

## ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ СОЗДАНИИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Мильман О.О.

ЗАО Научно-производственное внедренческое предприятие «Турбокон»,  
248010, Россия, Калуга, Комсомольская роща, 43

Возможность радикального повышения температуры пара за счет сжигания водородно-кислородного топлива в смеси с водяным паром позволяет существенно повысить эффективность паротурбинного цикла. Однако низкая экономичность процесса получения водорода и технические проблемы его транспортировки и хранения существенно снижают привлекательность таких установок. Альтернативный вариант – газопаротурбинная установка ГПТУ со сжиганием природного газа и кислорода в паре высокого давления в итоге более эффективна и существенно легче в реализации (рис. 1).

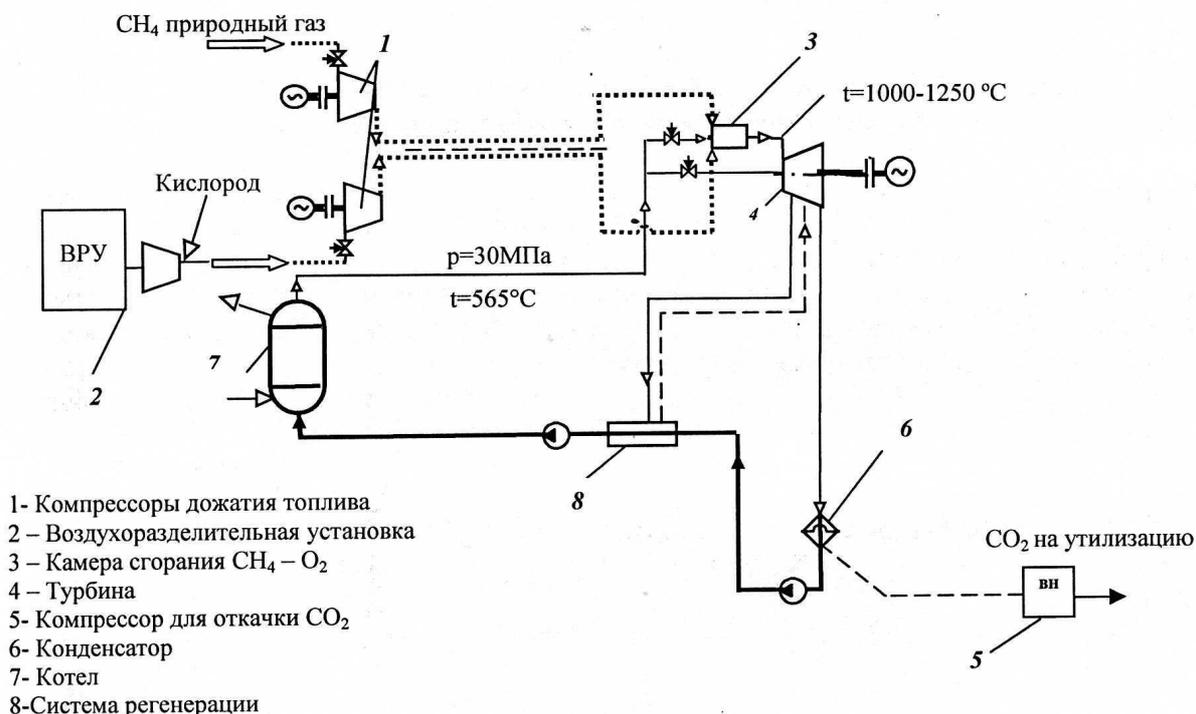


Рис. 1 – Тепловая схема перегрева пара энергоустановки с угольным котлом

— питательная вода, конденсат; — пар  
.... топливо; - - - - неконденсирующиеся газы

Определены основные технические проблемы на пути создания таких установок.

Высокотемпературная камера сгорания и система охлаждения создаются по типу газотурбинных установок. Преимущества ГПТУ – теплофизические свойства водяного пара по сравнению с воздухом: вдвое более высокая теплопроводность и теплоёмкость пара. Проблема – управления процессом горения в присутствии флегматизирующего водяного пара и кинетика химической реакции с выделением водорода (работа ИТФ СО РАН).

Проточная часть турбины при течении смеси водяного пара и CO<sub>2</sub> требует разработки новой методики расчета, но главная проблема – работа проточной части в области влажного пара, где возможно образование кислотной среды на рабочих лопатках. Высокие температуры смеси позволят избежать этой ситуации.

Система регенерации высокотемпературных газопаровых турбин будет существенно отличаться от классических ПТУ. Во-первых, она должна включать подогрев топлива CH<sub>4</sub> и O<sub>2</sub>, во-вторых, наличие неконденсирующихся газов (НКГ) в паре повлечёт за собой изменения в схе-

ме, связанные с их работой в цикле и удалением из системы регенерации. Схема такой установки разработана в ЗАО НПВП «Турбокон».

Наличие НКГ в конденсаторе в количестве до 20% по массе радикально изменяет его конструкцию: необходимо интенсифицировать процесс конденсации за счет динамического воздействия скорости на диффузионный слой НКГ вблизи трубок. Кроме того, по мере конденсации существенно уменьшаются парциальное давление пара и температура насыщения. Макет конденсатора такого типа разработан в ЗАО НПВП «Турбокон».

Связанная с этим процессом система удаления неконденсирующихся газов из конденсатора ГПТУ должна иметь большую объёмную производительность при умеренных затратах мощности на компрессор с использованием промежуточного охлаждения в системе регенерации турбины. Образовавшийся конденсат необходимо декарбонизировать, а  $\text{CO}_2$  на выходе из компрессора можно утилизировать или химически связывать. Это имеет важный экологический аспект: концентрированный выход углекислоты, которую можно полезно использовать. Эта работа ведётся в ЗАО НПВП «Турбокон».

Важная составляющая ГПТУ – система управления нового типа, включающая в АСУТП управление высокотемпературными камерами сгорания и топливной системой.

Определенная и недостаточно проработанная проблема связана с подачей топлива и кислорода в камеру сгорания высокого давления дожимными компрессорами.

Степень технологической готовности отечественного машиностроения к изготовлению ГПТУ мощностью 300 МВт существенно выше, чем ПГУ мощностью 220÷450 МВт с ГТУ большой мощности, производство которых в России отсутствует. Так, например, часть среднего давления ГПТУ-300-1000/1250 близка по размерам и технологии изготовления к ГТУ мощностью 20÷25 МВт, производимым в России.

Отметим, что коэффициент полезного действия высокотемпературной надстройки ГПТУ, где сжигается природный газ, составляет 62-66%, что выше всех действующих ПГУ.

Себестоимость электроэнергии от ГПТУ-300 с угольным котлом на сверхкритических параметрах меньше, чем от ПГУ на газовом топливе с КПД 57%, если отношение цены угля к цене газа не превышает 0,8.

Работа по тематике выполнена на основе соглашения с Минобрнауки № 14.576.21.0049 от 26.08.2014.