

А. Халатов, К. Ющенко

ДОСЯГНЕННЯ І ПЕРСПЕКТИВИ ПРОМИСЛОВОГО ГАЗОТУРБОБУДУВАННЯ

Швидкий розвиток економіки, зростання чисельності населення і життєвих стандартів провокують істотне збільшення енергоспоживання. Якщо не буде вжито заходів для підвищення енергоефективності, світове споживання енергії до 2030 р. може зрости на 95% порівняно з 2005 р., спричинивши значне зростання викидів двоокису вуглецю, оксидів азоту, сірки в атмосферу [1]. Активна політика енергоефективності може скоротити споживання енергії до 60%, а викиди CO_2 — до 0,9% на рік [1]. США і провідні країни Європи планують за допомогою підвищення енергоефективності знизити до 2030 р. рівень викидів CO_2 до кількості 1980 року. Така політика спонукає істотно збільшувати теплову ефективність (ККД) усіх видів теплових машин і, насамперед, стаціонарних газових турбін для виробництва електроенергії, механічного приводу компресорів на магістральних газопроводах.

Газотурбобудування посідає важливе місце в паливно-енергетичному комплексі багатьох країн. Кінець ХХ і початок ХХІ ст. ознаменовані істотним збільшенням по-

тужності й кількості встановлених і замовлених стаціонарних газових турбін і парогазових установок на їхній основі [2]. Цей період відзначається виходом на ринок стаціонарних газових турбін великої (понад 180 МВт) і надвеликої (понад 250 МВт) потужності.

У світі за допомогою газотурбінних технологій вироблено понад 20% електроенергії, а більш як 65% електрогенерувальних потужностей, уведених в експлуатацію, базуються на газотурбінних технологіях (парогазові установки, газотурбінні надбудови ТЕЦ і ТЕС). Вони мають незаперечну перевагу перед традиційними пилувугільними паротурбінними технологіями за економічністю, екологічними характеристиками, вартістю кіловата встановленої потужності, часом введення в експлуатацію, модернізації.

Газові турбіни практично безальтернативні порівняно з іншими типами теплових машин за ККД і співвідношенням ККД–потужність (рис. 1). Вони характеризуються експлуатаційною надійністю, мають виробників у багатьох країнах, розвинену систему сервісного обслуговування. Їх за-

© ХАЛАТОВ Артем Артемович. Член-кореспондент НАН України. Завідувач відділу високотемпературної термогазодинаміки Інституту технічної теплофізики НАН України.

ЮЩЕНКО Костянтин Андрійович. Академік НАН України. Заступник директора Інституту електрозварювання ім Є.О. Патона НАН України (Київ). 2011.

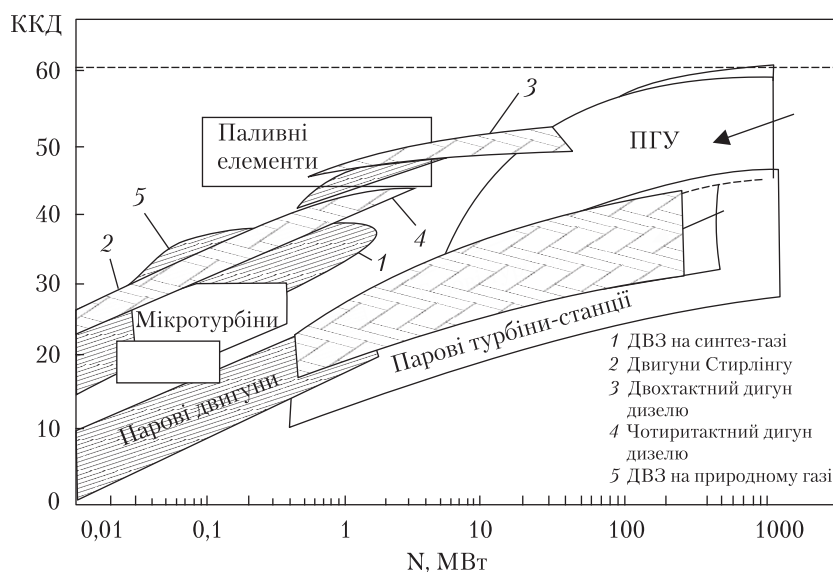


Рис. 1. Коефіцієнт корисної дії та потужність теплових машин різного типу

стосовують у широкому діапазоні потужностей, використовують у базовому режимі, а завдяки високим маневреним якостям — і для покриття пікових і напівпікових навантажень. У діапазоні потужностей від 60 до 120 МВт близько 60% газових турбін покривають пікові навантаження, а понад 85% надпотужних газових турбін (200–250 МВт і більше) виробляють електроенергію в базовому режимі. У розвинених країнах питома вага застосування газотурбінних установок (ГТУ) простого циклу для покриття пікових і напівпікових навантажень уже становить до 30% введених потужностей. Вартість одного кіловата встановленої потужності газових турбін простого циклу 250–950 дол. США (залежно від потужності), що значно менше, ніж для сучасних ТЕС і АЕС (1300–1500 дол. США).

З 2006 р. почався швидкий підйом світового ринку стаціонарного газотурбобудування, з'явилися газові турбіни великої та надвеликої потужностей. В 2006–2015 рр. у світі буде виготовлено понад 12000 газових турбін різної потужності [2], а загальні витрати на їх виробництво сягнуть 143 млрд

дол. США. Половина цієї суми піде на продукування надпотужних газових турбін (250 МВт і більше), причому пік їх виробництва припаде на 2010–2015 рр.

Україна зберегла свій науково-технічний потенціал і входить у шістку країн з повним циклом проектування і серійного вироблення газових турбін. Вітчизняне газотурбобудування багатопрофільне, його продукція — газові турбіни малої та середньої потужності (2,5–114 МВт) для енергетики, суднобудування, авіації, механічного приводу компресорів на магістральних газопроводах.

Основу інфраструктури українського газотурбобудування становлять чотири підприємства — ДП НВКГ «Зоря-Машпроект» (суднобудування, енергетика, механічний привід), ДП «Івченко-прогрес» і ВАТ «Мотор-Січ» (авіація, енергетика, механічний привід), ВАТ «Турбоатом» (енергетика), «Сумське МНПО ім. М.В. Фрунзе» (газоперекачні агрегати, компресори). До інфраструктури вітчизняного газотурбобудування входять також інститути НАН України, що працюють у царині матеріалознавства,

нових технологічних процесів, теорії міцності, термогазодинаміки, теплофізики, горіння палив, комп'ютерних технологій.

СУЧАСНИЙ СТАН ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГАЗОТУРБООБУДУВАННЯ

Упродовж минулого 30-річчя було освоєно високі параметри термодинамічного циклу (температура продуктів згорання — 1500–1550°C), надвисокі потужності. У 2010 р. коефіцієнт корисної дії ГТУ простого циклу досяг 40%, а потужність — 375 МВт. Як приклад можна назвати ГТУ SGT5-800H («Siemens AG», 375 МВт), ГТУ SGT5-4000F («Siemens AG», 290 МВт), ГТУ M701fh («Mitsubishi», 300 МВт). Температура продуктів згорання перед турбіною ГТУ SGT5-800H — 1500°C, а на виході, що дуже важливо для парогазового циклу, — 625°C. Згаданий період характеризується також широким упровадженням у практику парогазових установок (ПГУ), ККД яких на природному газі перевищив 60%, а одинична потужність досягла 570 МВт.

Успіх потужних, економічних газових турбін зумовлений високими параметрами термодинамічного циклу, новою технологією охолодження лопаток, екологічно чистим спалюванням палива, прогресивними методами проектування ротора турбіни, тривимірною профілізацією лопаток компресора, зниженням радіальних зазорів у турбіні, використанням жароміцних матеріалів і жаростійких покриттів лопаток завтовшки до 300 мм. Лопатки з направленою кристалізацією і монокристалічною структурою, виробництво лопаток останнього ступеня турбіни низького тиску, висота яких на виході досягає 1 м, нове технологічне устаткування, досконаліші технології (зварювання, паяння, механічне оброблення жароміцних матеріалів, відновлення, ремонт) стали безперечним досягненням.

Температура газу на вході в турбіну

Аналіз даних, представлених на рис. 2, показує, що 2000 року в стаціонарних газових турбінах температура газу після камери згорання стала близькою до температури для ГТД військового застосування. Нині стаціонарні газові турбіни великої потужності надійно освоїли температуру 1400–1550°C на вході в турбіну.

Упродовж існування газотурбобудівної галузі зростання вхідної температури відбувалося завдяки випереджальному вдосконаленню систем охолодження лопаток. Їх уперше використали в 1960 р. (ГТД Conway, «Rolls-Royce»), і відтоді розвиток матеріалознавства дав приріст температури на вході в турбіну тільки 195°C, тоді як розвиток систем охолодження — 525°C.

Зростання температури на вході в турбіну сприяло значному збільшенню ефективності газових турбін. Як випливає з рис. 3, збільшення ККД з 33% до 40% у газових турбінах простого циклу потребувало підвищення вхідної температури від 1150°C до 1500°C. Порівняння показує, що за ефективністю українські газові турбіни в класі потужності до 114 МВт (UGT110000) відповідають світовому рівневі [4].

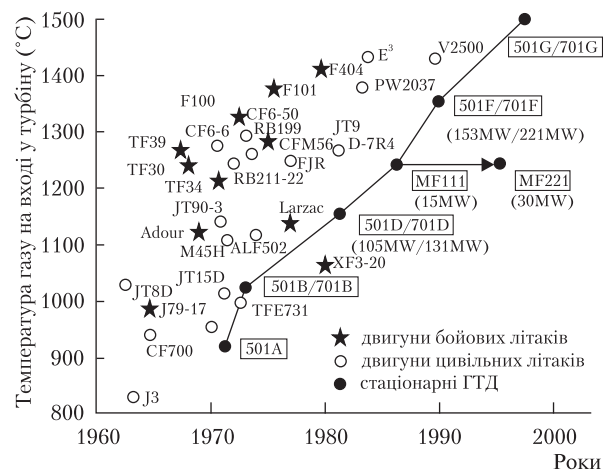


Рис. 2. Зростання температури газу на вході в турбіну для газових турбін військового і цивільного призначення

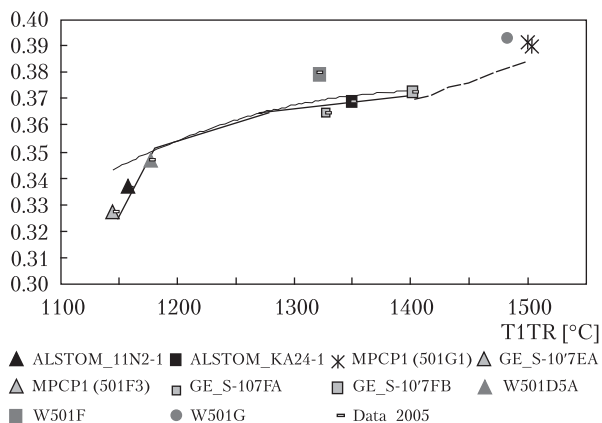


Рис. 3. Коефіцієнт корисної дії газових турбін простого циклу від основних виробників залежно від температури газу перед турбіною

Системи охолодження

Соплові і робочі лопатки перебувають у найскладніших умовах — їм загрожує статичне, циклічне, термічне, термоциклічне навантаження, а також шкідлива дія корозійно-активних продуктів згоряння. Найбільша кількість відмов ГТУ відбувається через вихід з ладу робочих лопаток (40%), камер згоряння (24%), соплових лопаток (20%). Таким чином, забезпечення високої надійності охолодження соплових і робочих лопаток на-

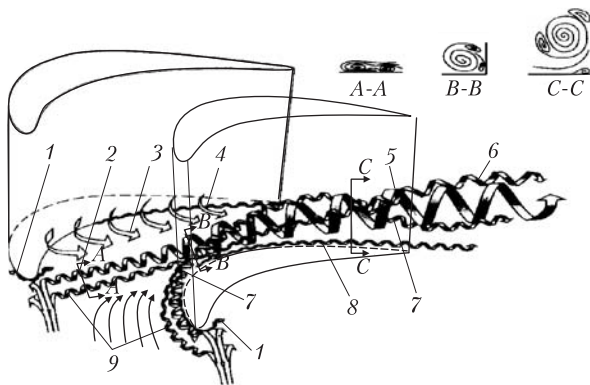


Рис. 4. Вихрові структури в сопловому апараті газової турбіни [3]. 1, 2 — підковоподібний, каналний вихори; 3, 4, 8 — кутові вихори; 5, 6, 7 — гілки каналного і підковоподібного вихору на стороні розрідження лопатки; 9 — гілки каналного і підковоподібного вихору на торцевій поверхні

лежить до ключових науково-технічних проблем газотурбобудування.

Сучасна охолоджувана лопатка газової турбіни — це наукомістка, високотехнологічна конструкція, вартість якої сягає 5000 дол. США. Її створення стало можливим завдяки досягненням теплофізики і матеріалознавства, вивченню газової динаміки, міцності, горіння палив, технологічних процесів. Хоча тепер відомі понад 20 методів інтенсифікації теплообміну, в системі охолодження лопаток використовують лише кілька, серед яких струминне охолодження, мікрообребрення, штири, вихрова матриця, а також плівкове (зовнішнє) охолодження. Це зумовлено технологічними обмеженнями, а також малим простором усередині лопатки для розміщення охолоджувальної системи. Сучасна конструкція передбачає, як правило, петльову схему руху охолоджувача всередині лопатки. Для зовнішнього охолодження широко застосовують плівкове охолодження з випуском охолоджувача на зовнішню поверхню лопатки через систему дрібних (до 1 мм) отворів, а також термобар'єрне покриття з жаростійкого матеріалу на зовнішній поверхні лопатки завтовшки від 50 до 300 мікронів.

Зростання температури газу перед турбіною і пов'язане з ним зменшення відносної висоти соплового апарата привели до посилення впливу на теплообмін і гідродинаміку біля торцевої поверхні, на стороні розрідження лопатки вихрових структур у формі підковоподібного, каналного, кутових вихорів (рис. 4). Течія всередині соплового апарата стала тривимірною, а зношення примежового шару й охолоджувача до сторони розрідження лопатки спричинили оголення частини торцевої поверхні біля сторони тиску і проблеми з її охолодженням. Це потребує випрацювання методів охолодження соплових апаратів з вихровими структурами.

Деякі питання теплообміну і гідродинаміки біля торцевих поверхонь соплових апаратів газових турбін, а також нові методи проектування систем охолодження розглянуто в монографії [3]. Рекомендації, розроблені в ІТТФ НАН, використано в конструкції газотурбінного двигуна АЛ-31 для надсучасного бойового літака СУ-27 і його наземного аналога АЛ-31СТ, для газоперекачних агрегатів. Завдяки успішному розв'язанню проблеми охолодження соплового апарата газової турбіни серійний випуск цього двигуна тривав понад 25 років.

Комп'ютерні технології

З огляду на інтенсивний розвиток обчислювальної математики, зокрема методів чисельного розв'язання диференціальних рівнянь у приватних похідних, і обчислювальної техніки було створено комерційні пакети прикладних програм (Fluent, Phoenix, STARCD, ANSYS CFX), орієнтованих на виконання широкого кола інженерних завдань щодо газової динаміки, теплопровідності, горіння, міцності. Ці пакети стали основним інструментом проектування й оптимізації складних елементів газових турбін, спочатку в США і на Заході, а потім і в СНД.

В Україні комп'ютерне проектування отримало широке визнання з початку ХХІ століття і швидко стало важливим інструментом створення і вдосконалення газових турбін, осьових компресорів, камер згоряння, систем охолодження лопаток, а також допоміжних систем. Проте воно ще не відіграє провідної ролі в практиці проектування, хоч дає змогу істотно скоротити час створення таких складних технічних об'єктів, як газові турбіни. Остаточні рішення ухвалюють лише після експериментальної перевірки за допомогою фізичного моделювання чи натурального експерименту.

До основних проблем комп'ютерного проектування належать розроблення адекватних моделей турбулентних течій з ура-

хуванням найхарактерніших для газових турбін чинників — обертання системи, періодичної нестационарності потоку, тривимірної турбулентності, поздовжнього і поперечного градієнтів тиску, підведення охолоджувача у примежовий шар. Як і раніше, великі труднощі постають у розрахунок процесів горіння в камері згоряння, теплообміну в каналах системи охолодження лопаток газових турбін унаслідок термічної деформації за високої температури, точному облікові тривимірних вихрових структур у соплових апаратах з великим кутом повороту потоку в ступені.

Аналіз газотурбобудування за минуле 30-річчя дає можливість зробити висновки [4]:

1. На сучасному технологічному рівні газові турбіни простого циклу впритул наблизились до технічно можливого максимуму за одиничною потужністю і ККД.
2. Зростання економічності в межах простої схеми практично вичерпується за температури 1600–1700°C на вході в турбіну.
3. У розробленні високотемпературних газових турбін з температурою 1800–1900°C перед турбіною допустима традиційна схема конвективно-плівкового охолодження. За вищих температур необхідно створити нові матеріали і системи охолодження зі зменшеною витратою повітря.
4. За чинних обмежень у температурі газу на вході в турбіну економічність буде підвищено в межах складних термодинамічних циклів, таких як парогазовий цикл, проміжне охолодження повітря в компресорі, проміжний підігрів продуктів згоряння в турбіні, повітряний (бінарний) цикл, подача пари в проточну частину.

Складні цикли дадуть більшу економічність і потужність ГТУ без істотного зростання температури газу на вході в турбіну, завдяки чому можна використовувати пе-

ревірені практикою і часом матеріали і технічні рішення. Проте освоєння складних циклів пов'язане з ускладненням конструкції ГТУ, збільшенням вартості, складнішою інфраструктурою виробництва.

ПЕРСПЕКТИВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГАЗОТУРБОБУДУВАННЯ

У найближчий період треба створити серійні потужні (350–400 МВт) високо-температурні ГТУ, здатні працювати в автономному режимі (базові, пікові, напівпікові навантаження) і парогазовому циклі. Передбачають, що до 2020–2030 рр. ККД ГТУ простого циклу досягне 45–46%, а ККД парогазових турбін 64–65%. Одночасно буде розв'язано важливі питання експлуатаційної надійності, ресурсу, екологічності в широкому діапазоні потужностей.

Серед найнагальніших науково-технічних проблем слід назвати:

1. Досягнення температури газу перед турбіною 1550–1600°C, створення економічніших за витратою охолоджувача технологій охолодження лопаток, зокрема на основі пари.
2. Широке освоєння складних термодинамічних циклів — регенеративного, з проміжним охолодженням повітря в компресорі, проміжним підігрівом продуктів згоряння в турбіні, повітряного.
3. Удосконалення термогазодинаміки проточної частини турбіни й осьового компресора із залученням прогресивних комп'ютерних технологій, використання регульованих зазорів у проточній частині, торцевих ущільнень.
4. Перехід на сучасні методи 3–4-вимірною комп'ютерного проектування.
5. Упровадження ефективніших способів розрахунку екологічно чистого спалювання різних палив, створення малотоксичних камер згоряння.
6. Розроблення нових жароміцних сплавів, жаростійких теплозахисних покриттів.
7. Підвищення повного ресурсу ГТУ (100–150 тис. годин), ресурсу до капітального ремонту (35–40 тис. годин).
8. Конструювання лопаток з терміном експлуатації понад 40–50 тис. годин міжремонтного ресурсу. Потужні енергетичні турбіни мають велику висоту лопаток турбіни низького тиску, яка на останньому ступені досягає 0,6–1 м.
9. Удосконалення технологічних процесів зварювання, паяння, механічної обробки металів, створення нового технологічного обладнання.
10. Розроблення дієвіших технологій ремонту і відновлення лопаток. Надійний контроль якості, точності деталей на виробництві.

Охолодження лопаток

Охолодження лопаток газових турбін (внутрішнє і зовнішнє) залишається ключовою науково-технічною проблемою вироблення потужних, економічних, надійних газових турбін, яка визначає шляхи багатьох галузей газотурбобудування. Теплофізичний потенціал традиційних методів охолодження лопаток газових турбін практично вичерпаний. Форсування системи внутрішнього охолодження традиційними методами поєднане з більшою витратою повітря, відібраного від компресора, або зменшенням діаметра охолоджувальних каналів для пришвидшення потоку. В першому випадку втрати в турбіні за великих витрат охолоджувача (20% і більше) стають сумірними з корисним ефектом від підвищення температури газу перед турбіною і навіть більшими від нього. У другому — виникає проблема засмічення дрібних каналів системи охолодження і точного виготовлення ребер малої товщини (0,5 мм і менше) в її каналах.

За даними фірми «Mitsubishi» (Японія) підвищення температури газу з 1550 до 1750°C досягнуть таким чином: 50°C — зрос-

танням жароміцності матеріалів лопаток, 50°C — вдосконаленням теплозахисних покриттів, 100°C — покращенням конвективно-плівкової системи охолодження. Тож за високих параметрів термодинамічного циклу розв'язання проблем матеріалознавства і розбудова системи охолодження дадуть приблизно однаковий результат.

До найпрогресивніших рішень стосовно внутрішнього охолодження лопаток газових турбін належить внутрішньостінкове (рис. 5а) і циклонне (рис. 5б) охолодження. У першому випадку радіальні канали системи внутрішнього охолодження розташовують дуже близько до поверхні лопатки, що покращує умови теплообміну. Сумарна товщина стінки лопатки не перевищує 2 мм, а в ділянці вихідної кромки — всього 0,4–0,5 мм. Тиск повітря в радіальних каналах може відповідати тиску потоку зовні лопатки (розвантаження лопатки).

За циклонного охолодження лопаток усередині охолоджувального каналу в ділянці передньої кромки формується закручена течія охолоджувача з високою інтенсивністю теплообміну. Використання принципу закручування потоку спрощує виробництво лопаток, дає можливість уникнути виготовлення мікроребер малої висоти (0,5 мм і менше), схильних до засмічення і поступової деградації. При цьому через підвищення тиску на внутрішній стінці охолоджувального каналу складаються умови для ефективнішого плівкового охолодження. Запропоновано декілька конфігурацій циклонного охолодження, в монографіях [5, 6] детально розглянуто різні його схеми, досліджені в ІТТФ, зокрема одну з перспективних схем з тангенціально-похилим закручуванням потоку (рис. 5б) у ділянці передньої кромки лопатки.

Уже перші дослідження плівкового (зовнішнього) охолодження з циліндровими отворами для випуску охолоджувача на зовнішню поверхню лопатки вказали на трудно-

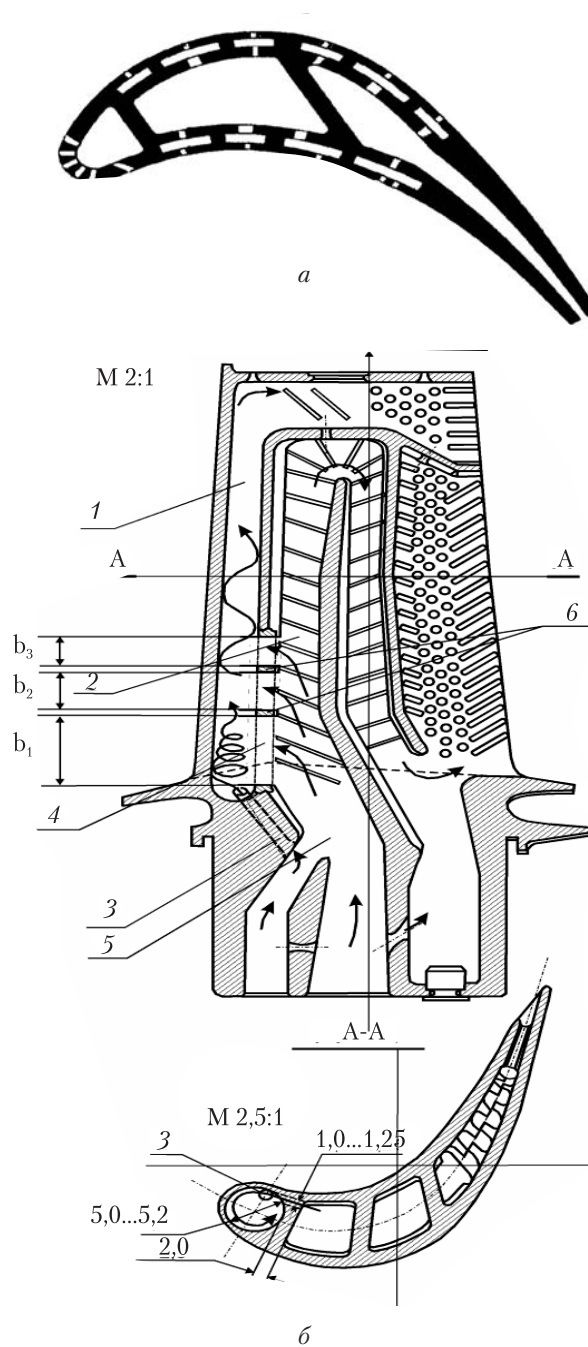


Рис. 5. Внутрішньостінкове (а), циклонне (б) охолодження лопаток газових турбін [5]

щі забезпечення рівномірності охолодження в поперечному напрямі. У зв'язку з цим великий інтерес виявляють до профільованих (фасонних) отворів системи плівкового

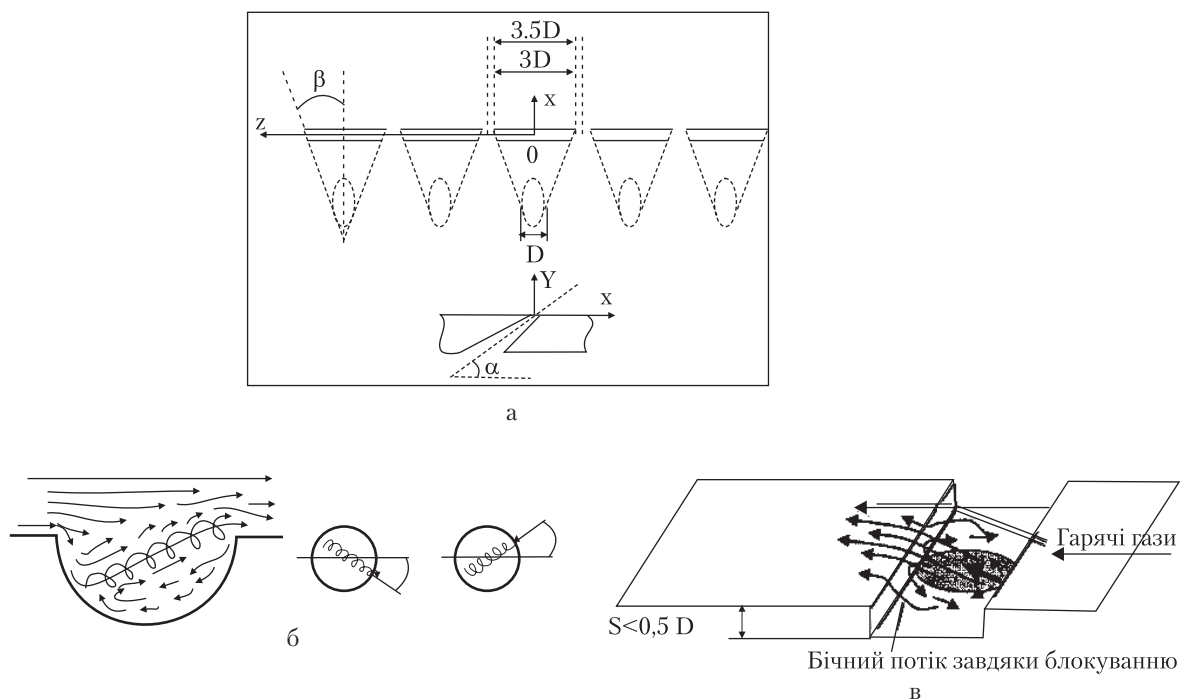


Рис. 6. Перспективні технології плівкового охолодження: а – конфузорного типу; б – осциляційного типу [6]; в – траншейного типу

охолодження, які надають йому вищу ефективність і рівномірність.

До них, передовсім, належать отвори конфузорного (fan-shaped holes) (рис. 6а) і конфузорно-дифузорного типу (double-fan-shaped). Обидві технології активно вивчають у США. Впровадженню профільованих отворів у практику газотурбобудування заважає складність переходу від круглого до прямокутного отвору на товщині стінки близько 1 мм.

Щоб уникнути технологічних складнощів, США й Україна розробляють альтернативні технології плівкового охолодження. Це осциляційна (рис. 6б) [6] і кратерна [7], що формує струмені охолоджувача з флукутуванням у поперечному напрямі. До перспективних систем плівкового охолодження також належить траншейна (рис. 6в), яка утворює квазидвовимірну течію охолоджувача завдяки випускові через систему отворів на дні дрібної траншеї, розташованих під різним кутом до напрямку зо-

внішнього потоку. Глибина траншеї дорівнює товщині теплозахисного покриття.

Двошарові термобар'єрні покриття широко використовують для захисту поверхні лопатки чи камери згоряння від дії високої температури. Традиційно таке покриття складається з двох різних шарів. Кобальто-нікелевий, прилеглий до поверхні, забезпечує гарні адгезійні і корозійно-захисні властивості. Верхній створюють із двоокису цирконію – матеріалу з низькою теплопровідністю. Останніми роками фірма «Mitsubishi Power Systems» розробила і випробувала покриття з теплопровідністю на 20% нижчою, ніж у попередніх матеріалів. Для посилення міцності, зокрема запобігання розтріскуванню покриття, у США розроблено LAFAD-технологію, котра формує безліч тонких металокерамічних шарів з мікроламінатною структурою. Така поверхня дуже міцна і гладка, що знижує профільні втрати під час обтікання лопатки.

ПАРОГАЗОВІ УСТАНОВКИ

Теоретичні основи парогазового циклу були розроблені в СРСР на початку 50-х років ХХ ст., проте широке практичне застосування він отримав у західних країнах. Прогнози показують, що в першій половині ХХІ ст. для вироблення електроенергії застосовуватимуть здебільшого ПГУ.

Парогазовий цикл ґрунтується на використанні складного термодинамічного циклу, в якому високу температуру продуктів згоряння на виході з газової турбіни (до 620°C) застосовують для генерації в котлутилізаторі (куди подають додаткове паливо) пари, потрібної в паровій турбіні. У 2010 р. компанія «Siemens AG» (Німеччина) на базі газотурбінної установки SGT5-800Н потужністю 375 МВт створила найпотужнішу в світі парогазову установку потужністю 570 МВт з ККД понад 60%. Як зазначено вище, до 2020–2030 рр. ККД парогазових турбін досягне 64–65%.

Парогазова технологія приваблює високою економічністю циклу, гарними екологічними характеристиками. Рівень викидів оксидів азоту, двоокису вуглецю в атмосферу в ній майже в два рази менший, ніж у традиційних пилувугільних технологіях. Крім того, парогазові електростанції потребують менших капіталовкладень, за однакової потужності вони споживають на 30% менше природного газу порівняно з паротурбінними блоками [8].

Дані рис. 7 показують, що високих значень ККД газових турбін парогазового циклу досягають за нижчої температури продуктів згоряння на вході в турбіну. Як бачимо з рис. 8, ПГУ-325 потужністю 325 МВт, створена майже 20 років тому на базі російсько-української газової турбіни UGT-110000, за економічністю (52%) трохи поступається зарубіжним аналогам.

Швидкий розвиток світового парогазового газотурбобудування стимулював цікавість до нього в СНД. У Росії тільки

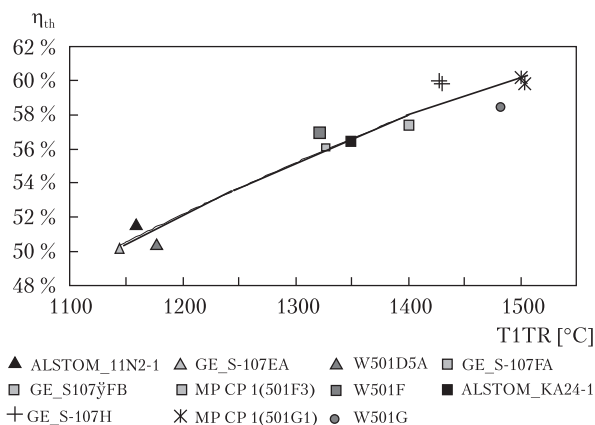


Рис. 7. Коефіцієнт корисної дії парогазових турбін від основних виробників залежно від температури перед турбіною

останніми роками ввели в експлуатацію п'ять ПГУ-450 потужністю 450 МВт, створених на підприємстві ВАТ «ЛМЗ» (С.-Петербург) за ліцензією фірми «Siemens AG» на основі установки ГТЕ-160 потужністю 160 МВт. Найближчим часом планують до виробництва ще двадцять газових турбін ГТЕ-160 потужністю від 230 до 450 МВт для використання в ПГУ, а також вісім українських установок UGT-110000 для ПГУ-162 і ПГУ-325. У найближчих планах Росії випуск 18 ГТУ одиничною потужністю 280–290 МВт на базі ліцензійних установок компанії «Siemens AG» серії 3А з ККД 57–59%. Водночас для прискореного впровадження парогазових установок Росія замовила компаніям Німеччини, Швейцарії, США, Японії 24 ГТУ одиничною потужністю 250–300 МВт.

Росія нещодавно почала створення потужних парогазових установок. Компанія ВАТ «ЛМЗ» розробила проект газової турбіни потужністю 250 МВт з температурою газу на вході на рівні 1400°C, ККД у простому циклі – 37% і 58% – у циклі ПГУ. Підприємство ММПП «Салют» розробило проект ГТУ потужністю 350 МВт як основу майбутньої ПГУ потужністю 520–550 МВт. ККД газової турбіни простого циклу буде

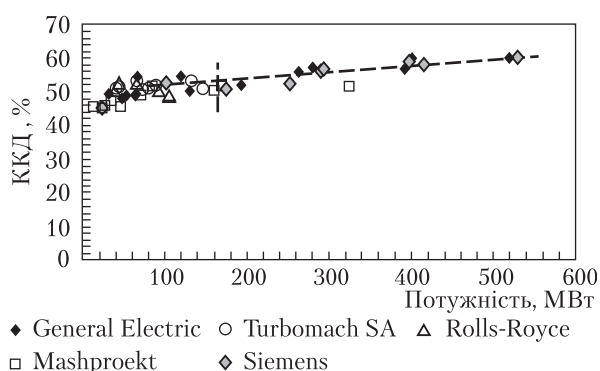


Рис. 8. Коефіцієнт корисної дії та потужність парогазових турбін від основних виробників

41,5–42%, а парогазового — 61–62%. Розрахункова температура газу на вході в турбіну дорівнює 1550–1600°C, на виході — 640–660°C.

В Україні парогазова технологія ще не отримала належного розвитку через великі витрати, пов'язані зі створенням власної інфраструктури (у Росії це коштувало близько 30 млрд дол. США) й освоєнням технології, хоча є великі можливості для її широкого впровадження. Успішне розроблення української газової турбіни UGT-110000, а на її основі в Росії — ПГУ потужністю 162 і 325 МВт підтвердили, що Україна здатна створювати парогазові турбіни середньої потужності. Оцінки показують, що наші машинобудівні підприємства можуть виготовити до 80–85% обладнання ПГУ-162 і ПГУ-325.

Кілька років тому в м. Суми було введено в дію парогазову установку потужністю близько 20 МВт, у 2007 році в м. Саки побудували ПГУ-20 потужністю 20 МВт. Розроблено, але не реалізовано проекти ПГУ потужністю 240 МВт у м. Ізмаїл Одеської обл., потужністю 360 МВт у м. Одеса, потужністю 74 МВт у м. Калуш Івано-Франківської області.

Великий інтерес для України становлять ПГУ малої та середньої потужності, зокрема використання українських газових тур-

бін UGT-25000 («Зоря-Машпроект») потужністю 25 МВт як газотурбінної надбудови до паросилових блоків ТЕЦ і ТЕС. Встановлення чотирьох газових турбін (по дві на кожен енергоблок) як надбудови котлів ПК-38Р на Березовській ГРЕС (Білорусь) допомогла збільшити потужність ГРЕС з 330 до 420 МВт. При цьому витрати природного газу зросли тільки на 5%, а річне споживання палива на одному енергоблоці зменшилось більш ніж на 60 тис. тонн. Цей досвід показовий для української теплоенергетики, оскільки відносно малими засобами можна значно покращити техніко-економічні показники паросилових блоків.

Незабаром ДП НПКГ «Зоря-Машпроект» випустить на ринок газотурбінну установку ГТЕ-60 потужністю 60 МВт, яка матиме стійкий попит в Україні й Росії. На основі ГТЕ-60 буде створено ПГУ-85 і ПГУ-170 потужністю 85 МВт і 170 МВт відповідно. Так само, як і UGT-25000, установку ГТЕ-60 можна використати як газотурбінну надбудову до українських котлів ТП-90, що дасть можливість перетворити їх на ПГУ-220 потужністю 220 МВт. Розглядають пілотний проект модернізації паросилового блоку Придніпровської ТЕС, на якій експлуатують чотири блоки потужністю 150 МВт кожен. Створення ГТЕ-60 може також започаткувати розвиток в Україні ПГУ середнього класу потужністю 100 і 200 МВт з використанням схеми одна (дві) газотурбінна установка ГТЕ-60 і парова турбіна потужністю 30 і 70 МВт.

Великі перспективи для України має застосування середніх ПГУ в утилізації теплоти доменного газу металургійних виробництв. Використання ПГУ-150 потужністю 150 МВт підвищить ККД утилізації до 40–45%, посприє виробленню близько 2 ГВт·год електроенергії. Аналіз показує, що державне підприємство «Зоря-Машпроект» може створити ПГУ-150 на основі установки UGT-110000 протягом 2–3 років.

ПГУ на низькокалорійних газах буде ефективною в утилізації відходів глибокого перероблення нафти. Застосування в ролі палива для ПГУ продуктів газифікації цих відходів дасть змогу в масштабі України виробити додатково 1,5 ГВт-год електроенергії.

Вагоме для світової енергетики конструювання парогазових установок, інтегрованих із газифікаторами вугілля, завдяки чому значення ККД парогазових установок виростають до 65% і більше. Їхня перевага в екологічній безпеці, вищій економічності порівняно з чинними пилувугільними електростанціями. Цю перспективну технологію найактивніше розробляють США, Японія, Європейський Союз, продукуючи енергетичні блоки потужністю 800 МВт.

ГАЗОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА УКРАЇНИ

Газотранспортна система (ГТС) важлива з погляду енергоощадження в Україні. Потужність газотурбінного приводу, встановленого на ГТС України, 4,6 млн кВт (82% від потужності всіх газоперекачних агрегатів), а його середній ККД не перевищує 23%. Оскільки ККД сучасних ГТД механічного приводу в цьому класі 33–38% (рис. 9), щорічна перевитрата природного газу на газопроводах України сягає 2 млрд м³[9]. При цьому в атмосферу викидаються продукти згорання з температурою 460–580°C, використання яких дозволило б виробити декілька мільярдів кВт-годин електроенергії щороку [7].

Енергоощадження на компресорних станціях ГТС України забезпечать підвищення ККД газових турбін, утилізація вихлопної енергії газових турбін, застосування турбодетандерів. Регенеративний цикл засновано на встановленні на виході з газової турбіни регенератора теплоти (теплообмінника) для підігріву стислого повітря, що надходить у камеру згорання з компресора. Регенеративний цикл підвищить ККД

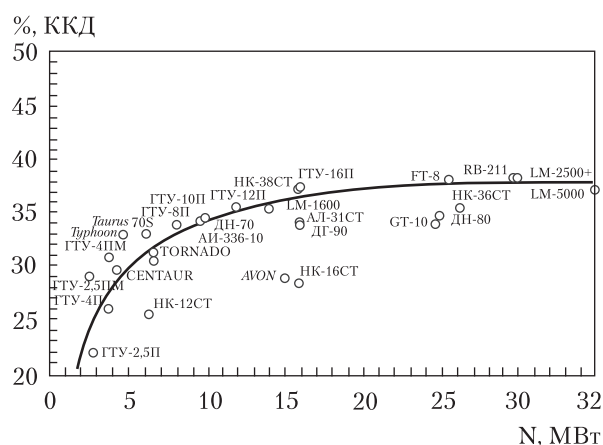


Рис. 9. Коефіцієнт корисної дії приводних газових турбін у класі потужності до 32 МВт

газотурбінних двигунів до 38–41%, понизить витрати природного газу на технологічні цілі майже на 2 млрд м³ за рік, а щорічні викиди CO₂ — на 3,5 млн тонн [9].

Вимоги до регенераторів для ГТД механічного приводу істотно відрізняються від вимог до промислових теплообмінників [6]: теплова ефективність — 0,82–0,85, ресурс — 60–100 тис. годин, а питома вартість не більша від 40–100 дол. США на кіловат теплової потужності. Вибір поверхні теплообміну для регенератора обмежений експлуатаційними і технологічними вимогами [6], добре зарекомендували себе змієвикові і дискові теплообмінні елементи, а також пружинні інтенсифікатори теплообміну.

З середнім ККД газотурбінного приводу на рівні 25% в атмосферу попадає тепла енергія, еквівалентна майже 14 млн кВт потужностей. Одночасно на власні потреби компресорних станцій ГТС України витрачають щороку майже 1,5 млрд кВт-год електроенергії вартістю понад мільярд гривень. Ці витрати компенсує використання скиданої теплоти після газових турбін. Застосування повітряного циклу буде перспективним напрямом утилізації теплоти викидних газів газотурбінного приводу. Розрахунки показують, що її достатньо не тільки

для власних потреб компресорної станції, а й для подачі в електричну мережу.

Газотранспортна і газорозподільна системи України мають майже 1500 газорозподільних станцій (ГРС) і близько 30000 газорегуляційних пунктів (ГРП). Коли газ подають від магістрального газопроводу до споживача, надмірний тиск першого знижується від 5,5–7,5 МПа до 0,05–0,3 МПа. Із середнім споживанням газу в Україні на рівні 50 млрд м³ в рік це створить додатково 270 МВт електрогенераційних потужностей. Аналіз зарубіжного досвіду показує перспективність і економічну доцільність використання турбодетандерів для вироблення електрики на ГРС і ГРП.

ДОСЛІДЖЕННЯ ІНСТИТУТІВ НАН УКРАЇНИ

Після розпаду СРСР усі провідні науково-дослідні інститути з газотурбобудування (ЦІАМ, ВТІ, ЦКТІ, ЕНІН) залишилися в Росії, а українська галузь практично втратила науково-технічний супровід розроблення газових турбін нового покоління. Враховуючи широкий спектр досліджень, багаторічний досвід промислового, авіаційного, суднового газотурбобудування, Національна академія наук спроможна відновити науковий супровід вітчизняного промислового газотурбобудування. Робота установ НАН України в царині промислового газотурбобудування має охоплювати:

1. Участь у створенні й доведенні газових турбін середньої потужності ГТЭ-45, ГТЭ-60, ПГУ-85, ПГУ-100, ПГУ-170, ПГУ-200.
2. Розроблення технологій внутрішнього і зовнішнього охолодження лопаток газових турбін, підвищення ККД, газодинамічної стійкості роботи високонавантажених і високовитратних осьових компресорів.
3. Опрацювання методів три-, чотиривимірного комп'ютерного моделювання,

оптимізації термогазодинаміки проточної частини турбіни і компресора.

4. Створення малоємісійних камер згоряння, технологій охолодження жарових труб камер згоряння.
5. Розроблення жароміцних матеріалів для лопаток і дисків, жаростійких покриттів лопаток і камер згоряння.
6. Пошуки технологій зварювання і спеціального роботизованого обладнання для виготовлення і ремонту лопаток, силових вузлів, технологічних процесів механічної обробки матеріалів.
7. Вироблення методології оцінення експлуатаційної надійності, працездатності ГТД у процесі експлуатації на ГТС України, підвищення ресурсу ГТД і ГПА.
8. Створення єдиної системи оцінення залишкового ресурсу ГТД і ГТУ, технології, методів його подовження.
9. Реалізація нових принципів, приладів, обладнання постійного моніторингу, діагностики ГТД і ГТУ.

ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ

Для виконання завдань найближчого періоду в 2007 р. при Відділенні фізико-технічних проблем енергетики НАН України створили Комісію з промислових газових турбін, до якої ввійшли провідні фахівці з проектування ГТД і ГТУ. У 2008 р. було розроблено й опубліковано для широкого обговорення «Концепцію модернізації газотурбінного приводу на ГТС України», сформульовано перелік першочергових науково-технічних проектів газотурбокомпресоробудування для української газотранспортної системи. Завершується робота зі створення Концепції промислового регульованого електроприводу для ГТС і промисловості.

У липні 2010 р. президент НАН України академік Б.Є. Патон і генеральний директор державного підприємства «Наукововиробничий комплекс газотурбобудування «Зоря-Машпроект» (Миколаїв) підписа-

ли угоду про науково-технічну співпрацю між інститутами НАН України і підприємством. Перші вісім робіт уже отримали фінансування, до кінця 2010 р. планують створити перспективний план фундаментальних і прикладних досліджень для промислового газотурбобудування України.

Враховуючи міжгалузевий характер проблеми, Президія НАН України у вересні 2010 р. ухвалила рішення про створення на базі трьох відділень Академії наук (фізико-технічних проблем енергетики, фізико-технічних проблем матеріалознавства, механіки) Науково-технічної ради з промислового газотурбобудування.

1. Outlook for Energy // www.exxonmobil.com.
2. Патон Б.Е., Халатов А.А., Костенко Д.А. и др. Энергетическое газотурбостроение: современное состояние и тенденции развития. — К.: Изд-во ИТТФ НАН Украины, 2008. — 74 с.
3. Халатов А.А., Коваленко А.С. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил. Том 6. Теплообмен и гидродинамика ускоренного потока в плоских криволинейных каналах. — К.: Наукова думка, 2006. — 222 с.
4. Халатов А.А. Энергетичне газотурбобудування: розвиток світового ринку на період до 2015 р. // Вісник Національної академії наук України. — 2007. — № 10. — С. 30–34.
5. Халатов А.А., Романов В.В., Борисов И.И. и др. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил. Том 9. Теплообмен и гидродинамика при циклонном охлаждении лопаток газовых турбин. — К.: Изд-во ИТТФ НАН Украины, 2010. — 317 с.
6. Халатов А.А. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил. Том 7. Вихревые технологии аэротермодинамики в энергетическом газотурбостроении. — К.: Изд-во ИТТФ НАН Украины, 2008. — 292 с.
7. Fris T.F., Campbell R.P. Method for improving the cooling effectiveness of a gaseous coolant stream which flows through a substrate, and related articles of manufacture.
8. Халатов А.А. Парогазові установки в електроенергетиці: сучасний стан і перспективи розвитку в Україні // Теплова енергетика. Нові виклики часу / За загальною редакцією П. Омеляновського, Й.М. Мисака. — Львів: НВФ «Українські технології», 2009. — С. 226–234.

9. Патон Б.Е., Халатов А.А., Костенко Д.А., Письменный О.С. та ін. Промислові газотурбінні двигуни для газотранспортної системи України: сучасний стан і проблеми розвитку // Енергетика та електрифікація. — 2008. — № 7. — С. 20–22.
10. Халатов А.А., Костенко Д.А., Парафейник В.П., Боцула А.Л., Билека Б.Д., Письменный А.А. Компрессорные станции ГТС Украины: Концепция модернизации газотурбинного привода газоперекачивающих агрегатов. — К.: Изд-во ИТТФ НАН Украины, 2009. — 52 с.

А. Халатов, К. Ющенко

ДОСЯГНЕННЯ І ПЕРСПЕКТИВИ ПРОМИСЛОВОГО ГАЗОТУРБОБУДУВАННЯ

Резюме

Газові турбіни відіграють провідну роль у сучасній енергетиці і механічному приводі. Пріоритетним у стаціонарному газотурбобудуванні стає створення надпотужних і високотемпературних газотурбінних і парогазових установок. Для України особливо актуальне використання ПГУ малої та середньої потужностей у теплоенергетиці, металургійній, нафтопереробній промисловості, широке впровадження детандерів-генераторів електричної енергії. Автори статті аналізують ключові науково-технічні проблеми газотурбобудування, наголошують на великих можливостях супроводу цієї промислової галузі з боку установ Національної академії наук.

Ключові слова: газотранспортна система, газова турбіна, парогазова установка, охолодження лопаток, енергоощадження.

A. Khalatov, K. Yuschenko

ATTAININGS AND PROSPECTS OF INDUSTRIAL GAS TURBINE CONSTRUCTING

Abstract

Gas turbines play major role in nowadays energetics and mechanic drive. Superpowerful and high-temperature gas turbine and steam gas rigs (SGR) making becomes a priority in stationary gas turbine constructing. The usage of SGR with the low and middle power in heat energetics, metal and oil-processing industry, wide implanting of electricity expanders-generators are especially urgent for Ukraine. The authors analyze main scientific and technical problems of gas turbine constructing, accentuate great possibilities of that industrial branch scientific escort by the Ukrainian NAS institutions.

Keywords: gas transporting system, gas turbine, steam gas rig, skimmer cooling, energy saving.