleksander) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», завідувач кафедри парогенераторобудування; м Харків, Україна; e-mail: avefim@kpi.kharkov.ua, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3300-7447>, Scopus: Author ID: 7202040387.

Ромашов Юрій Володимирович (Romashov Yury) – доктор технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», професор кафедри парогенераторобудування, Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, професор кафедри прикладної математики; м Харків, Україна; e-mail: yu.v.romashov@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8376-3510>.

Єсипенко Тетяна Олексіївна (Esiyenko Tetyana) – науковий співробітник кафедри парогенераторобудування, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м Харків, Україна; e-mail: yestat@gmail.com, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6513-2088>.

Чибісов Дмитро Олексійович (Chibisov Dmytro) – магістр, аспірант кафедри парогенераторобудування, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м Харків, Україна.

А. Г. НИКУЛЕНКОВ, О. Ю. ЧЕРНОУСЕНКО, Т. В. НИКУЛЕНКОВА

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГБЛОКА АЭС НА ПРОТЕКАНИЕ ЗАПРОЕКТНОЙ АВАРИИ

Учитывая потенциальную возможность для энергоблоков АЭС Украины увеличения тепловой мощности реакторной установки до 104 % от проектного значения, которая реализована в ряде стран, с одной стороны и уроки, извлеченные из аварии на АЭС Фукусима-1 с другой, возникает необходимость в анализе влияния повышения тепловой мощности энергоблока АЭС на протекание тяжелой запроектной аварии. В данной статье представлены результаты оценки времени достижения открытия импульсно-предохранительных клапанов компенсатора давления и максимального проектного предела по топливу (температура оболочки 1200 °С) для различных уровней мощности (до 104 % от проектного значения) при полном обесточивании энергоблока с отказом на запуск резервных дизель-генераторов. Обозначены основные допущения и подходы к моделированию тяжелой запроектной аварии при использовании расчетного интегрального одномерного кода RELAP5. Представлен сравнительный анализ протекания запроектной аварии реакторной установки на разных уровнях мощности.

Ключевые слова: атомная электростанция, паровая турбина, повышение тепловой мощности, запроектная авария, обесточивание, квазистационарный расчет, граничные условия, расчетная модель.

А. Г. НИКУЛЕНКОВ, О. Ю. ЧЕРНОУСЕНКО, Т. В. НИКУЛЕНКОВА

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПІДВИЩЕННЯ ТЕПЛОВОЇ ПОТУЖНОСТІ ЕНЕРГБЛОКУ АЕС НА ПЕРЕБІГ ЗАПРОЕКТНОЇ АВАРІЇ

Враховуючи потенційну можливість для енергоблоків АЕС України у збільшенні теплової потужності реакторної установки до 104 % від проектного значення, що реалізовано в ряді країн, з одного боку і аварію на АЕС Фукусима-1 з іншого боку, виникає необхідність в аналізі впливу підвищення теплової потужності енергоблоку АЕС на перебіг важкої запроектною аварії. У даній статті представлені результати оцінки часу досягнення відкриття імпульсно-запобіжних клапанів компенсатора тиску і максимальної проектною межі по паливу (температура оболонки 1200 °С) для різних рівнів потужності (до 104 % від проектного значення) при повному знеструмленні енергоблоку з відмовою на запуск резервних дизель-генераторів. Окреслено основні допущення і підходи до моделювання важкої запроектною аварії при використанні розрахункового інтегрального одновимірного коду RELAP5. Представлено порівняльний аналіз протікання запроектною аварії реакторної установки на різних рівнях потужності.

Ключові слова: атомна електростанція, парова турбіна, підвищення теплової потужності, запроектна аварія, знеструмлення, квазистационарний розрахунок, граничні умови, розрахункова модель.

A. NIKULENKOV, O. CHERNOUSENKO, T. NIKULENKOVA

ANALYZING THE INFLUENCE OF AN INCREASE IN THE THERMAL POWER OF ENERGY GENERATING UNIT AT THE NUCLEAR POWER PLANT ON THE BEHAVIOR OF BEYOND THE DESIGN BASIS ACCIDENT

Taking into consideration a potential opportunity for Ukrainian energy-generating units at the nuclear power plant to increase their thermal power up to 104 % of the design value that is available for many countries on the one hand and the lessons given by the accident at the nuclear power plant Fukushima-1 on the other hand we realize the need for the analyzing of the influence that an increase in the heat power of energy-generating unit at the NPP has on the behavior of grave beyond the design basis accident. This scientific paper gives the estimation data of the time required for the opening of pulse-safety valves of the pressure compensator and a maximum design safety limit for the fuel (the shell temperature of 1200 °C) for different power levels (up to 104 % of the design value) at a total de-energizing of the energy generating units in the case of the start-up failure of stand-by diesel generators. The main assumptions and approaches to the simulation of the grave beyond the design basis accident were defined using the design integral one-dimensional code RELAP5. A comparative analysis of the behavior of beyond the design basis accident of the reactor plant at different power levels has been given.

Key words: nuclear power plant, steam turbine, an increase in the heat power, beyond the design basis accident, de-energizing, quasi-stationary computation, boundary conditions and the computation mode.

Введение

В настоящее время накоплен значительный опыт эксплуатации энергоблоков типа ВВЭР, значительно повысилась точность теплотехнических и нейтронно-физических расчетов, а также точность теплотехнических измерений. Таким образом, сложились объективные предпосылки для поиска и реализации резервов, заложенных в проектные основы энергоблоков ВВЭР с учетом выполнения требований [1, 2]. Применительно к ВВЭР-1000 показательным является пример Балаковской АЭС, энергоблоки которой уже несколько

лет надежно и безопасно работают на мощности 104 % от проектной номинальной.

Для Украины реализация резервов увеличения мощности действующих энергоблоков АЭС является насущной задачей, решение которой позволит повысить объемы генерации электроэнергии без существенных затрат [3, 4].

Работа направлена на уточнение объемов и глубины обоснований в рамках анализа возможности повышения тепловой мощности на энергоблоках АЭС Украины с учетом уроков, извлеченных по результатам аварии на АЭС Фукусима-1.

Цель работы

Учитывая потенциальную возможность (для энергоблоков АЭС Украины) увеличения тепловой мощности реакторной установки до 104 % от проектного значения, которая реализована в ряде стран, а также потребность в дополнительной электрогенерации с одной стороны и уроки, извлеченные из аварии на АЭС Фукусима-1 с другой, в рамках данной работы ставится цель проанализировать влияние повышения тепловой мощности энергоблока АЭС на протекание тяжелой запроектной аварии.

Постановка задачи

С помощью расчетного интегрального одномерного кода RELAP5 (код разрешенный для использования при обосновании безопасности ядерной энергетической установки согласно [5]) необходимо выполнить следующие типы расчетов для различных предполагаемых уровней мощности реакторной установки:

- квазистационарная работа энергоблока;
- протекание тяжелой запроектной аварии на энергоблоке.

Выполнение первого типа расчета позволит определить параметры реакторной установки на конец компании, оценить расход пара на турбоустановку (при тепловой мощности 100 % и ее повышении на 4 %, далее $N = 100\%$ и $N = 104\%$).

Выполнение второго типа расчета позволит оценить время достижения *cliff-edge* эффектов (применительно к данной работе это время достижения открытия импульсно-предохранительных клапанов компенсатора давления (ИПУ КД) и максимального проектного предела по топливу (температура оболочки 1200 °С) для указанных уровней мощности при полном обесточивании энергоблока с отказом на запуск резервных дизель-генераторов.

Описание математической модели

Математическая модель сводится к решению системы дифференциальных уравнений с замыкающими условиями:

- дифференциальное уравнение сохранения массы;
- условие сохранения массы на межфазной границе;
- дифференциальное уравнение сохранения количества движения;
- условие сохранения количества движения на межфазной границе;
- условие сохранения количества движения на межфазной границе;
- дифференциальное уравнение сохранения энергии;

– условия, что определяют удельную скорость межфазного массообмена в процессе фазовых переходов.

Поскольку в уравнения входит много величин, которые имеют статическую природу (форма, места подключений, параметры межфазного взаимодействия), то уравнения теплогидравлики усреднены по пространству и времени:

- усреднение по времени

$$\bar{f} = \frac{1}{\tau_0} \int_{\tau_0} f dt, \quad (1)$$

где τ_0 – интервал времени, достаточно большой по сравнению с характерным временем флуктуаций параметров потока, но достаточно малый по сравнению с характерным временем изменения усредненных параметров нестационарного потока.

- усреднение по площади поперечного сечения

$$\langle f_k \rangle = \frac{1}{A_k} \int_{A_k} f_k dA = \frac{1}{A \alpha_k} \int_A f_k \alpha_k dA, \quad (2)$$

где \bar{A}_k – усредненная по времени часть общей площади поперечного сечения A трубы, занятая фазой k .

Таким образом $\bar{A}_k = \bar{\alpha}_k A$, где $\bar{\alpha}_k$ – усредненное по времени истинное объемное содержание фазы k .

В качестве *начальных условий* задаются: поле давления, поле температур для фазы, поле скоростей для фазы, содержание неконденсируемых газов.

Граничные условия сводятся к заданию геометрической формы данной области и условий движения теплоносителя и теплообмена на ее границах.

Граничные условия, определяющие процесс теплообмена между теплоносителем и стенкой, задаются как граничные условия первого рода (заданная температура стенки), второго рода (заданный тепловой поток на стенке) и третьего рода (конвективные граничные условия).

Описание расчетной модели в среде кода RELAP5

Расчетная модель типового энергоблока ВВЭР-1000 включает данные по:

- гидродинамическим элементам модели, для которых приведены значения площади проходного сечения/объема, длины, вертикальной ориентации, гидравлического диаметра, коэффициентов местного сопротивления и др.;
- тепловым структурам модели, для которых приведены значения толщины стенки, характерной длины, внутреннего и наружного диаметра, теп-

лофизических свойств материалов, источников тепла и др.;

– нейтронной кинетике модели, параметры которой определяют данные по облучению/выгоранию топлива, начальной реактивности, группам запаздывающих нейтронов, характеристикам реактивности и др.;

– управляющим системам, которые включают данные по управлению моделируемым оборудованием, данные для установления взаимосвязи между различными управляющими системами и контролируемые гидродинамическими компонентами и/или тепловыми структурами, характеристики контролируемого оборудования.

Квазистационарный расчет для различных уровней мощности

Расчет мощности и распределения энерговыделения в активной зоне выполняется с использованием точечной модели кинетики реактора. Тепловая мощность реактора складывается из мощности цепной реакции деления, которая рассчитывается с помощью уравнений точечной кинетики и мощности остаточного энерговыделения, для рас-

чета которого используется стандарт ANSI/ANS-5.1-1979.

В табл. 1 представлены рассчитанные параметры при квазистационарном состоянии ядерной энергетической установки на конец кампании.

Как показали расчеты, повышение уровня мощности до 104 % $N_{ном}$ приводит к изменению теплогидравлических характеристик реакторной установки. Среди основных таких характеристик можно выделить: температуру оболочки твэл – возросла на 3,2 °С, подогрев теплоносителя – увеличился на 1,2 °С, расход пара на турбину – увеличился на ≈ 300 т/ч. Следовательно, увеличение расхода потребует, как минимум, модернизацию первой ступени цилиндра высокого давления турбоустановки в части изменения проходного сечения.

Таким образом, в рамках данного расчета:

а) определены параметры реакторной установки на конец кампании (при $N = 100\%$ и $N = 104\%$) для последующего инициирования и расчета запроектной аварии;

б) оценен расход пара на турбоустановку при повышенном уровне мощности ($N = 104\%$).

Таблица 1 – Рассчитанные параметры состояния ядерной энергетической установки на конец кампании

Параметр состояния	Рассчитанная величина	
	При работе на мощности 100 %	При работе на мощности 104 %
Тепловая мощность реактора, МВт	3000	3120
Давление на выходе реактора, кгс/см ²	159,2	159,0
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	289,4	290,6
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	319,5	321,9
Подогрев теплоносителя в реакторе, °С	30,1	31,3
Максимальная температура наружной поверхности оболочек твэл, °С	339,4	342,6
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	84968	84927
Уровень теплоносителя в КД, мм	8724	8941
Давление в ГПК, кгс/см ²	60,54	60,96
Расход пара на турбоустановку, т/ч	5 839	6 138

Сравнительный анализ протекания запроектной аварии реакторной установки на разных уровнях мощности

По результатам дополнительной целевой переоценки безопасности энергоблоков АЭС Украины с учетом уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима-1 [6], оценено, что комбинации внешних экстремальных воздействий (таких как смерч, землетрясение и т.п.) могут привести к потере внешнего электроснабжения, включая полное обесточивания АЭС. А это в свою очередь приведет к неспособности отводить остаточные энерговыделения от активной зоны реактора к конечному

поглотителю, а также неспособности активных систем безопасности выполнить свою функцию.

Таким образом, в рамках данной работы рассматривается исходное событие аварии «Расширенная потеря источников переменного тока» приводящее к запроектной аварии, связанной с обесточиванием всех секций нормального электроснабжения и отказом функции безопасности «Обеспечение надежного электроснабжения».

Начальные условия и основные допущения:

1) Начальные параметры модели, используемой для выполнения расчетного анализа выбранного исходного события, соответствуют параметрам энергоблока на конец топливной кампании.

2) Мощность остаточного энерговыделения определяется, исходя из стандарта ANSI/ANS-5.1-1979, т.е. предшествующего уровня мощности реакторной установки и времени, в течение которого происходило накопление продуктов деления. Так как количество продуктов деления пропорционально глубине выгорания топлива, то время их накопления можно определить по темпу выгорания.

3) В данном расчете:

– не учитывается время разрядки аккумуляторных батарей;

– не постулируются дополнительные отказы, связанные с заклиниванием ИПУ КД и БРУ-А (быстродействующая редуцирующая установка по сбросу пара в атмосферу);

– не моделируются действия персонала по инструкциям ликвидации аварий (в том числе и по подключению мобильных генераторов и насосных установок).

Результаты расчета тяжелой запроектной аварии.

Основные хронологические этапы развития анализируемого аварийного сценария приведены в табл. 2.

Графическая интерпретация основных результатов выполненных расчетов представлена на рис. 1–5.

Полное обесточивание энергоблока приводит к срабатыванию аварийной защиты, отключение систем нормальной эксплуатации: главных циркуляционных насосов (ГЦН), турбопитательных насосов (ТПН), трубчатых электронагревателей компенсатора давления (ТЭН КД), насосов системы подпитки-продувки первого контура. Через 0,3 секунды начинается движение органов регулиро-

вания системы управления и защиты (ОР СУЗ) по сигналу «аварийная защита» (АЗ). Мощность РУ начинает уменьшаться до уровня остаточного энерговыделения. После выбега ГЦН в первом контуре устанавливается естественная циркуляция теплоносителя.

По причине незакрытия арматуры слива запирающей воды главных циркуляционных насосов образовывается течь через уплотнения с начальным расходом 12,5 т/ч при номинальных параметрах.

Закрытие стопорных клапанов турбины приводит к резкому росту давления во втором контуре РУ. При повышении давления в паропроводах до 73 кгс/см² открываются быстродействующие редуцирующие установки по сбросу пара в атмосферу. Регуляторы БРУ-А не останавливаются в текущем положении после первых 3600 с, а работают до конца расчетного времени.

После достижения максимального значения больше 80 кгс/см², вследствие работы обратных клапанов, давление в главном паровом коллекторе стабильно держится на уровне.

После срабатывания АЗ реактора температура оболочек твэл снижается до значения около 295 °С и далее постепенно растет по мере ухудшения теплоотвода через второй контур.

Из-за отсутствия подачи питательной воды начинается опорожнение ПГ, в следствии которого снижается эффективность теплоотвода. Это приводит к росту температуры в первом контуре и открытию ИПУ КД. С ростом температуры теплоносителя наблюдается рост давления первого контура вследствие температурного расширения теплоносителя.

Таблица 2 – Описание основных хронологических этапов развития аварийного сценария

Время, с		Описание события
<i>N</i> = 100 %	<i>N</i> = 104 %	
0	0	Произошла комбинация внешних исходных событий, которая привела к полному обесточиванию с незапуском резервной дизельной электростанции. Срабатывание аварийной защиты. Отключение всех главных циркулирующих насосов (ГЦН), отключение турбопитательного насоса, закрытие стопорных клапанов турбогенератора, потеря подпитки первого контура. Начало истечения теплоносителя через слив запирающей воды ГЦН
0,3	0,3	Начало введения стержней системы управления и защиты в активную зону
4	3	Начало открытия БРУ-А1,2,3,4 по факту увеличения давления в паропроводах более 73 кгс/см ²
4365	4349	Начало периодической работы контрольного ПК КД. Снижение уровня теплоносителя в корпусе реактора
7960	7775	Опустошение парогенераторов (ПГ)
12275	11860	Потеря уровня в реакторе
12467	12035	Начало интенсивного разогрева активной зоны
15732	15384	Достижение температуры оболочек твэл температуры 1200 °С
16965	16609	Достижения критерия окончания расчета

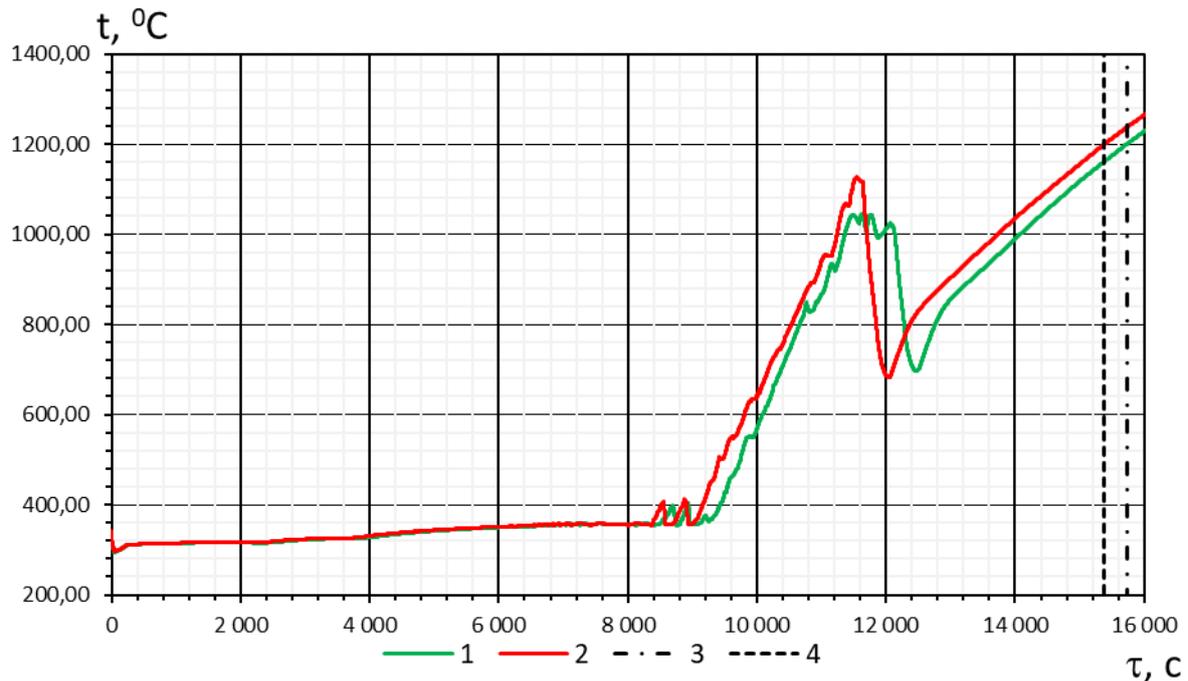


Рис. 1 – Температура оболочки твэл:

1 – при номинальной мощности ($N = 100\%$); 2 – при увеличенной мощности ($N = 104\%$);
 3 – момент времени достижения максимального проектного предела по температуре оболочки твэл
 (при $N = 100\%$); 4 – момент времени достижения максимального проектного предела
 по температуре оболочки твэл (при $N = 104\%$)

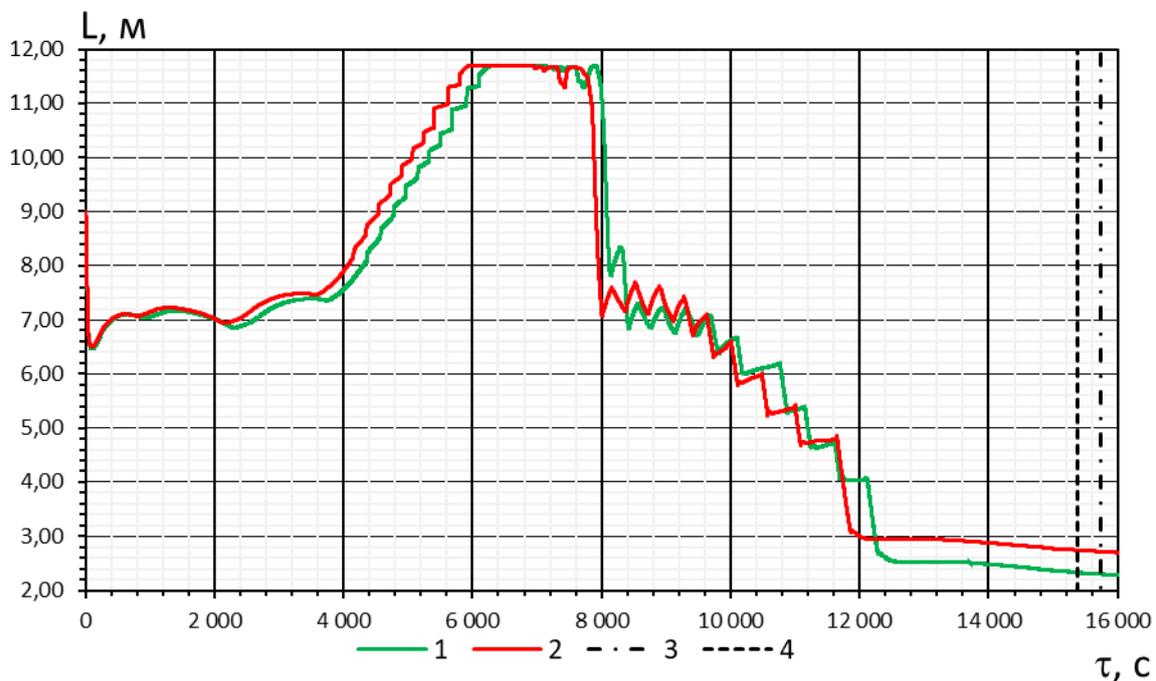


Рис. 2 – Уровень в компенсаторе давления:

1 – при номинальной мощности ($N = 100\%$); 2 – при увеличенной мощности ($N = 104\%$);
 3 – момент времени достижения максимального проектного предела по температуре оболочки твэл
 (при $N = 100\%$); 4 – момент времени достижения максимального проектного предела
 по температуре оболочки твэл (при $N = 104\%$)

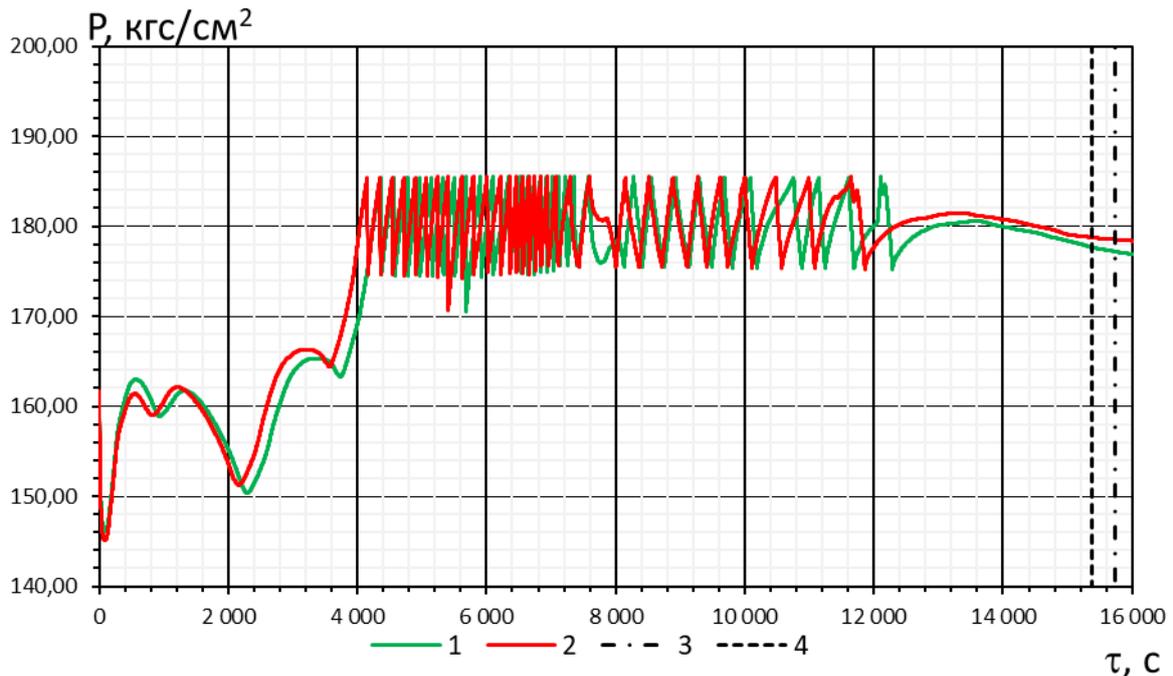


Рис. 3 – Давление на выходе из реактора:

1 – при номинальной мощности ($N = 100\%$); 2 – при увеличенной мощности ($N = 104\%$);
 3 – момент времени достижения максимального проектного предела по температуре оболочки твэл
 (при $N = 100\%$); 4 – момент времени достижения максимального проектного предела
 по температуре оболочки твэл (при $N = 104\%$)

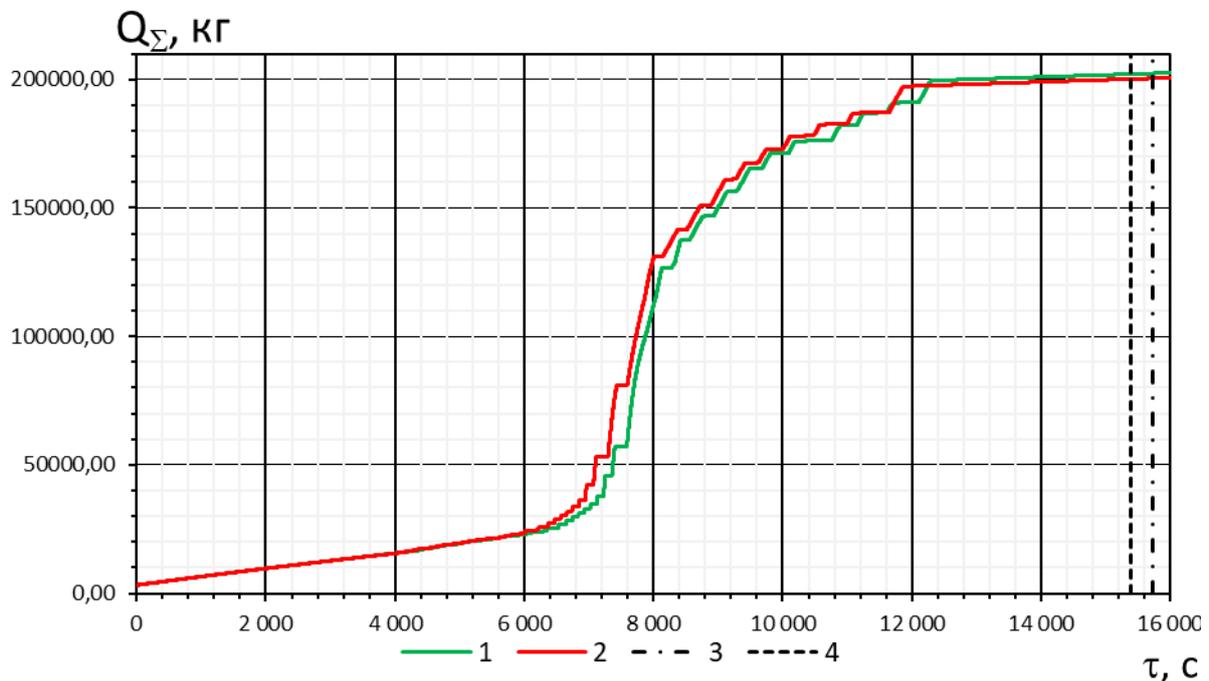


Рис. 4 – Интегральный расход через ИПУ КД:

1 – при номинальной мощности ($N = 100\%$); 2 – при увеличенной мощности ($N = 104\%$);
 3 – момент времени достижения максимального проектного предела по температуре оболочки твэл
 (при $N = 100\%$); 4 – момент времени достижения максимального проектного предела
 по температуре оболочки твэл (при $N = 104\%$)

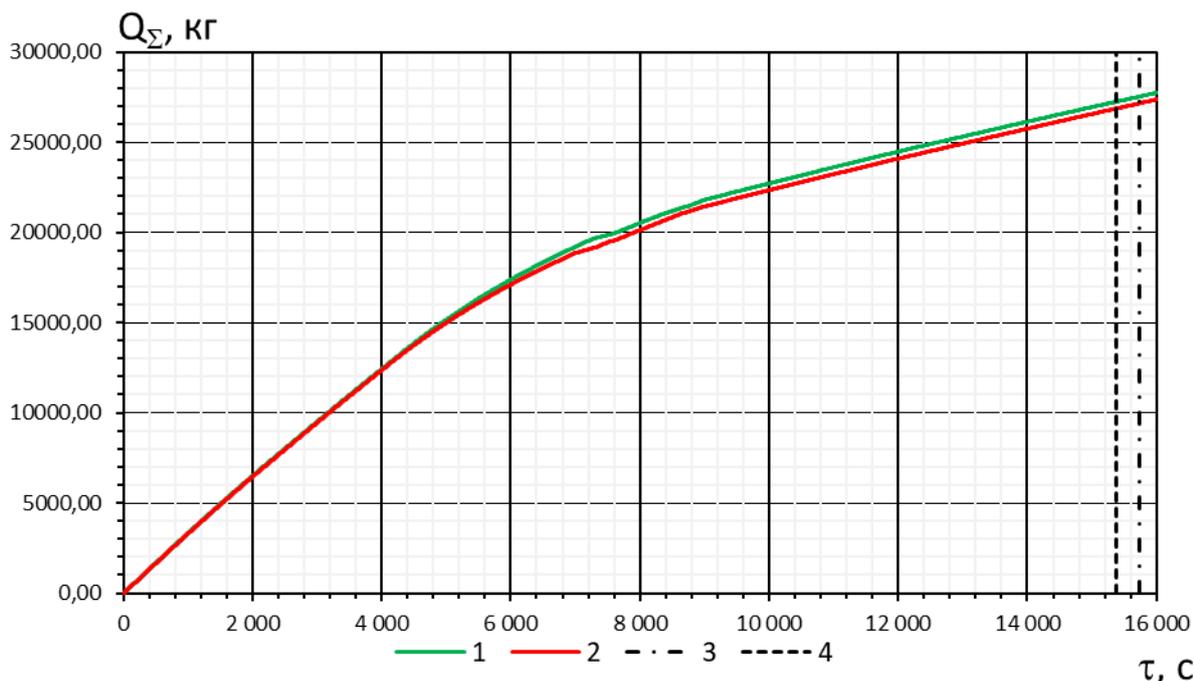


Рис. 5 – Интегральный расход через уплотнения ГЦН:
 1 – при номинальной мощности ($N = 100\%$); 2 – при увеличенной мощности ($N = 104\%$);
 3 – момент времени достижения максимального проектного предела по температуре оболочки твэл
 (при $N = 100\%$); 4 – момент времени достижения максимального проектного предела
 по температуре оболочки твэл (при $N = 104\%$)

При достижении значения давления первого контура 185 кгс/см^2 на 4365 секунде аварии (при 104 % на 4349 с) происходит открытие контрольного ПК КД, а в дальнейшем – его периодическое срабатывание.

Начало интенсивного разогрева активной зоны начинается через 12467 секунд (при 104 % через 12035 с) после начала аварии после потери уровня в реакторе (достижении весового уровня 0 м происходит на 12275 с и 11860 с соответственно). Нарушение критерия приемлемости – повышение максимальной температуры наружной поверхности оболочек твэл до 1200°C происходит через 15732 с (при 104 % через 15384 с) после начала аварии.

Как показал расчетный анализ, обесточивание всех секций нормального электроснабжения с отказом функции безопасности «Обеспечение электроснабжения» без дополнительных действий персонала приводит к нарушению критерия приемлемости – максимального проектного предела повреждения твэл.

Расчетным путем установлено, что минимальный промежуток времени от начала аварии до нарушения критерия приемлемости составляет примерно 4,37 часа (4,27 при $N = 104\%$).

Выводы

Были выполнены расчеты и проведен анализ влияния повышения тепловой мощности энерго-

блока с ВВЭР-1000/В-320 на основные параметры РУ как при работе в квазистационарном состоянии на мощности так и при аварийном режиме.

В квазистационарном режиме работы энергоблока на 4-х ГЦН, как показали расчеты с принятыми допущениями, повышение уровня мощности до $104\%N_{\text{ном}}$ приводит к изменению теплогидравлических характеристик РУ. Среди основных таких характеристик можно выделить: температуру оболочки твэл – возросла на $3,2^\circ\text{C}$, подогрев теплоносителя – увеличился на $1,2^\circ\text{C}$, расход пара на турбину – увеличился на $\approx 300 \text{ т/ч}$. Увеличение расхода потребует, как минимум, модернизацию первой ступени цилиндра высокого давления турбоустановки в части изменения проходного сечения.

В качестве аварийного режима для исследования поведения параметров РУ в переходном процессе при разных начальных уровнях мощности и определения отличий в хронологии по основным реперным точкам, рассматривалась запроектная авария, связанная с обесточиванием всех секций нормального электроснабжения и отказом функции безопасности «Обеспечение надежного электроснабжения». При возникновении такой аварии (полное длительное обесточивание энергоблока, не запуск РДЭС) функции отвода остаточных тепловыделений к конечному поглотителю не выполняются, что в дальнейшем приводит к разо-

греву активной зоны, потере теплоносителя первого контура, оголению и повреждению топлива.

Согласно расчетному анализу, в результате аварии при работе РУ на изначально повышенном уровне мощности по сравнению с $100\%N_{ном}$ наблюдается опережение во времени достижения контролируемых параметров: периодическое открытие ИПУ КД наступило ранее на 16 с, парогенераторы опустошились быстрее на 185 с, потеря уровня теплоносителя в реакторе произошла раньше на 415 с. Кроме того, отсутствие действий оперативного персонала, приводит к тяжелому повреждению активной зоны с превышением максимального проектного предела повреждения ТВЭЛ, которое наступает ранее на 348 с, чем при начальной проектной мощности.

Учитывая вышеизложенное, при выполнении обоснований возможности повышения мощности на АЭС Украины, особое внимание при пересмотре противоаварийной документации необходимо уделить анализу чувствительности располагаемого времени, необходимого для успешных восстановительных действий при запроектных авариях, с целью недопущения перетекания запроектной аварии в тяжелую фазу. Также следует отметить, что при продлении срока эксплуатации энергоблоков АЭС следует учитывать возможное повышение мощности, а также переход на новое топливо компании Westinghouse (TBC-WR), при этом следует руководствоваться международным опытом.

Список литературы

1. НП 306.2.141-2008 Загальні положення безпеки атомних станцій.
2. НП 306.2.106-2005 Вимоги до проведення модифікацій ядерних установок та порядку оцінки їх безпеки.
3. Черноусенко О. Ю., Нікуленкова Т. В., Нікуленков А. Г. Аналіз можливості підвищення теплової потужності енергоблоків атомних електростанцій (Частина 1). *Вісник НТУ «ХП»*. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Харків: НТУ «ХП», 2017. № 10(1232). С. 6–12. Бібліогр.: 5 назв. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.01.
4. Черноусенко О. Ю., Нікуленкова Т. В., Нікуленков А. Г. Аналіз можливості підвищення теплової потужності енергоблоків атомних електростанцій (Частина 2). *Вісник НТУ «ХП»*. Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Харків: НТУ «ХП», 2017. № 11(1233). С. 29–36. Бібліогр.: 5 назв. ISSN 2078-774X. doi: 10.20998/2078-774X.2017.11.04.
5. *СТП 0.41.076-2008 Порядок использования расчетных кодов для обоснования безопасности ядерных энергетических установок.*
6. *ОЦПБ-0.41.002 Дополнительная целевая переоценка безопасности энергоблоков с учетом уроков, извлеченных из аварии на АЭС Фукусима-1.*

Bibliography (transliterated)

1. NP 306.2.141-2008 *Zagalni polozhennya bezpeki atomnikh stantsiy* [General Safety Provisions for Nuclear Power Plants].
2. NP 306.2.106-2005 *Vimogi do provedennya modifikatsiy yadernikh ustanovok ta porjadku otsinki ikh bezpeki* [Requirements for Modification of Nuclear Installations and Procedure for Safety Assessment].
3. Chernousenko, O. Yu., Nikulenkova, T. V. and Nikulenkov, A. H. (2017), "Analysis of the Opportunity for an Increase in the Thermal Power of Power Generating Units of Nuclear Power Plants (Part 1)", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, no. 10(1232), pp. 6–12, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.10.01.
4. Chernousenko, O. Yu., Nikulenkova, T. V. and Nikulenkov, A. H. (2017), "Analysis of the Opportunity for an Increase in the Thermal Power of Power Generating Units of Nuclear Power Plants (Part 2)", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, No. 11(1233), pp. 29–36, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2017.11.04.
5. *STP 0.41.076-2008 Poryadok ispolzovaniya raschetnykh kodov dlya obosnovaniya bezopasnosti yadernykh energeticheskikh ustanovok* [Procedure for Using Calculation Codes In Safety Justification of Nuclear Energy Facilities].
6. *OTsPB-0.41.002 Dopolnitelnaya tselevaya pereotsenka bezopasnosti energoblokov s uchetom urokov, izvlechenykh iz avarii na AES Fukushima-1* [Supplementary Targeted Safety Reassessment of Power Units with consideration of the Lessons Learned from Fukushima-1 NPP accident].

Поступила (received) 28.02.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Нікуленков Анатолій Геннадійович (Нікуленков Анатолий Геннадьевич, Nikulenkov Anatolii) – Національний технічний університет України «Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського», аспірант кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій; м. Київ; тел.: (063) 82–94–86; e-mail: ag.nikulenkov@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4345-8575>.

Черноусенко Ольга Юрійівна (Черноусенко Ольга Юрьевна, Chernousenko Olga) – доктор технічних наук, професор, Національний технічний університет України «Київський Політехнічний Інститут імені 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>.

Нікуленкова Тетяна Володимирівна (Нікуленкова Татьяна Владимировна, Nikulenkova Tetiana) – кандидат технічних наук, Національний технічний університет України «Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського», старший викладач кафедри теплоенергетичних установок теплових та атомних електростанцій; м. Київ; тел.: (067) 375-54-44; e-mail: tetyana.nikulenkova@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1880-1124>.

О. С. МОРОЗ**ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

Представлены результаты исследований формирования и влияния профиля температур на напряженно-деформированное состояние элементов промышленного и энергетического оборудования. В качестве исследуемого элемента котлоагрегатов был выбран патрубок внутри которого протекала вода для охлаждения. Рассмотрено влияние распределения температуры внутри патрубка на его напряженное состояние. В качестве средства расчета была использована универсальная программная система конечно-элементного анализа ANSYS.

Ключевые слова: поле температур, патрубков, напряженно-деформированное состояние, зона обратных токов, ANSYS.

О. С. МОРОЗ**ПРОБЛЕМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ТА ПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ**

Представлені результати досліджень формування та впливу профілю температур на напряженно-деформований стан елементів промислового та енергетичного обладнання. В якості досліджуваного елемента котлоагрегатів був обраний патрубок всередині якого протікала вода для охолодження. Розглянуто вплив розподілу температури всередині патрубка на його напряженне стан. Як засіб розрахунку була використана універсальна програмна система кінцево-елементного аналізу ANSYS.

Ключові слова: поле температур, патрубков, напружено-деформований стан, зона зворотних токів, ANSYS.

О. MOROZ**PROBLEMS OF THE USABILITY OF HIGH-TEMPERATURE ELEMENTS OF THE ENERGY
AND INDUSTRIAL EQUIPMENT**

The repair rate of the energy and industrial boiler equipment is defined to a great extent by the characteristics of temperature field on the boiler tube surface. Actually, the deviation of gas temperature field from the design profile is always observed for different equipment elements when the available burner devices mainly of a registered type are working. It results in considerable thermal strains in some equipment elements and as a consequence in increased total strain. In some cases the gas temperature field nonuniformity prompts to drop the torch temperature by an increase in the excess air coefficient, decreasing thus the power plant efficiency. This scientific paper gives consideration to formation processes of the temperature field of combustion products along the chamber length and on the surface of the element of boiler equipment that was represented as a branch pipe. It was shown that the temperature profile of combustion products along the branch pipe height specified by equipment operation conditions affects the stress-strain state. It was noted that that the air and combustion product mixing process in the space between the stabilizers is characterized by a high intensity due to a high temperature gradient in the trace cross-section. However, a total equalization of the temperature gradient before the branch pipe fails to take place due to a high flow velocity. For the option studied, the highest stress was registered at the end side of branch pipe.

Key words: temperature field, branch pipe, stress-strain state, reverse current zone, and ANSYS.

Введение

В энергетике Украины эксплуатируется значительное количество энергетических и промышленных котлов различной мощности, печей, сушил, газотурбинных установок и т.д., отработавших свой срок эксплуатации. Опыт работы таких установок показал, что одной из проблем их дальнейшего функционирования является наличие существенного несоответствия между реальным и расчетным распределением тепловых потоков в топочном пространстве. Это приводит к термическим перекосам в элементах оборудования, возникновения напряжений и в конечном итоге к их аварии. В этих обстоятельствах необходимость проведения работ по определению состояния наиболее термонапряженных элементов, оценка их остаточного ресурса, выдача рекомендаций по своевременному снятию их с эксплуатации или разработка сравнительно экономных мероприятий для продления срока эксплуатации этих агрегатов

[1].

На основе обзора литературных источников и опыта эксплуатации паровых котлов тепловых электростанций доказано, что наиболее существенным фактором, ухудшает надежность и экономичность энергетического оборудования, является неравномерность температуры газов в топочной камере, как в пространстве, так и во времени, что приводит к нарушению температурного и тепло-гидравлические режимов поверхностей нагрева, а также возникновение дополнительных термодинамических нагрузок на металл.

Тепловое состояние труб водопаровой тракта парового котла и парогенератора устанавливается в зависимости от соотношения количества подведенной теплоносителем теплоты к внешней поверхности и отведенной теплоты с рабочей средой от внутренней поверхности. В результате одновременно протекают процессы подвода и отвода теплоты и в каждой точке поверхности нагрева устанавливается свой тепловой состояние, обусловли-

вает соответствующий уровень температуры. В совокупности температура поверхности нагрева в разных точках образует свое температурное поле.

В современных мощных паровых котлах основные парообразующие поверхности представляют собой настенные топочные экраны, обогреваемые неравномерно по периметру. Интенсивный обогрев приходится на лобовую образующую, обращенную в топку, наименьший обогрев – обратную к обмуровке. Неравномерное обогрев вызывает поперечную циркуляцию рабочей среды, которая способствует перетеканию его из области участков периметра, которые обогриваются слабо, к участкам тех, что обогриваются интенсивно, в результате чего возникает также распространения теплоты по периметру за счет теплопроводности металла.

Одной из причин аварийной остановки котлов могут служить повреждения труб поверхностей нагрева. По кругу паропровода на горизонтальных участках преимущественно в периоды прогрева вследствие неравномерного теплообмена с греющим паром возникает разница температур между верхом и низом трубы, возрастает при недостаточном дренировании паропровода и в местах возможного скопления конденсата. Возникающие при этом температурные напряжения в толстостенных паропроводах могут стать значительными.

Цель работы

Выполнение оценки напряженно-деформированного состояния из-за температурной неравномерности по кругу патрубка на вертикальных участках.

Розрахункове дослідження теплового та напружено-деформованого стану високотемпературного елементу котлоагрегату

Первым этапом расчетных исследований теплового состояния трубопровода котлоагрегата было построение комплексной модели, которая рассматривает цилиндрическую трубу при внешнем обтекании трубопровода горячими газами и протекании в трубопроводе воды.

На этом этапе расчетных исследований теплового состояния трубопровода котлоагрегата была построена модель, которая включает горелочное устройство, созданный тремя стабилизаторами, и цилиндрическую трубу диаметром 36×6 мм и длиной 150 мм. Поток газов, образовывались после горелочного устройства, обтекает цилиндрическую трубу. Горелочное устройство состояло из

трех стабилизаторов шириной $B_{ст} = 15$ мм, которые размещались в канале шириной 150 мм с шагом $t_{ст} = 50$ мм. Коэффициент затенения $K_f = 0,30$. Расстояние от горелочного устройства к цилиндрической трубе равна 110 мм. Для решения граничной задачи нестационарной теплопроводности необходимо задать граничные условия на всех поверхностях теплообмена таким образом, чтобы они соответствовали пусковым характеристикам и эксплуатационному режиму работы котлоагрегата. При задании граничных условий рассматривались водогрейные и энергетические котлы. На участке длиной $X = 110$ мм между горючим устройством и трубопроводом происходит массообмен между горячими газами следа за стабилизатором и холодным воздухом в щели между стабилизаторами. В тыльной части стабилизатора вследствие интенсивного массообмена в зоне рециркуляции температура несколько выравнивается и ее величина находится на уровне 400 °С. Но полного выравнивания не происходит и имеем только некоторое сглаживание профиля температуры.

Во внутренней полости трубопровода протекала холодная вода с температурой $t_w = 20$ °С при перпендикулярном направлению тока воды и горячих газов. Задана большая разница температур между горячими газами и холодной водой позволила апробировать расчетную модель гидродинамики, теплового и напряженно-деформированного состояния трубопровода [2].

Расчитанное тепловое состояние цилиндрической трубы применяется в программном комплексе ANSYS в качестве граничных условий при расчетном исследовании напряженно-деформированного состояния с использованием универсального пакета *StaticStructural*. Распределение интенсивности напряжений по толщине стенки патрубка (рис. 1) свидетельствует о том, что интенсивность упругих напряжений в цилиндрической трубе лежит в диапазоне (357–445) МПа.

Распределение температуры по толщине стенки (рис. 2) указывает на переменный тепловой состояние трубопровода. Температура металла трубопровода находится на уровне (223–143) °С. Максимальная температура металла трубопровода наблюдается на задней поверхности цилиндрической трубы по ходу горячего газа и составляет 224 °С (рис. 2). Также значительный уровень температур фиксируется на передней поверхности по ходу горячего газа напротив центрального стабилизатора горелочного устройства (от 214 °С до 223 °С). Минимальный уровень температур имеет место в нижней части трубопровода (143–152) °С.

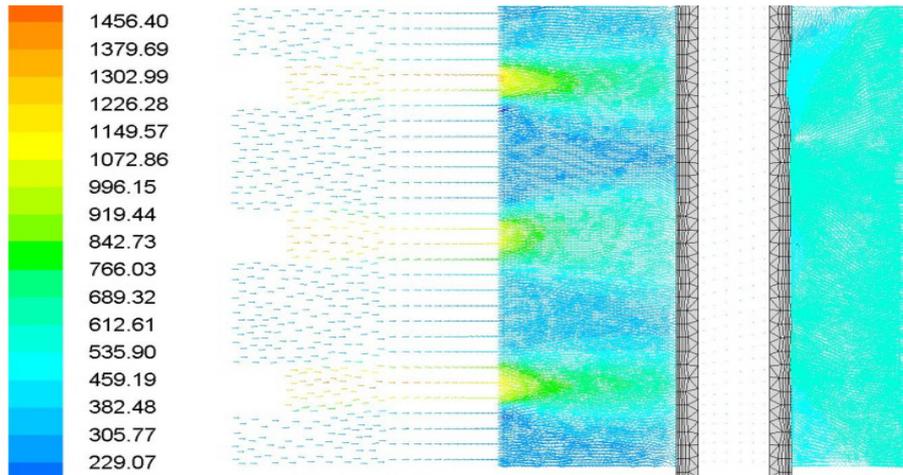


Рис. 1 – Векторы скорости и температура продуктов сгорания и воздуха, которые натикают на патрубок (ANSYS Fluent)

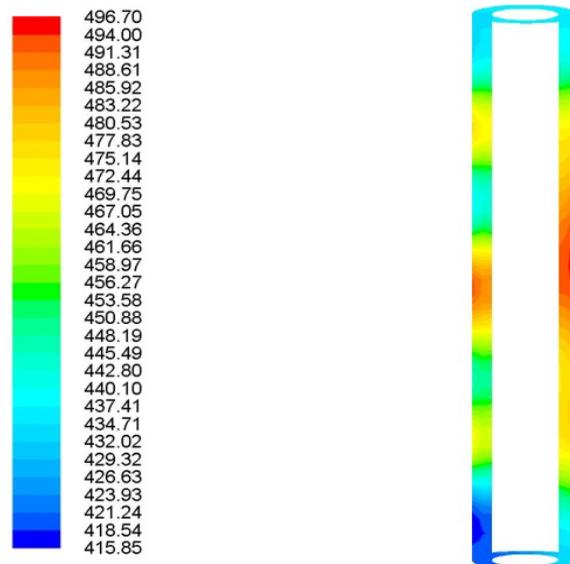


Рис. 2 – Распределение температуры по толщине стенки патрубка (ANSYS Fluent)

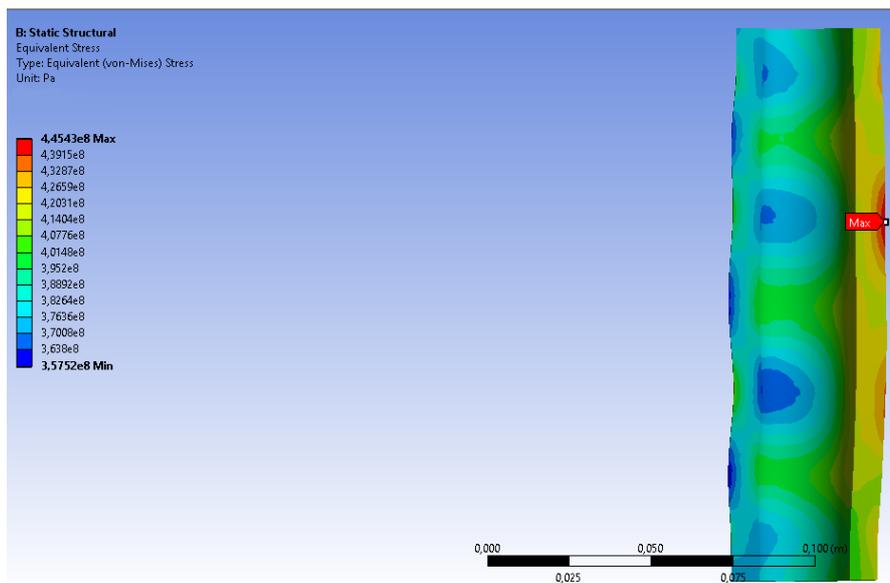


Рис. 3 – Распределение интенсивности напряжений по толщине стенки патрубка

Следующим этапом было реализация поставленной задачи определения напряжений в элементе с использованием универсального пакета *StaticStructural*. Применялась процедура *Equivalent Stress*, которая базируется на критерии фон Мизеса.

Распределение интенсивности напряжений по толщине стенки патрубка (рис. 3) указывает на то, что максимальные напряжения возникают на внешней поверхности цилиндрической трубе, омываемая горячей топливо воздушной смесью. Градиент температур внутренней и наружной поверхности цилиндрической трубе значений и составляет около (150–200) °С. Значительные градиенты температур при эксплуатационных режимах обуславливают высокий уровень условных упругих напряжений и снижения ресурсных характеристик металла цилиндрических патрубков котлоагрегатов [3, 4].

Таким образом, максимальное значение интенсивности напряжений по Мизеса локальное, составляет 445 МПа и отмечается в городе максимальной температуры на задней стенке патрубка (рис. 3). Минимальное значение интенсивности напряжений по Мизеса отмечено на передней поверхности патрубка в месте минимума температуры, также является локальным и составляет 357 МПа.

Такое распределение интенсивности напряжений по Мизеса можно объяснить характером горения топлива вследствие наличия 3-х горелок, неравномерностью прогрева трубы тепловым потоком от них, а также перпендикулярным направлением течения газовой составляющей потока газов на внешней поверхности патрубка, нагревает его, и охлаждающей водяной составляющей на внутренней поверхности патрубка. Максимальное значение интенсивности напряжений по Мизеса на задней стенке патрубка может возникать также за счет турбулизации течения газа по трубе и интенсификации теплообмена в этой зоне [5–7].

Выводы

1. Высокотемпературные элементы энергетического и промышленного оборудования, в первую очередь, трубопроводы различного назначения, расположенных в топочном пространстве и находятся под действием газового потока с высокой температурой, работающих в тяжелых условиях.

2. Из проведенного комплекса расчетных исследований можно сделать вывод, что использо-

вание программного комплекса *ANSYS Fluent* позволяет выполнять анализ процесса течения газов в топочном пространстве при обтекании трубопровода, а также определять характеристики термонапряженного состояния.

Список литературы

1. Кривоногов Б. М. *Повышение эффективности сжигания газа и охрана окружающей среды*. Ленинград: Недра, 1986. 250 с.
2. Протопопов В. С. *Теплофизика высоких температур*. Изд. АН СССР. 1977. Т. 15. № 4. С. 815–821.
3. *Водно-химические режимы и надежность металла энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт*. Под общ. ред. В. Е. Дорошук, В. Б. Рубина. Москва: Энергоиздат, 1981.
4. Адамович В. К., Данышевский И. А., Дорофеев Д. Д. Разработка нормативно-технической базы, обеспечивающей повышение расчетного ресурса эксплуатации до 200 тыс. ч. элементов котлов и трубопроводов. *Теплоэнергетика*. 1984. № 10. С. 2–4.
5. *Методические указания по расчету допустимых разностей температур и скоростей прогрева энергетических блоков*. Москва: СПО Союзтехэнерго, 1983.
6. Плоткин Е. Р., Лейзерович А. Ш. *Пусковые режимы паровых турбин энергоблоков*. Москва: Энергия, 1980.
7. Резников М. И. *Паровые котлы ТЭС*. Москва: Энергия, 1978.

References (transliterated)

1. Krivonogov B. M. (1986), *Povyishenie effektivnosti szhiganiya gaza i ohrana okruzhayushey sredy* [Improving the efficiency of gas combustion and protecting the environment], Nedra, Leningrad, 250 p.
2. Protopopov V. S. (1977), "Teplofizika vyisokih temperature [Thermal physics of high temperatures]", *Izd. AN SSSR*, Vol. 15, No. 4, pp. 815–821.
3. (1981), *Vodno-himicheskie rezhimy i nadezhnost metalla energoblokov moschnostyu 500 i 800 MVt* [Water-chemical regimes and reliability of metal power units with a capacity of 500 and 800 MW], V. E. Doroshuka, V. B. Rubina (Ed.), Energoizdat, Moscow.
4. Adamovich V. K., Danyushevskiy I. A., Dorofeev D. D. (1984), "Razrabotka normativno-tehnicheskoy bazyi, obespechivayushey povyishenie raschetnogo resursa ekspluatatsii do 200 tyis. ch. elementov kotlov i truboprovodov [Development of the regulatory and technical base that provides an increase in the estimated service life of up to 200 thousand parts of boilers and pipelines]", *Teploenergetika*, No. 10, pp. 2–4.
5. (1983), *Metodicheskie ukazaniya po raschetu dopustimiyh raznostey temperatur i skorostey progreva energeticheskikh blokov* [Methodical instructions for calculating the permissible differences in temperatures and rates of heating up of power units], SPO Soyuztehenergo, Moscow.
6. Plotkin E. R., Leyzerovich A. Sh. (1980), *Puskovyye rezhimy parovyih turbin energoblokov* [Starting conditions of steam turbines of power units], Energiya, Moscow.
7. Reznikov M. I. (1978), *Parovyye kotlyi TES* [Steam boilers of TPP], Energiya, Moscow.

Поступила (received) 00.00.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Мороз Олег Сергійович (Мороз Олег Сергеевич, Moroz Oleh) – магістрант; Національний технічний університет України «Київський Політехнічний Інститут імені Ігоря Сікорського», м. Київ, Україна; тел.: (067) 451–15–70; e-mail: morozoleg95@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1427-8068>.