

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВПРЫСКА ПАРА В КАМЕРУ СГОРАНИЯ ГТУ НА ЕЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

А.А. Минор, Е.С. Болдушевский, А.А. Туболев, Н.Н. Галашов
Томский политехнический университет,
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова

Впрыск водяного пара в камеру сгорания газотурбинной установки (ГТУ) является одним из наиболее эффективных, простых и экономически выгодных способов для увеличения ее мощности и КПД, а также снижения содержания в выбросах наиболее опасных загрязняющих веществ – оксидов азота NO_x и монооксида углерода CO [1, 2]. Особенностью простейшей схемы ГТУ с впрыском пара являются безвозвратные потери очищенной и обессоленной воды в виде водяного пара, который, отработав в газовой турбине выбрасывается в атмосферу вместе с уходящими газами. В настоящее время этот вопрос решается установкой за газовой турбиной (ГТ) котла-утилизатора (КУ) для получения перегретого пара, который используется для привода паровой турбины и впрыска в камеру сгорания. На выходе газов из КУ устанавливают конденсационный теплоутилизатор, что позволяет снижать температуру и улавливать влагу из уходящих газов и этим увеличивать экономичность установки и снижать загрязнение окружающей среды, а также полезно использовать уловленную влагу. ГТУ в комплексе с КУ и системой впрыска пара в которых в газовой турбине вместе с продуктами сгорания топлива дополнительно работает впрыскиваемый в камеру сгорания (КС) пар называют газопаровыми установками (ГПУ), чтобы не путать с парогазовыми установками (ПГУ).

В [3] для исследования влияния основных параметров цикла ГТУ и впрыскиваемого в КС пара разработаны алгоритм и программа расчета тепловых схем ГПУ. Программа позволяет из подпрограмм элементов составлять и рассчитывать схемы ГПУ любой сложности. В статье [3] исследовалась схема простой ГПУ, предназначенной только для выработки электроэнергии. Показано, что впрыск пара в КС ГТУ эффективен только при температурах перед ГТ выше $900\text{ }^\circ\text{C}$. А существенный прирост КПД по отпуску электроэнергии может быть получен при температуре выше $1100\text{ }^\circ\text{C}$. При температуре $1500\text{ }^\circ\text{C}$ и степени сжатия в компрессоре выше 30 может быть получен КПД нетто выше 55 %. А при достигнутой на зарубежных ГТУ температуре $1500\text{ }^\circ\text{C}$ может быть получен КПД нетто до 57 % при степени сжатия 55. Исследования проводились при постоянной температуре впрыскиваемого пара $540\text{ }^\circ\text{C}$. Расчеты показали, что температура выходящих газов из ГТ позволяет получить перегретый пара на выходе КУ до $650\text{...}900\text{ }^\circ\text{C}$. В данной работе проведены расчеты с изменением температуры впрыскиваемого в КС ГТУ пара в пределах $525\text{...}800\text{ }^\circ\text{C}$. Для наиболее важных показателей ПГУ результаты расчетов приведены на рисунках 1–4.

На рисунке 1 видим, что максимальный диапазон изменения температуры впрыскиваемого пара может быть получен для температур пара на входе ГТ $1100\text{...}1300\text{ }^\circ\text{C}$. С ростом этой температуры диапазон сужается, достигая $525\text{...}630\text{ }^\circ\text{C}$ при температуре на входе ГТ $1700\text{ }^\circ\text{C}$.

На рисунке 2 приведена зависимость электрического КПД нетто ПГУ от степени сжатия в компрессоре, температуры газов перед ГТ и впрыскиваемого пара в камеру сгорания ГТУ. Для определения влияния температуры впрыскиваемого пара расчеты проводились для двух случаев: а) постоянная температура впрыскиваемого пара $540\text{ }^\circ\text{C}$; б) переменная температура впрыскиваемого пара. Точки на рисунке 2 соответствуют точкам на рисунке 1.

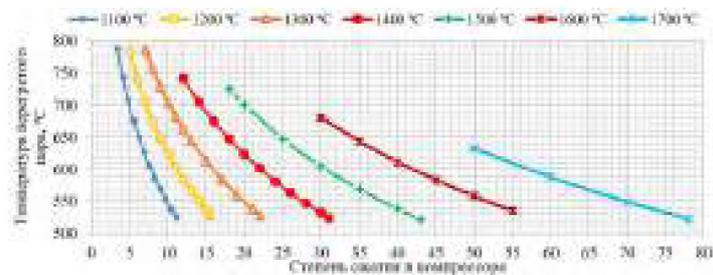


Рис. 1. Температура пара, впрыскиваемого в камеру сгорания ГТУ

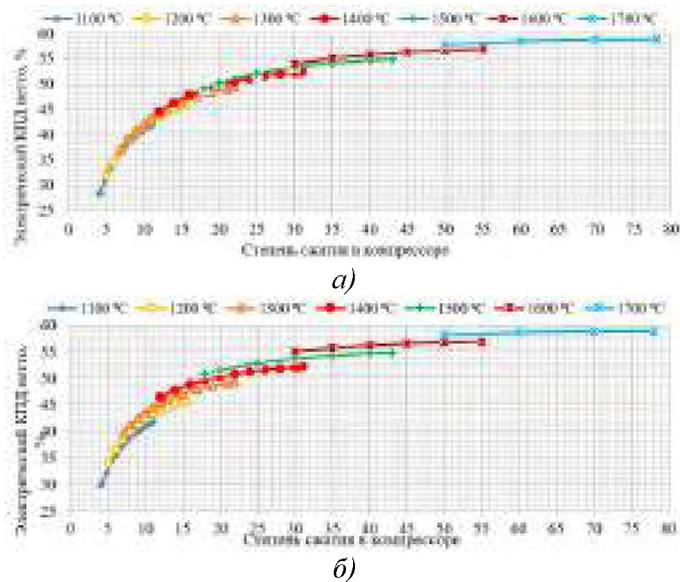


Рис. 2. Зависимость электрического КПД нетто от степени сжатия в компрессоре, температуры газов перед ГТ и впрыскиваемого пара в камеру сгорания ГТУ:
 а) температура впрыскиваемого пара 540 °С; б) переменная температура впрыскиваемого пара

Сравнение зависимостей электрического КПД нетто ПГУ при одинаковой степени сжатия в компрессоре и температуре газов перед ГТ на рисунках 2а и 2б показывает, что увеличение температуры впрыскиваемого пара увеличивает КПД при уменьшении степени сжатия от 1 % при температуре газов перед ГТ 1600 °С до 3 % при температуре газов перед ГТ 1100 °С.

На рисунке 3 приведена зависимость расхода впрыскиваемого пара в кг на кг сжигаемого топлива от степени сжатия в компрессоре, температуры газов перед ГТ и впрыскиваемого пара в камеру сгорания ГТУ.

Сравнение зависимостей расхода впрыскиваемого пара при одинаковой степени сжатия в компрессоре и температуре газов перед ГТ на рисунках 3а и 3б показывает, что увеличение температуры впрыскиваемого пара при уменьшении степени сжатия уменьшает расход впрыскиваемого пара от 3,3 до 2,8 кг при температуре газов перед ГТ 1700 °С и от 8,35 до 7,63 кг при температуре газов перед ГТ 1100 °С.

На рисунке 4 приведена зависимость коэффициента избытка воздуха в КС ГТУ от степени сжатия в компрессоре, температуры газов перед ГТ и впрыскиваемого пара в камеру сгорания ГТУ.

Сравнение зависимостей коэффициента избытка воздуха в КС ГТУ при одинаковой степени сжатия в компрессоре и температуре газов перед ГТ на рисунках 4а и 4б показывает, что увеличение температуры впрыскиваемого пара при уменьшении степени сжатия увеличивает коэффициент избытка воздуха от 1,27 до 1,38 при температуре газов перед ГТ 1700 °С и от 1,8 до 2,1 при температуре газов перед ГТ 1100 °С.

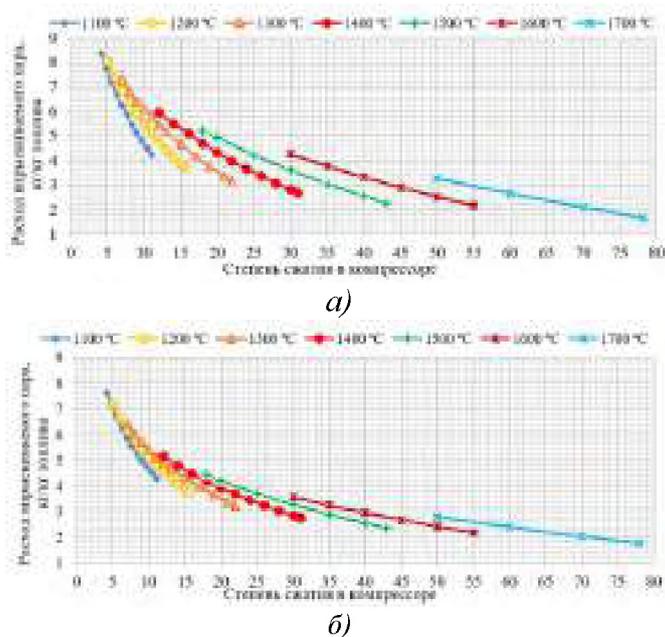


Рис. 3. Зависимость расхода, впрыскиваемого пара от степени сжатия в компрессоре, температуры газов перед ГТ и впрыскиваемого пара в камеру сгорания ГТУ:
 а) температура впрыскиваемого пара 540 °С; б) переменная температура впрыскиваемого пара

Повысить экономичность ПГУ можно используя отпуск тепла с помощью конденсационного теплоутилизатора и теплового насоса [4], а также используя паровой и органический цикл Ренкина с воздушным конденсатором, рассмотренные в [5].

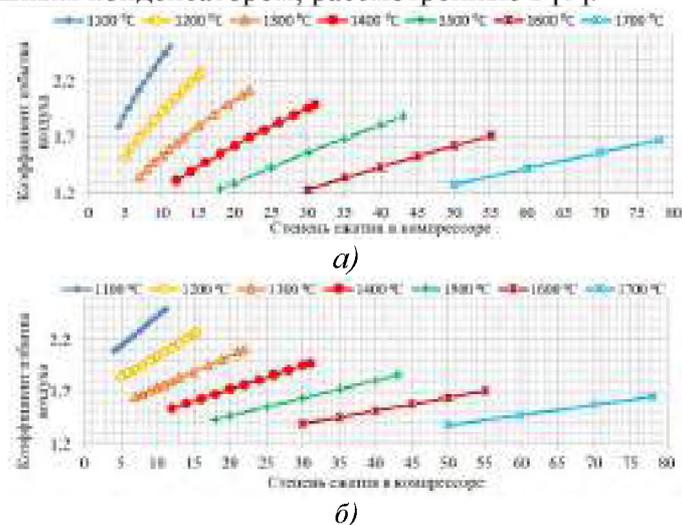


Рис. 4. Зависимость коэффициента избытка воздуха от степени сжатия в компрессоре, температуры газов перед ГТ и впрыскиваемого пара в камеру сгорания ГТУ
 а) температура впрыскиваемого пара 540 °С; б) переменная температура впрыскиваемого пара

Проведенные исследования показывают, что увеличение температуры впрыскиваемого пара более выгодно при низкой степени сжатия в компрессоре и температуре газов перед ГТ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Иванов А.А., Ермаков А.Н., Шляхов Р.А. О глубоком подавлении выбросов NO_x и CO в ГТУ с впрыском воды или пара // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2010. – № 3. – С. 119–128.
2. Комаров Е.М. Методы уменьшения эмиссии вредных веществ в камерах сгорания ГТД и ГТУ // Машиностроение и компьютерные технологии. – 2018. – № 5. – С. 9–29.

3. Галашов Н.Н., Туболев А.А., Минор А.А, Баннова А.И. Параметрический анализ схемы газопаровой установки с помощью математической модели // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, – 2021. – Т.332. – № 12. – С. 124–135.
4. Галашов Н.Н., Туболев А.А., Беспалов В.В., Минор А.А, Болдушевский Е.С. Расчет параметров схемы газопаровой установки с глубокой утилизацией и отпуском теплоты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т.333. – № 5. – С. 43–55.
5. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Параметрический анализ схемы парогазовой установки с комбинацией трех циклов для повышения КПД при работе в северных газодобывающих районах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т.330. – № 5. – С. 44–55.

Научный руководитель: доцент, к.т.н. Н.Н. Галашов, доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ ТПУ.

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЦЕНТРОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

В.Г. Горячев, А.А. Полева
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5Б94

Рассмотрены тенденции в проектировании центров обработки данных с использованием выделяемого тепла из горячих коридоров, как встраиваемое дополнение в существующую систему теплоснабжения, оценена эффективность использования тепловой энергии от ЦОД на основе данных, полученных при разработке финансового предпроект.

На сегодняшний день существует множество альтернативных источников энерго- и теплоснабжения, одним из которых является использование тепловой энергии ЦОД.

Основной процент избытков теплоты центров обработки данных составляет ИТ-оборудование, которое равно примерно 70 % от всего выделяемого тепла ЦОД (рисунок 1). Мощность центров обработки данных оценивается числом стоек серверной и их мощностью.

Существует классификация стоек по мощности:

- малой мощности – от 1 до 2 кВт,
- средней мощности – от 5 до 8 кВт,
- высокой мощности – более 100 кВт.

При этом мощность ЦОД малых размеров составляет около 300 кВт, средние ЦОД вырабатывают мощность до 1 МВт, а крупные до 5 МВт. Удельная теплота при средней мощности стойки составляет 3 кВт/м² [1, 2].

Тепло выделяемое ЦОД уходит в атмосферу, при этом средняя температура воздуха в некоторых секциях центра обработки может достигать от 25 до 45 °С [3]. Система, при которой возможно использовать тепловую энергию от ЦОД позволяет рекуперировать до 12 МВт энергии. По расчетам, полученным из зарубежных источников [3], затрата тепловой энергии при использовании рекуперативной системы снизится примерно на 30 %, а нагрузка системы центрального отопления на 6 % [3].

На базе воздушного теплового насоса встраивается система рекуперации, где воздух проходя через серверную зону нагревается и нагнетается с помощью вентиляторов в камеры-теплообменники, используется в Америке и странах Европы. Данные проекты были реализованы и работают успешно. Одним из энергоэффективных примеров является дата-центр в городе Стокгольм Bahnhof Thule. Тепловые насосы центра обработки данных берут тепловую энергию из серверной и холодоснабжения, а затем выдают энергию в систему центрального