

**О. Л. ШУБЕНКО, В. Й. САФОНОВ, М. Ю. БАБАК, О. В. СЕНЕЦЬКИЙ, О. Ю. БОЯРШИНОВ**

### **ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОСТАННЬОГО СТУПЕНЯ ПОТУЖНОЇ ПАРОВОЇ ТУРБИНИ ПРИ СУПЕРГІДРОФОБНОМУ ПОКРИТТІ ЇЇ СОПЛОВОГО АПАРАТА**

Досліджувалась можливість використання супергідрофобних (SH) покриттів поверхонь напрямного апарату останнього ступеню для підвищення якості проточної частини потужної парової турбіни. Показано, що реалізація цієї пропозиції повинна привести до суттєвого зменшення розміру крапель вологи в проточній частині, та, як наслідок, до збільшення ресурсу робочих лопаток і електричної генерації. Останнє відбувається за рахунок зменшення втрат енергії: на тертя вологої пари по сопловим лопаткам, при ударах крапель вологи та обтіканні робочих лопаток, а також зменшення витрати пари на периферійну сепарацію. Експертним оцінюванням параметрів, що визначають це зменшення втрат та витрат, прогнозовано обсяг додаткової генерації електричної енергії від впровадження SH покриттів на соплах останнього ступеня турбіни К-325-23,5 АТ «Турбоатом» (довжина робочої лопатки 1030 мм). Границі відповідних діапазонів зміни параметрів відповідають оптимістичному та песимістичному варіантам оцінки характеристик покриття та турбоустановки (додаткова електрична генерація, вартість та термін окупності SH покриття). Розглядалися три варіанти SH покриття поверхні соплової лопатки останнього ступеня: усїєї поверхні, тільки увігнутої сторони сопла та тільки верхньої половини увігнутої сторони. За розрахунками очікувана зміна електричної потужності турбіни типу К-300 для цих варіантів покриття знаходиться в інтервалах 525 кВт–372 кВт та 315 кВт–237 кВт відповідно за оптимістичними та песимістичними оцінками. Визначено строк окупності SH покриття при нанесенні його тільки на верхню половину увігнутої сторони сопла при прийнятих лінійних законах зменшення втрат при деградації покриття в залежності від його витривалості та ціни. Простий очікуваний термін окупності вказаного виконання SH покриття соплової лопатки останнього ступеня турбіни К-325-23,5 при витривалості 10000 год (річному напрацюванні 6307 год) складе ~ 16 місяців при ціні покриття 0,425 USD/cm<sup>2</sup>. SH покриття сопла вологопарового ступеня є перспективним рішенням для впровадження у разі його витривалості більшої ніж 5500 год при середньо прогнозних ціні покриття та зменшенні втрат енергії і витрат пари при периферійній сепарації.

**Ключові слова:** парова турбіна, соплова лопатка, супергідрофобне покриття, втрати у вологопаровому ступені, ресурс робочої лопатки останнього ступеня, електрогенерація, вартість та простий термін окупності.

**А. Л. ШУБЕНКО, В. И. САФОНОВ, Н. Ю. БАБАК, А. В. СЕНЕЦКИЙ, А. Ю. БОЯРШИНОВ**

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОСЛЕДНЕЙ СТУПЕНИ МОЩНОЙ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПРИ СУПЕРГИДРОФОБНОМ ПОКРЫТИИ ЕЕ СОПЛОВОГО АППАРАТА**

Исследовалась возможность использования супергидрофобных (SH) покрытий поверхностей направляющего аппарата последней ступени для повышения качества проточной части мощной паровой турбины. Показано, что реализация этого предложения должна привести к существенному уменьшению размера капель влаги в проточной части, и, как следствие, к увеличению ресурса рабочих лопаток и электрической генерации. Последнее происходит за счет уменьшения потерь энергии: на трение влажного пара по сопловым лопаткам, при ударах капель влаги и обтекании рабочих лопаток, а также уменьшении расхода пара на периферийную сепарацию. Экспертным оцениванием параметров, определяющих это уменьшение потерь и расходов, спрогнозирован объем дополнительной генерации электрической энергии от внедрения SH покрытий на соплах последней ступени турбины К-325-23,5 АО «Турбоатом» (длина рабочей лопатки последней ступени 1030 мм). Границы соответствующих диапазонов изменения параметров соответствуют оптимистическому и песимистическому вариантам оценки характеристик покрытия и турбоустановки (дополнительная электрическая генерация, стоимость и срок окупаемости SH покрытия). Рассматривались три варианта SH покрытия поверхности сопловой лопатки последней ступени: всей поверхности, только вогнутой стороны и только верхней половины вогнутой стороны. По расчетам ожидаемое изменение электрической мощности турбины типа К-300 для этих вариантов находится в интервалах 525 кВт–372 кВт и 315 кВт–237 кВт соответственно по оптимистичным и песимистичным оценкам. Определен срок окупаемости SH покрытия при нанесении его только на верхнюю половину вогнутой стороны сопел при принятых линейных законах уменьшения потерь при деградации покрытия в зависимости от его выносливости и цены. Простой ожидаемый срок окупаемости указанного исполнения SH покрытия сопловой лопатки последней ступени турбины К-325-23,5 при выносливости 10000 ч (при годовой наработке 6307 ч) составит ~ 16 месяцев при цене покрытия 0,425 USD/cm<sup>2</sup>. SH покрытие сопла влажнопаровой ступени является перспективным решением для внедрения в случае его выносливости большей, чем 5500 ч при средние прогнозных цене покрытия и уменьшении потерь энергии и расхода пара при периферийной сепарации.

**Ключевые слова:** паровая турбина, сопловой аппарат, супергидрофобное покрытие, потери во влажнопаровой ступени, ресурс рабочей лопатки последней ступени, электрогенерация, стоимость и простой срок окупаемости.

**O. SHUBENKO, V. SAFONOV, M. BABAK, O. SENESTKYI, A. BOYARSHINOV**

### **INCREASING THE EFFICIENCY OF THE LAST STAGE OF A POWERFUL STEAM TURBINE WITH A SUPERHYDROPHOBIC COATING OF ITS NOZZLES**

The possibility of using superhydrophobic (SH) coatings of the surfaces of the last stage guide apparatus to improve the quality of the flow path of a powerful steam turbine was investigated. It is shown that the implementation of this proposal should lead to a significant reduction in the size of moisture droplets in the flow path, and, as a consequence, to an increase in the service life of the rotor blades and electrical generation. The latter occurs due to the reduction of energy losses: the friction of wet steam on the nozzle blades, the impact of moisture droplets and the flow of the blades, as well as reducing the flow of steam to the peripheral separation. Expert assessment of the parameters determining this reduction of losses and costs predicts the amount of additional electricity generation from the introduction of SH coatings on the nozzles of the last stage of the turbine K-325-23,5 JSC "Turboatom" (blade length of the last stage 1030 mm). The limits of the respective ranges of parameter changes correspond to the optimistic and pessimistic options for estimating the characteristics of the coating and turbo charging (additional electrical generation, cost and payback period of SH coating). Three variants of SH coating of the nozzle blade surface of the last stage were considered: the entire surface, only the concave side of the nozzle, and only the upper half of the concave side. According to calculations, the expected change in the electric power of the K-300 turbine for these options is in the ranges of 525 kW–372 kW and 315 kW–237 kW, respectively, according to optimistic and pessimistic estimates. The payback period for SH coating of the nozzle surfaces is determined with the adopted linear laws for reducing losses during degradation of the coating with different

endurance, prices for it and technical solutions regarding the size of the application area without taking into account repairs of rotor blades. Simple expected payback period SH coating of the upper half of the concave side of the nozzle blade of the last stage of the K-325-23,5 turbine with an endurance of 10,000 hours (Annual operating time of 6307 hours) Will be ~ 16 months at a coating price of a covering of 0,425 USD/cm<sup>2</sup>. SH coating of the moisture-vapor nozzle is a promising solution for implementation in the case of its endurance greater than 5500 hours at the average predicted cost of the coating and a reducing energy losses and steam consumption during peripheral separation.

**Keywords:** steam turbine, nozzle blade, superhydrophobic coating, losses in a wet-steam stage, resource of the last stage rotor blade, power generation, cost and simple payback period of the coating.

**Вступ.** Прагнення вдосконалити проточну частину парової турбіни та розвиток нанотехнологій призвели до інтересу до підвищення надійності вологопарових ступенів (ВПС) шляхом застосування супергідрофобних покриттів (SH – у англійських джерелах) їх соплових лопаток (СЛ). Причому ці заходи виконуються у додаток до традиційних методів забезпечення ресурсу робочих лопаток (РЛ) [1, 2].

Раніше нами було розглянуто [3]: стан проблеми створення витривалих SH покриттів та результати експертного оцінювання завдання з підвищення ефективності проточної частини (ПЧ) турбіни при застосуванні SH покриттів СЛ останнього ступеня (ОС). На прикладі турбіни К-325-23,5 АТ «Турбоатом» [4] показано, що ресурс останньої РЛ у такому разі може підвищитися, як і генерація.

Нагадаємо [3], що у відкритому доступі є патенти про застосування SH покриттів для СЛ турбінних ступенів, наприклад, [5] і [6], в яких визначається склад та структурні характеристики покриттів, є публікації [7–10], де досліджуються можливості їх використання.

Відкритих даних про застосування SH покриттів у реальних парових турбінах нами не знайдено, практично відсутня відкрита інформація з таких питань:

- в якій мірі SH властивості покриттів СЛ впливають на характеристики ВПС;

- яка вартість і витривалість SH покриттів СЛ турбінного ступеня може бути забезпечена.

**Мета публікації** розглянути результати подальших досліджень по темі та визначити, який може бути простий строк окупності SH покриття на СЛ ОС потужної турбіни.

**Основні положення, що використані при визначенні показників при нанесенні SH покриття.** При течії вологої пари в ПЧ турбіни на поверхні сопла без покриття утворюється плівка вологи товщиною 10–12 мкм, що потім зривається з вихідної кромки у вигляді крупних ерозійнонебезпечних крапель діаметром 80–120 мкм, які далі бомбардують вхідну кромку РЛ, пошкоджуючи останню. При SH властивості покриття поверхня СЛ ВПС не змочується (плівка вологи не виникає), тече потік із невеликих ерозійнонебезпечних крапель діаметром до 30–40 мкм [3, 10], що і дає змогу підвищити ресурс РЛ.

Позитивний вплив зменшення діаметру крапель в ПЧ ВПС на прогнозний час експлуатації турбіни  $\tau_1$  підтверджують результати досліджень, наприклад [11].

Стисло нагадаємо необхідні важливі положення з теми, що більш докладно розглянуті у [3].

Відомо ряд моделей взаємодії твердої поверхні з рідиною [12]. Важливі з них для проблеми, що

досліджується (див. рис. 1):

- модель режиму змочування Венцеля, (див. рис. 1, а), що зв'язує кути взаємодії з ідеальною поверхнею  $\theta$ , та видимий контактний  $\theta_b$  і враховує коефіцієнт шорсткості  $r$  ( $r > 1$ ), який визначається як відношення фактичної площі поверхні до геометричної;

- модель Кассі-Бакстера (надалі Кассі) описує випадок, коли краплина рідини не може проникнути (див. рис. 1, б) у газові (парові) «кишені» між пагорбками, що характеризують шорсткість поверхні.

В залежності від величини кута  $\theta_b$  визначають такі типи покриттів: супергідрофільне ( $\theta_b \leq 10^\circ$ ), гідрофільне ( $10^\circ < \theta_b < 30^\circ$ ), гідрофобне ( $\theta_b > 90^\circ$ ) та SH ( $\theta_b \geq 150^\circ$ ).

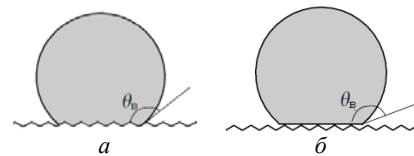


Рис. 1. Крапля на підкладці. Режим змочування поверхні [3]:

а – Венцеля; б – Кассі

Щоб поверхня вважалася SH [12] слід виконати такі умови: високий видимий контактний кут ( $\theta_b > 150^\circ$ ), кут скошування  $\alpha < 10^\circ$  (кут нахилу поверхні, при якому крапля починає скошуватися), низький (кілька градусів) гістерезис  $\Delta\theta$  (різниця між кутами наступу (advance)  $\theta_{adv}$  та відступу (receding)  $\theta_{rec}$ , тобто  $\Delta\theta = \theta_{adv} - \theta_{rec}$ , висока стабільність стану змочування Кассі.

У стані Кассі контакт краплі з газом зменшує тертя по поверхні лопатки, що важливо при течії пари в умовах проточної частини турбіни і є необхідною умовою для отримання наступних результатів.

При оцінках показників турбоустановки після впровадження SH покриття будемо вважати: воно нанесене на СЛ ОС, штатні системи сепарації вологи в проточній частині функціонують, поверхні останніх РЛ є відновлені (або лопатки нові).

Наші дослідження [3] свідчать, що очікуваний ефект від впровадження SH покриттів СЛ, який направлений на боротьбу з ерозією РЛ, буде забезпечуватися за рахунок зменшення:

- втрат енергії на тертя  $\Delta\xi_{т.с}^{HS}$  при обтіканні СЛ;
- витрати пари при сепарації  $\Delta G_{сеп}^{HS}$ ;
- механічних втрат  $\Delta\xi_{м.л.}^{HS}$  від удару крупних крапель по вхідній кромці РЛ;
- втрат енергії  $\Delta\xi_{л}^{HS}$  при обтіканні РЛ (за рахунок подовження інкубаційного періоду ерозії).

Зазначимо, що, вірогідно, відбудеться також

деяке зменшення генерації електроенергії після SH покриття СЛ за рахунок деякого збільшення втрат з вихідною швидкістю ступеня. Останнє буде мати місце за рахунок збільшення витрати пари на РЛ, але цим фактом при попередніх оцінках будемо зневажати.

При оцінюванні змін показників ОС після SH покриття СЛ будемо оперувати відносними величинами, таких з вказаних вище параметрів:

$$\Delta \bar{\xi}_{мл} = N_{мл}^{HS} / N_{Е_{ост}}^0; \Delta \bar{\xi}_{т.с} = \Delta \xi_{т.с}^{HS} / \xi_{т.с}; \Delta \bar{\xi}_{л} = \Delta \xi_{л}^{HS} / \xi_{л}.$$

Оскільки деякий час після нанесення SH покриття ерозійний знос РЛ відсутній (триває інкубаційний період ерозії),  $\Delta \bar{\xi}_{л} = 0$ .

Розглянуто три технічні рішення (ТР), що пов'язані з вибором площі поверхні СЛ для нанесення SH покриття [3]: 1 ТР – вкрита вся бокова поверхня; 2 ТР – тільки увігнута сторона; 3 ТР – тільки верхня половина останньої (покриття має незмінні властивості по всій поверхні СЛ, де застосовується).

Результати експертної оцінки діапазону зміни вказаних параметрів для розглянутих ТР, що визначають вплив SH покриттів СЛ ОС турбіни К-325-23,5 АТ «Турбоатом» зведено у табл. 1.

**Додаткова генерація електричної потужності після впровадження SH покриття ОС турбіни.** Зрозуміло, що в цьому разі потужність усіх ступенів турбіни за винятком останнього не зміниться. Можливу додаткову генерацію  $\Delta N_{Е_{ост}}^0$ , визначимо для турбіни К-325-23,5 (має 3 вихлопи, три ВПС [4]):

$$\Delta N_{Е_{ост}}^0 = N_{Е_{ост}}^0 \{ (1 - \rho_{сеп.}) \Delta \bar{\xi}_{т.с} \zeta_{т.с} + \Delta \bar{\xi}_{мл} + \rho_{сеп.} [(1 + \Delta \psi_{сеп.} \cdot y^0) (1 + \Delta \bar{\xi}_{л} \zeta_{л}) - 1] \}, \quad (1)$$

де ступені:  $\rho_{сеп.}$  – реактивності,  $y^0$  – вологості пари до вологовилучення на середньому радіусі останнього ступеня (вважаємо, що вони від впровадження SH покриття практично не змінюються).

З використанням даних з табл. 1, розраховано оптимістичне та песимістичне значення  $\Delta N_{Е_{ост}}^0$ , що припустимо будуть генеруватися після покриття СЛ до зміни SH характеристик або початку ерозії. Вихідні дані турбіни К-325-23,5 для використання (1) такі:  $N_{ост} = 7,93$  МВт – внутрішня потужність ОС ступеня на номінальному навантаженні без SH покриття СЛ,  $\rho_{сеп.} \approx 55,0\%$ ,  $\zeta_{т.с} = 0,0045$ ,  $\zeta_{л} = 0,06$ ,  $y^0 = 0,069$  (див. табл. 2).

Як видно з табл. 2, SH покриття СЛ ОС усіх 3-х потоків турбіни К-325-23,5 може дати підвищення електричної потужності на ~ 237–525 кВт. Для самого меншого по площі, а значить дешевого варіанту покриття (3 ТР) найбільш вірогідне значення потужності ~ 300 кВт (середина інтервалу зміни).

**Визначення можливого терміну та характеру зміни властивостей SH покриття СЛ на протязі часу.** Картина розвитку ерозійного процесу на РЛ у часі  $\tau$  характеризується кінетичною кривою ерозії [1, 13] (див. рис. 2, де  $Y$  – глибина зносу, константи кривої – кути і ординати в характерних точках  $Y_0$ ,  $Y_{уст}$ ,  $E_{уст}$ ,  $Y_M$ ,  $E_M$ ).

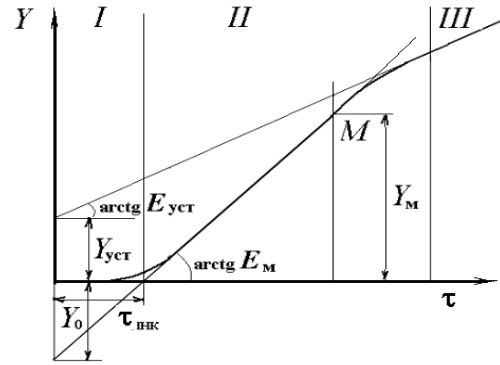


Рис. 2. Кінетична крива ерозійного зносу РЛ парової турбіни [1]

Ця крива будується для конкретного значення швидкості вологого потоку пари і має три явно виражені періоди зносу: інкубаційний I (відсутня ерозія), максимальний II та стабілізований III.

SH покриття СЛ зношується таким чином, що певний час  $\tau_{п}$  (інкубаційний період) зміна  $\Delta \bar{\xi}_{мл}$ ,  $\Delta \bar{\xi}_{т.с}$ ,  $\Delta \psi_{сеп}$  не відбувається, а потім останні лінійно зменшуються (до якої позначки, залежить від співвідношення термінів зносостійкості покриття  $\tau_{п}$  і оцінювання  $\tau_{\Sigma}$ ).

Для РЛ потужної парової турбіни, що виготовлена зі сталі 20X13, в перерізі, який розташований нижче стелітового захисту (на не зміцненій поверхні) [14], інкубаційний період  $\tau_{іе}$  складає ~ 800–1000 год, далі з ~ 1000 год по 3000 год триває період максимального зносу, після чого незахищена зношена ерозією вхідна кромка вступає в III, стабілізований період зносу.

Для розрахунків ефективності ТР, що пов'язані з впровадженням SH покриттів СЛ, задаємося функціями зміни  $\Delta \bar{\xi}_{мл}$ ,  $\Delta \bar{\xi}_{т.с}$ ,  $\Delta \psi_{сеп}$ ,  $\Delta \bar{\xi}_{л}$  у часі, які при попередніх оцінках можуть бути визначені кусочно-лінійними функціями (див. рис. 3). Відповідна функція для  $\Delta \bar{\xi}_{т.с}(\tau)$  виглядає таким чином:

$$\Delta \bar{\xi}_{т.с}(\tau) = \begin{cases} \text{якщо } \tau \geq 0 \text{ і } \tau \leq \tau_{п}, \text{ то } \Delta \bar{\xi}_{т.с}^0; \\ \text{якщо } \tau \geq \tau_{п} \text{ і } \tau \leq \tau_{п}, \text{ то } \Delta \bar{\xi}_{т.с} = \Delta \bar{\xi}_{т.с}^0 \cdot C_{\tau}. \end{cases} \quad (2)$$

де  $C_{\tau} = (1 - \tau/\tau_{п.л})/c_{зн}^{SH}$ , тут  $c_{зн}^{SH} = 1 - \tau_{іе}/\tau_{п.л}$  – визначає швидкість зносу SH покриття сопла.

Функції  $\Delta \psi_{сеп}(\tau)$  і  $\Delta \bar{\xi}_{мл}(\tau)$  мають аналогічний вигляд.

Як видно з рис. 3, функція  $\Delta \bar{\xi}_{л}(\tau)$  відрізняється від  $X(\tau)$  не тільки значеннями, а й тим, що має 3 ділянки і такий вигляд:

$$\Delta \bar{\xi}_{л}(\tau) = \begin{cases} \text{якщо } \tau \geq 0 \text{ і } \tau < \tau_{іе}, \text{ то } 0; \\ \text{якщо } \tau \geq \tau_{іе} \text{ і } \tau \leq \tau_{п}, \text{ то } \Delta \bar{\xi}_{л}^0; \\ \text{якщо } \tau \geq \tau_{п} \text{ і } \tau \leq \tau_{п}, \text{ то } \Delta \bar{\xi}_{л}^0 \cdot C_{\tau}. \end{cases} \quad (3)$$

На рис. 3 зображений варіант характеристик SH покриття СЛ з  $\tau_{іе} < \tau_{п}$ .

Таблиця 1 – Запропоновані діапазони зміни параметрів, що визначають витрати енергії при використанні SH покриттів сопла для досліджуваних технічних рішень в початковий період [3]

Діапазони зміни:	1 технічне рішення*				2 технічне рішення				3 технічне рішення			
	$\Delta \bar{\xi}_{\tau.c}$	$\Delta \psi_{cep}$	$\Delta \bar{\xi}_{MB}$	$\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}$	$\Delta \bar{\xi}_{\tau.c}$	$\Delta \psi_{cep}$	$\Delta \bar{\xi}_{MB}$	$\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}$	$\Delta \bar{\xi}_{\tau.c}$	$\Delta \psi_{cep}$	$\Delta \bar{\xi}_{MB}$	$\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}$
Верхній	0,5	0,05	0,019	0	0,3	0,04	0,016	0	0,2	0,03	0,013	0
Нижній	0,1	0,02	0,015	0	0,1	0,02	0,013	0	0,1	0,01	0,011	0

\*Обидва інститути – м. Москва, РФ

Таблиця 2 – Зміна електричної потужності останнього ступеня турбіни К-300-240 при SH покритті поверхні сопла для різних варіантів впровадження [3]

Найменування величини	1 технічне рішення:		2 технічне рішення:		3 технічне рішення:	
	оптимістичне	песимістичне	оптимістичне	песимістичне	оптимістичне	песимістичне
$\Delta N_{E_{ост}}^0$ , кВт	175	105	145	87	124	79

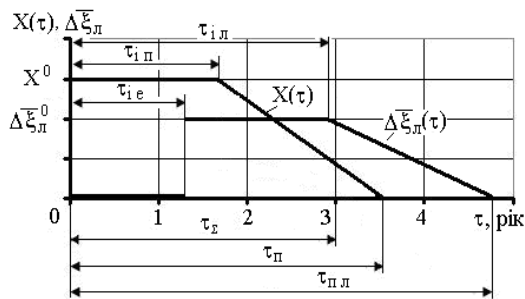


Рис. 3. Варіант законів зміни характеристик SH покриття сопла при експлуатації турбіни ( $\tau_{iп} > \tau_{iе}$ )

Функції (5) і  $\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}(\tau)$  на рис. 3 представлені для випадку, коли SH покриття нанесено на СЛ, які або не були в експлуатації, або після капітального ремонту ( $\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}(\tau) = 0$ ).

В [2] наведено данні про випробування на ТЕЦ-25 ПАТ «Мосенерго» на паровій турбіні Т-250-240 різних покриттів на РЛ ОС, що створені шляхом нанесення зносостійких матеріалів по технологіям: ВАТ ВПІ\* (електроіскрове легування), МЕІ\* (АІР, попередник покриття запропонованого у [11]), НВП «Мотор», м. Уфа, (іонна імплантация) [\*обидва інститути – м. Москва, РФ]. Після відкривання ЦНД турбіни через два роки не знайдено слідів цих покриттів.

Враховуючи сказане та відсутність даних про витривалість SH покриттів в умовах ПЧ турбіни, нема сенсу оцінювати їх дію за термін більший ніж за  $\tau_{п} = 10000$  год (хоча запропоноване більш стійке покриття, що створюється шляхом плазмового наплавлення порошкового стеліту [2]).

Оцінимо зміну показників роботи турбіни К-325-23,5, припустив, що SH покриття витримує кожний з заданих термінів:  $\tau_{\Sigma 1} = 2000$  год, (витривалість покриттів яка, вірогідно, вже досягнута);  $\tau_{\Sigma 2} = 5000$  год (відповідає інкубаційному періоду ерозії при використанні технології АІР при створенні протиерозійних покриттів [15, 16]),  $\tau_{\Sigma 3} = 10000$  год.

**Вартість додаткової електроенергії, що вірогідно буде генерована при впровадженні SH покриття.** Формально економічну вигоду від впровадження SH покриття СЛ ОС  $C_{ост}^{SH}$  слід оцінювати при визначеному (номінальному) електричному навантаженні турбіни, розрахувавши вартість заощадженого палива [17, 18]. Але при попередньому оцінюванні припустимо рахувати вартість додаткової електроенергії (термін часу  $\tau_{\Sigma}$  відносно незначний, вважаємо, що ремонти РЛ у цей час не відбуваються).

Для визначення зміни  $C_{oSH}$  у часі використаємо функції (2) для розрахунку  $\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}$ ,  $\Delta \bar{\xi}_{\tau.c}$  та  $\Delta \psi_{cep}$  і функцію (3) відповідно для  $\Delta \bar{\xi}_{\Delta l}$ . Для чого приймаємо такі вихідні данні: період часу, за який вираховується економічний ефект складає:  $\tau_{\Sigma 1}$ ,  $\tau_{\Sigma 2}$  ( $\tau_{iA} = 7000$  год),  $\tau_{\Sigma 3}$  ( $\tau_{iп} = 14000$  год); ціна продажу електроенергії у мережу  $c_{кВт} \approx 0,12$  USD/кВт·год (3,18 грн, 1 USD = 26,5 грн).

При SH покритті СЛ ОС за  $i$ -й період  $\tau_i$  (рік  $\tau_p$ ) будемо мати таку кількість додаткової виробленої електричної енергії на один вихлоп турбіни:

$$\Delta N_{E_{ост} i} = N_{E_{ост} i} \cdot \tau_p \cdot k_{BN} \quad (4)$$

де  $k_{BN} = 0,72$  – коефіцієнт використання встановленої потужності (для турбін російських електростанцій, що працюють на вугіллі [16] змінюється від 0,59 до 0,82 в залежності від потужності).

Вартість додатково виробленої електричної енергії при SH покритті СЛ ОС  $\Delta C_{E\Sigma}$  за час  $\tau_{\Sigma}$  з урахуванням адитивних якостей (2) та виносом констант за знак суми з використанням (4) складе:

$$\begin{aligned} \Delta C_{E\Sigma}^{SH} = & N_{E_{ост}} k_{BN} c_{кВт} \left\{ (1 - \rho_{cep}) \zeta_{\tau.c}(\tau) \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \bar{\xi}_{\tau.c}(\tau) + \right. \\ & \left. + \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \bar{\xi}_{\Delta l}(\tau) + \rho_{cep} \left[ (1 + y^0 \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \psi_{cep}(\tau)) \times \right. \right. \\ & \left. \left. \times (1 + \zeta_{\Delta l}(\tau) \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \bar{\xi}_{\Delta l}(\tau)) - 1 \right] \right\}, \quad (5) \end{aligned}$$

Визначимо показники роботи турбіни К-325-23,5 з SH покриттям СЛ ОС за 3 раніше вибраних періоди часу при оптимістичному та песимістичному сценаріях розвитку подій. В результаті при  $\tau_{iп} = 0,5 \cdot \tau_{\Sigma}$ ,  $\tau_{\Sigma} = \tau_{п}$  для згаданих варіантів  $\tau_{\Sigma i}$  суми у виразі (5) маємо:

$$\begin{aligned} \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \bar{\xi}_{\tau,c}(\tau) &= 0,75 \cdot \Delta \bar{\xi}_{\tau,c}^0 \cdot \tau_{\Sigma}; \\ \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \bar{\xi}_{\Sigma,пл}(\tau) &= 0,75 \cdot \Delta \bar{\xi}_{\Sigma,пл}^0 \cdot \tau_{\Sigma}; \\ \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \psi_{сеп}(\tau) &= 0,75 \cdot \Delta \psi_{сеп}^0 \cdot \tau_{\Sigma}; \\ \sum_{\tau=0}^{\tau_{\Sigma}} \Delta \bar{\xi}_{\Sigma,l}(\tau) &= \begin{cases} 0, \text{ якщо } \tau_{\Sigma} < \tau_{iе}, \\ \text{інакше } \Delta \bar{\xi}_{\Sigma,l}^0 (\tau_{iл} + \tau_{\Sigma} - 2\tau_{iе})/2. \end{cases} \end{aligned} \quad (6)$$

Коефіцієнт 0,75 у перших трьох виразах (6) характеризує долю площі під відповідними функціями з площі усього прямокутника на рис. 3.

Результати розрахунку  $\Delta C_{E\Sigma}^{HS}$  при SH покритті СЛ ОС турбіни К-325-23,5 (3 TP) при базовій електричній потужності  $N_{E\text{ост}} = 7,93$  МВт та заданими:  $\tau_{iп} = 0,1$ ;  $c_{кВт} = 0,06$  USD/кВт·год;  $\tau_{iе} = 5000$  год;  $\kappa_{B,N} = 0,72$ , ілюструє рис. 4. На цьому рисунку штриховими лініями показано зміну  $\Delta C_{E\Sigma}^{HS}$  у разі збільшення інкубаційного періоду ерозії з  $\tau_{iе} = 5000$  год до 10000 год (у додану вартість немає внеску від зменшення втрат від пошкодження ерозією РЛ).

З аналізу результатів розрахунку прогнозного ефекту від впровадження SH покриття СЛ ОС парової турбіни видно, що найбільш вагомим чинником, як і при визначенні  $N_{E\text{ост}}^{HS}$ , є  $\Delta \bar{\xi}_{\Sigma,пл}$  (2 доданок у (1)).

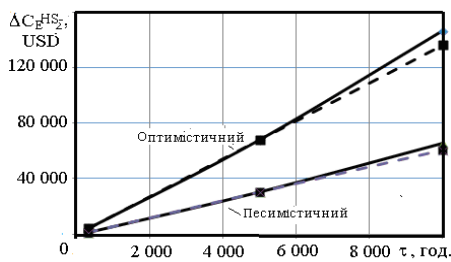


Рис. 4. Залежність оціночної вартості додаткової електроенергії від витривалості SH покриття СЛ ОС турбіни К-325-23,5

У випадку, коли невідома витривалість SH покриття, а  $\tau_{iп}$  попередньо визначена експериментально [11], слід дослідити вплив на  $\Delta C_{E\Sigma}$  безрозмірної швидкості зносу  $c_{\Sigma}^{SH} = \tau_{iп}/\tau_{iл}$ . На рис. 5 наведено залежність  $\Delta C_{E\Sigma}$  від  $c_{\Sigma}^{SH}$  для заданих  $\tau_{\Sigma 1}$  та  $\tau_{\Sigma 2}$  при SH покритті СЛ ОС ( $\tau_{iе} = 5000$  год,  $\tau_{\Sigma} = 10000$  год).

З рис. 5 видно, що при зафіксованому ресурсі SH покриття  $\tau_{iл}$ , чим довше воно не зношується (більше  $\tau_{\Sigma}$ ), тим більша вартість додаткової генерації  $\Delta C_{E\Sigma}$ .

**Вартість SH покриття соплового апарату.** Для визначення вартості SH покриття  $C^{SH}$  слід оцінити площу поверхні всієї соплової лопатки і її частин, на

які наносяться покриття.

Вид типового поперечного перерізу СЛ наведено на рис. 6 ( $b$  – хорда, кути:  $\beta_{вск}$  – скелетний входу,  $\beta_y$  – установки).

Кількість соплових апаратів  $n_c = 68$ .

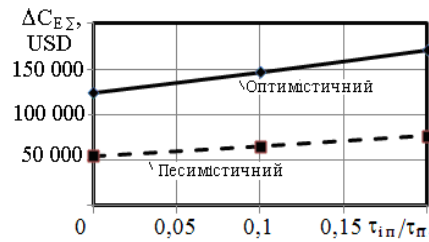


Рис. 5. Залежність вартості додаткової електроенергії, що може бути вироблена турбіною К-325-23,5 при SH покритті (3 TP) СЛ ОС від  $c_{\Sigma}^{SH}$

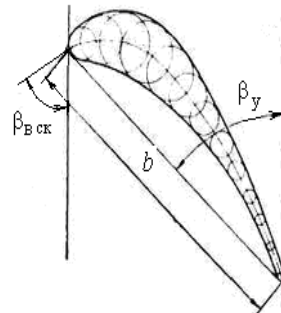


Рис. 6. Типовий профіль соплової лопатки

Площа верхньої половини увігнутої сторони однієї СЛ з урахуванням скосу на периферії, що визначена розрахунковим шляхом складає  $F_{в05}^{SH} \sim 880$  см<sup>2</sup> (3 TP).

Всього площа усіх СЛ (три потоки), яка вкривається SH покриттям  $F_{TP\Sigma}^{SH} = 3 \cdot n_c \cdot F_{в05}^{SH} \approx 180000$  см<sup>2</sup>.

Вартість SH покриття СЛ ОС турбіни визначається таким чином:  $C^{SH} = c^{SH} \cdot F_{в05}^{SH}$ .

Мінімальну ціну промислового SH покриття оцінимо у  $c^{SH} = 0,02$  USD/см<sup>2</sup>. Витрати на це покриття  $C^{SH}$  усіх  $n_c$  лопаток СЛ (3 TP на один вихлоп) при середній прогнозній ціні з урахуванням зміни від витривалості наведено у табл. 3, див. також рис. 7.

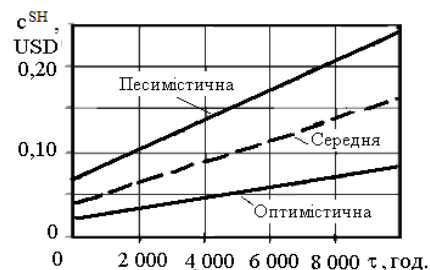


Рис. 7. Залежність цін SH покриття СЛ ОС турбіни К-325-23,5 від терміну його витривалості

**Оцінка економічної ефективності SH покриття СЛ ОС.** В Україні, економіка якої є достатньо нестабільною, для попереднього оцінювання економічної ефективності в якості

критерію часто використовують очікуваний термін окупності без урахування дисконтування  $\tau_{ок}^{SH}$  [17, 18]. При оцінюванні SH покриття СЛ турбіни, термін дії якого може бути достатньо коротким (до 10000 год), в першу чергу слід оцінити: чи очікується прибуток  $\Pi^{SH}$  взагалі.

У випадку попереднього оцінювання без урахування дисконтування  $\Pi^{SH}$  є різниця між вартостями додаткової електроенергії  $\Delta C_{E\Sigma}^{SH}$  і SH покриття  $C^{SH}$  (податки не враховано):

$$\Pi^{SH} = \Delta C_{E\Sigma} - C^{SH}.$$

Представимо отриману інформацію у термінах найбільш вірогідних подій (середні з заданих інтервалів: як зменшення втрат, так і ціни SH покриття). Відповідні результати наведено у табл. 3.

Таблиця 3 – Найбільш вірогідний прибуток  $\Pi_{SH\text{oc}}$  при впровадженні SH покриття TP 3 СЛ ОС турбіни K-325-23,5,  $F_{TP3\Sigma}^{SH} \approx 180000 \text{ cm}^2$  в залежності від витривалості покриття (на один вихлоп турбіни)

Найменування величини	Витривалість SH покриття:		
	2000 год	5000 год	10000 год
Інкубаційний період ерозії $\tau_{in}$ , год	5000	14000	
Середнє $\Delta C_{E\Sigma}^{SH}$ (за рік), USD	~ 6560	~ 16400 (~ 10330)	~ <b>35340</b> (~ <b>22260</b> )
Середня ціна $c^{SH}$ , USD/cm <sup>2</sup>	0,04	0,08	0,16
Середня вартість $C^{SH}$ , USD	7200	14400	<b>28800</b>
Прибуток $\Pi^{SH}$ (за рік), USD	~ 640	2000	<b>6540</b> (~ 6500)
$\tau_{ок}^{SH} = \Delta C_{E\Sigma}^{SH} / C^{SH}$ , рік	–	~ 1,4	~ 1,3

Вартість доданої електричної енергії  $\Delta C_{E\Sigma}^{SH}$ , що імовірно може бути вироблена при впровадженні SH покриття на СЛ ОС турбіни K-325-23,5, найбільш вірогідно складе (див. табл. 3, швидкість зносу 0,1), з урахуванням трьох вихлопів від ~ 49200 USD/рік (витривалість 5000 год) до ~ 106000 USD/рік (витривалість 10000 год). Ціна продажу електроенергії ОРЕ України при розрахунку цих вартостей прийнята вище ніж використана при побудові рис. 4 та рис. 5 і складає  $c_{кВт} = 0,12 \text{ USD/кВт}\cdot\text{год}$ .

Як видно з табл. 3, реалізація SH покриття принесе прибуток у разі витривалості більшої ніж 4000 год (при  $k_{BN} = 0,72$ , річне напрацювання 6307 год) при середньо прогнозних зменшенні втрат енергії і ціні покриття. Простий термін окупності SH покриття (TP 3) турбіни K-325-23,5 при витривалості 10000 год (див. табл. 3, крайній правий стовпчик) складає ~ 1,3 року (власне подовження ресурсу РЛ тут не враховане).

Зрозуміло, що прибуток ~ 19600 USD при зростанні ціни SH покриття буде зменшуватися, а у разі наближення реальних характеристик до оптимістично-прогнозних слід наносити SH покриття на всю поверхню СЛ. Зростання ціни електроенергії підвищує прибуток, що ясно з аналізу рис. 4 та рис. 5 та табл. 3.

**Висновки.** Попередня експертна оцінка впливу супергідрофобного покриття верхньої половини увігнутої сторони сопел останнього ступеня турбіни K-325-23,5 свідчить, що електрична потужність турбіни за рахунок зменшення втрат енергії (на тертя та схід вихрів при обтіканні сопел, механічних втрат від удару крупних крапель по РЛ, та втрат при їх обтіканні), а також витрати пари на сепарацію вологи може підвищитися по середніх оцінках десь на 300 кВт при підвищенні на 30–50 % ресурсу останніх робочих лопаток.

Очікувана зміна електричної потужності турбіни типу K-300 в залежності від площі супергідрофобного покриття сопел знаходиться в інтервалах 525 кВт–372 кВт і 315 кВт–237 кВт відповідно за оптимістичними та песимістичними оцінками.

Простий очікуваний термін окупності супергідрофобного покриття вартістю 0,16 USD/cm<sup>2</sup> витривалістю 10000 год соплових апаратів останнього ступеня турбіни K-325-23,5 при ціні електроенергії 0,12 USD/кВт·год складе ~ 16 місяців (напрацювання ~ 19 місяців), прибуток ~ 19600 USD.

Прибуток від впровадження супергідрофобного покриття сопел, який отриманий на прикладі даних турбіни K-325-23,5, може бути використаний при попередньому оцінюванні аналогічних покриттів для інших турбін з довгими робочими лопатками.

Враховуючі вагомні зусилля дослідників, що направлені останнім часом на підвищення витривалості супергідрофобних покриттів та вдосконалення технології їх створення, слід вважати розглянутий засіб підвищення ефективності останнього ступеня парової турбіни достатньо перспективним.

Наведені результати, а також досвід ІФТТМТ ННЦ ХФТІ зі створення SH покриттів [13, 19] планується використовувати для розробки та виготовлення зразків відповідних довговічних покриттів і дослідження їх структурних властивостей.

#### Список літератури

- Шубенко А. Л., Ковальский А. Э. Каплеударная эрозия лопаточных аппаратов паровых турбин. Прогнозирование и методы защиты. *Вісник Нац. техн. ун-ту «ХП»*. Сер.: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Харків: НТУ «ХП», 2012. № 7. С. 76–87.
- Щедролюбов В. Л., Неймин В. М., Должанский П. Р., Степанов С. В. Эрозионный износ входных кромок рабочих лопаток ЦНД мощной паровой турбины ТЭС. Сопоставление способов упрочнения. *Енергетик*. 2017. № 10. С. 40–44.
- Шубенко О. Л., Сафонов В. Й., Бабак М. Ю., Сенечкий О. В., Свич М. Л., Бояршинов О. Ю. Збільшення ресурсу і електричної потужності останнього ступеню парової турбіни при супергідрофобному покритті її соплових апаратів. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv: NTU "KhPI". 2020. No. 1. P. 9–17.
- Суботін В. Г., Левченко С. В., Швецов В. Л., Шубенко О. Л., Тарелін А. О., Суботовіч В. П. Створення парових турбін нового покоління потужністю 325 МВт. Харків: Фоліо, 2009. 256 с.
- Baumann T., Melas M., Grasso P. D., Stankowski A., Olliges S., Widmer T. Patent US 20140178699 A1, United States. *Coating for turbine parts*. 2016.
- Tuteja A., Golovin K., Gose J. W., Boban M., Mabry J. M., Perlín M., Ceccio S. Patent US 16/330,987, United States. *Durable superhydrophobic surfaces*. 2019.

7. Zhou W., Cai X., Ji X. Influence of blade surface super-hydrophilic and super-hydrophobic property on formation of secondary droplets. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*. 2014. Iss. 4. P. 292–297.
8. Mednikov A. F., Tkhabisimov A. B., Dasaev M. R., Burmistrov A. Zilova O. Metallographic studies results of 20kH13 steel samples with textured relief, modified surface and protective coating. *EECE-2019. E3S Web of Conferences. Vol. 140*. Article number 02009. doi: 10.1051/e3sconf/201914002009
9. Melas M., Sigg R., Bühlmann S., Limacher D., Manyoky T. Methodology for Evaluating Efficiency Benefits of Hydrophobic Coatings in Steam Turbine Applications. *ASME Turbo Expo 2018: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Vol. 8: Microturbines, Turbochargers, and Small Turbomachines; Steam Turbines (11–15 June 2018, Oslo)*.
10. Plondke A. C. *Droplet Characterization in the Wake of Steam Turbine Cascades. Graduate School, Master's Thesis*. Knoxville: University of Tennessee, 2012. 78 p.
11. Тищенко В. А., Алексеев Р. А. Моделирование процессов образования и движения водяной пленки и эрозионно-опасных капель в проточных частях паровых турбин. *Теплоэнергетика*. 2019. № 11. С. 72–81.
12. Бойнович Л. Б., Емельяненко А. М. Гидрофобные материалы и покрытия: принципы создания, свойства и применение. *Успехи химии*. 2008. Т. 77, № 7. С. 619–638.
13. Медников А. Ф. *Определение длительности инкубационного периода процесса каплеударной эрозии рабочих лопаток последних ступеней проектируемых паровых турбин большой мощности: автореф. дис. на соискание научн. степени канд. техн. наук: спец. 05.04.12 «Турбомашин и комбинированные установки»*. Москва, 2012. 20 с.
14. Шубенко А. Л., Ковальский А. Э., Воробьев Ю. С., Картазов Г. Н., Романенко В. Н. Влияние эрозии на основные эксплуатационные характеристики рабочей лопатки последней ступени цилиндра низкого давления мощной паровой турбины. Часть 2. Прогнозирование изменяющихся вследствие эрозионного износа вибрационных характеристик рабочей лопатки последней ступени и выбор способа ее пассивной защиты от эрозии. *Проблемы машиностроения*. 2010. Т. 13, № 1. С. 3–11.
15. *Курс лекций. Надежность работы турбинного оборудования*. 221 с. URL: <https://studizba.com/lectures/129-inzhenerija/1941-nadezhnost-raboty-turbinnogo-oborudovaniya/37952-6-kapelnaja-jerozija-rabochih-lopatok.html> (дата обращения: 20.10.2021).
16. Неуймин В. М. Модели технического обслуживания и ремонта и их влияние на простои энергоблоков КЭС. *Энергетик*. 2019. № 9. С. 35–48.
17. Юдін М. А., Філіппова С. В., Левицька А. В. *Механізм формування вартості електроенергії в енергосистемі України: інструментарій об'єктивно-аналітичного забезпечення*. Одеса: Одеський національний політехнічний університет, 2014. 151 с.
18. Шубенко А. Л., Бабак Н. Ю., Сенещкий А. В., Сарапин В. П. Оценка технико-экономических показателей каскадной тепловой схемы турбоустановки на низкокипящих рабочих телах. *Вісник Нац. техн. ун-ту «ХПІ»*. Сер.: *Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування*. Харків: НТУ «ХПІ», 2017. № 11 (1233). С. 6–15.
19. Safonov V. Plasma activated EB-deposition: different modes of arc discharge and plasma characteristics. *Вопросы атомной науки и техники*. 2017. № 5 (111). С. 65–71.
20. hardening methods]. *Energetik*. 2017, no. 10, pp. 40–44.
21. Shubenko O. L., Safonov V. Y., Babak M. Yu., Senets'kyi O. V., Yevych M. L., Boyarshynov O. Yu. Zbil'shennya resursu i elektrichnoyi potuzhnosti ostann'oho stupenyu parovoyi turbiny pry superhidrofobnomu pokrytti yiyyi soplovykh aparativ [Increase in the resource and electric power of the last stage of a steam turbine with a superhydrophobic coating of its nozzles]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2020, no. 1, pp. 9–17.
22. Subotin V. H., Levchenko Ye. V., Shvetsov V. L., Shubenko O. L., Tarelin A. O., Subotovich V. P. *Stvorenniya parovykh turbin novoho pokolinnya potuzhnistyu 325 MVt* [Creation of new generation steam turbines with a capacity of 325 MW]. Kharkiv, Folio Publ., 2009. 256 p.
23. Baumann T., Melas M., Grasso P. D., Stankowski A., Olliges S., Widmer T. *Coating for turbine parts*. Patent US, no. US 20140178699 A1, 2016.
24. Tuteja A., Golovin K., Gose J. W., Boban M., Mabry J. M., Perlin M., Ceccio S. *Durable superhydrophobic surfaces*. Patent US, no. 16/330,987, 2019.
25. Zhou W., Cai X., Ji X. Influence of blade surface super-hydrophilic and super-hydrophobic property on formation of secondary droplets. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*. 2014, issue 4, pp. 292–297.
26. Mednikov A. F., Tkhabisimov A. B., Dasaev M. R., Burmistrov A. Zilova O. Metallographic studies results of 20kH13 steel samples with textured relief, modified surface and protective coating. *EECE-2019. E3S Web of Conferences. Vol. 140*. Article number 02009. doi: 10.1051/e3sconf/201914002009
27. Melas M., Sigg R., Bühlmann S., Limacher D., Manyoky T. Methodology for Evaluating Efficiency Benefits of Hydrophobic Coatings in Steam Turbine Applications. *ASME Turbo Expo 2018: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Vol. 8: Microturbines, Turbochargers, and Small Turbomachines; Steam Turbines (11–15 June 2018, Oslo)*.
28. Plondke A. C. *Droplet Characterization in the Wake of Steam Turbine Cascades. Graduate School, Master's Thesis*. Knoxville, University of Tennessee Publ., 2012. 78 p.
29. Tishchenko V. A., Alekseev R. A. Modelirovanie protsessov obrazovaniya i dvizheniya vodyanoy plenki i erozionno-opasnykh kapel' v protochnykh chastyakh parovykh turbin [Modeling the processes of formation and movement of a water film and erosion-hazardous drops in the flow parts of steam turbines]. *Теплоэнергетика*, 2019, no. 11, pp. 72–81.
30. Boynovich L. B., Emel'yanenko A. M. Gidrofobnye materialy i pokrytiya: printsipy sozdaniya, svoystva i primeneniye [Hydrophobic materials and coatings: principles of design, properties and applications]. *Uspekhi khimii*, 2008, vol. 77, no. 7, pp. 619–638.
31. Mednikov A. F. *Opreделение dlitel'nosti inkubatsionnogo perioda protsessa kapleudarnoy erozii rabochikh lopatok poslednikh stupeney proektiruemykh parovykh turbin bol'shoy moshchnosti: avtoref. dis. na soiskanie nauchn. stepeni kand. tekh. nauk: spets. 05.04.12 "Turbomashiny i kombinirovannye ustanovki"* [Determination of the duration of the incubation period of the droplet impact erosion of the working blades of the last stages of the designed high-power steam turbines. Abstract of a thesis candidate eng. sci. diss. (Ph. D.) 05.04.12 "Turbomachines and combined plants"]. Moscow, 2012. 20 p.
32. Shubenko A. L., Koval'skiy A. E., Vorob'ev Yu. S., Kartmazov G. N., Romanenko V. N. Vliyanie erozii na osnovnye ekspluatatsionnye kharakteristiki rabochey lopatki posledney stupeni tsilindra nizkogo davleniya moshchnoy parovoy turbiny. Chast' 2. Prognozirovanie izmenyayushchikhsya vsldestvie erozionnogo iznosa vibratsionnykh kharakteristik rabochey lopatki posledney stupeni i vybor sposoba ee passivnoy zashchity ot erozii [Influence of erosion on the main operational characteristics of the last stage rotor blade of a low-pressure cylinder of a powerful steam turbine. Part 2. Prediction of the vibration characteristics of the last stage rotor blade changing due to erosion wear and the choice of the method of its passive protection against erosion.]. *Problemy mashinostroeniya*. 2010, vol. 13, no. 1, pp. 3–11.
33. *Kurs lektsiy. Nadezhnost' raboty turbinnogo oborudovaniya* [Lecture course. Reliability of turbine equipment]. 221 p Available at: <https://studizba.com/lectures/129-inzhenerija/1941-nadezhnost-raboty-turbinnogo-oborudovaniya/37952-6-kapelnaja-jerozija-rabochih-lopatok.html> (accessed 20.10.2021).

## References (transliterated)

1. Shubenko A. L., Koval'skiy A. E. Kapleudarnaya eroziya lopatochnykh apparatov parovykh turbin. Prognozirovanie i metody zashchity [Droplet impact erosion of steam turbine blades. Forecasting and protection methods]. *Visnyk Nats. tekhn. un-tu "KhPI". Seriya: Enerhetychni ta teplotekhnichni protsesy u ustatkuvannya* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Power and Heat Engineering Processes and Equipment]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2012, no. 7, pp. 76–87.
2. Shchedrolyubov V. L., Neuymin V. M., Dolzhanskiy P. R., Stepanov S. V. Eroziionnyy iznos vkhodnykh kromok rabochikh lopatok TsND moshchnoy parovoy turbiny TES. Sopostavlenie sposobov uprochneniya [Erosive wear of the input edges of the LPC rotor blades of a powerful steam turbine at TPP. Comparison of

16. Neuymin V. M. *Modeli tekhnicheskogo obsluzhivaniya i remonta i ikh vliyanie na prostoi energoblokov KES* [Maintenance and Repair Models and Their Impact on IES Power Units Downtime]. *Energetik*. 2019, no. 9, pp. 35–48.
17. Yudin M. A., Filyppova S. V., Levyts'ka A. V. *Mekhanizm formuvannya vartosti elektroenerhiyi v enerhosystemi Ukrainy: instrumentariy oblikovo-analitychnoho zabezpechennya* [The mechanism of formation of the cost of electricity in the power system of Ukraine: tools for accounting and analytical support]. Odessa, Odes'kyy natsional'nyy politekhnichnyy universytet Publ., 2014. 151 p.
18. Shubenko A. L., Babak N. Yu., Senetskiy A. V., Sarapin V. P. Otsenka tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley kaskadnoy teplovoiy skhemy turbostanovki na nizkokipyashchikh rabochikh telakh [Evaluation of technical and economic indicators of a cascade thermal scheme of a turbine plant on low-boiling working bodies]. *Visnyk Nats. tekhn. un-tu "KhPI". Seriya: Enerhetychni ta teplotekhnichni protsesy y ustakuvannya* [Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Power and Heat Engineering Processes and Equipment]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2017, no. 11 (1233), pp. 6–15.
19. Safonov V. Plasma activated EB-deposition: different modes of arc discharge and plasma characteristics. *Voprosy atomnoy nauki i tekhniki*. 2017, no. 5 (111), pp. 65–71.

Надійшла (received) 02.11.2021

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

**Шубенко Олександр Леонідович (Шубенко Александр Леонидович, Shubenko Oleksandr)** – доктор технічних наук, професор, член-кореспондент НАН України, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, завідувач відділу оптимізації процесів і конструкції турбомашин; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9014-1357>; e-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua

**Сафонов Володимир Йосипович (Сафонов Владимир Иосифович, Safonov Volodymyr)** – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, Інститут фізики твердого тіла, матеріалознавства і технологій ННЦ «Харківський фізико-технічний інститут», співробітник лабораторії плазмохімічних процесів; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8146-2562>; e-mail: v\_safonov@kipt.kharkov.ua

**Бабак Микола Юрійович (Бабак Николай Юрьевич, Babak Mikola)** – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, співробітник відділу оптимізації процесів і конструкції турбомашин; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4281-2790>; e-mail: babak@ipmach.kharkov.ua

**Сенецький Олександр Володимирович (Сенецкий Александр Владимирович, Senetskiy Oleksandr)** – доктор технічних наук, Харківський національний університет міського господарства ім. О. М. Бекетова, доцент кафедри «Альтернативна електроенергетика та електротехніка»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8146-2562>; e-mail: aleksandr-seneckij@ukr.net

**Бояршинов Олексій Юрійович (Бояршинов Алексей Юрьевич, Boyarshinov Oleksii)** – кандидат технічних наук, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, співробітник відділу оптимізації процесів і конструкції турбомашин; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3412-3212>; e-mail: boiarshunov@ipmach.kharkov.ua