

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ РЕГЕНЕРАТОРА НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАМКНУТОЙ АТОМНОЙ ГТУ С ВОДОРОДНЫМ КОМПЛЕКСОМ

Н.В. Стецов

Томский политехнический университет,
ИШЭ, НОЦ И.Н.Бутакова, гр. 5091

Научный руководитель: А.М. Антонова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ ТПУ

Возможность работы газотурбинного энергоблока с высокотемпературным гелийохлаждаемым ядерным реактором совместно с установкой, генерирующей водород, дает в перспективе существенные преимущества этой технологии для атомной энергетики.

В настоящее время наиболее распространенной схемой замкнутых ГТУ является схема с регенератором. Температура отработавших газов после турбины велика и при работе по простому циклу Брайтона бесполезно теряется большое количество теплоты. В регенеративном цикле часть этой теплоты может быть возвращена в цикл путем передачи ее от отработавшего газа газу, сжатому в компрессоре, перед его поступлением в реактор. Это позволяет повысить КПД установки без повышения начальной температуры газа перед турбиной и снизить расход топлива [6].

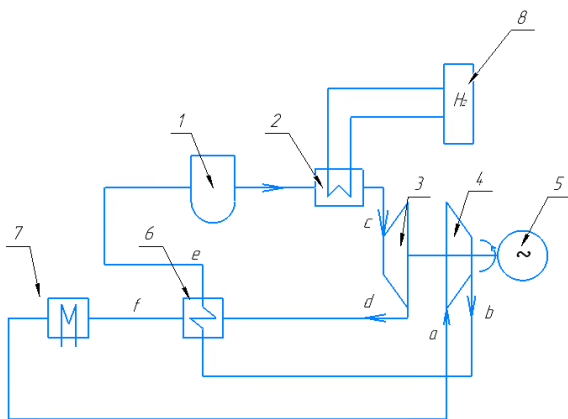


Рис. 1. Схема замкнутой атомной ГТУ с регенерацией теплоты и водородным комплексом:

- 1 – реактор; 2 – парогенератор;
- 3 – турбина; 4 – компрессор; 5 – генератор;
- 6 – электрогенератор;
- 7 – охладитель; 8 – электролизёр

В рассматриваемой одноконтурной установке рабочим телом ГТУ и теплоносителем реактора является гелий, который работает в замкнутом газотурбинном цикле с регенерацией теплоты (рис. 1). Часть теплоты, полученной в активной зоне реактора, гелий отдает в парогенераторе на генерацию высокоперегретого пара для электролизной установки водородного модуля. Подвод и отвод теплоты в аппаратах (реакторе, парогенераторе, регенераторе, охладителе) происходит в изобарных процессах с некоторыми потерями давления; процессы расширения и сжатия гелия в турбине и компрессоре носят адиабатный характер.

Для исследования показателей установки в широком диапазоне изменения исходных параметров использовалась методика расчета тепловой схемы ГТУ, реализованная в виде модели и программы в пакете электронных таблиц Excel и COOLPROP. В основе модели лежат уравнения энергетических балансов и закономерностей

адиабатных процессов расширения и сжатия газа гелия с использованием относительных внутренних КПД для учета неизоэнтропности в реальных процессах. Достоверность модели и метода расчетов проверялась ручными расчетами, погрешность расчетов не превысила 2,5 %.

Данная работа является продолжением работ [7, 8], в которых приведены результаты анализа энергетической эффективности энергокомплекса с одноконтурным энергоблоком, схема которого приведена на рис. 1. Исследовались зависимости основных характеристик газотурбинного энергоблока от степени повышения давления и степени регенерации при заданном значении потерь давления в регенераторе. Показано, что эффективность работы энергоблока

с регенератором зависит от степени регенерации σ . С увеличением σ растёт КПД энергоблока и мощность электрогенератора. Однако рост степени регенерации вызывает увеличение площади поверхности теплообмена регенератора, что ведет к росту его аэродинамического сопротивления, и, как следствие – к снижению давления гелия на входе в газовую турбину и увеличению давления на выходе из нее [6]. Это отрицательно сказывается на располагаемом теплоразрыве, мощности турбины и КПД ГТУ. Очевидно, что при повышении степени регенерации необходимо определить изменение сопротивления регенератора как с греющей, так и с нагреваемой стороны.

Целью данной работы является анализ влияния учета изменения потерь давления в регенераторе при изменении степени регенерации на характеристики энергоблока. Для определения значений управляемых параметров при проектировании установки (степени повышения давления, степени регенерации) необходимо рассчитать значения электрической мощности и других характеристик энергоблока при учете изменения сопротивления регенератора и определить оптимальное значение степени регенерации.

Для различных значений степени регенерации рассчитаны значения сопротивления регенератора. Далее по ранее использованному алгоритму проведены варианты расчёты тепловой схемы с учётом роста сопротивления регенератора при увеличении σ .

Исходные данные приняты такими же, как в [7]: температура гелия на входе в газовую турбину принята 1123 К; температура гелия на выходе из реактора равна 1223 К, на входе в турбину 1123 К; давление гелия на входе в компрессор принято равным 3,0 МПа; степень повышения давления равна 2,4. Расчёты проводились для тепловой мощности реактора, равной 200 МВт. Параметры пара, генерируемого для электролизной установки водородного модуля: давление 1 МПа, температура 800 °С.

В качестве допущения принято, что при изменении степени регенерации меняется только сопротивление регенератора, а сопротивление остальных элементов (активной зоны, парогенератора, тракта «компрессор-газовая турбина», теплообменника-охладителя, патрубков и трубопроводов) остаются неизменными и можно исключить их из рассмотрения.

Регенератор (Р) представляет собой гелий-гелиевый противоточный трубчатый теплообменник, обозначения параметров в нем показаны на рис. 2.

Зависимость коэффициента сопротивления от степени регенерации (рис. 2) имеет гиперболический характер в соответствии с формулой [6]:

$$\xi_p = \frac{\beta_p \cdot \sigma}{1 - \sigma},$$

где β_p – относительные потери давления в регенераторе, принятые в базовых расчётах равными 0,03 [6]. Зависимость сопротивления регенератора от σ приведена на рис.3; в диапазоне σ от 0,4 до 0,85 сопротивление P возрастает незначительно. Дальнейший рост σ вызывает резкое увеличение сопротивления регенератора. При достижении значения σ , равного 0,9765 потери давления с обеих сторон поверхности теплообмена регенератора становятся настолько большими, что теплоразрыв турбины оказывается равным 0.

С учётом роста сопротивлений изменяются давления перед турбиной p_c и за турбиной p_d . Следовательно, $p_c = p_b \cdot \lambda_1$, $p_d = \frac{p_a}{\lambda_1}$, где λ_1 – коэффициент потерь по тракту высокого давления $\lambda_1 = 0,95 - \xi_{p1} + \xi_{p3}$, где ξ_{p3} – сопротивления элементов схемы. Результаты вариантов расчетов сведены в табл. 1.

На рис. 4–9 приведены полученные расчётные зависимости, на них обозначены: линии красного цвета – без учёта сопротивления, линии синего цвета – с учётом сопротивления. Коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ) (с учётом электрической мощности ГТУ и тепловой мощности парогенератора, рис. 4) показывает эффективность процесса. На графике видно, что при значении степени регенерации 0,8 КИТТ составил 29 %. Дальнейший рост КИТТ обусловлен увеличением количества подводимой теплоты для производства водорода.

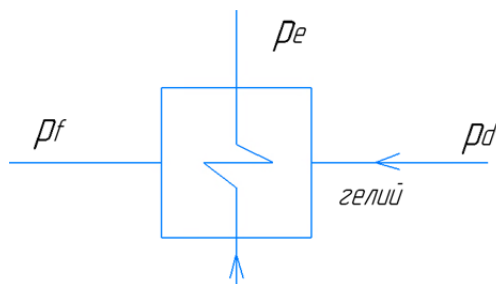


Рис. 2. Параметры гелия в регенераторе:
 p_d – давление на выходе из турбины,
 p_f – давление на входе в компрессор,
 p_e – давление на входе в активную зону

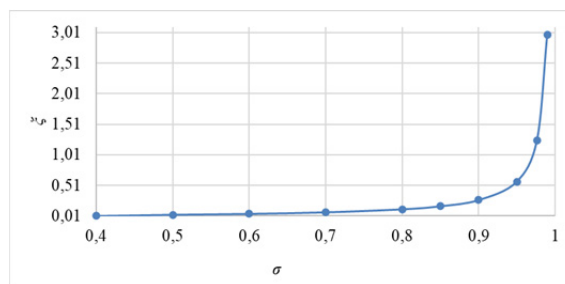


Рис. 3. Зависимость коэффициента
сопротивления регенератора
от степени регенерации

Таблица 1. Показатели ГТУ

№	σ	ξ_{pl}	λ_l	p_c , МПа	G , кг/с	H_T , кДж/кг	H_K , кДж/кг	N_p , МВт	$\Delta\eta(\text{ГТУ})$, %	КИТТ
1	0,4	0,01	0,96	69,12	62,96	1315	899	25,16	-24,13	0,210
2	0,5	0,015	0,955	68,76	67,57	1299		26,01	-26,72	0,220
3	0,6	0,0225	0,9475	68,22	72,90	1276		26,43	-30,74	0,238
4	0,7	0,035	0,935	67,32	79,16	1236		25,68	-37,74	0,259
5	0,8	0,06	0,91	65,52	86,586	1154		21,26	-52,63	0,284
6	0,85	0,068	0,90	64,92	90,84	1068		14,77	-68,52	0,297

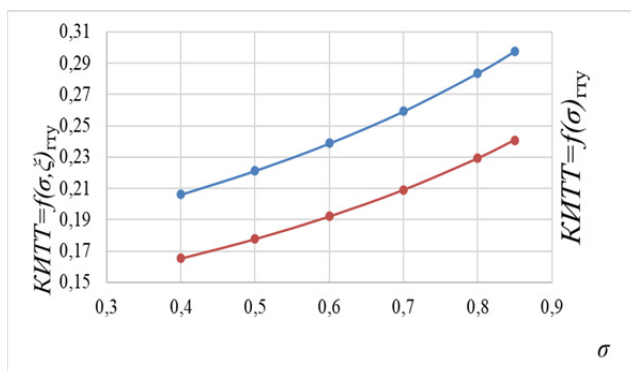


Рис. 4. Зависимость КИТТ ГТУ
от степени регенерации

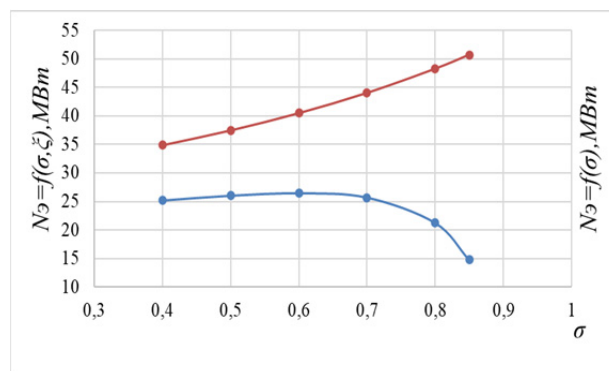


Рис. 5. Зависимость электрической мощности
от степени регенерации

Мощность установки с учётом степени регенерации для первых трёх точек имеет возрастающий характер, затем при достижении значения степени регенерации 0,7 резко снижается из-за высокого влияния сопротивления. Удельная подведённая теплота обратно пропорциональна степени регенерации (рис. 6). Зависимости расположены эквидистантно, это объясняется одинаковой степенью влияния сопротивления в каждой точке.

Увеличение расхода гелия с ростом степени регенерации (рис. 7) приводит к увеличению размеров оборудования, при этом растёт расход генерируемого пара (рис. 8).

Исходя из полученных результатов, КИТТ одноконтурного энергоблока с гелийохлаждаемым реактором в комплексе с установкой генерации водорода по технологии высокотемпературного электролиза водородным комплексом может достигать почти 30 % с учётом изменения потерь давления в регенераторе по двум трактам при степени регенерации 0,85 и степени сжатия в компрессоре 2,4. Однако следует учитывать целевое назначение установки. С точки зрения повышения эффективности генерации электроэнергии, оптимальным значением степени регенерации будет 0,6, что будет соответствовать максимальной электрической мощности.

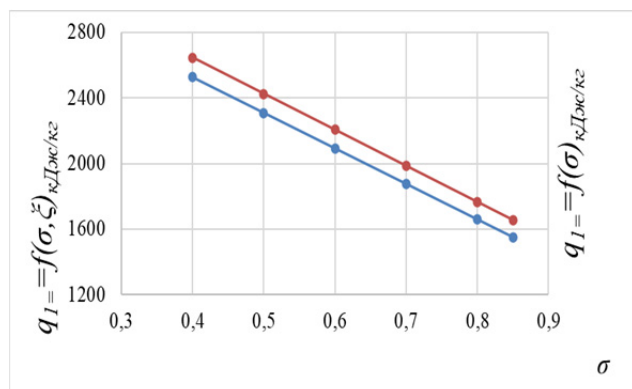


Рис. 6. Влияние степени регенерации на удельную подведённую теплоту

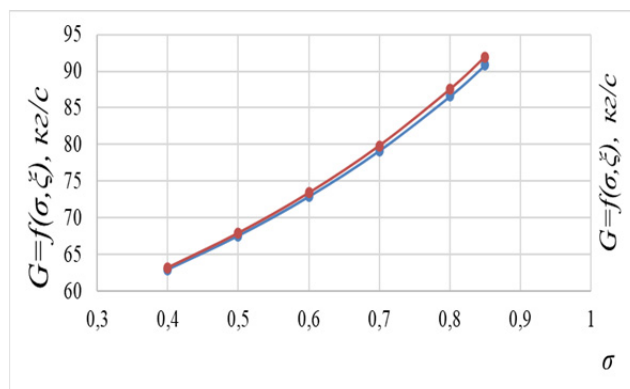


Рис. 7. Зависимость расхода гелия от степени регенерации

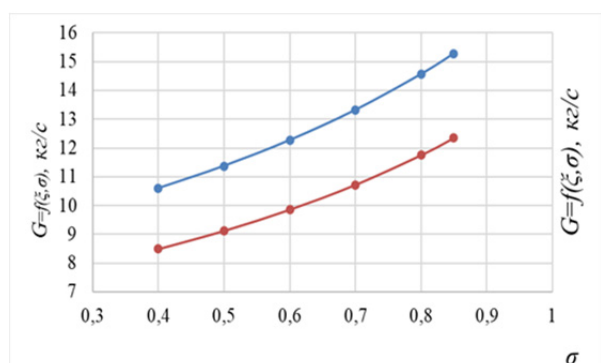


Рис. 8. Зависимость расхода пара от степени регенерации

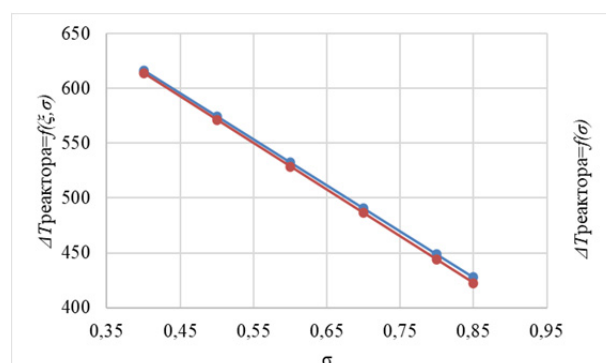


Рис. 9. Зависимость разности температур от степени регенерации

В дальнейшем планируется уточнить полученные результаты после выполнения конструкторского расчёта регенератора и определения его аэродинамического сопротивления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Филиппов С.И. др. Топливные элементы и водородная энергетика // Энергетическая политика. – 2020. – № 11 (153).
2. Xing L.Ya. et al. GTNTR300 cost reduction through design upgrade and cogeneration. Proceedings of the HTR 2014 Weihai, China, October 27-31, 2014 Paper HTR2014-21436.
3. Hiroyuki S. et al. GTNTR300 – A nuclear power plant design with 50 % generating efficiency // Nuclear Engineering and Design. 2014. – Vol. 275. P. 190–196.
4. Васяев А.В. и др. Обоснование параметров и схемно-конструктивных решений блока преобразования энергии с газотурбинным циклом в составе АЭС с ВТГР // Атомная энергия. 2005. – Т. 98, вып. 1. – С. 24–36.
5. Горюнова И.Ю. Г71 Регенераторы ГТУ: учебно-методическое пособие / И.Ю. Горюнова, И.Д. Ларионов. – Екатеринбург: Изд.-во Урал. ун-та, 2017. – 80 с. ISBN 978-5-7996-2259-6.
6. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г. Костюка. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. ISBN 978-5-383-01025-9.
7. Стецов Н.В. Анализ влияния управляемых параметров на работу замкнутой ГТУ с водородным комплексом // Бутаковские чтения: Сборник статей II Всероссийской с международным участием молодёжной конференции. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022. – С. 427–430.
8. Антонова А.М., Воробьев А.В., Стецов Н.В. Анализ влияния управляемых параметров на эффективность замкнутой ГТУ с водородным комплексом. // Энергетика: состояние, проблемы, перспективы: материалы XIII Всероссийской научно-технической конференции; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2022. – С. 51–57.