

УДК 532.516

Халатов А.А.

Институт технической теплофизики НАН Украины

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕПЛОФИЗИКИ

ЧАСТЬ 1

Розглянуті перспективні технології в царині теплоенергетики і пов'язані з ними проблеми в галузі теплофізики.

Рассмотрены перспективные технологии в области теплоэнергетики и связанные с ними проблемы в области теплофизики.

The perspective technologies in the power engineering are considered. The associated thermal physics problems are also discussed.

Введение. Человечество стоит на пороге, когда доля потребления углеводородных энергоносителей (нефть, газ) неуклонно снижается вследствие уменьшения мировой добычи, быстрого истощения освоенных месторождений, резкого сокращения открытия новых запасов. Уже в 1983 г. мировое потребление нефти впервые превысило открытие новых запасов. Только за два года с 2004 по 2006 г.г. мировые цены на нефть поднялись почти в два раза, так же как и экспортные цены на газ в 2003...2006 г.г., которые возросли более чем в два раза. Стоимость природного газа в США за последние годы выросла в несколько раз. Хотя, как предполагается, падение мировой добычи природного газа начнется только с 2040 г. [1], но согласно расчетам Геологической службы США падение суммарной добычи нефти и газа начнется уже в 2013 г.

Рост мировых цен на углеводородное сырье, снижение его добычи, быстрый рост потребления нефти в Китае и Индии окажут в самое ближайшее время влияние на все стороны мировой экономики, но прежде всего на энергетику, транспорт, машиностроение и сельское хозяйство. Промышленное освоение управляемой термоядерной энергии произойдет, в лучшем случае, через 50...60 лет. Поэтому для снижения «нефтегазового» удара в ближайшее время получают развитие энергосберегающие и экологически «чистые» угольные технологии, электростанции парогазового цикла с внутрицикловой газификацией угля, атомные электростанции (АЭС) с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах. Строительство одного

энергоблока АЭС мощностью 1000 МВт позволяет высвободить 2,3 млрд. м³ природного газа в год. Строительство парогазовой электростанции требует меньших капиталовложений, чем строительство АЭС, но при одинаковой мощности такие станции позволяют экономить до 30% природного газа по сравнению с классической паротурбинной электростанцией [1].

Совершенствование традиционных энергетических технологий уже не способно восполнить предстоящий рост мирового энергопотребления, которое к 2030 г. может возрасти почти в два раза по сравнению с 2005 г., если не будут приняты мероприятия по использованию энергосберегающих технологий. Как показывает анализ [2], одним из главных условий выхода из нынешнего мирового кризиса (понижательная волна пятого «кондратьевского» цикла [2]) является создание принципиально новых энергетических технологий, обеспечивающих снижение потребления углеводородных топлив, развитие возобновляемых и новых источников энергии, а также снижение воздействия энергетики на окружающую среду.

Теплофизика является теоретическим фундаментом как современных, так и практически всех новых энергетических технологий. Преобразование химической энергии топлива в тепловую энергию, генерация пара сверхвысоких и суперсверхвысоких параметров, течение высокоскоростного и высокотемпературного рабочего тела в паровых и газовых турбинах, процессы кипения в ядерных реакторах и котлах, радиационные явления, а также другие сложные теплофизические про-

цессы составляют основу традиционных и перспективных энергетических технологий.

В настоящей статье рассмотрены некоторые перспективные энергетические технологии ближайшего будущего и показана роль теплофизики, как науки в изучении и совершенствовании этих технологий. Основное внимание уделяется энергетическим технологиям, важным для энергетики Украины.

Угольные технологии. Энергетика Украины в значительной мере базируется на использовании угля в теплоэнергетике. Сегодня уголь дает главный вклад в мировое производство электроэнергии (40%), практически все экспертные прогнозы предсказывают уверенное лидерство угля в качестве энергоносителя до 2030 г. Такая ситуация предъявляет «жесткие» требования к новым угольным технологиям, – прежде всего, в части снижения выбросов в окружающее пространство диоксида серы, моно- и диоксида углерода, а также окислов азота. Сегодня в Украине практически не используются мероприятия по сероочистке дымовых газов тепловых электростанций, что наносит большой вред окружающему пространству и населению.

По мнению международных экспертов, главным направлением развития мировой угольной теплоэнергетики на ближайший период будет увеличение давления и температуры пара до суперсверхкритических параметров ($\approx 600\text{ }^{\circ}\text{C}$, 35 МПа) с «выходом» на КПД электростанций 47...55 % (сегодня, в среднем, в мире около 35 %, лучшие – 42...43 % [3]). В ближайшей перспективе актуально изучение и использование новых угольных энергетических технологий, таких как извлечение диоксида углерода из топочных газов, обработка угля перед сжиганием для снижения вредных выбросов, а также сжигание угля в чистом кислороде («OxyFuel Combustion») [3]. Однако эти технологии достаточно дорогие, потери в КПД станции при их использовании будут составлять до 15 %.

Большой интерес представляет беспламен-

ное горение топлива за счет высокоскоростной подачи топлива и горячего окислителя. Это способствует к расширению зоны реакции, снижению температуры горения и концентрации O_2 , уменьшению выхода термических окислов азота. Весьма перспективен метод конверсии угля и других органических веществ в горючие продукты или жидкое топливо в воде сверхкритических параметров, которая обладает свойством плазмы, но при существенно меньшей температуре. Определенный интерес представляет направление, разрабатываемое в России и связанное с созданием высокотемпературных паровых турбин с повышением температуры пара за счет дополнительного сжигания водорода в кислороде перед турбиной [3].

Для внедрения новых угольных технологий необходимо выполнить большой объем научно-исследовательских работ и решить ряд исключительно трудных задач в области теплофизики, в частности в области горения многофазных систем, термогазодинамики сильно закрученных газовых потоков, устойчивого горения водорода в кислороде, воздействия акустических колебаний на процессы горения, радиационно-конвективного теплообмена. В ряде случаев такие проекты настолько масштабны, что требуют объединения усилий ученых различных стран в области теплофизики.

Уголь микронного помола. Применение угля микронного помола (5...20 мкм) с механоактивацией представляет одно из перспективных направлений угольной теплоэнергетики. Малый размер и большая поверхность микроугольной пыли способствуют высокой интенсивности горения, а эффект механоактивации (повышение химической активности малых частиц угля) приводит к снижению температуры воспламенения. Механохимический синтез может осуществляться в различных мельницах, причем созданные сегодня виброцентробежные и дезинтеграционные мельницы характеризуются малыми энергозатратами (около 25 кВт на тонну угля), которые сравнимы с затратами в шаровых и барабанных мельницах [3].

По реакционным свойствам микроуголь

приближается к мазуту и природному газу, причем, механохимические реакции приводят к возникновению новых соединений, появление которых невозможно в реакциях, стимулированных высокой температурой [4]. Высокая реакционная способность микроугля позволяет использовать его в качестве основного топлива в малых котлах, при розжиге пылеугольных блоков и прямом сжигании в газовых турбинах при размоле угля до 5...10 мкм. В последнем случае важным фактором является возможность достижения высокого КПД газотурбинной установки на микроугле, который приближается к КПД парогазовой установки.

Изучение механизма горения микроугля представляет собой сложную теплофизическую проблему. Такие работы проводились ранее в США и Германии, в течение последних лет они проводятся в Сибирском отделении Российской академии наук (ИТФ СО РАН). В ИТТФ НАН Украины на основе коммерческого пакета «PHOENICS» (Великобритания) с использованием модифицированных моделей горения изучается термогазодинамика, формирование окислов азота, серы и углерода при сжигании механоактивированного угля микронного помола в котлах различной размерности [4]. Разработана новая энергосберегающая технология микроизмельчения украинских углей до 5...15 микрон в интенсивном центробежном поле, защищенная патентами Украины и России.

Водоугольное топливо. Водоугольное топливо (ВУТ) является перспективным топливом для тепловых электростанций и промышленных котлов, использование которого связано с микроизмельчением угля и получением стабильных водоугольных суспензий с высокими реологическими свойствами [4]. Сегодня ВУТ получило большое развитие в Китае, который не только производит его для собственных целей (до 100 млн. тонн в год в ближайшей перспективе), но и экспортирует в Японию. ВУТ представляет собой дисперсную систему (вода – 30...40 %; мелкодисперсный уголь – 60...70 %; химические добавки – 1 %), в кото-

рой в качестве горючей основы используется как энергетический, так и неэнергетический уголь. Он может производиться из антрацитов, каменных и бурых углей различных марок и зольности, воды любого качества, включая шахтные и промышленные воды, нефтяные стоки. Для исключения замерзания водоугольного топлива в зимнее время часть воды может быть заменена спиртами или смесью спиртов с углеводородами. Областью приложения технологии водоугольного топлива в первую очередь являются объекты малой энергетики – отопительные котельные, котлы коммунальных производств, объекты жилищно-коммунального хозяйства.

Важными преимуществами ВУТ являются низкая температура воспламенения (450...650 °С) и горения (950...1050 °С), высокая степень выгорания (до 99,5 %). Это существенно снижает содержание окислов азота (в 1,5...2 раза), окиси углерода (в 2 раза) и бенз(а)пирена (в 5 раз) в продуктах сгорания [4]. Другим преимуществом ВУТ является отсутствие загрязнения поверхностей нагрева – в этом случае тепловая эффективность экранов почти в 1,5 раза выше, чем при сжигании пылеугольного топлива [4]. Увеличение содержания трехатомных газов в продуктах сгорания (прежде всего молекул H_2O) приводит к увеличению интенсивности излучения трехатомными газами, что практически полностью компенсирует снижение температуры продуктов сгорания, связанное с затратами теплоты на испарение воды [4].

В последнее время в России и Казахстане широко внедряются промышленные технологии производства ВУТ, основанные на кавитационной обработке водоугольного топлива (КаВУТ, ЭКОВУТ, ИКЖТ и др.). Примером удачного внедрения являются котельные в г. Морозовске (антрацит марки АШ) и в г. Пудоже, Карелия (каменный уголь марки Г и Д Печорского бассейна с содержанием серы 3,2...4,7 %), Иркутская ТЭЦ-14 (бурый уголь марки БЗ Азиатского бассейна Иркутской области), Семипалатинская ТЭЦ-1 (каменный

уголь марки Д месторождения Шубарколь). Удельные капиталовложения в создание комплекса производства ЭКОВУТ не превышают 2,5...4,0 долл. США в пересчете на тонну угля в год. Цена реализации ВУТ в России составляет 8...10 долл. США за тонну продукции, стоимость 1 Гкал теплоты при использовании ВУТ в котельных – 8,0 долл. США. В ИТТФ НАНУ разработана кавитационно-вихревая технология получения ВУТ из различных углей, которая не использует поверхностно-активные вещества для приготовления ВУТ [4].

Важными теплофизическими проблемами, которые следует решить для широкого внедрения ВУТ, являются высокая стабильность водоугольных смесей (до нескольких месяцев), низкая вязкость и малые гидравлические потери. Предстоит более подробно изучить особенности горения ВУТ с учетом эффектов механоактивации угля и воды в процессе кавитационной обработки.

При сжигании пылеугольного топлива частицы угля и минеральных компонентов отделены друг от друга. Выгорание капли ВУТ, каждая из которых содержит 300...400 пылинок микроугля, характеризуется несколькими стадиями термической подготовки, воспламенения и горения [4]. Кавитационное воздействие на воду приводит к изменению ее физических свойств: экспериментальные данные подтверждают изменение индекса рН, появление продуктов деструкции, таких как Н, ОН, O₂, O₃, а также синтез химически активной перекиси водорода H₂O₂. Взаимодействие перегретого пара воды с углеродом топлива и термическая диссоциация воды способствуют образованию водорода и кислорода.

Украина богата углем, поэтому развитие инфраструктуры производства водоугольного топлива на основе углей различных месторождений для его использования в котлах промышленной теплоэнергетики и жилищно-коммунального сектора взамен природного газа является актуальной проблемой, особенно в регионах богатых месторождениями угля.

Газификация и пиролиз. В связи с удоро-

жанием природного газа в ближайшей перспективе для Украины актуальным направлением станет глубокая переработка (газификация, пиролиз) угля, твердых бытовых отходов, отходов деревообрабатывающей и лесной промышленности, сельскохозяйственного производства, автомобильных покрышек, резинотехнических изделий. Это позволит не только сохранить существующую инфраструктуру газовых котлов в энергетике, промышленной теплоэнергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве, но и использовать получаемый синтетический газ (синтез-газ) в различных технологических процессах, таких как, обжиг кирпича и известняка, сушка различных продуктов. Особенно эффективно использование газификаторов при переводе энергетических и технологических установок с дорогих видов топлива (природный газ, мазут, дизельное топливо) на синтез-газ. В энергетике особенно перспективным направлением является использование синтетического газа в парогазовом цикле при внутрицикловой газификации угля.

Во многих странах технология газификации угля применяется достаточно давно, передовыми технологиями в этой области обладают американские компании «General Electric» и «Shell». В ближайшем будущем (к 2015 г.) прогнозируется быстрое развитие газификации угля и рост на этой основе энергетических мощностей на 70 %, особенно в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В России (ФГУП «Салют») подготовлен к серийному производству газификатор с использованием новой технологии, основу которой составляет сверхадиабатическое горение. В Сибирском отделении РАН развивается плазменно-паровая газификация угля, плазменные технологии с использованием дугового плазмотрона и плазмотрона с жидкими электродами [3]. В ЗАО «Карбоника» и «Сибтермо» (Россия) разработана технология слоевой газификации, на основе которой созданы установки для одновременной выработки теплоты, электроэнергии и кокса из угля Кузбасского бассейна.

Удельные затраты на создание газификато-

ров зависят от индивидуальных условий и составляют от 80 до 160 долл. США за киловатт установленной мощности, а стоимость 1 Гкал теплоты при использовании синтетического газа, полученного из бурого угля, составляет 8...10 долл. США. Затраты на эксплуатацию установок газификации угля ниже, чем для обычных угольных станций, поскольку их использование не требует дорогостоящего оборудования для защиты окружающей среды. Относительная простота конструкции позволяет изготавливать газификаторы практически на любом машиностроительном заводе.

Имеющийся опыт показывает, что использование газификации экономически выгодно при использовании малозольных (до 8 %) углей с одновременным производством кокса для металлургии. При газификации высокзольных углей более целесообразна полная газификация угля с последующим использованием синтетического газа в энергетических или технологических установках. Однако в этом случае необходимо учитывать особенности газифицируемого угля: например, угли Александрийского месторождения (Украина) высокой влажности и с большим содержанием серы при газификации потребуют глубокой сероочистки, что существенно снизит экономические показатели этой технологии.

Установки газификации и пиролиза угля пока не получили широкого развития в Украине. Для решения этой проблемы необходимо преодолеть ряд важных теплофизических проблем газификации и пиролиза углей различных месторождений, обеспечить устойчивость этого процесса в технологических аппаратах и эффективную очистку синтез-газа, разработать теоретические основы проектирования и масштабирования установок.

Газотурбинные технологии. Газотурбостроение – часть энергетического машиностроения, является одной из важных составляющих топливно-энергетического комплекса многих стран. Конец XX в. и начало XXI в. в мировой энергетике ознаменовались существенным ростом установленных и заказанных газовых

турбин. Главной особенностью этого периода явилось существенное увеличение единичной мощности газовых турбин в простом цикле до 375 МВт и КПД – до 40 % (SGT5-800H, «Siemens») (рис. 1). При создании газовой турбины SGT5-800H решены две главные научно-технические проблемы – увеличение расхода газа через компрессор и турбину и рост температуры газа перед турбиной до 1500 °С.

Быстрый прогресс в развитии газотурбостроения большой мощности привел к тому, что сегодня более 65 % новых электрогенерирующих мощностей, которые вводятся в эксплуатацию в мире, базируются на газотурбинных технологиях [5]. Для Украины особенно актуально использование газовых турбин простого цикла в пиковом и полупиковом режимах для выравнивания суточного графика потребления электрической энергии.

Украина имеет развитую инфраструктуру авиационного, судового и промышленного газотурбостроения и входит в шестерку стран мира, обладающих полным циклом проектирования и серийного производства газовых турбин. Государственное предприятие НПКГ «Зоря-Машпроект» выпускает широкий ряд газовых турбин мощностью от 2,5 до 25 МВт, готовятся к испытаниям газовые турбины мощностью 45 и 60 МВт, по кооперации с Россией выпускается газовая турбина UGT-110000 мощностью 110 МВт и ПГУ на ее основе мощностью 162 МВт и 325 МВт. ОАО «Турбоатом» освоило производство газовой турбины мощностью 115 МВт.

Экономичность (КПД) газовых турбин играет важную роль с точки зрения снижения расхода топлива и уменьшения выбросов окислов азота и окислов углерода в атмосферу. Это достигается за счет повышения температуры газа перед турбиной и увеличения степени сжатия воздуха в компрессоре. Так как темпы создания новых жаропрочных материалов отстают от темпов повышения температуры газа перед турбиной, то прочность элементов турбины обеспечивается, главным образом, за счет применения систем охлаждения. При этом каж-

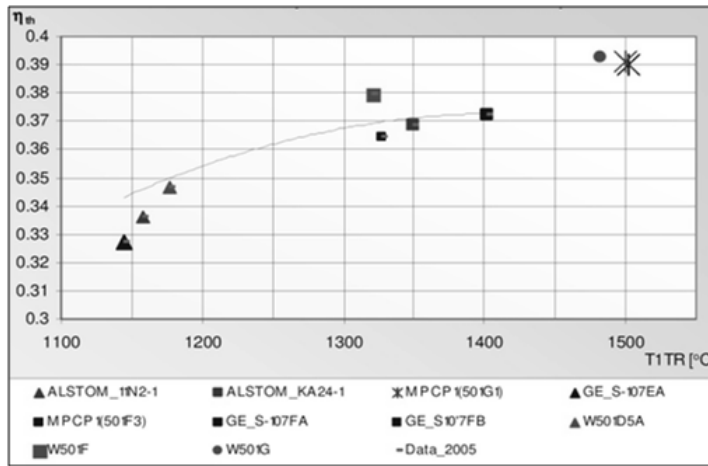


Рис. 1. Коэффициент полезного действия газовых турбин простого цикла основных мировых производителей в зависимости от температуры газа перед турбиной [6].

дый шаг в повышении температуры газа тесно связывается с требованиями по снижению расхода охладителя.

С ростом температуры газа перед турбиной остро встает проблема обеспечения надежности соплового аппарата, рабочих лопаток, камеры сгорания и дисков. Сопловые и рабочие лопатки находятся в наиболее сложных условиях, они подвержены статической, циклической, термической и термоциклической нагрузке, а также вредному воздействию содержащихся в горячих газах коррозионно-активных примесей и взвесей. Статистические данные показывают, что число отказов по «горячей» части ГТД составляет: рабочие лопатки – 40 %, камера сгорания – 24 %, сопловые лопатки – 20 %, диски турбины – 7,8 %; прочие элементы – 8,2 %. Основные причины выхода из строя рабочих лопаток: термическая усталость – 55 %, резонансные колебания – 24,5 %, снижение пластичности из-за длительного воздействия высокой температуры – 20,5 %.

Анализ показывает, что при разработке газовых турбин с температурой 1800...1900 °C перед турбиной еще может использоваться конвективно-пленочная система охлаждения [6], которая отличается высокой степенью теплофизической изученности и совершенства.

Однако при более высокой температуре развитие систем охлаждения пойдет по пути создания новых материалов, принципиально новых систем охлаждения с максимально малым расходом воздуха для охлаждения.

В настоящее время ведущие фирмы США, Великобритании, Германии и России интенсивно развивают проникающий (транспирационный) способ внутреннего охлаждения лопаток газовых турбин [7]. Основная идея этого способа заключается в том, что «мелкие» (1 мм и менее) охлаждающие каналы размещаются в стенке лопатки в непосредственной близости к ее «горячей» поверхности (рис. 2), что существенно улучшает условия отвода теплоты. Кроме того, в охлаждающих каналах может реализоваться течение, отвечающее распределению давления по профилю и высоте лопатки. Суммарная толщина стенки профиля составляет не более 2,0 мм, а в области выходной кромки даже 0,4...0,5 мм. Оценки показывают, что при температуре потока 1800 °C относительный расход охладителя может составлять чуть более 5,0%, а средняя эффективность охлаждения – 0,67.

Предполагается, что лопатка с проникающим охлаждением будет легче, а выдув охладителя на пленочное охлаждение будет осуществляться при меньшем перепаде давления в отверстиях пленочного охлаждения. Меньшая скорость истечения охладителя из отверстий и большее их количество обеспечивают более интенсивное внешнее (пленочное) охлаждение. При практической реализации проникающего охлаждения решающим фактором успеха будет являться недорогая технология изготовления лопатки. Одним из возможных методов создания лопаток с проникающим охлаждением является использование технологии вакуумного напыления, которая разработана в Украине (Институт электросварки им. Е.О. Патона НАН Украины).

Основные теплофизические проблемы при создании лопаток с проникающим охлаждением состоят в определении рациональной схемы течения воздуха и теплообмена в охлаждающих

каналах, относительных размеров каналов, обеспечивающих высокий уровень теплообмена и минимизацию расхода охладителя, оптимизацию распределения охладителя по каналам в соответствии с распределением давления по профилю лопатки.

Определенные перспективы открываются при использовании циклонно-вихревого принципа внутреннего охлаждения лопатки, который активно развивается в Украине [8, 9]. В этом случае удастся исключить из конструкции лопатки микрооребрение поверхности, склонное к постепенной деградации и трудное в изготовлении. Высокая интенсивность теплообмена, отвод нагретого охладителя в ядро потока сочетаются с более благоприятными условиями

для пленочного охлаждения, что обусловлено перераспределением давления по радиусу канала. Применение циклонно-вихревого охлаждения лопаток особенно перспективно при использовании внутреннего парового охлаждения в мощных энергетических турбинах.

В настоящее время циклонно-вихревое охлаждение уже успешно использовано в проекте перспективной газотурбинной установки «Меркурий 50» («Solar Turbines», США) мощностью 4,6 МВт. Для его применения в более мощных установках предстоит выполнить большой комплекс теплофизических исследований в области термогазодинамики одно- и двухфазных закрученных потоков.

В ИТТФ НАН Украины разработан ряд но-

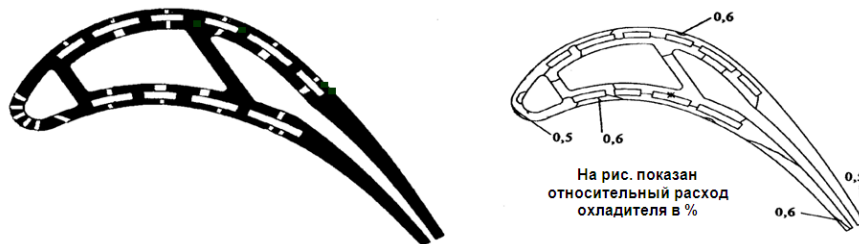


Рис. 2. Схема перспективной лопатки ЦИАМ и ВИАМ (Россия) с проникающим охлаждением [17].

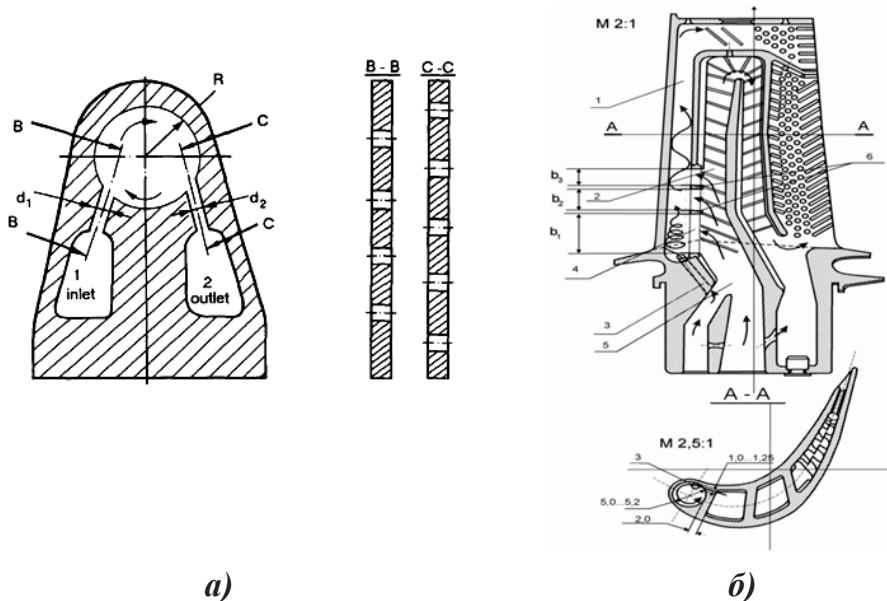


Рис. 3. Циклонно-вихревое охлаждение входной кромки лопатки газовой турбины: а) осциллирующий круговой вихрь [9]; 1, 2 – камеры входа и выхода охладителя; б) тангенциально-наклонная закрутка потока [8].

вых конструкций лопаток с циклонно-вихревым охлаждением [8]. В конструкции, представленной на рис. 3,а за счет несимметричного расположения входных и выходных отверстий создается осциллирующий характер движения квазидвухмерного вихря в камере охлаждения, разрушающий пограничный слой около поверхности. Большой интерес представляет циклонно-вихревое охлаждение входной кромки лопатки с тангенциально-наклонной закруткой потока (рис. 3, б), подробно рассмотренное в монографии [8]. В этой конструкции использованы особенности подачи охладителя во внутреннюю полость лопатки.

При разработке внешнего (пленочного) охлаждения в перспективных конструкциях будут применяться новые (фасонные) формы отверстий для подачи охладителя, обеспечивающие эффективное охлаждение поверхности, но характеризующиеся сложной технологией. К ним относятся отверстия конфузорного (рис. 4, а) и конфузорно-диффузорного типа, обеспечивающие переход от круглого сечения

отверстия к прямоугольному [7], что обеспечивает пространственную равномерность температуры поверхности лопатки за рядами охлаждающих отверстий.

В ИТТФ НАН Украины предложена и изучается новая технология осциллирующего пленочного охлаждения (рис. 4, б), использующая нестационарные свойства мини-вихря в сферическом углублении [9]. Эта технология позволяет почти в два раза повысить эффективность пленочного охлаждения поверхности лопатки и существенно снизить поперечную неравномерность температуры. В США предложена идея «кратерного» охлаждения, которое относится к осциллирующему типу пленочного охлаждения, а также «траншейное» пленочное охлаждение (рис. 4, в) с различной ориентацией отверстий внутри «мелкой» траншеи, обеспечивающее квазиравномерность температурного поля лопатки за траншеей. При этом толщина траншеи соизмерима с толщиной теплозащитного покрытия.

Парогазовые технологии. Одним из наи-

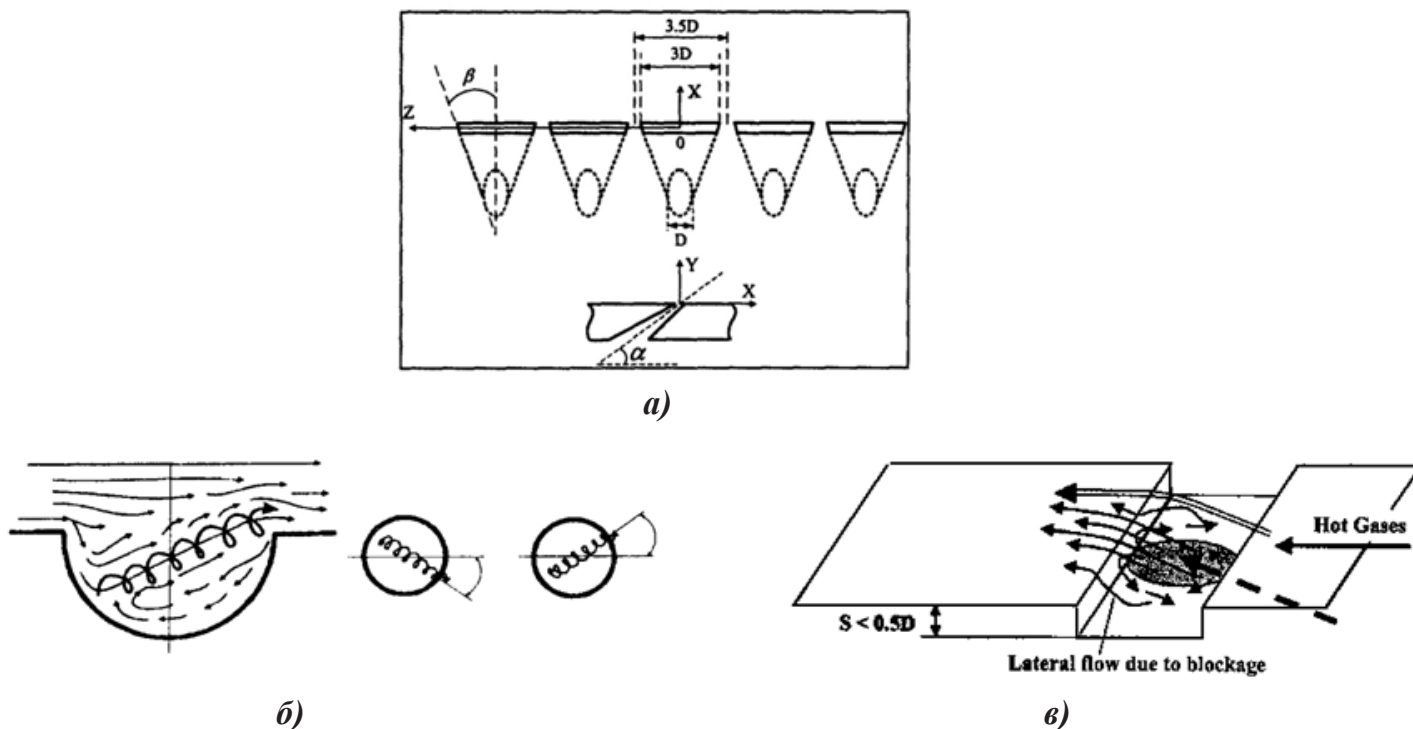


Рис. 4. Отверстия пленочного охлаждения:
 а) конфузорного типа; б) осциллирующего типа; в) «траншейного» типа.

более важных направлений термодинамики сложного цикла является парогазовый цикл, в котором высокая температура продуктов сгорания на выходе из газовой турбины (550...620 °С) используется для генерации пара в котле-утилизаторе, который используется в паровой турбине. Технической основой ПГУ являются мощные, высокотемпературные и экономичные газовые турбины простого цикла, разработанные в последние годы. Имеющиеся прогнозы показывают, что в первой половине XXI в. применение ПГУ для повышения экономичности (до 64...65 %) и экологичности термодинамического цикла будет одним из доминирующих направлений технического прогресса в теплоэнергетике.

В 2010 г. компанией «Siemens» (Германия) на базе газотурбинной установки SGT5-800H мощностью 375 МВт создана самая мощная в мире ПГУ-575 мощностью 575 МВт с КПД более 60 %, которая находится в стадии испытаний. Разработка этой ПГУ продолжалась 7 лет, стоимость проекта составила 450 млн. евро. Использование ПГУ-575 позволяет снизить выбросы CO₂ на 2,3 млн. тонн в год по сравнению с угольными блоками аналогичной мощности. В настоящее время компания продолжает работу в направлении создания парогазового блока мощностью 800 МВт.

Парогазовые электростанции требуют меньших капиталовложений, они обладают высокой экономичностью при сравнительно невысокой температуре на входе в газовую турбину (рис. 5). Более высокие значения КПД парогазового цикла способствуют значительному снижению расхода топлива [10]. В частности, при одинаковой мощности экономия природного газа в ПГУ по сравнению с паротурбинными блоками составляет до 30 % газа [1]. Кроме высокой экономичности парогазовые установки удовлетворяют самым жестким экологическим требованиям по уровню выбросов оксидов азота и углерода в атмосферу, которые почти в два раза меньше, чем при использовании традиционных пылеугольных технологий.

Парогазовые технологии стали основой

тепловой энергетики во всем мире. В России, где в последние годы введены в эксплуатацию пять ПГУ-450 мощностью 450 МВт, освоение парогазовой технологии является национальной стратегией развития энергетики [10]. Первое поколение ПГУ-450 производства ОАО «ЛМЗ» (Россия) было основано на лицензионной ГТЭ-160 (V94.2) мощностью 160 МВт компании «Siemens» с КПД на уровне 51...52 %. На конец 2008 г. компания ОАО «ЛМЗ» получила заказы на 20 единиц ГТЭ-160 для использования в ПГУ мощностью от 230 до 450 МВт, а также на 8 единиц ГТУ мощностью 110 МВт (UGT-110000) российско-украинского производства. Следующее поколение ПГУ мощностью 280...290 МВт с КПД 57...59 % будет базироваться на лицензионных ГТУ следующей серии 3А компании «Siemens».

Кроме того, для ускоренного внедрения парогазовых технологий Россия заказала за рубежом 18 ГТУ единичной мощностью 280...290 МВт типа SGT5-4000F (V94.3A, компания «Siemens»), а также шесть ГТУ мощностью 250...300 МВт иностранных компаний «Alstom» (Швейцария), «Mitsubishi» (Япония) и «General Electric» (США).

Одновременно Россия ведет разработку

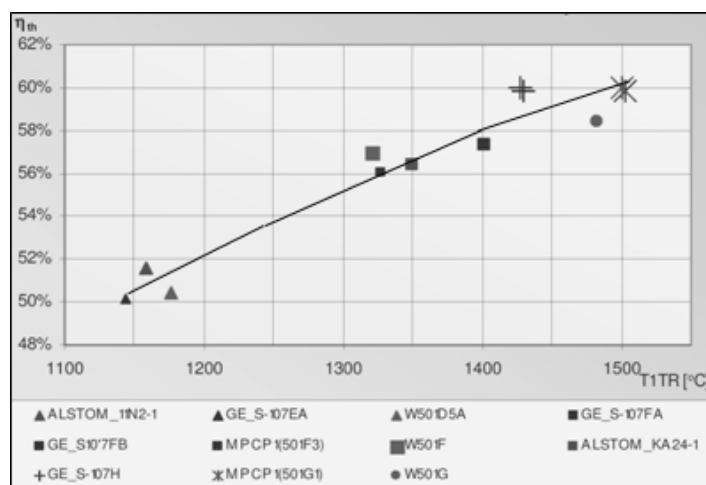


Рис. 5. Коэффициент полезного действия парогазовых турбин основных мировых производителей в зависимости от температуры газа перед турбиной [7, 10].

собственных ПГУ большой мощности. Недавно компанией ОАО «ЛМЗ» разработан проект газовой турбины мощностью 250 МВт с температурой газа на входе 1400 °С (КПД в простом цикле – 37 %, в цикле ПГУ-58 %). Предприятием ММПП «Салют» представлен проект ГТУ мощностью 350 МВт как основы ПГУ мощностью 520...550 МВт. Расчетный КПД газовой турбины составляет 41,5...42 %, а парогазовой установки – 61...62 %. Температура газа на входе в турбину – 1550...1600 °С, на выходе – 640...660 °С.

В Украине мощные ПГУ пока не получили развития, что связано с большими капитальными затратами на освоение этой технологии. В частности, в России создание инфраструктуры производства ПГУ потребовало затрат на уровне 30 млрд. долларов США. Поэтому для Украины наиболее перспективным представляется направление, связанное с освоением ПГУ малой и средней мощности. В г. Сумы на предприятии ОАО «Сумское МНПО им. М.В. Фрунзе» несколько лет назад была введена в эксплуатацию парогазовая установка расчетной мощностью около 20 МВт для собственных нужд предприятия. В 2007 г. в г. Саки (АР Крым) на ТЭЦ теплосетей была построена ПГУ-20 мощностью 20 МВт, в 2008 г. разработан проект энергоблока ПГУ-70 мощностью 74 МВт в г. Калуш Ивано-Франковской обл. Ранее были разработаны, но пока не реализованы проекты ПГУ-240 (240 МВт) в г. Измаил Одесской обл. и ПГУ-360 (360 МВт) в г. Одесса.

Успешная разработка газовой турбины UGT-110000, выполненная в ГП НПКГ «Зоря-Машпроект» (Украина) по заказу ОАО «Газпром» (Россия) в начале 90-х г.г. XX в., показала, что Украина способна проектировать и создавать газовые турбины средней мощности мирового класса. Так как украинская промышленность не имеет производственной инфраструктуры производства ПГУ большой мощности, то при создании ПГУ-162 и ПГУ-325 на основе UGT-110000, которые установлены в г. Комсомольск (Ивановская обл., Россия), использовалась промышленная кооперация с

Россией. В будущем переход к собственному производству парогазовых турбин средней мощности представляется вполне возможным. Оценки показывают, что до 80...85 % оборудования парогазовых установок (газовая и паровая турбина, электрогенератор, котел-утилизатор) могут быть произведены на предприятиях энергомашиностроительного комплекса Украины.

Большой интерес для украинской теплоэнергетики представляет использование серийных газотурбинных установок UGT-25000 мощностью 25 МВт (ГП НПКГ «Зоря-Машпроект») в качестве газотурбинной надстройки к существующим паросиловым блокам ТЭЦ или ТЭС. Эта схема реализована в Белоруссии на Березовской ГРЭС. Установка четырех ГТУ UGT-25000 перед котлом ПК-38Р позволила увеличить мощность ГРЭС с 330 до 420 МВт, при этом суммарный расход топливного газа вырос только на 5 %, а удельный расход условного топлива снизился с 370 г. до 307 г. на один кВт·час.

Для Украины весьма перспективна установка ГТЭ-60 мощностью 60 МВт, которая близка к завершению в ГП НПКГ «Зоря-Машпроект». ПГУ-85 на ее основе мощностью 85 МВт будет иметь устойчивый рынок сбыта как в Украине, так и России, где потребность в ПГУ-85 составляет в настоящее время до 100 единиц. Установка ГТЭ-60 может также использоваться в качестве газотурбинной надстройки к существующим паросиловым блокам ТЭЦ или ТЭС. Привлекательность такого способа повышения мощности (на 25...30 %) и экономичности (на 18...20 %) паросилового блока определяется малыми затратами на модернизацию существующего оборудования. В качестве пилотного проекта рассматривается модернизация Приднепровской ТЭС, на которой эксплуатируются четыре паросиловых блока ТП-90 мощностью по 150 МВт каждый, с целью преобразования их в ПГУ мощностью 220 МВт.

Большие перспективы для Украины имеет использование в установках парогазового цикла теплоты доменного газа металлургических

производств [10]. Современная технология утилизации на основе паротурбинного блока обеспечивает КПД утилизации на уровне 10...12 %. Использование в схеме утилизации ПГУ мощностью 150 МВт (например, ПГУ-150 на базе UGT-110000) даст возможность повысить КПД утилизации доменного газа до 40...45 %. Как показывают расчеты, это позволит в масштабе Украины выработать дополнительно около 2,0 ГВт·часов электрической энергии. В настоящее время общая потребность металлургического комплекса Украины в ПГУ-150 составляет до 20 единиц.

Другим важным направлением использования ПГУ на низкокалорийных газах является нефтеперерабатывающий комплекс Украины [10]. При использовании технологии глубокой переработки нефти образуются отходы переработки, которые могут быть использованы в качестве топлива в ПГУ мощностью 150 МВт, интегрированной с газификатором отходов. Использование отходов всех нефтеперерабатывающих заводов Украины позволит произвести дополнительно почти 1,5 ГВт·часов электрической энергии.

Большой интерес для мировой энергетики представляет разработка парогазовых установок, интегрированных с газификаторами угля, что позволит достигнуть значений КПД парогазовых установок 65 % и более. Их привлекательность определяется экологической безопасностью и более высокой экономичностью по сравнению с существующими пылеугольными электростанциями. Мировыми лидерами в разработке и освоении этой технологии являются США, Япония и страны Европейского Союза, разрабатывающие энергетические блоки мощностью 800 МВт.

Для широкого внедрения парогазовой технологии в Украине наряду с серьезными капиталовложениями необходимо решить ряд сложных научных проблем теплофизического плана. К ним относятся теплофизика газификации украинских углей, особенности газификации и сжигания отходов глубокой переработки нефти, термогазодинамика двухфазных газовых

потоков, разработка систем парового охлаждения лопаток газовых турбин и некоторые другие. Перспективным для Украины направлением представляется использование ГТУ средней мощности в качестве газотурбинной надстройки к существующим паросиловым блокам для преобразования их в ПГУ различной мощности.

Газотранспортная система Украины. Одним из потенциально важных объектов энергосбережения в Украине является ее газотранспортная система (ГТС). ГТС Украины была создана более 50 лет тому назад и в настоящее время степень ее изношенности составляет около 50 %. К 2008 г. более 75 % ГПА с газотурбинным приводом уже выработали свой моторесурс (100 тыс. часов) и имеют КПД от 18 до 27 %. До 2016 г.г. на ГТС Украины подлежат замене около 200 единиц газотурбинных двигателей (ГТД) - в среднем по 30 единиц в год [6]. В то же время, КПД лучших ГТД механического привода в этом классе составляет 33...38 % (рис. 6). Из-за низкого КПД ежегодный перерасход на газопроводах Украины составляет около 2,0 млрд. м³ природного газа. При общей мощности газотурбинного привода 4,6 млн. кВт (455 единиц) и среднем КПД 23 % в атмосферу выбрасываются продукты сгорания с температурой 460...580 °С, использование которых позволило бы вырабатывать несколько миллиардов кВт·часов электроэнергии в год [11].

Основными направлениями энергосбережения на компрессорных станциях ГТС Украины являются повышение КПД газотурбинного привода за счет утилизации «выхлопной» энергии газовых турбин и применение турбодетандеров [5]. Регенеративный цикл основан на установке на выходе из газовой турбины регенератора теплоты (теплообменника) для подогрева сжатого воздуха, поступающего в камеру сгорания из компрессора.

Теплофизические требования к современным регенераторам для ГТД механического привода достаточно высоки [12]: их тепловая эффективность должна составлять – 0,82...

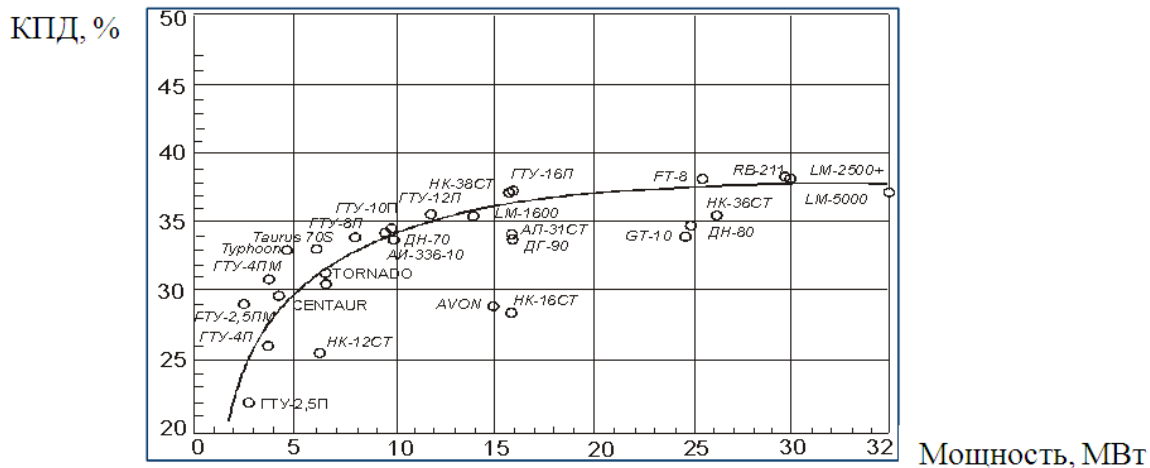


Рис. 6. Термический КПД газотурбинного привода мировых производителей [12].

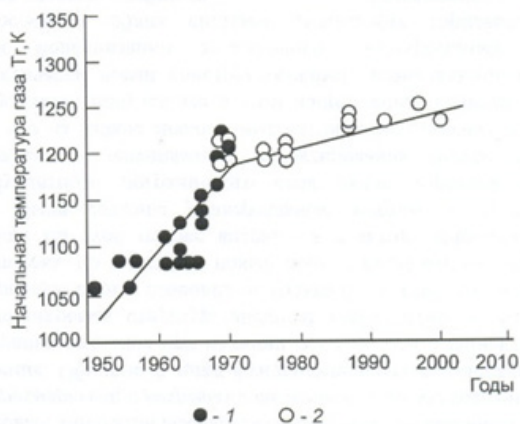
0,85, суммарные относительные потери давления должны составлять не более 4...8 %, ресурс – 60...100 тыс. часов, число циклов пуск/останов – не менее 2000...5000. Удельная массовая характеристика на киловатт тепловой мощности для новых регенераторов должна составлять 3...4 кг, а удельная стоимость – не должна превышать 40...100 долл. США.

Выбор поверхности теплообмена для регенератора ограничен эксплуатационными и технологическими требованиями [12], на данном этапе хорошо зарекомендовали змеевиковые и дисковые теплообменные элементы, а также пружинные интенсификаторы теплообмена [13]. Использование регенеративного цикла позволит повысить КПД газотурбинных двигателей до 38...41 %, что дает возможность снизить расход природного газа на технологические цели почти на 2,0 млрд. м³ в год, а ежегодные выбросы CO₂ – на 3,5 млн. тонн.

В настоящее время тепловая энергия выхлопных газов ГТД используется для целей локального теплоснабжения поселков и другой инфраструктуры вблизи компрессорной станции. В целом на нужды теплоснабжения по данным [15] используется не более 25 % от общего потенциала. Перспективным направлением использования теплоты уходящих газов является применение органического цикла Ренкина для выработки электрической энергии и холода. Данные, приведенные в работе [15], показыва-

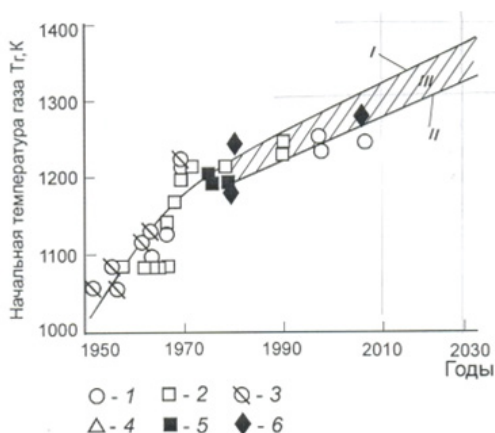
ют, что теплоты уходящих газов газовой турбины мощностью 16 МВт достаточно не только для собственных потребностей компрессорной станции, но и для ее подачи в электрическую сеть. Коэффициент полезного действия современных бинарных установок на основе цикла Ренкина (вода-бутан) при температуре выхлопных газов 500 °С может достигать 30 % при сроке окупаемости до 5 лет.

Одним из главных качеств газотурбинного привода является эксплуатационная надежность, которая определяется, главным образом, величиной температуры газа перед турбиной. Попытка быстрого наращивания входной температуры КПД в конвертированных приводных газовых турбинах на начальном этапе внедрения газотурбинного привода привела к существенному снижению ресурса газотурбинных приводов и выходу их из строя. Анализ статистических данных для газотурбинных приводов фирмы «General Electric» с ресурсом 100 тыс. часов и более (рис. 7, а) показывает, что после 1970 г. для сохранения ресурса ежегодный рост температуры снизился до 1 °С в год (до 1970 г. – 9 °С в год). И в дальнейшем, вплоть до 2030 г. (рис. 7, б) для сохранения и повышения ресурса прогнозируется слабый рост входной температуры газа (2015 г. – 1067 °С, 2020 г. – 1083 °С, 2025 г. – 1102 °С, 2010 г. – 1117 °С) [14]. Таким образом, переход на сложные циклы является одним из ос-



Изменение начальной температуры газа T_g газовых турбин мощностью менее 30 МВт производства фирмы General Electric: 1, 2 – газовая турбина выпуска до 1970 г. и после соответственно.

а)



Прогноз начальной температуры газа T_g до 2030 г.: 1 – MS3002, 2 – MS5001, 3 – MS3002R, 4 – MS5002, 5 – MS5002/1 фирмы General Electric; 6 – газовые турбины фирмы MAN Turbo; линия I – расчет по формуле Ленца (1); линия II – экстраполяция опытных данных газовых турбин General Electric производства 1970-2000 гг.; III – зона рационального температурного уровня T_g .

б)

Рис. 7. Изменение начальной температуры газа перед турбиной в газотурбинных приводах фирмы «General Electric» (а) и прогноз начальной температуры до 2030 г. (б) [14].

новых направлений повышения надежности газотурбинного привода.

Газотранспортная и газораспределительная система Украины имеют почти 1500 газораспределительных станций (ГРС) и около 30000 газорегулирующих пунктов (ГРП). При подаче газа от магистрального газопровода в распределительную сеть его избыточное давление в ГРС снижается от (5,5...7,5) МПа до (0,3...1,2) МПа и в ГРП – еще до (0,05...0,3) МПа. При среднем потреблении газа в Украине на уровне 50 млрд. м³ газа в год это позволит создать дополнительно 270 МВт электрогенерирующих мощностей, что даст ежегодную экономию до 0,7 млн. тонн условного топлива на электростанциях Украины. Анализ зарубежного опыта показывает перспективность и экономическую целесообразность использования турбодетандеров для выработки электричества на ГРС и ГРП Украины [5].

Для успешного решения этих задач необходимо решить ряд теплофизических проблем, направленных на создание теплообменных поверхностей с высокими теплогидравлическими характеристиками, оптимизацию параметров регенеративного цикла турбины и системы газовая турбина – компрессор, оптимизацию газодинамического тракта турбодетандера и цикла Ренкина, выполнить исследование термодинамических свойств перспективных рабочих тел для цикла Ренкина.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нигматуллин Р.Г. Как обустроить экономику и власть России. М.: Изд. ЗАО «Издательство «Экономика» (Россия).– 462 с.
2. Згуровский М.З. Мучительное выздоровление через кризис // «Зеркало Недели».– № 47(726).– 13 декабря 2008 г.
3. Алексеенко С.В. Теплофизические основы новых энергетических технологий.– <http://www.sibai.ru/content/view/1498/1653/>.
4. Халатов А.А., Костенко Н.В., Шихабутинова О.В. Водовугільне паливо в енергетиці України. Сучасний стан і проблеми розвитку // Вісник Академії митної служби України.– Сер. техн. науки.– 2009.– №2. С. 33-43.

5. Патон Б.Е., Халатов А.А., Костенко Д.А., Письменный А.С., Билека Б.Д. Энергетическое газотурбостроение: современное состояние и тенденции развития // К.: Изд. ИТТФ НАН Украины.– 2008.– 74 с.
6. Халатов А.А., Романов В.В., Дашевский Ю.Я. Тенденции развития систем охлаждения лопаток высокотемпературных энергетических ГТД. ч.1. Современное состояние // Промышленная теплотехника.– 2010.– № 1.– Т. 32.– С. 53-61.
7. Халатов А.А., Романов В.В., Дашевский Ю.Я. Тенденции развития систем охлаждения лопаток высокотемпературных энергетических ГТД. ч.2. Перспективные системы охлаждения // Промышленная теплотехника.– 2010.– № 2.– Т. 32.– С. 60-72.
8. Халатов А.А., Романов В.В., Борисов И.И., Дашевский Ю.Я., Северин С.Д. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил. Том 9: Теплообмен и гидродинамика при циклонном охлаждении лопаток газовых турбин. К.: Изд. ИТТФ НАН Украины.– 2010.– 317 с.
9. Халатов А.А. Теплообмен и гидродинамика в полях центробежных массовых сил. Том 7: Вихревые технологии аэротермодинамики в энергетическом газотурбостроении. К.: Изд. ИТТФ НАН Украины.– 2008.– 292 с.
10. Халатов А.А. Парогазові установки в електроенергетиці: сучасний стан і перспективи розвитку в Україні // В кн.: «Теплова енергетика. Нові виклики часу». Львів. Вид. НВФ «Українські технології», 2009.– С. 226-234.
11. Пятничко В.А., Крушиневич Т.К., Пятничко А.И. Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии с использованием пентана в качестве рабочего тела // Экотехнологии и ресурсосбережение.– 2003.– №4.– С. 3-7.
12. Халатов А.А., Костенко Д.А., Парафейник В.П., Боцула А.Л., Билека Б.Д., Письменный А.С. Компрессорные станции ГТС Украины: Концепция модернизации газотурбинного привода газоперекачивающих агрегатов // К.: Изд. ИТТФ НАН Украины.– 2009.– 52 с.
13. Сударев А.В., Халатов А.А., Сударев Б.В. Оценка и анализ технических требований к газотурбинным приводам ГПА газотранспортной системы Украины // Газовая промышленность.– № 6.– 2010.– С. 42.
14. Орберг А.Н., Сударев В.Б., Сударев Б.В., Лазарев М.В. Прогноз роста начальной температуры газа газотурбинного привода ГПА // Газовая промышленность.– № 5.– 2005.– С. 62.
15. Шварц Г.Р., Голубев С.В., Левыкин Б.П., Чесноков Ю.Н., Геворков И.Г. Утилизационные энергетические установки с органическим теплоносителем // Газовая промышленность.– 2008.– №5.– С.14.

Получено 13.10.2010 г.