

Разработка комбинированного теплоисточника с внешней камерой и промежуточным контуром на углекислом газе

А.Г.Бажанов, А.В. Уездин

Мордовский государственный университет им. Н. П. Огарева, Саранск

Аннотация: В работе предложена и рассчитана схема двухступенчатой газотурбинной установки с использованием углекислого газа в качестве рабочего тела во второй ступени и с использованием подогрева контура CO_2 , а также подогрева воды, направляющейся на теплофикацию. В результате были рассчитаны для турбины первой ступени: параметры продуктов сгорания топлива; параметры воздушного компрессора; параметры топливного компрессора; параметры камеры сгорания для реального цикла Брайтона; КПД турбины первой ступени; для второй ступени ГТУ: составлена принципиальная схема с использованием жидкого CO_2 в качестве рабочего тела; проведено вычисление параметров CO_2 в ключевых точках цикла Брайтона; вычислен КПД турбины второй ступени.

Ключевые слова: энергоэффективность, газотурбинная установка, углекислый газ, давление, степень повышения давления, камера сгорания, рекуператор.

Введение

В настоящее время в России активно обсуждается задача повышения энергоэффективности [1, 2]. Достижение этой цели требует последовательного прогресса в решении следующих основных задач:

– повышение эффективности воспроизводства, производства и переработки топливно-энергетических ресурсов для удовлетворения внутреннего и внешнего спроса на них;

– модернизация и создание новой энергетической инфраструктуры на основе масштабного технологического обновления энергетического сектора экономики страны;

– повышение энергетической и экологической эффективности российской экономики и энергетики, в том числе за счет структурных изменений и активизации технологического энергосбережения.

Целью данной работы является разработка способа повышения энергоэффективности газотурбинной установки:

- 1) путём повышения КПД отдельных элементов, т.е. КПД воздушного компрессора, газовой турбины и камеры сгорания.
- 2) Использование части тепловой энергии, содержащейся в выхлопных газах, для предварительного подогрева воздуха перед входом в камеру сгорания, подогрева CO_2 [3, 4].
- 3) Применение более высоких степеней давления.
- 4) Использование более высоких рабочих температур газа на входе в турбину или более низких температур на входе в компрессор.
- 5) Применение различных рабочих циклов, в том числе с использованием жидкого CO_2 [5, 6].
- 6) Применение теплофикации.

Расчет

В работе проведен теоретический расчет первой и дополнительной второй ступени газотурбинной установки (ГТУ) с использованием углекислого газа во второй ступени, создание подогрева контура CO_2 , а также подогрева воды для теплофикации [7-9]. Тепловая схема ГТУ представлена на рис. 1.

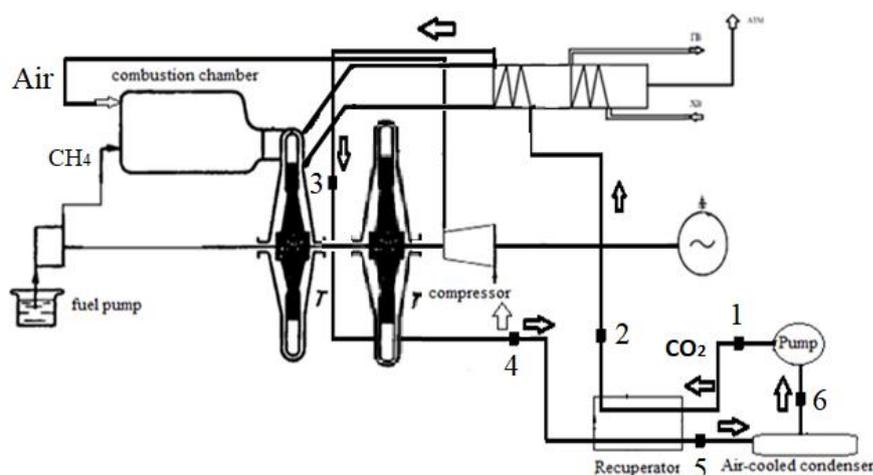


Рис. 1. – Тепловая схема ГТУ

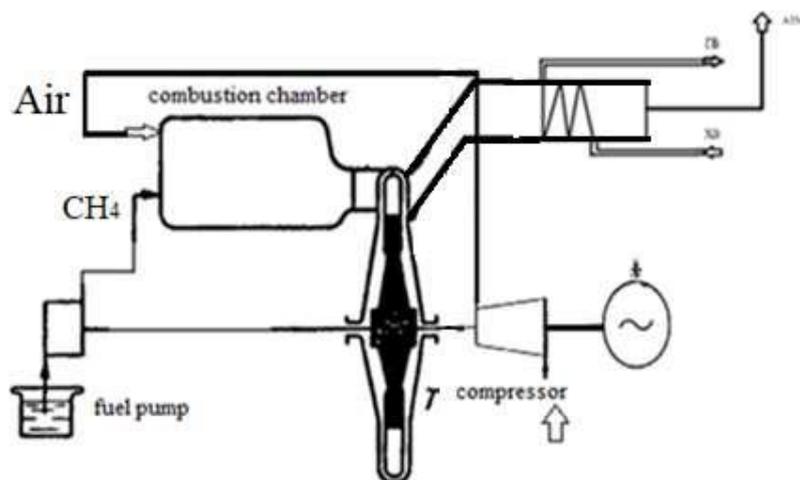


Рис. 2. – Принцип организации первой ступени ГТУ

Принцип организации первой ступени ГТУ представлен на рис. 2. На общем валу находится газовая турбина, компрессор, топливный насос и потребитель энергии. Компрессор засасывает атмосферный воздух, сжимает его до требуемого давления и направляет в камеру сгорания. Туда же топливным насосом подается газообразное топливо. Продукты сгорания, расширившись в соплах газовой турбины, попадают на лопатки турбины, производят там работу и подогревают воду для тепловой сети. Для расчета параметров ГТУ использовалась программа WaterSteamPro 6.5. Для первой ступени ГТУ использовались входные данные: температура окружающего воздуха $t_{нв} = 15^{\circ}\text{C}$; давление окружающего воздуха $P_{нв} = 1 \text{ атм}$; относительная влажность окружающего воздуха $\varphi_{нв} = 60\%$.

В результате для турбины первой ступени были рассчитаны: коэффициент использования теплоты камеры сгорания, $\eta_{кс} = 99.5\%$; внутренний относительный КПД газовой турбины $\eta_{ГТ} = 88\%$; изоэнтропный КПД топливного компрессора $\eta_{топл_к} = 85\%$, изоэнтропный КПД воздушного компрессора $\eta_{возд_к} = 87\%$. Далее рассчитаны параметры воздушного компрессора (теплоперепад в компрессоре при реальном сжатии, удельная энтальпия воздуха при реальном сжатии) для реального цикла Брайтона, параметры топливного

компрессора (теплоперепад в топливном компрессоре при реальном сжатии, удельная энтальпия топлива при реальном сжатии). В итоге, КПД турбины первой ступени составил $\eta_{ГТУ} = N_i / Q_{HP} = 50.028\%$; мощность ГТУ в расчете на 1 кг воздуха в компрессоре $N_{iB} = N_i / (L_0 + g_{Визоб}) = 0.354 \frac{MBm}{кг/с}$. Построены H-S и T-S диаграммы для цикла Брайтона первой ступени ГТУ (рис.3, 4):

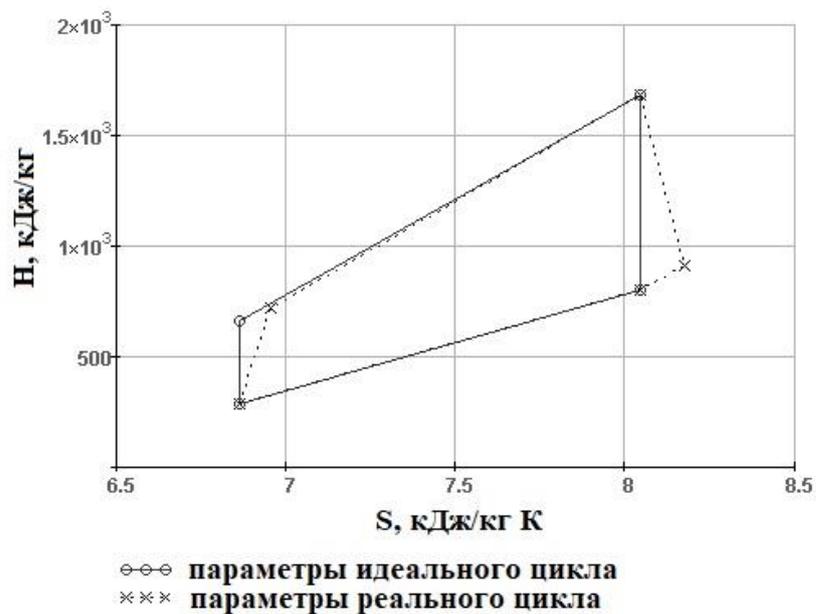


Рис. 3. – H-S схема первой ступени ГТУ

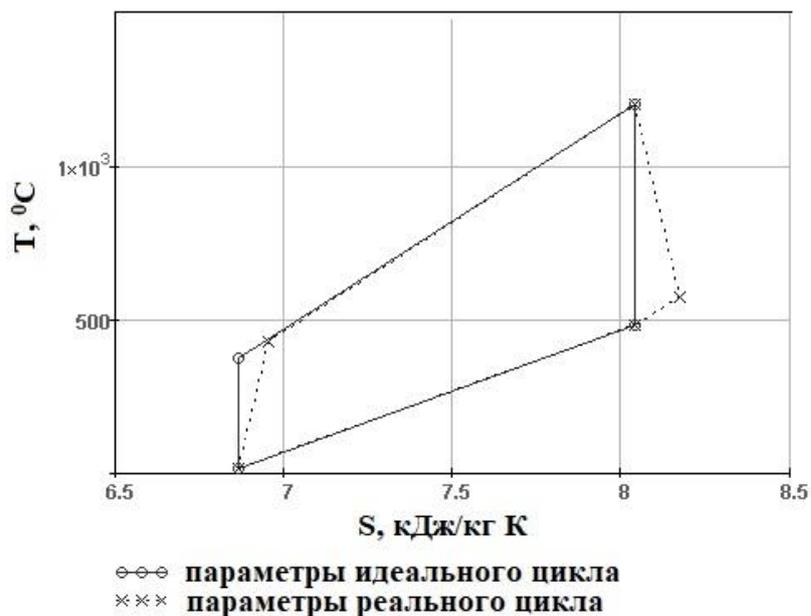


Рис. 4. – T-S схема первой ступени ГТУ

Для второй ступени разработан цикл на сверхкритическом CO_2 , который вырабатывает энергию более эффективным путем, используя тепло выхлопных газов различных установок [10]. Жидкий CO_2 с давлением выше критического (Super CO_2) закачивается насосом в предварительно нагретый рекуператор и далее поступает в теплообменник, нагреваемый отходящими газами (рис. 5) [11-13].

Далее CO_2 с высокой энергией поступает на расширение в турбину и приводит в действие генератор. Генератор производит электроэнергию для потребителей, а расширенный Super CO_2 охлаждается в рекуператоре и конденсируется в жидкость в конденсаторе.

Для второй ступени ГТУ проведено вычисление параметров CO_2 в ключевых точках цикла Брайтона; вычислен КПД турбины второй ступени.

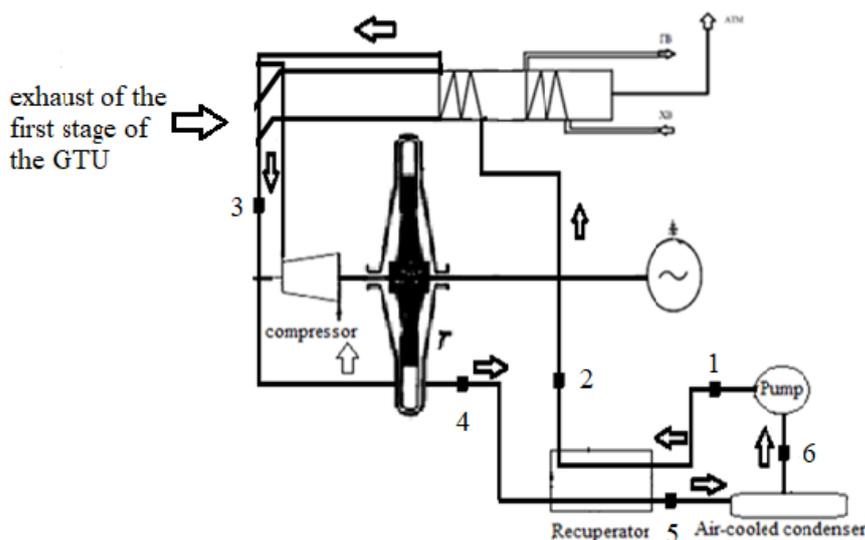


Рис. 5. Принцип организации второй ступени ГТУ

Данный цикл является конкурентным для обычных тепловых циклов, т.к имеет сопоставимый электрический КПД при гораздо более низкой стоимости капитальных затрат по сравнению с паром.

В результате, для турбины второй ступени были рассчитаны: внутренний относительный КПД паровой турбины $\eta_{oi_{n-m}} = 83\%$, КПД насоса $\eta_{oi_n} = 82\%$. Рассчитаны параметры для жидкой и газовой фазы CO_2 цикла Брайтона второй

ступени ГТУ. В итоге тепловой КПД турбины второй ступени составил $\eta_{t, ГТУ} = 50.31\%$. Далее построены T-S и H-S диаграммы для цикла Брайтона второй ступени ГТУ (рис.6, 7):

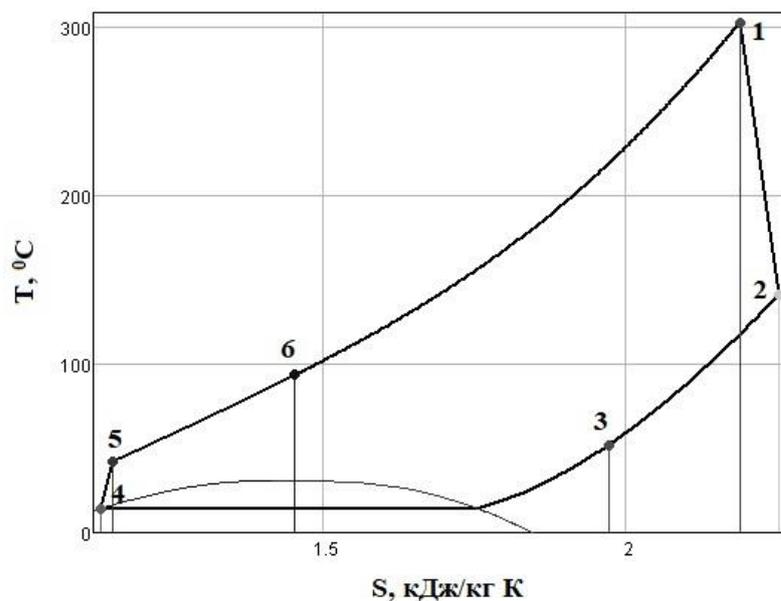


Рис. 6. T - S - схема цикла CO₂

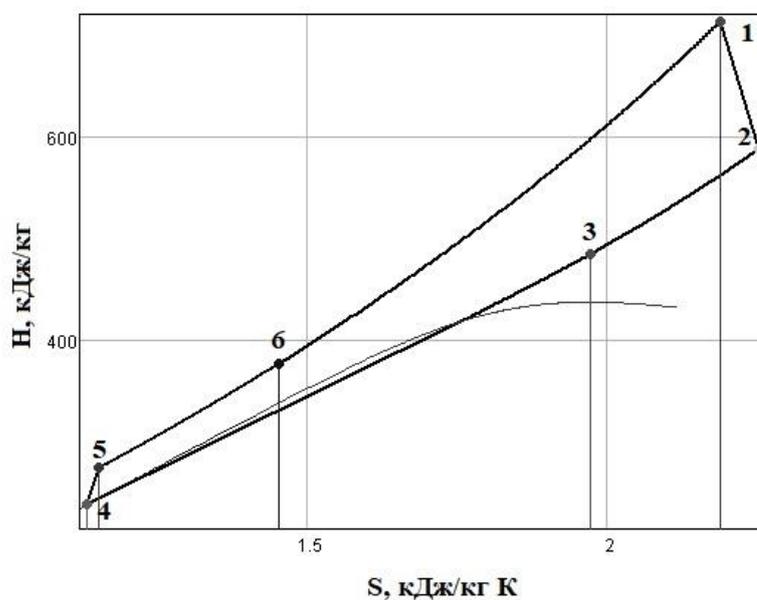


Рис. 7. H - S - схема цикла CO₂

Заключение и выводы

В работе разработана принципиальная схема двухступенчатой газотурбинной установки с использованием углекислого газа во второй

ступени, с использованием подогрева контура CO_2 , а также подогрева воды, направляющейся на теплофикацию.

Были рассчитаны:

– для турбины первой ступени: параметры продуктов сгорания топлива; параметры воздушного компрессора; параметры топливного компрессора; параметры камеры сгорания для реального цикла Брайтона; КПД турбины первой ступени;

– для второй ступени ГТУ: составлена принципиальная схема с использованием жидкого CO_2 в качестве рабочего тела; проведено вычисление параметров CO_2 в ключевых точках цикла; вычислен КПД турбины второй ступени.

Литература

1. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. №11. С. 40-52.
2. Скиба М. В. Тенденции развития рынка газотурбинных установок // Вестник СамГУ. Серия: Экономика и управление, 2015. №9. С. 156-164.
3. Баринберг Г. Д., Бененсон Е. И. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационных турбин // В сб.: Опыт создания турбин и дизелей. Свердловск: Средне-Уральское книжное изд-во, 1969. С. 97-102.
4. Буланин В. А., Буланин А. В., Лапин Е. А. Газотурбинные технологии в энергетику Белгородской области // Газотурбинные технологии 2001. №1. С. 14-16.
5. Масленников В. М., Выскубенко Ю. А., Штернберг В. Я., Смитсон Г. Р., Робсон Ф. Л., Лемон А. В., Лохон В. Т. Парогазовые

установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики. М.: Наука, 1983. 264 с.

6. Kadi R., Bouam A., Aissani S. Analyze of gas turbine performances with the presence of the steam water in the combustion chamber. *Revue des Energies Renouvelables // International Conference on Renewable Energy and Sustainable Development (ICRESO) 2007*. Tlemcen, Algeria. 2007. Pp. 327–335.

7. Александров Л.А., Григорьев Б.А., Таблицы физических свойств воды и водяного пара. М.: МЭИ, 1999. 169 с.

8. Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины. М.: МЭИ, 2002. 540 с.

9. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н., Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: МЭИ, 2002. 584 с.

10. Haselbacher H. Performance of water/steam injected gas turbine power plants consisting of standard gas turbines and turbo expanders // *International Journal of Energy Technology and Policy*. 2005. Vol. 3. No. 1/2. pp. 12-23.

11. Mathioudakis K. Evaluation of steam and water injection effects on gas turbine operation using explicit analytical relations // *Proc. of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*. 2002. Vol. 216. Issue 6. pp. 419–431.

12. Кузнецов А.А., Миндров К.А. Система отопления пола жилых и производственных помещений // *Инженерный вестник Дона*, 2018, №4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2018/5448.

13. Панов А.В., Кузнецов А.А., Черняк Н.Н. Исследование конвективных процессов в емкостных теплообменниках // *Инженерный вестник Дона*, 2015, №3 URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2015/3134.

References

1. Makarov A.A., Veselov F.V., Makarova A.S., Novikova T.V., Pankrushina T.G. *Teploenergetika*. 2017. №11. pp. 40-52.
 2. Skiba M. V. *Vestnik SamGU. Seriya: Ekonomika i upravlenie*, 2015. №9. pp. 156-164.
 3. Barinberg G. D., Benenson E. I. V sb.: *Opyt sozdaniya turbin i dizelej*. Sverdlovsk: Sredne-Ural'skoe knizhnoe izd-vo, 1969. pp. 97-102.
 4. Bulanin V. A., Bulanin A. V., Lapin E. A. *Gazoturbinnye tekhnologii*, 2001. №1. pp. 14-16.
 5. Maslennikov V. M., Vyskubenko Y. A., Shternberg V. Y., Smitson G. R., Robson F. L., Lemon A. V., Lohon V. T. *Parogazovye ustanovki s vnutriciklovoj gazifikaciej topliva i ekologicheskie problemy energetiki*. [Combined-cycle plants with intracycle gasification of fuel and environmental problems of energy]. M.: Nauka, 1983. 264 p.
 6. Kadi R., Bouam A., Aissani S. *Revue des Energies Renouvelables (International Conference on Renewable Energy and Sustainable Development (ICRESD) 2007)*. Tlemcen, Algeria. 2007. pp. 327–335.
 7. Aleksandrov L.A., Grigor'ev B.A., *Tablicy fizicheskikh svojstv vody i vodyanogo para* [Tables of physical properties of water and steam]. M.: MEI, 1999. 169 p.
 8. Truhnij A.D. *Teplofikacionnye parovye turbiny*. [Heating steam turbines]. M.: MEI, 2002. 540 p.
 9. Canev S.V., Burov V.D., Remezov A.N., *Gazoturbinnye i parogazovye ustanovki teplovyh elektrostancij*. [Gas turbine and combined cycle plants of thermal power plants]. M.: MEI, 2002. 584 p.
 10. Haselbacher H. *International Journal of Energy Technology and Policy*. 2005. Vol. 3. No. 1/2. pp. 12-23.
 11. Mathioudakis K. *Proc. of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*. 2002. Vol. 216. Issue 6. pp. 419-431.
-



12. Kuznecov A.A., Mindrov K.A. Inzhenernyj vestnik Dona, 2018, №4.
URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2018/5448.

13. Panov A.V., Kuznecov A.A., Chernyak N.N. Inzhenernyj vestnik Dona, 2015, №3. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2015/3134