

О.О. Мильман<sup>1</sup>, Н.А. Прибатурин<sup>2</sup>, В.А. Фёдоров<sup>1</sup>

ЗАО «Научно-производственное предприятие «Турбокон», Калуга, Россия (1)  
Институт теплофизики СО РАН, Новосибирск, Россия (2)

## ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК С ТУРБИНЫМИ ЭНЕРГОБЛОКАМИ

### АННОТАЦИЯ

Новые направления в энергетике [1-5], связанные с высокоэффективным производством электроэнергии развиваются на основе создания комбинированных турбинных энергокомплексов, включающих в себя не менее двух различных типов турбин (паровых, газовых, газорасширительных, газопоршневых, дизельных, гидропаровых и гидравлических). Эти комплексы позволяют использовать органическое топливо и возобновляемые источники энергии, а также водородное топливо с коэффициентом использования топлива до 85% и более только при производстве электроэнергии. В качестве рабочих тел используются как вода, начиная с 90 °С, так и сильно перегретый водяной пар до 1700 °С. Исследования, проводимые в данном проекте, связаны с изучением фундаментальных и прикладных задач в области термодинамики, неравновесных процессов горения и фазовых превращений рабочего тела, материаловедения и турбиностроения.

### 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

В настоящее время в России получила развитие лишь одна из энергоэффективных технологий на основе турбинных комбинированных энергокомплексов для производства электроэнергии с использованием органического топлива и применением двух типов турбин (газовой и паровой) - парогазовая установка с электрическим КПД до 50 % при работе паровой турбины по конденсационному циклу. В мировом энергомашиностроении уже созданы опытные парогазовые установки с электрическим КПД около 60 %. Дальнейшее увеличение КПД планируется обеспечить за счет гибридных схем с высокотемпературными топливными элементами, однако их единичная мощность (до 300 кВт) и ресурс (несколько тысяч часов) очень малы.

### 2. ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ПОКАЗАТЕЛИ

Наиболее новыми технологиями производства электроэнергии, имеющими практическое значение для энергетики и создаваемыми ЗАО НПВП "Турбокон", являются энергокомплексы, состоящие из двух типов турбин:

- 1) паровая и гидропаровая;
- 2) газовая и газорасширительная;
- 3) высокотемпературная паровая турбина с комбинированным, в т.ч. водородным топливом;
- 4) комбинированные установки с парогазовым циклом и высокотемпературной паровой турбиной.

Принципиальная схема энергокомплекса с паровой и гидропаровой турбинами для геотермальных месторождений Паужетской ГеоЭС представлена на рис. 1.

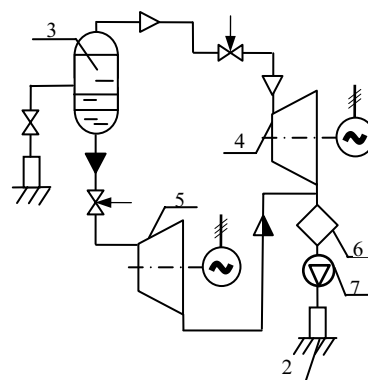


Рис. 1. Принципиальная схема электрогенерирующего комплекса с паровой и гидропаровой турбинами для геотермальных месторождений представлена: 1,2-геотермальные скважины; 3-сепаратор; 4-паровая турбина с электрогенератором; 5-гидропаровая турбина с электрогенератором; 6-конденсатор; 7-насос закачки

Принципиальная схема электрогенерирующего комплекса с газовой и газорасширительной турбинами представлена на рис. 1. Мощность газовой турбины должна быть в 2...2,5 раза меньше газорасширительной, чтобы наиболее полно утилизировать тепло на выходе из газовой турбины и достичь коэффициента использования топлива до 85% и более только при производстве электроэнергии.

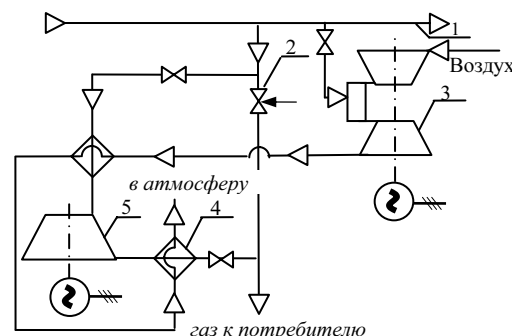


Рис. 2. Принципиальная схема электрогенерирующего комплекса с газовой и газорасширительной турбинами: 1-магистральный газопровод; 2-дроссельное устройство; 3-газовая турбина с электрогенератором; 4-подогреватель; 5-газорасширительная турбина с электрогенератором

Принципиальная схема энергокомплекса с высокотемпературной паровой турбиной представлена на рис.3. Паровой котел на органическом топливе производит пар с параметрами, ограниченными условиями прочности труб традиционных паровых котлов (т.е. с температурой до 600°C). Дальнейший перегрев пара осуществляется в пароперегревателе за счет сжигания водорода и кислорода в среде водяного пара, что позволяет поднять температуру до уровня современной газотурбинной техники (1500-1700°C). Турбина 3 содержит характерные особенности газовой и паровой турбин.

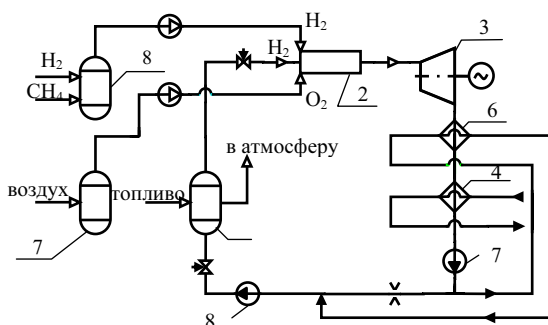


Рис. 3. Принципиальная схема энергоустановки с высокотемпературной паровой турбиной: 1 – котел; 2 – водородный пароперегреватель; 3 – паровая высокотемпературная турбина; 4 – конденсатор; 5 – охладитель пара; 6 – конденсатно-питательные насосы; 7 – система получения кислорода; 8 – система получения водорода.

Основные преимущества технологии:

- 1) отсутствие системы хранения  $H_2$  и  $O_2$  и устранение возможности мощного взрыва;
- 2) сжигание  $H_2$  и  $O_2$  в среде водяного пара;
- 3) охлаждение проточной части высокотемпературной ПТУ водяным паром;
- 4) непрерывное производство электроэнергии с КПД около 60% и 70% в ПГУ (в пересчёте на органическое топливо);
- 5) использование существующих энергетических блоков для внедрения новой технологии.

Принципиальная схема парогазовой установки с высокотемпературной паровой турбиной приведена на рис. 4. Высокая степень использования тепла органического топлива в цикле и малый расход водородного топлива (только для перегрева пара перед высокотемпературной паровой турбиной) делают этот вариант особенно эффективным.

Сравнительная эффективность энергоустановок различного типа приведена на рис. 5 в зависимости от начальной температуры рабочего тела. По оси ординат слева приведен электрический КПД в расчете на выработанную электроэнергию, а справа – коэффициент полезного использования топлива.

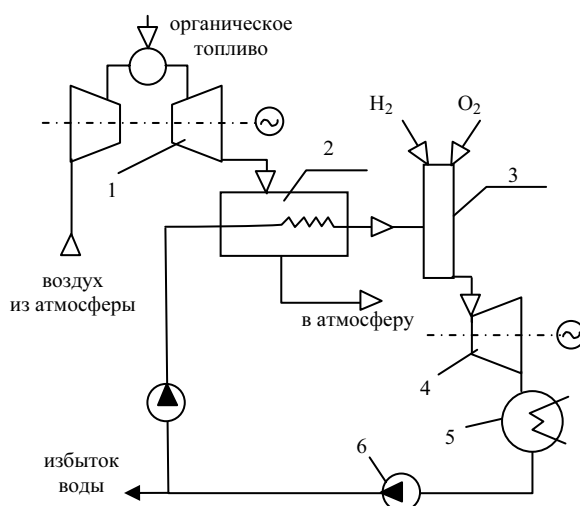


Рис. 4. Принципиальная упрощенная схема парогазовой установки с высокотемпературной паровой турбиной: 1 – ГТУ; 2 – котел-утилизатор; 3 – водородный пароперегреватель; 4 – паровая турбина; 5 – конденсатор; 6 – конденсатно-питательный насосы

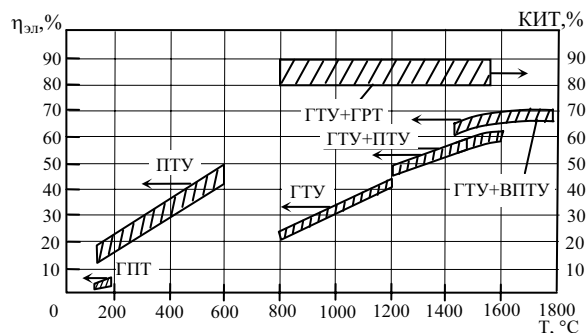


Рис. 5. Зависимость электрического КПД и КИТ энергокомплексов с турбинными установками от начальной температуры рабочего тела

### 3. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ

На рис. 6 представлены термодинамические процессы, происходящие в условно замкнутой системе: геотермальный "котел" – сепаратор – турбины – насосы (рис.1). Пароводяная смесь в сепараторе разделяется на пар и воду. Сухой насыщенный пар поступает в паровую турбину, сепарат (жидкая фаза) – в гидропаровую турбину. В паровой турбине пар, совершая работу, увлажняется ( $x > 0,85$ ). В гидропаровой турбине рабочее тело частично испаряется ( $x \leq 0,2$ ). Отработавший в двух турбинах пар конденсируется в конденсаторе и закачивается в слой земли с геотермальным рабочим телом. Использование комбинированной установки на Паужетской ГеоЭС вместо действующей в настоящее время паровой позволит увеличить электрический КПД электростанции примерно на 20 %.

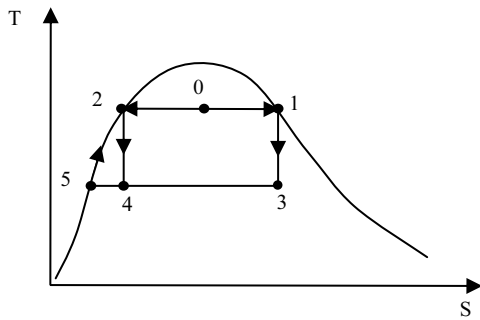


Рис. 6. Термодинамические процессы в комбинированной установке с паровой и гидропаровой турбинами: 0 – выход пароводяной смеси из геотермальной скважины; 0-1, 0-2 – разделение пароводяной смеси в сепараторе на пар и воду соответственно; 1-3, 2-4 – процесс совершения работы в паровой и гидропаровой турбинах соответственно; 3-5, 4-5 – конденсация пара в конденсаторе

Термодинамический анализ энергосберегающей технологии производства электроэнергии с использованием газовой и газорасширительной турбин (рис.2) без учета потерь на трение представлен на рис. 7.

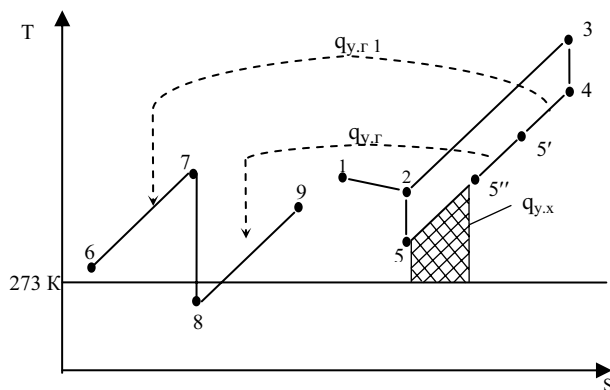


Рис. 7. Термодинамические процессы в газовой и газорасширительной турбинах (выполнены со смещением по оси абсцисс): 1-2 – частичное дросселирование газа из магистрального трубопровода перед входом в камеру сгорания с понижением температуры (с учетом кривой инверсии); 2-3 – нагрев газа в камере сгорания; 3-4 – адиабатное расширение газа в турбине; 4-5' – отвод тепла уходящих газов в теплообменнике 6; 5'-5'' – отвод тепла уходящих газов в теплообменнике 7; 5''-5 – отвод тепла уходящих газов в атмосферу; 6-7 – нагрев природного газа в теплообменнике 6; 7-8 – адиабатное расширение газа в турбине 4 с одновременным совершением работы; 8-9 – нагрев природного газа в теплообменнике 7;  $q_{y,x}$  – тепло уходящих газов

На рис. 8 представлен термодинамический цикл с высокотемпературной паровой турбиной и комбинированным использованием органического и водородного топлива (рис. 3). До точки 4 (рис. 8) нагрев рабочего тела с постоянной массой осуществляется с использованием органического топлива в традиционном паровом котле. Линия 4-5 представляет собой условно проекцию на плоскости T-S неравно-

весного процесса нагрева водяного пара с переменной массой в камере сгорания водорода и кислорода с одновременным его смешением с основным потоком водяного пара при  $P_4 \approx P'_4$ .

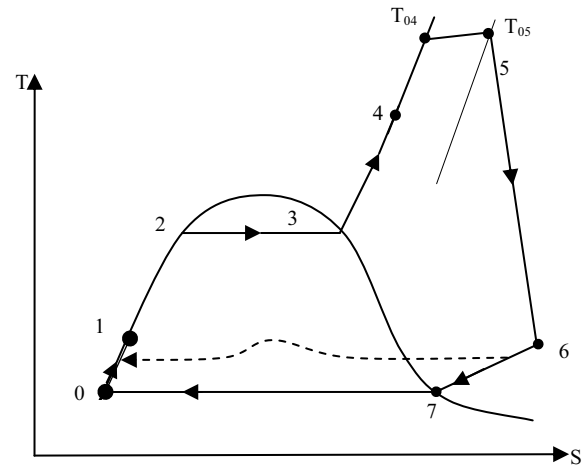


Рис. 8. Термодинамический цикл с высокотемпературной паровой турбиной и использованием комбинированного, в т.ч. водородного, топлива

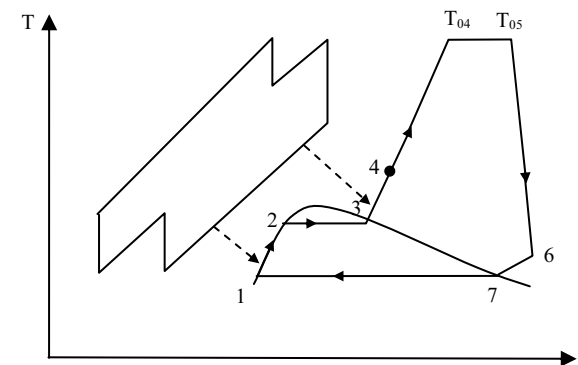


Рис. 9. Термодинамический цикл ПГУ с высокотемпературной газовой и паровой турбиной

Весьма перспективно использование высокотемпературных паровых турбин в составе парогазовых установок (см. рис. 4). Термодинамический процесс такой установки приведен на рис. 9 для варианта 2-ступенчатого сжигания и расширения в котле утилизаторе водяному пару. КПД установок такого типа превысит 64% при начальной температуре газа и пара 1500 °С. Основное преимущество цикла ПГУ с использованием водородного перегрева пара перед ПТУ – существенное уменьшение доли водородного топлива в общем балансе установки при высокой (до 90 %) эффективности его использования, при этом доля мощности ПТУ в составе ПГУ составит около половины всей мощности ПГУ. Большие перспективы открываются здесь использования насыщенного водяного пара для охлаждения проточной части высокотемпературной газовой турбины.

#### 4. ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ

В ходе проектирования и создания энергетических установок нового поколения был выявлен целый комплекс новых физических явлений и проблем как теплофизических, так и междисциплинарных.

- При создании гидропаровых турбин, когда на вход сопла турбины поступает не пар или газ, а вода, недогретая до кипения выявились задачи, связанные с расчетно-экспериментальными исследованиями адиабатно вскипающих потоков жидкости как в неподвижных соплах, так и вращающихся со скоростями до 200 м/с. Первые результаты получены в МГТУ им. Баумана, МЭИ и ИТ СО РАН.

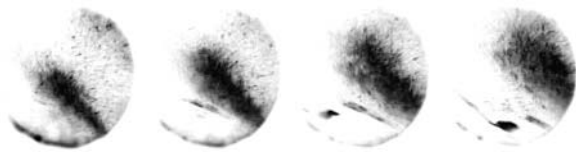


Рис. 10. Пример истечения вскипающей воды из сопла гидропаровой турбины: расход воды на одно сопло 0,29 кг/с. Вращение сопла по часовой стрелке со скоростью 532 об/мин. Время между кадрами 2 мс. Диаметр окна 150 мм. Темная область – капельное течение из вращающегося сопла

На рис. 10 представлены фотографии сопла, установленного на диске ротора турбины, сделанные высокоскоростной камерой через круглое окно в корпусе гидропаровой турбины. Срез сопла находится на кромке начала струи первого кадра. На втором кадре срез сопла повернулся по часовой стрелке вниз и вышел за пределы кадра. Темная почти прямая полоска ниже струи на втором кадре — это колесо турбины. Предварительный анализ процессов развития струи вскипающего потока позволил сделать следующие выводы. Расширение струи зависит от начальной температуры воды, чем выше температура, тем полнее раскрывается струя. Под действием центробежных сил и из-за вращательного движения расширяющегося сопла истечение двухфазного потока перестает быть осесимметричным, что требует специальных решений.

- К следующей задаче относится процесс генерации водяного пара высоких параметров ( $P > 10$  МПа,  $T_0 > 600$  °С). Достижение высоких температур, в частности, возможно за счет сжигания  $H_2$  в  $O_2$  в среде водяного пара. Расчетно-экспериментальные исследования в этом направлении начались в ИТ СО РАН и направлены на исследование характеристик горения и полноты сгорания водорода. Результаты первых экспериментальных исследований представлены на рис. 10. Из фотографий видно, что появление спутного движения водяного пара приводит к уменьшению видимого спектра пламени. Дополнительные исследования в этом направлении связаны с исследованием свойств водяного пара в области высоких параметров, охлаждения конструкций камеры сгорания при горении водорода и кислорода с температурой около 3500 °С.

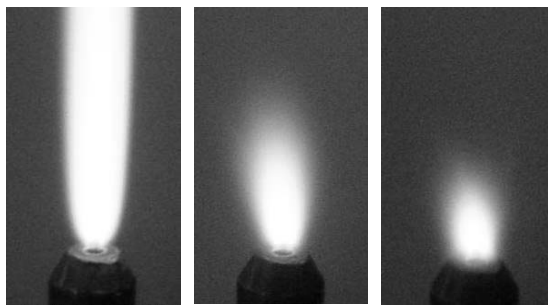


Рис. 11. Фотографии пламени при горении смеси водород + кислород в воздухе (слева) и водяном паре (центр и справа). Наличие водяного пара приводит к уменьшению длины факела горения. Величина факела зависит от массовой доли пара в воздухе. Увеличение доли пара приводит к уменьшению длины факела

- Применение в качестве рабочего тела для турбины водяного пара высоких параметров после водородного пароперегревателя позволяет использовать для охлаждения лопаток водяной пар после парового котла. В Рыбинской государственной авиационной технологической академии им. П. А. Соловьева и НПО "Сатурн" начались расчетные исследования по выбору систем комбинированного охлаждения лопаток и методик их расчета, эскизная проработка конструктивных особенностей лопаток для турбин средней мощности. Параметры рабочего тела — пара как реального газа определяются по уравнениям состояния МЭИ в вириальной форме в виде ряда.

Анализ доступных отечественных и зарубежных литературных источников позволил сделать заключение о перспективности применения при  $t_n \approx 90-1700$  °С систем пористого охлаждения. Использование в таких системах водяного пара как охладителя обеспечивает определенные преимущества, связанные с его более высокой эффективностью как охладителя и с возможностью достаточно глубокой очистки от механических примесей, что особенно важно в пористых системах охлаждения. Опыт разработки паровых систем охлаждения в диапазоне  $1300 \leq t_n \leq 1500$  °С предполагает к рассмотрению закрытую паровую и пористую паровую системы. Для рабочих лопаток, диска турбины целесообразно в паровых турбинах использовать открытые системы охлаждения с выдувом отработавшего охладителя в проточную часть.

- Высокие отношения перепадов давлений на высокотемпературной турбине с  $\pi_k \leq 10000$  и  $T_1/T_2 \leq 7,3$  приводят к необходимости создания многовальных турбин, роторы которых вращаются с различными частотами от 50 до 800 Гц, уменьшающимися по мере возрастания объемных расходов пара. Это обусловлено необходимостью избежать парциальности подвода пара, оптимизации проточной части турбины, снижения механической напряженности в роторах турбин и повышения их ремонтпригодности.

- Вероятное наличие неполного сгорания взрывоопасных газов в водородном пароперегревателе

приводит к необходимости создания высокоэффективных конденсаторов пара с конденсацией пара внутри труб или конденсаторов смешивающего типа, на характеристики которых слабо влияют неконденсирующиеся газы.

- Пульсационные процессы, тепло- и массообменные процессы при горении, в охлаждаемых рабочих лопатках турбины, в конденсаторах пара создают необходимость решения сложных сопряженных задач.

- Важным научно-техническим направлением на пути создания турбин нового поколения являются также исследования, связанные с изучением новых термодинамических циклов с использованием комбинированного топлива. Их целью является выбор и обоснование схем, обеспечивающих для парогазовых циклов достижение электрических КПД до 70 % в пересчете на органическое топливо.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, Грант № 06-08-1038.*

#### **СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ**

ГПТ – гидропаровая турбинная установка;  
ПТУ – паротурбинная установка;  
ГТУ – газотурбинная установка;

ГРТ – установка с газорасширительной турбиной;  
ВПТУ – высокотемпературная паротурбинная установка;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КИТ – коэффициент использования топлива.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. **Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Мильман О.О.** Эффективные технологии производства электро- и тепловой энергии с использованием органического топлива // Теплоэнергетика. 2003. №9. С. 19-21.
2. **Приоритетные** направления перехода муниципальных образований на самообеспечение тепловой и электрической энергии/ Е.В. Аметистов, А.И. Клименко, А.И. Леонтьев и др. Известия РАН, Энергетика. 2003. №1. С. 107-117.
3. **Федоров В.А., Мильман О.О., Федоров Е.В.** Электрогенерирующее устройство. Патент РФ на изобретение №2196907 от 31.01.01г.
4. **Мильман О.О., Федоров В.А., Брусницын Н.А.** Гидропаровая турбинная установка. Патент РФ на изобретение №2184244 от 11.09.00г.
5. **Фаворский О.Н., Леонтьев А.И., Федоров В.А., Мильман О.О.** Энергоэффективное непрерывное производство электроэнергии с комбинированным использованием органического и водородного топлива // "Водородные технологии для производства энергии": Международный форум. 2006. С. 233-235.