Всеукраїнський конкурс студентських наукових робіт з природничих, технічних та гуманітарних наук у 2020/2021 навчальному році

Спеціальність: «Енергетичне машинобудування»

Тема: ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ПАРОТУРБІННОГО ОБЛАДНАННЯ УКРАЇНСЬКИХ ТЕС

Шифр: «Сучасні технології»

2020 / 2021 н.р.

ЗМІСТ

ВВЕДЕННЯ 3

1. АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ ТА МЕТА ДОСЛІДЖЕННЯ 4

2. УДОСКОНАЛЕННЯ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ ЯК СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ТЕС 7

2.1. Шаблевидні соплові лопатки 8

2.2. Меридіональне профілювання 10

2.4. Збільшення кільцевої площі виходу пара з турбіни 12

2.5. Застосування периферійних різнокрокових ущільнень в ЦВТ і ЦСТ 13

2.6. Застосування регульованих діафрагменних ущільнень в ЧВТ і ЧСТ 14

2.7. Обгрунтування застосування різних способів підвищення ККД турбіни для модернізації блоків 200 МВт 16

3. ВПЛИВ ГЕОМЕТРИЧНОЇ ФОРМИ СОПЛОВОГО АПАРАТУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ У СТУПІНЯХ 17

ВИСНОВКИ 23

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ 24

ВВЕДЕННЯ

У даний час на українських ТЕС експлуатуються 43 конденсаційні блоки потужністю 200 МВт з турбінами К-200-130 ЛМЗ і 42 блоки з турбінами К-300-240 ВАТ «Турбоатом». Значна частина тепломеханічного обладнання ТЕС виробила нормативний і продовжений парковий ресурси. Енергоустановки, введені в експлуатацію в період з кінця 50-х і до початку 90-х років минулого століття, розраховувалися на ресурс служби 100 тисяч годин. На практиці виявилося, що індивідуальний ресурс значної частини турбоустановок перевищив розрахунковий, напрацювання яких становить 170 - 230 тисяч годин, а окремих блоків (блоки №1 і 2 на Зміївській ТЕС) - досягла 300 тисяч годин. Таким чином, напрацювання багатьох блоків наблизилася до продовженого паркового ресурсу або перевершила його. Для блоків потужністю 200 МВт парковий ресурс в даний час прийнятий рівним 220 тисяч годин.

1. АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ ТА МЕТА ДОСЛІДЖЕННЯ

Парова турбіна має виняткову роль в процесі вироблення електроенергії: якщо шляхом її вдосконалення вдається збільшити потужність парової турбіни на 1%, то ККД ТЕС зросте також на 1%; якщо ж на тій же ТЕС заощадити 1% палива в котлі, то її ККД зросте лише на 0,4%, оскільки ККД перетворення теплоти в роботу знаходиться на рівні 40%.

Удосконалення турбіни - це самий універсальний спосіб підвищення економічності ТЕС: він завжди дає ефект незалежно від параметрів пари, теплової схеми, умов експлуатації і т.д. [1-2].

При розробці проектів модернізації турбін в АТ «Турбоатом» в якості вихідних прийняті наступні основні положення:

- можливість розміщення модернізованої турбіни в габаритах існуючого машзалу;
- збереження будівельної частини машзалу, включаючи фундамент турбоагрегату;
- збереження допоміжного обладнання придатного для подальшої експлуатації;
- використання прогресивних технічних рішень, апробованих в експлуатації;
- досягнення техніко-економічних показників роботи турбіни, що відповідають сучасному світовому рівню;
- зниження витрат на експлуатацію;
- збільшення міжремонтного періоду роботи турбіни;
- приведення пропускної спроможності турбіни до фактичної паропродуктивності парогенеруючої установки.

Для заміни фізично і морально застарілих турбін енергоблоків потужністю 200 МВт і технічного переозброєння ТЕС України АТ «Турбоатом» розробив удосконалений турбоагрегат К - 225 – 12,8. При

цьому турбіна характеризується високими техніко - економічними показниками роботи, що відповідають сучасному світовому рівню.

У АТ «Турбоатом» розроблений проект модернізації фізично і морально застарілих турбін типу К-200-130, виробництва ЛМЗ номінальною потужністю 200 МВт на параметри свіжої пари 12,8 МПа і 540 ºС, з проміжним перегрівом пара. На теплових електростанціях України встановлено 43 турбоагрегату цього типу. Проектні рішення по турбіні були розроблені на початку 50-х років [3-6].

Проектом модернізації турбін К-200-130 передбачена заміна проточних частин ЦВТ, ЦСТ і ЦНТ та органів паророзподілу, а також впровадження електрогідравлічної системи регулювання і кулькового очищення трубок конденсатора. Модернізація може виконуватися поетапно як зі збереженням існуючих корпусів та валів, так і з їх заміною. Залежно від обсягу модернізації підвищення потужності турбоустановки становить від 3-х до 12-ти МВт.

Перша модернізація турбіни К-200-130 з удосконаленням проточної частини ЦНТ була виконана на Старобешівської ТЕС. Підвищення потужності склало близько 7 МВт.

Для модернізації українських турбоустановок розглянемо можливість застосування сучасних технологій, які застосовуються зарубіжними виробниками парових турбін: шаблевидні лопатки, меридіональне профілювання, багатогребеневі різнокрокові ущільнення тощо. Оскільки за допомогою модифікації геометрії соплових лопаток можна отримати збільшення ККД проточної частини близько 1 - 2%, проведено дослідження впливу геометрії соплового апарату на ефективність перетворення енергії в ступенях парових турбін [7-11].

Актуальність роботи полягає у необхідності проведення модернізації фізично і морально застарілого паротурбінного обладання на прикладі блоків 200 МВт, що працюють на ТЕС України з урахуванням сучасних технологій, які застосовуються провідними світовими турбобудівельними фірмами.

Об'єкт дослідження – енергоблоки 200 МВт, удосконалення проточної частини турбіни К-225-12,8 із застосуванням сучасних технологій.

Предмет дослідження – застосування сучасних технологій для модернізації паротурбінного обладнання українських ТЕС.

Методи досліджень: чисельне дослідження методом кінцевих елементів (МКЕ) удосконаленої геометричної форми соплового апарату для турбіни К-225-12,8. Оцінка ефективності модернізації блоків 200 МВт базується також на досвіді експлуатації і вивченні літературних джерел.

Метою роботи є розробка пропозицій щодо проведення модернізації паротурбінного обладнання на прикладі блоків 200 МВт українських ТЕС з урахуванням сучасних технологій і дослідження МКЕ впливу деяких із цих запропонованих рішень на збільшення ККД проточної частини турбіни.

Для досягнення зазначеної мети були поставлені і вирішені наступні ***завдання***:

1. Розгляд стану паротурбінного обладнання блоків 200 МВт в енергетиці України.

2. Обгрунтування доцільності заміни турбоустановки К - 200 - 130 на турбоустановку К - 225 – 12,8 при модернізації енергоблоків 200 МВт, а також поетапна модернізація блоків 200 МВт за проектами АТ «Турбоатом».

2. Аналіз застосування сучасних технологій для модернізації турбоустановок.

3. Дослідження впливу геометричної форми соплового апарату на ефективність перетворення енергії у ступенях парової турбіни на прикладі К-225-12,8 за допомогою програмного комплексу на базі МКЕ.

2. УДОСКОНАЛЕННЯ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ ЯК СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ТЕС

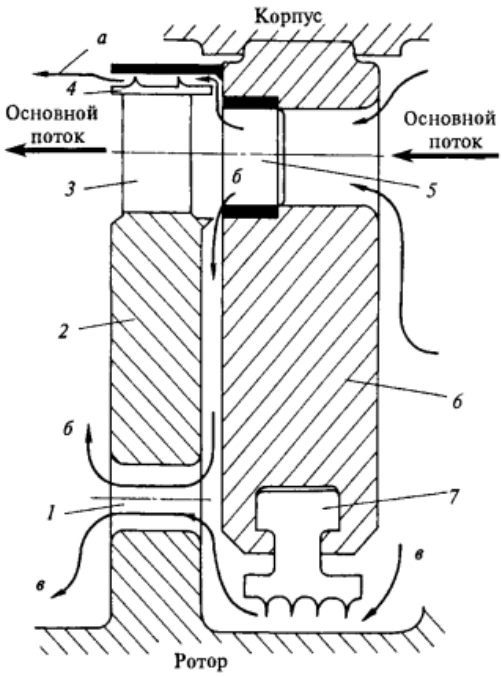


Рис. 2.1. Протікання в ступені турбіни:

1 - розвантажувальні отвори в диску для вирівнювання тиску по обидві його сторони і зменшення осьового зусилля, що діє на упорний підшипник; 2 - диск; 3 - робочі лопатки; 4 - бандаж з ущільнювальними гребенями; 5 - соплові лопатки; 6 - діафрагма; 7 - сегменти диафрагменного ущільнення з гребенями; а - периферійне протікання; б - кореневе протікання; в - діафрагмове протікання

Розглянемо парову турбіну як енергетичну машину, що перетворює потенційну енергію пари високих параметрів в кінетичну енергію обертання ротора.

Найбільші втрати виникають при протіканні пари в соплових і робочих решітках, особливо в ЦВТ і ЦНТ, де вони мають явно виражений просторовий характер і точний розрахунок яких складний.

Другими за значеннями є так звані втрати з вихідною швидкістю. Обсяг пари, що залишає ЦНТ величезний (при тиску за останнім ступенем 4 кПа об'єм, що займає 1 кг пари, становить 29 м^3), а площа для виходу пара з каналів робочих лопаток останнього ступеня обмежена їх міцністю. Тому середня швидкість пари, що залишає ступінь, може перевищувати 300 м/с, енергія цієї пара не використовується для вироблення потужності і тому втрачається.

Третіми за значенням є

паразитні протікання пара повз соплових і робочих решіток (рис. 2.1): периферійна, коренева (біля кореня робочих лопаток), діафрагмова. Пара протікання не надходить на робочі лопатки ступені й тому не виконує роботи.

Аеродинамічне вдосконалення турбін за кордоном в останні роки було пов'язане, головним чином, з практичним впровадженням в реальні конструкції пропозицій, більшість з яких зроблені ще радянськими вченими у XX сторіччі, і до яких вітчизняне турбобудування в силу об'єктивних причин виявилося несприйнятливим.

Відзначимо найбільш важливі розробки.

2.1. Шаблевидні соплові лопатки

Традиційно соплові лопатки виконують прямими і встановлюють їх радіально. Це забезпечує простоту виготовлення діафрагм.

Рис. 2.2. Діафрагма з шаблевидними лопатками

Шаблевидними лопатками називаються вигнуті лопатки, що нагадують за зовнішнім виглядом шаблю (в зарубіжній літературі використовуються терміни «бананова» і «тривимірна»). Поки шаблевидні лопатки використовують тільки для соплових решіток.

Соплові шаблевидні лопатки встановлюють цілком виразно: кореневі перетину нахиляють в окружному напрямку в бік обертання робочого колеса, а периферійні, навпаки, назустріч обертанню. Загальний вигляд діафрагм з шаблевидними лопатками показаний на рис. 2.2.

Шаблевидні соплові лопатки вперше були запропоновані в 1962 р. у Радянському Союзі (кафедра парових і газових турбін Московського енергетичного інституту (MEI)) професором М.Є. Дейчем, а вперше використані в потужних турбінах фірмою Siemens в середині 80-х років минулого століття. Зараз їх використовують всі провідні світові виробники турбін.

За різними оцінками підвищення економічності ступені при використанні шаблеподібних лопаток становить 1,5-2,5% (відносних). Тому найбільш ефективно їх застосування для останніх ступенів ЦНТ потужних парових турбін, оскільки потужність цих ступенів становить приблизно 10 МВт для турбін ТЕС, а сумарне число таких ступенів в турбіні 6 - 8. Якщо всі ступені ЦНТ виконати з шаблевидними сопловими лопатками, то ККД ЦНТ зросте на 1,5-2,5%, що з урахуванням частки вироблення потужності в ЦНТ дасть виграш в економічності всієї турбіни в 0,5-0,8%. Виграш при використанні шаблеподібних лопаток виникає внаслідок того, що зменшується частка пара, що протікає через кореневу і периферійну зону ступені, де обтікання ступенів гірше (рис. 2.3 – 2.4).

Фірма Siemens використовує аналогічні «тривимірні» лопатки для ЦВТ і ЦСТ (рис. 2.5), де лопатки мають малу довжину, але зате відносно велику зону високих втрат в кореневій і периферійних зонах. Для створення таких лопаток фірма виконала комп'ютерне моделювання облопачування, випробувала його в чотирьохступінчатій паровій експериментальній турбіні, після чого воно стало основним для потужних парових турбін. За оцінками фірми Siemens використання просторових лопаток у ЦВТ і ЦСТ дозволяє збільшити їх ККД на 1 - 2% в порівнянні з циліндрами, створеними в 80-і роки минулого століття.

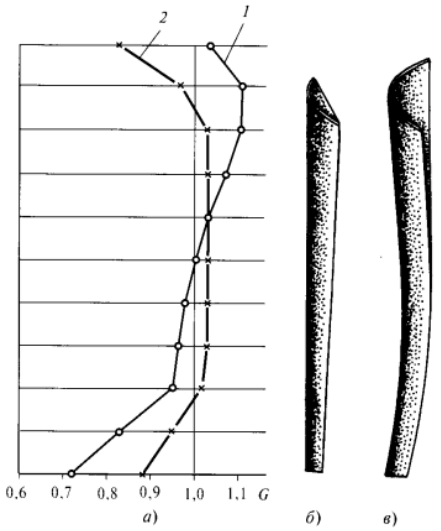


Рис. 2.3. Розподіл відносної витрати пари G за висотою ступеня (а), соплова лопатка старої (б) і удосконаленої конструкції:
1 – розподіл витрати у ступені з лопатками (б);
2 – теж для лопатки (в)

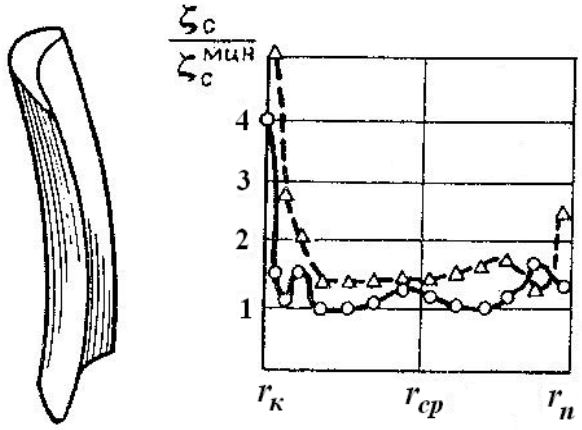


Рис. 2.4. Шаблевидна соплова лопатка. Зовнішній вигляд і коефіцієнти витрат
(- - радіальна лопатка;
- шаблевидна лопатка)

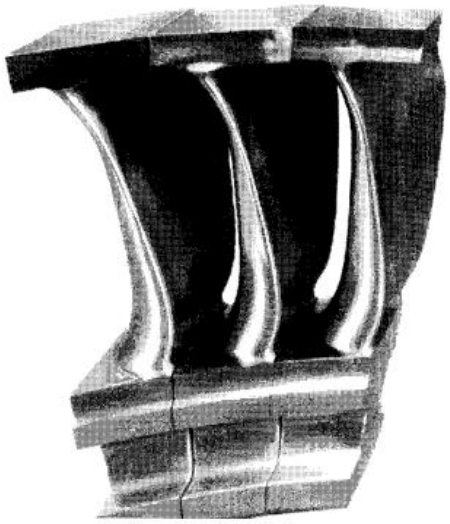


Рис. 2.5. Робочі лопатки фірми Siemens помірної віяловості, виконані з просторовим профілюванням

2.2. Меридіональне профілювання

Перші ступені парових турбін, особливо на зверхкритичні параметри пара мають дуже малу висоту соплових і робочих лопаток. Для підвищення ККД таких решіток у Радянському Союзі ще в 60-ті роки XX ст. кафедра парових і газових турбін МЕІ запропонувала так зване меридіональне профілювання соплових каналів, при якому (рис. 2.6)

верхній (меридіональний) обвід каналу виконується не циліндровим або конічним, а звужуючим.

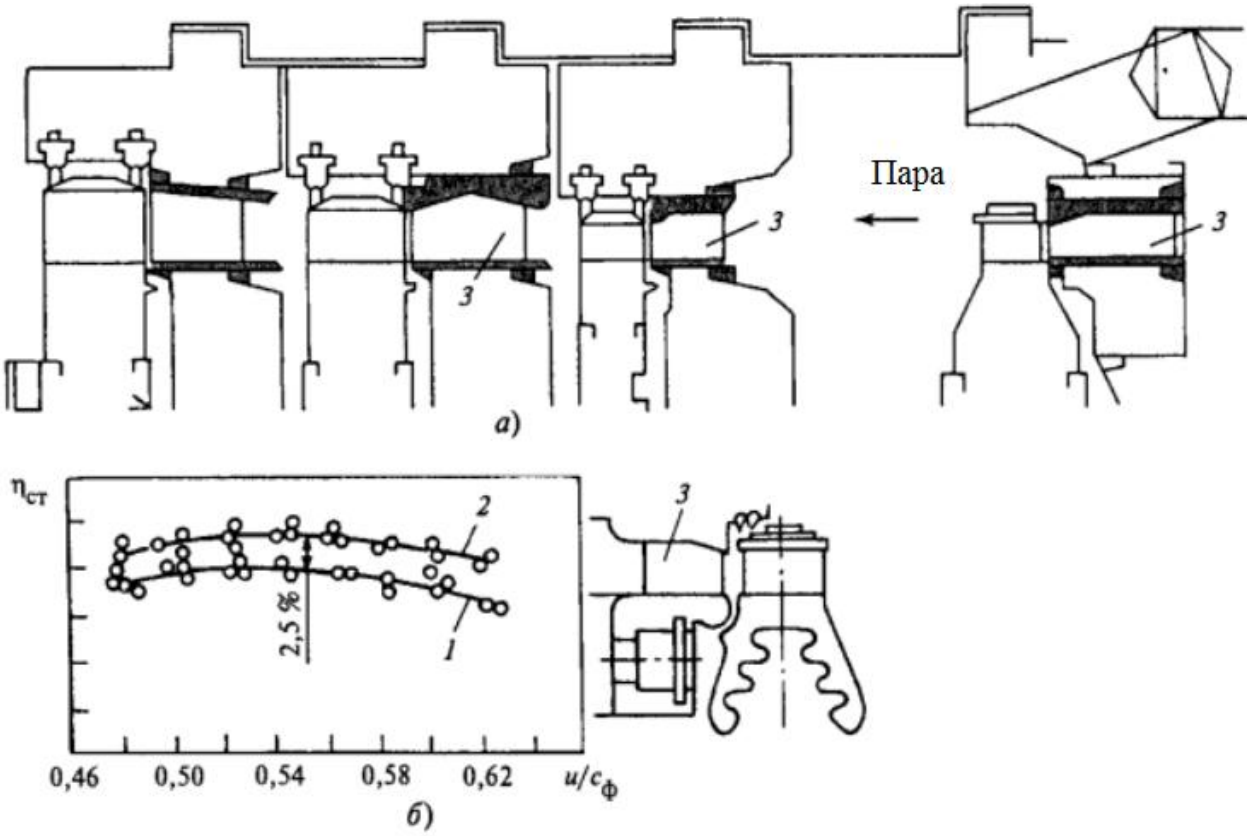


Рис. 2.6. Використання мерідионального профілювання у перших ступенях парових турбін фірмою General Electric (а) і вигриш у ККД ступеня (б): 1 і 2 –ККД ступеня без мерідианального профілювання і з ним; 3 – соплова решітка з меридианальним профілюванням

Меридіональне профілювання вперше досліджено в MEI, і різні типи решіток випробувані в експериментальній турбіні. Для малих висот решіток (менше 25 мм) меридіональне профілювання дає відносне підвищення ККД ступені більше 2%, а для висоти 10 мм відносне підвищення ККД становить близько 3%, Промислове застосування меридіонального профілювання здійснено в 90-х роках XX ст. фірмами Toshiba і General Electric (рис. 2.6). Для реалізації меридіонального профілювання потрібно технологія виготовлення соплових решіток з фігурним (нециліндричним і некононічним) периферійним обводом.

2.4. Збільшення кільцевої площі виходу пара з турбіни

Рис. 2.7. Профільна частина робочої лопатки останнього ступеня фірми Siemens, що забезпечує вихідну площу 12,5 мм²

Цей захід призводить до зменшення втрат з вихідною швидкістю, пропорційних квадрату площі виходу. Максимальну площу виходу в 11,3 $м^2$ має турбіна ЛМЗ К-1200-240, робоча лопатка останнього ступеня якої має довжину 1,2 м при середньому діаметрі 3 м. Ця титанова лопатка створена більше 20 років тому і довгий час вона була світовим рекордсменом. Але фірма Siemens створила нову лопатку (рис. 2.7) з площею виходу 12,5 $м^2$ (при довжині 1143 мм). Лопатка виконана з високоміцної сталі із вмістом хрому в 16% (нагадаємо, що сталева лопатка з 12% хрому турбін потужністю 300 - 800 МВт ЛМЗ має довжину 0,96 м і площу виходу 7,48 $м^2$).

Дуже характерним прикладом доцільності використання довшої лопатки останнього ступеня і переходу на шаблевидні лопатки, може служити модернізація турбіни пиловугільного енергоблоку ТЕС Enstedvarker у Данії, що дозволила збільшити його потужність з 630 до 660 МВт, тобто зменшити питому витрату тепла на 4,6%, що еквівалентно економії 60 тис. т вугілля на рік з відповідним зменшенням шкідливих викидів в навколишнє середовище.

Збільшення довжини робочих лопаток останніх ступенів - один з типових заходів підтримки економічності морально старіючих турбін. На жаль, подібні заходи для наших турбін не реалізовані, хоча є повноцінні розробки, наприклад для турбін потужністю 200 МВт.

2.5. Застосування периферійних різнокрокових ущільнень в ЦВТ і ЦСТ

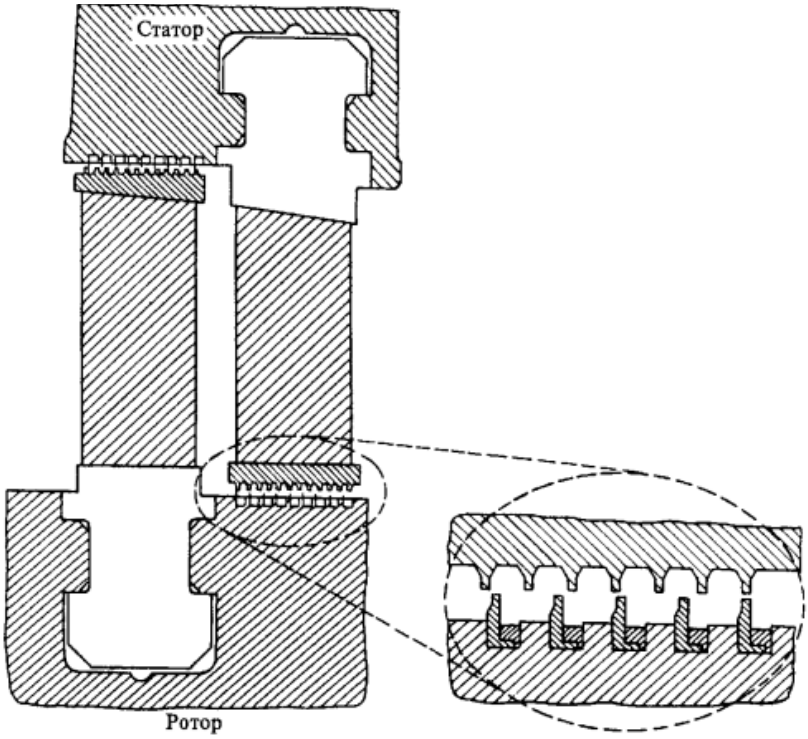


Рис. 2.8. Багатогребеневе різнокрокове ущільнення фірми Siemens

Різнокрокові багатогребінчасті ущільнення вперше були застосовані фірмою Siemens з числом гребенів 12 на роторі і 9 на статорі (рис. 2.8)

Турбіни фірми Siemens мають у ЧВТ і ЧСТ так зване реактивне облопачування, і для нього різнокрокове багатогребінчасте ущільнення використовують на периферії робочих лопаток і між напрямними апаратами і ротором. У наших турбінах периферійні ущільнення ступенів, через які проходить основне протікання, мають всього кілька гребенів.

Багатогребінчасті периферійні ущільнення з числом гребенів 9 застосовуються для активних турбін японська фірма Toshiba.

Відома розробка реактивного ЦВТ для турбіни К-300-240, виконана ЛМЗ, в якій пропонується використовувати багатогребеневі ущільнення.

У порівнянні з традиційними ущільненнями, що застосовуються в ЦВТ і ЦСТ вітчизняними виробниками турбін, багатогребеневі ущільнення мають деякі особливості.

Суттєво більше число гребенів: 8 - 12 у порівнянні з традиційними 2, іноді 3 гребенями. За інших рівних умов це дає зниження втрат від протікання більш ніж в 2 рази.

Можливість виконати приблизно вдвічі менший радіальний зазор, що обумовлено наявністю гарантованого зазору між гребенями ротора і статора і відсутністю небезпеки зачіпання між гребенями. Це дає зниження витоків ще приблизно в 2 рази. Таким чином, застосування багатогребеневих надбандажних ущільнень дозволяє скоротити витоку пара через периферійні зазори в 4-5 разів, що дає істотний виграш у відносному внутрішньому ККД ступені, що залежить від її параметрів. Наприклад, для перших ступенів ЦВТ турбіни К-300-240 ЛМЗ витік через периферійні ущільнення при традиційних двухгребеневих ущільненнях становить приблизно 3%. Зменшення витоку в 4-5 разів дає збільшення ККД ступеня на 2-2, 5%.

Відсутність небезпеки зачіпань як при радіальному, так і осьовому відносному зміщенні ротора і статора, тобто нові ущільнення відрізняються високим ступенем безпеки в умовах експлуатації, що призводить до збільшення середньої економічності турбоустановки в період між ремонтами.

Нові ущільнення поряд з малими витоками знижують небезпеку виникнення так званих самозбуджених коливань ротора турбіни.

Нові ущільнення можуть бути застосовані практично в усіх турбінах в якості надбандажних ущільнень не тільки для нових турбін, але й при реконструкціях і ремонтах.

2.6. Застосування регульованих діафрагменних ущільнень в ЧВТ і ЧСТ

В останні роки ряд фірм, наприклад, General Electric і Toshiba, використовують так звані регулюємі ущільнення. Ідея регульованих ущільнень (рис. 2.9) полягає в тому, що при пуску турбіни сегменти ущільнень в діафрагмах віджимаються пружинами таким чином, що утворюються великі радіальні зазори і це забезпечує відсутність зачіпань при пуску.

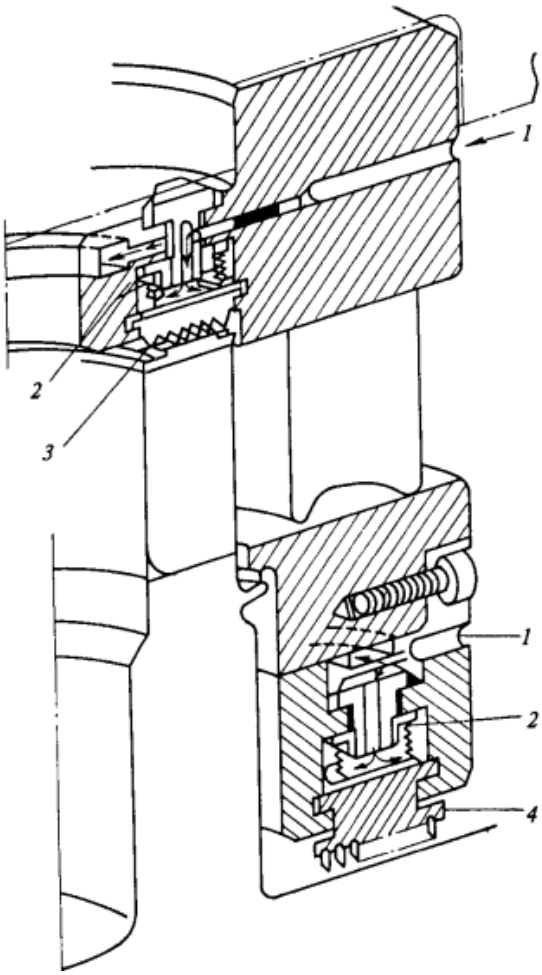


Рис. 2.9. Ступень із саморегулюємими радіальними зазорами фірми General Electric: 1 – підвід пари підвищенного тиску; 2 – віджимні пружини; 3 – периферійне (надбандажне) ущільнення; 4 – діафрагмене лабіринтове ущільнення

Після синхронізації турбіни в порожнину пазів під сегменти ущільнень подається пара підвищеного тиску (більшого, ніж тиск в проточній частині ущільнень) і цим тиском сегменти ущільнень віджимаються до центру вала, і зазори зменшуються до номінального значення. Таким чином забезпечується збереження ущільнень при перехідних режимах і малі зазори, а отже, малі протікання при нормальній роботі турбіни.

Ущільнення слід установлювати на ділянках поблизу середини прольоту ротора, де зміщення максимальні. Окупність витрат при заміні старих на більш складні нові ущільнення за даними фірми становить період менше 1 року.

2.7. Обгрунтування застосування різних способів підвищення ККД турбіни для модернізації блоків 200 МВт

Розглянуті способи удосконалення елементів парових турбін можуть бути реалізовані без суттєвої зміни традиційної технології, що освоєна на підприємствах - виробниках парових турбін, і не потребують застосування нових неосвоєних матеріалів.

При такому комплексному удосконаленні загальне підвищення економічності отримується підсумовуванням економічних ефектів від окремих розглянутих мір. Оцінка показує, що існуючі міри удосконалення ЦНТ можуть дати підсумкове зниження питомої витрати тепла турбоустановкою більш ніж на 3%.

Крім перелічених вище мір, направлених на покращення економічності турбіни, можна вказати на удосконалення аеродинаміки паропідводячих трактів, стопорних і регулюючих клапанів, внутрішніх перепускних трактів, систем паровпуску і випуску пари із циліндрів и т.п., виконання регулюючого ступеня (першого ступеня з перемінною дугою підводу пари).

У таблиці наведені приблизні значення економії палива в ПТУ при використанні різних способів підвищення ККД турбіни.

Таблиця

Наближені значення економії палива в ПТУ при використанні різних способів підвищення ККД турбіни

Спосіб підвищення ККД турбіни	Економія палива, %
Проектування проточної частини з використанням тривимірної методики розрахунку	0,75
Використання удосконалених дозвукових і трансзвукових турбінних решіток	1,23
Оптимізація периферійного обводу соплових і робочих решіток	0,80
Збільшення числа гребенів в ущільненнях ступенів	0,50
Використання регульованих зазорів в ущільненнях	0,35
Організація спрямованих кореневих міжвінцевих протікань в ступенях дискової конструкції	0,60
Використання закручених соплових і робочих лопаток зі змінним кутом за обертанням (тривимірні лопатки)	0,85

Удосконалення внутрішнього тракту турбіни (вхідних, вихідних дифузорів, перехідних патрубків і т.д.)	0,22
Використання удосконалених систем влаговидалення	0,05
Оптимізація регулюючого ступеня	0,40
Всього	6,10

Як бачимо з таблиці, застосування розглянутих технічних рішень, що застосовуються провідними світовими виробниками парових турбін, може підвищити економічність та експлуатаційну надійність парових турбін при модернізації блоків 200 МВт.

3. ВПЛИВ ГЕОМЕТРИЧНОЇ ФОРМИ СОПЛОВОГО АПАРАТУ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПЕРЕТВОРЕННЯ ЕНЕРГІЇ У СТУПІНЯХ

Відомо, що ефективність і надійність турбоагрегату багато в чому залежать від характеру протікання робочого тіла в проточній частині турбомашини. У даній роботі представлені дослідження за допомогою програмного комплексу на базі методу скінчених елементів (МСЕ) моделювання змін параметрів потоку перегрітої пари в ступені зі складною геометричною формою.

Основною метою дослідження є оцінка ефективності перетворення енергії в четвертому ступені на прикладі турбіни К-225-12,8 АТ «Турбоатом» із змінною геометрією соплового апарату і незмінною геометрією робочих лопаток. Вибір программного комплексу на базі МСЕ як засіб моделювання пов'язаний з тим, що ряд компаній використовують системи автоматичного проектування (САПР) при розробці наступного покоління парових і газових турбін [8-11].

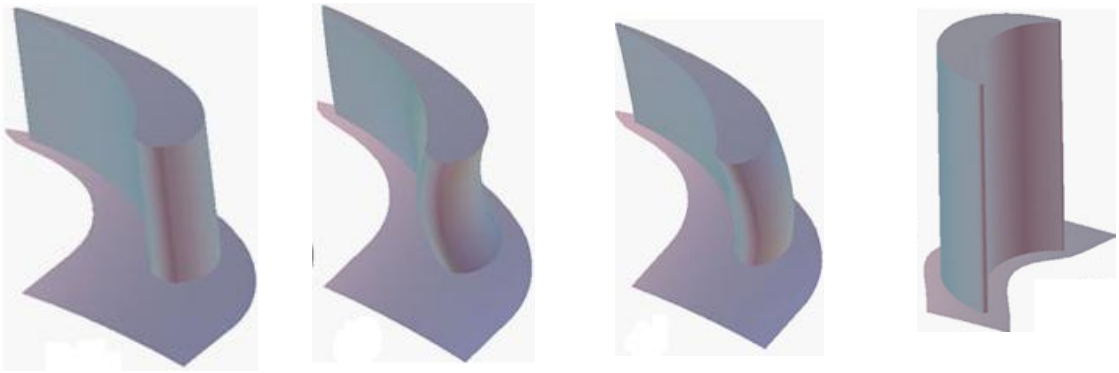
Поступовий розвиток обчислювальної гідродинаміки в поєднанні з розвитком обчислювальної техніки дозволяє вирішувати серйозні завдання по оптимізації конструкцій парових турбін. Відомо, що втрати від вторинних течій в ступенях ЦВТ можуть досягати 45% від загальних втрат. Досить високі показники вторинних втрат викликають зрозумілий інтерес до розробки заходів по їх зменшенню. Один із способів вирішення зазначеної проблеми може бути впровадження в проточну частину турбіни соплових лопаток з шаблевидною вхідною кромкою.

За різними оцінками підвищення економічності ступені при використанні шаблевидних лопаток становить 1,5-2,5% (відносних).

Для дослідження використовувалися профілі C9012A і P2617A. Розраховується радіальна координата. Для моделювання кривих на випуклій (спинці) і на увігнутій (коритце) поверхнях використовуються криві Безьє. Вхідна і вихідна кромки лопатки є сегментами двох кіл з різними діаметрами. Додатково визначаються координати точок стикування кривих випуклого й увігнутого контурів профілю з колами вхідної і вихідної крайок. Визначається положення меридіональної площині для центрування лопатки. Розглядається кругова нерухома решітка (соплова) і рухома решітка (робочі лопатки).

У рамках даної роботи розглядалися 3 різні конфігурації соплових лопаток: стандартна, шаблевидна і серповидна, а також 1 робоча лопатка (рис. 3.1).

Спочатку моделюється циліндрична лопатка. Вона є базовою і використовується для порівняння з модифікованою лопаткою. Профіль є постійним по висоті (рис. 3.1. а).



а) б) в) г)

Рис. 3.1. Досліджувані лопатки:

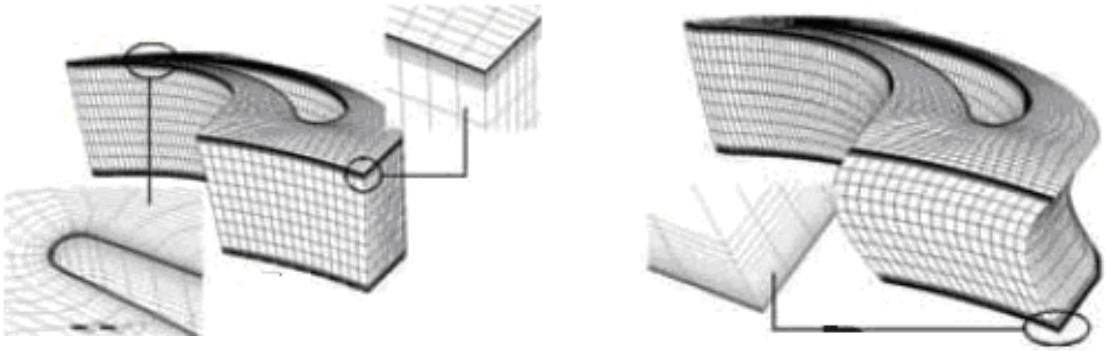
а) - базовий варіант соплової лопатки; б) - шаблевидна соплова лопатка; в) - серповидна соплова лопатка; г) - стандартна циліндрична робоча лопатка

У модифікованій лопатці профіль також не змінюється по висоті, як і в базовому варіанті, проте змінюється кут установки профілю в середньому перерізі. Передня кромка переміщається в окружному напрямку. Таким чином, вхідна кромка набуває шаблевидну форму, а вихідна кромка залишається прямолінійною (рис. 3.1. б). Якщо кут установки профілю змінити на протилежний, то вийде варіант з серповидною вхідною кромкою (рис. 3.1. в).

Структуровані сітки показані на рис. 3.2.

Як робоче тіло використовувалась перегріта пара.

У разі розрахунку в'язкої течії необхідно використовувати умову рівності нулю всіх компонент швидкості. Крім цього, всі стінки визначалися як адіабатні. Кутова швидкість - 314,2 рад/с.



а) б)

Рис. 3.2. Сітка для соплових лопаток: базовий (а) і модифікований (б) варіанти

На рис. 3.4 представлені деякі результати аеродинамічних розрахунків для лопатки з шаблевидною вхідною кромкою.

Рис. 3.4. Вплив геометричних змін на деякі характеристики потоку в турбінному ступені:

а) безрозмірна тиск в перерізі близько до верху; б) розподіл специфічної витрати пари по висоті на виході з соплового апарату

Показано розподіл витрати пари у вихідному перерізі соплового апарату. Подібна геометрія лопатки призводить до зменшення кількості робочого тіла в корені і периферії, і, відповідно, до збільшення витрати в

середньому перерізі. Це, в свою чергу, призводить до зменшення інтенсивності вторинних течій в міжлопатковому каналі і пригнічує розвиток і зростання підковооподібного вихору в робочих лопатках.

Результати розрахунку напружено-деформованого стану для базового варіанту соплових лопаток і робочих, показані на рис. 3.5.

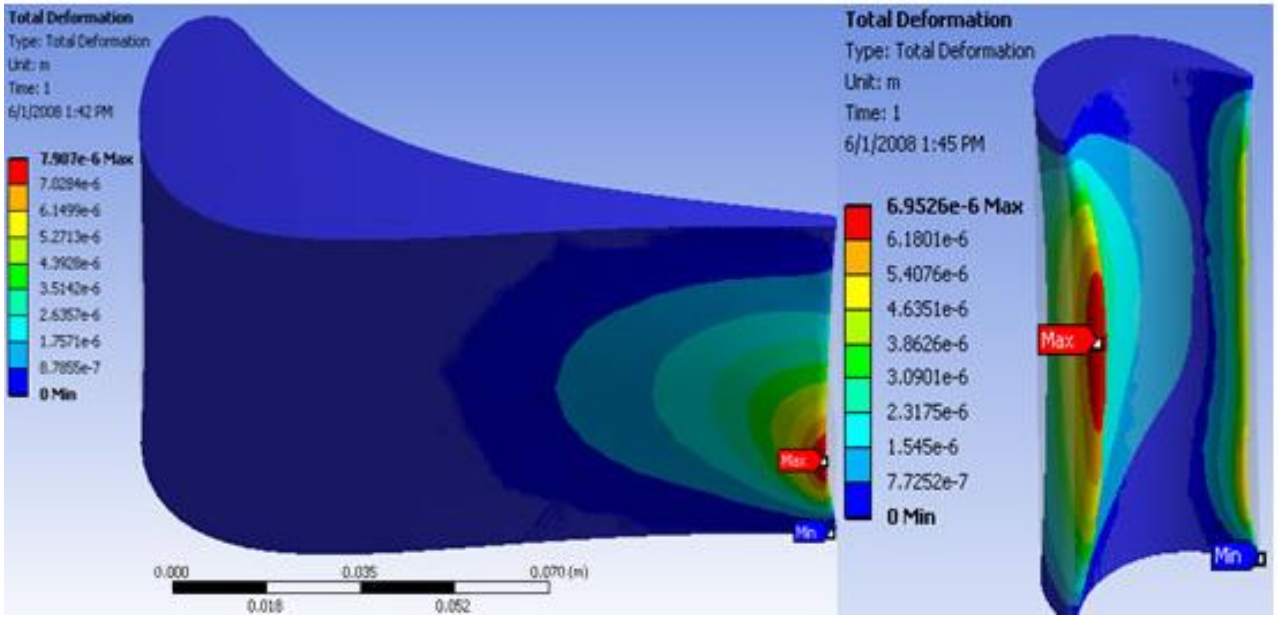


Рис. 3.5. Напружено-деформований стан соплових і робочих лопаток у базовому варіанті

Використання сучасних конструкцій лабіринтових ущільнень при модернізації турбоагрегату також сприяють додаткового збільшення ККД турбомашини. Модернізація може включати як заміну ущільнення на діафрагму, так і заміну надбандажного ущільнення. На рис. 3.6. представлені приклади моделювання течії через ущільнювальні елементи різного типу.

Таким чином, дослідження впливу геометрії соплового апарату (3.1) на параметри потоку в турбінної ступені ЦВТ турбіни К-225-12,8 показало, що:

1. Варіант лопатки з шаблевидної вхідний кромкою призводить до збільшення ізоентропійного ККД за повними параметрами до 0,9%, при якому її дію на потік є комплексним. По-перше, збільшується тиск в районі вхідної крайки соплової лопатки в кореневому і периферійному перетинах, де зароджується підковоподібний вихор. По-друге, відбувається перерозподіл

витрати пари по перетинах на виході соплового апарату і, відповідно, на вході в робочу решітку. Цей позитивний ефект переноситься і на робоче колесо.

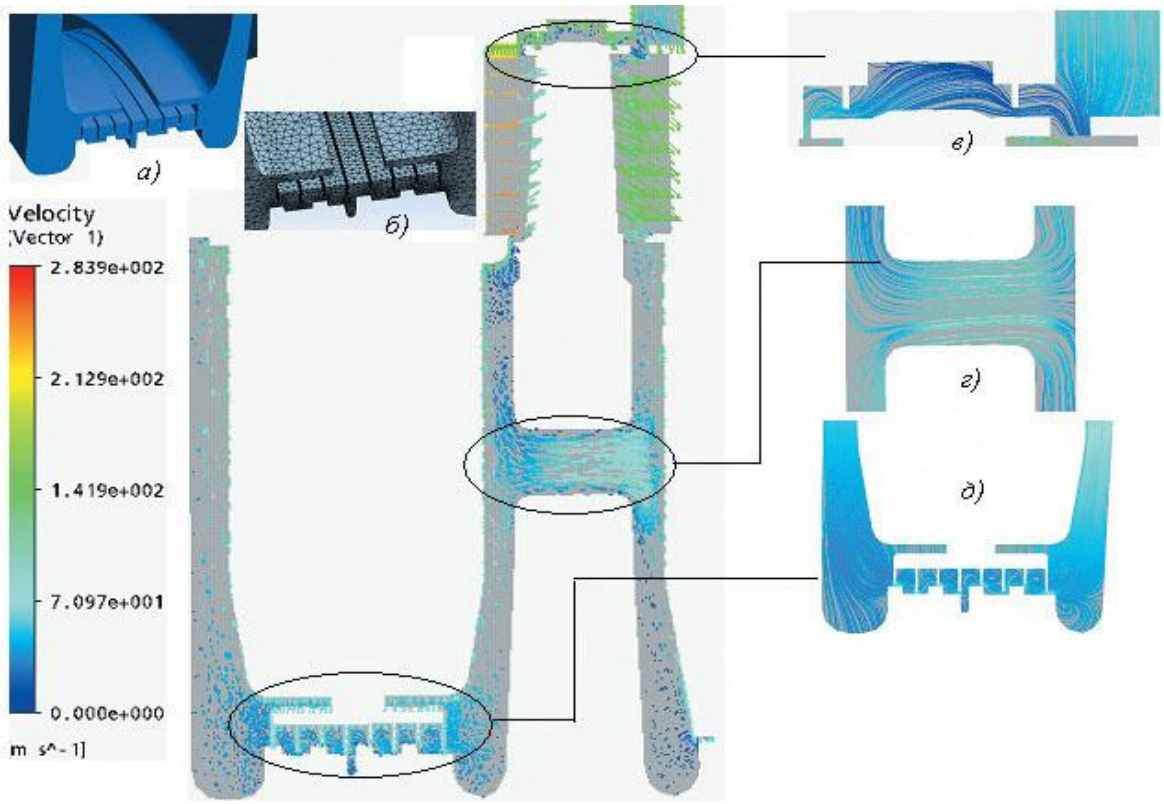


Рис. 3.6. Приклади моделювання течій пара через ущільнення різних типів:

а) - геометрія диафрагменного ущільнення; б) - сітка; в) потік пари через ущільнення над робочими лопатками; г) - в районі розвантажувального отвору; д) - в основі ротора

2. Збільшення ККД на 1% можна отримати і за допомогою модифікації геометрії робочих лопаток. Закручування робочої лопатки в окружному напрямку не рекомендується, тому слід працювати в напрямку зменшення профільних втрат і / або поліпшення характеристик надбандажного лабіринтового ущільнення.

3. Варіант з серповидної вхідний кромкою не приводить до поліпшення ефективності перетворення енергії в ступені.

ВИСНОВКИ

У даній роботі розглянуто стан паротурбінного обладнання блоків 200 МВт в теплоенергетиці України, що характеризується значною частиною тепломеханічного обладнання ТЕС, виробившого нормативний і продовжений парковий ресурси.

Для проведення модернізації паротурбінного обладнання на прикладі блоків 200 МВт українських ТЕС з урахуванням сучасних технологій і дослідження МКЕ впливу деяких із цих запропонованих рішень на збільшення ККД проточної частини турбіни пропонується:

1. Доцільна заміна морально і фізично застарілої турбоустановки К - 200 - 130 на турбоустановку К - 225 – 12,8 виробництва АТ «Турбоатом» при модернізації енергоблоків 200 МВт або поетапна модернізація блоків 200 МВт за проектами АТ «Турбоатом».

2. Оскільки удосконалення турбіни впливає на підвищення економічності ТЕС, проаналізовано застосування сучасних перспективних технології для модернізації турбоустановок українських ТЕС, як: впровадження шаблевидних соплових лопаток, меридіональне профілювання, збільшення кільцевої площини виходу пари з турбіни, периферійні різнокрокові ущільнення і регульовані діафрагменні ущільнення. Застосування розглянутих технічних рішень може підвищити економічність та експлуатаційну надійність парових турбін вітчизняних ТЕС.

3. Проведено дослідження МКЕ впливу геометрії соплового апарату на ефективність перетворення енергії в ступенях парових турбін, а також розглянутий напружено-деформований стан цих лопаток. Встановлено, що за допомогою модифікації геометрії соплових лопаток (застосування шаблевидних лопаток) можна отримати збільшення ККД проточної частини близько 1 - 2%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп. / под ред. А. Г. Костюк, В. В. Фролов. - М.: изд-во МЭИ, 2001. - 490 с.

2. Трухний А. Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки / А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин. - М.: изд-во МЭИ, 2002. - 540 с.

3. Черноусенко О. Ю. Оценка остаточного ресурса и продление эксплуатации паровых турбин большой мощности: монография / О.Ю. Черноусенко. Харьков: ФОП Бровин А. В., 2014. 308 с.

4. Резинских В. Ф. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин / В.Ф. Резинских, В.И. Гладштейн, Г.Д. Авруцкий. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. 296 с.

5. Георгиевская Е. В. Особенности продления срока службы паровых турбин при наработках, значительно превышающих парковый ресурс / Е.В. Георгиевская, С.Н. Гаврилов // Вісник НТУ "ХПІ". Енергетичні та теплотехнічні процеси устаткування. 2013. № 12 (986). С. 107-113.

6. Шевцов В. Л. Опыт ОАО «Турбоатом» в создании и совершенствовании энергосберегающего оборудования для тепловых и атомных электростанций / В.Л. Шевцов // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. – НТУ ХПИ. – 2006. - №5. – С. 6-11.

7. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє / С.Г. Плачкова, І. В. Плачков, Н.І. Дунаєвська та ін. Книга 3. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики. Інтернет-видання, режим доступу http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-3/3-4

8. Кокс Г. Современные CFD-технологии в турбомашиностроении. ANSYS Solutions. Русская редакция, осень, 2007.

9. Paul H., P.E. Frank Truckenmueller etc. Modern reaction HP/IP turbine technology advances and experiences. ASME POWER, April 5-7, 2005, Chicago, I IIinois, PWR2005-50085.

10. Watanabe E., Y. Tanaka etc. Development of new high| efficiency steam turbine. Mitsubishi Heavy Industries. Ltd. Tech. Rewiew Vol.40 No.4 Aug., 2003.

11. Yangyozov A., R.Willinger. Calculation of flow characteristics in heat turbomachinery turbine stage with different three dimensional shape of the stator blade with ANSYS CFX. TU-Wien Project, 2008.