



ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА СИНТЕЗ-ГАЗ

Зверева Э.Р., Марьин Г.Е.

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

belvira6@list.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. В работе показана возможность использования Балахтинского угля для производства синтез-газа путем газификации с последующим его в газовой турбине. Целью исследования стала оценка эффективности процесса газификации Балахтинского угля и определение основных характеристик образующегося генераторного газа. Показано, что при газификации угля образуется генераторный газ со средней теплотой сгорания $4608,41 \text{ кДж/нм}^3$. В результате расчета установлено количество основных компонентов в составе продуктов газификации, коэффициент избытка воздуха, доля вводимого водяного пара, выход синтез-газа. Полученный синтез-газ может быть направлен в газовую турбину для выработки электроэнергии. В статье представлено влияние природного газа и генераторного газа, полученного при газификации Балахтинского угля на энергетические характеристики газовой турбины. Данное сравнение позволяет прогнозировать изменение энергетических характеристик ГТУ. МЕТОДЫ. Для решения поставленных задач в научной статье были использован расчетный метод исследования. В качестве объектов исследования были выбраны: Балахтинский бурый уголь и синтез-газ, полученный при газификации угля. РЕЗУЛЬТАТ. Приведены результаты расчетных исследований газификации твердого топлива в поточном газогенераторе. Представлено сравнение влияния полученного синтез-газа и природного газа на энергетические характеристики газовой турбины. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Образующийся в результате газификации синтез-газ является перспективным альтернативным топливом для газовых турбин, которое позволит сократить расход природного ископаемого топлива, снизить негативное воздействие угля на окружающую среду.

Ключевые слова: топливо; уголь; газификация; синтез газ; газогенератор; газовая турбина; энергетические характеристики.

Благодарности: Работа выполнена в рамках гранта Академии Наук Республики Татарстан на поддержку программ развития передовых инженерных школ республиканского значения «ТурбоПИШ», соглашение ИРПИШ от 19.12.2025г.

Для цитирования: Зверева Э.Р., Марьин Г.Е. Прогнозирование энергетических характеристик газовой турбины при переходе на синтез-газ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРGETИКИ. 2026. Т. 28. № 2. С. 162-171. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-2-162-171.

FORECASTING THE ENERGY CHARACTERISTICS OF A GAS TURBINE DURING THE TRANSITION TO SYNTHESIS GAS

Zvereva E.R., Marin G.E

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia

belvira6@list.ru

Abstract: Purpose. The paper shows the possibility of using Balakhtin coal for the production of synthesis gas by gasification followed by its use in a gas turbine. The purpose of the study was to evaluate the efficiency of the Balakhtin coal gasification process and determine the main characteristics of the generated generator gas. It is shown that coal gasification produces a generator gas with an average heat of combustion of 4608.41 kJ/Nm^3 . As a result of the calculation, the number of main components in the gasification products, the excess air coefficient, the proportion of water vapor introduced, and the synthesis gas output were determined. The resulting synthesis gas can be sent to a gas turbine to generate electricity. The article presents the effect of natural gas and generator gas produced during gasification of Balakhtin coal on the

energy characteristics of a gas turbine. This comparison makes it possible to predict changes in the energy characteristics of the gas turbine unit (GTU). Methods. To solve the tasks set in the scientific article, a computational research method was used. The following research objects were selected: Balakhta brown coal and synthesis gas obtained during coal gasification. Results. The results of computational studies of solid fuel gasification in a flow-through gas generator are presented. A comparison of the effect of the obtained synthesis gas and natural gas on the energy characteristics of a gas turbine is presented. Conclusion. The synthesis gas produced as a result of gasification is a promising alternative fuel for gas turbines, which will reduce the consumption of natural fossil fuels and reduce the negative impact of coal on the environment.

Keywords: fuel; coal; gasification; synthesis gas; gas generator; gasturbine; energy characteristics.

For citation: Zvereva E.R., Marin G.E. Forecasting the energy characteristics of a gas turbine during the transition to synthesis gas. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2026; 28 (2): 162-171. doi: 10.30724/1998-9903-2026-28-2-162-171.

Введение и литературный обзор (Introduction and Literature review)

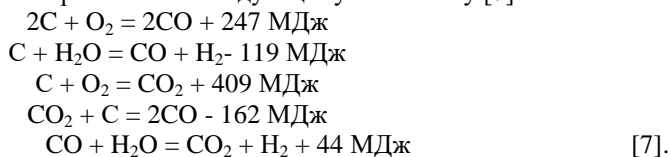
На фоне растущего глобального спроса на чистые и устойчивые энергетические системы угольная отрасль сталкивается с растущим давлением с целью снижения воздействия угля на окружающую среду. Производители ископаемого топлива сталкиваются с многочисленными проблемами, в первую очередь с операционными затратами между возобновляемыми источниками энергии и традиционными топливами. Эта ситуация может быть изменена при переработке угля, которая включает преобразование сырого угля в более ценные продукты (синтез-газ, диметилловый эфир) [1,2,3,4].

В процессе газификации происходит взаимодействие топлива с окислителями, в результате чего образуются горючие генераторные газы, которые широко используются в металлургических, печах, двигателях внутреннего сгорания, а также служат сырьём для производства ценных продуктов: водорода, аммиака, метанола [1,2,5].

На процесс газификации влияют вид газифицирующего агента, состав и размер частиц газифицируемого топлива; его теплофизические характеристики; время пребывания частиц топлива в зоне реакции; система топливоподготовки и топливоподдачи и др.[1,5,6].

Газификацию топлива проводят в газогенераторах, которые представляют собой шахту, выложенную огнеупорным кирпичом, с установленной колосниковой решеткой, на которую подается топливо. Под колосниковую решетку подаются воздух, кислород либо водяной пар. В результате газификации топлива образуется синтез-газ (генераторный газ)[1,2,5,6].

Газификация твёрдого топлива протекает по следующему механизму [7]:



Процессы газификации топлив классифицируют:

1. По синтез-газу:

1) Теплота сгорания.

- Низкая теплота сгорания (Q^p_n до 8МДж/м³). Такой синтез газ используют как топливо в газовых турбинах, котлах и в плавильных печах.

- Средняя теплота сгорания (Q^p_n до 16 МДж/м³). Используют как топливо в газовых турбинах, в качестве сырья для производства химических продуктов, водорода.

- Высокая теплота сгорания (Q^p_n более 21 МДж/м³). Используют как аналог природного газа.

2) По назначению:

в энергетике (для выработки энергии); в химической промышленности (синтез углеводородов, производство водорода и др.).

3) По сырью:

Размеры частиц топлива: крупнозернистое; мелкозернистое; пылевидные.

4) По виду дутья: воздушное, паровоздушное, кислородное, парокислородное, паровое.

5) По давлению газификации: атмосферное, среднее (до 2 МПа), высокое давление (выше 2МПа).

6) По температуре газификации: низкотемпературная (до 800°C), среднетемпературная (800–1300 °C), высокотемпературная (выше 1300 °C).

7) По способу подвода теплоты: автотермические, аллотермические [4,5,6,7].

Наиболее разработаны генераторы автотермического метода газификации, при которых тепловая энергия, необходимая для осуществления процесса, получается при сжигании части топлива в газогенераторе, КПД газификации угля составляет 50-60%. Основными недостатками такого способа газификации является низкая теплота сгорания генераторного газа [4,5,6,7].

В промышленности широко используется газификация топлива под высоким давлением, теплота сгорания образующегося синтез-газа при этом порядка 18 МДж/м³, а образование СН₄ может достигать 20 %[2,5,6,7].

Также известна газификация пылевидного топлива низкотемпературной плазмой, с образованием генераторного газа, с высоким содержанием СО, Н₂ и низким содержанием СН₄.

Широко известны технологии газогенераторы «Lurgi», «BritishGas/Lurgi» (слоевая газификация), метод «Winkler», «U-Gas», KRW, Westinghouse Corporation (кипящий слой), «Техасо» (водоугольная суспензия), «Shell», «Prenflo», «Destec», «Koppers- Totzek» (пылевое топливо) [10,11,12].

В зависимости от вида газифицируемого топлива получают синтез-газ различного состава (Табл.1).

Таблица 1
Table 1

Состав и теплоты сгорания продуктов газификации топлива
Composition and heat of combustion of fuel gasification products

Вид сырья	Состав продуктов, % по объему							Низшая теплота сгорания, МДж/м ³
	СО	Н ₂	СН ₄	Углеводороды	СО ₂	О ₂	Н ₂	
Кокс	6-7	55-60	20-25	1-2	2-3	0,5-1,0	7-9	16,0
Сланцы	16-17	38-40	20-22	2-3	14-16	0,1-0,3	4-5	15,6
Уголь	24-26	14-16	1-3	0,2-0,5	6-7	0,1-0,3	50-52	5,6
Торф	28-30	14-16	2-3	0,3-0,5	8-9	0,1-0,3	45-46	6,2
Древесина	28-30	13-15	2-4	0,3-0,5	6-7	0,1-0,3	46-47	6,1

*Источник: Контроль качества топлива на ТЭС и котельных // [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://62.182.30.44/ft/301-001582.pdf>. Дата доступа: 05.02.2026. Source: Fuel quality control at thermal power plants and boiler houses [Electronic resource]. Access mode <https://62.182.30.44/ft/301-001582.pdf>. Date of access: 05.02.2026.

На рисунке 2 представлены методы газификации твердого топлива.

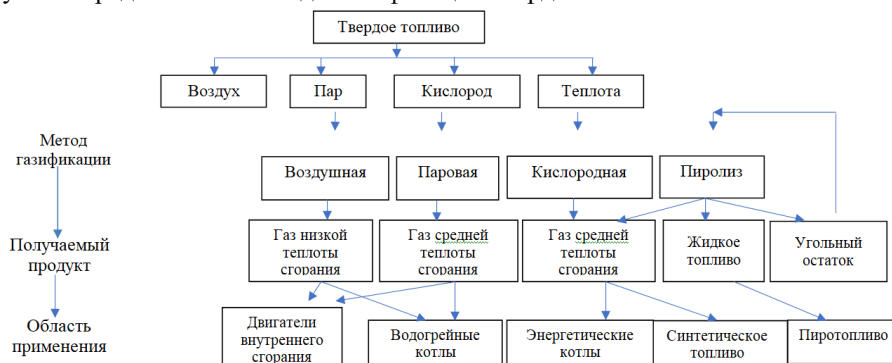


Рис.2. Классификация методов газификации твердого топлива
Fig.2. Classification of solid fuel gas ification methods

*Источник: Газификация твердого топлива // [Электронный ресурс]. Режим доступа https://techlibrary.ru/b1/2h1m1f1z1j1o1a_2h.2z._2z1f1r1d1f1f1c_2j.2j_2k1a1i1j1v1j11a1x1j2g_1t1c1g1r1e1p1d1p_1t1p1q1m1j1c1a_2010.pdf. Дата доступа: 05.02.2026. Source: Solid fuel gasification // [Electronic resource]. Access mode https://techlibrary.ru/b1/2h1m1f1z1j1o1a_2h.2z._2z1f1r1d1f1f1c_2j.2j_2k1a1i1j1v1j11a1x1j2g_1t1c1g1r1e1p1d1p_1t1p1q1m1j1c1a_2010.pdf. Date of access: 05.02.2026

Материалы и методы (Materials and methods)

В данной работе произведен расчет газификации Балахтинского бурого угля в двухступенчатом поточном газогенераторе на основе теплового баланса и допущения о достижении термодинамического равновесия на выходе из установки.

По составу сырья, коэффициенту избытка воздуха и температуре генераторного газа на выходе из газогенератора определен состав образующегося газового топлива, расход угля, воздуха и водяного пара [5,6,7,8].

В первой ступени поточного газогенератора, характеризующегося наибольшей производительностью генераторного газа, происходит полное сгорание топлива, во второй ступени осуществляется газификация топлива высокотемпературными продуктами сгорания из первой ступени реактора [6,8].

Состав получаемого генераторного газа зависит от режима работы газогенератора, расхода топлива, окислителя, водяного пара и температуры на выходе из газогенератора.

Высокая степень конверсии топлива достигается при температуре генераторного газа на выходе из газогенератора 1100–1300 °С и времени пребывания частиц в зоне газификации около 1,5–2 с. [5,6,8].

В статье приведены примеры расчета параметров процесса газификации балахтинского угля при температурах 1100 и 1300 °С.

Тепловой баланс, расчет равновесного состава газа производился по [5,6]. При расчете принято, что в аппарат поступают четыре элемента топлива: С, О, Н, N, и в результате процесса газификации образуется синтез-газ, состоящий из CO, H₂, CO₂, H₂O и N₂. В расчете задавался: состав топлива, коэффициент избытка воздуха, температура газа на выходе из газогенератора, тепловые потери [5,6,8].

По составу топлива и заданной для первой итерации массовой доле водяного пара DH₂O рассчитываются массовые доли всех элементов:

$$k = \frac{100 - D_{H_2O}}{100}; C = C^p \cdot k; H = H^p \cdot k; O = O^p \cdot k; N = N^p \cdot k; W = W^p \cdot k \quad (1)$$

Коэффициенты в условной молекуле C_nH_mOlN_q, участвующей в последующих реакциях газификации [2,5,6,7,8]:

$$n = \frac{C}{12}; m = \frac{H}{1} + \frac{2(W + D_{H_2O})}{18}; l = \frac{O}{16} + \frac{W + D_{H_2O}}{18}; q = \frac{N}{14} \quad (2)$$

Минимальный коэффициент избытка воздуха рассчитывали при условии отсутствия в продуктах реакций сажистых частиц [5,6]:

$$a_c = \frac{n - 1}{2n + 0,5m - 1} \quad (3)$$

Теоретический объем воздуха для полного сгорания топлива [2,6,8], м³/кг топлива:

$$V_0 = 0,0889 \cdot C^p + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p \quad (4)$$

Расход топлива, м³/кг:

$$V_B = a \cdot V_0 \quad (5)$$

Содержание (доля) азота в окислителе:

$$\psi = \frac{100 - Z}{Z}, \quad (6)$$

где Z, % - содержанию кислорода в окислителе

Количество генераторного газа, моль/кг:

$$M = n + 0,5 \left[m + q + \psi(n - 1) \frac{a}{a_c} \right] \quad (7)$$

Количество азота в синтез-газе, кмоль/кг:

$$M_{N_2} = 0,5q + 0,5\psi \frac{a}{a_c} (n - 1) \quad (8)$$

Количество CO₂ в синтез-газе, кмоль/кг:

$$M_{CO_2} = \frac{0,5m + n}{2(1 - K)} - \frac{1}{2} - \frac{(n - 1)}{2} \cdot \frac{a}{a_c} - 1 + \sqrt{1 + \frac{4(n - 1) \left(\frac{a}{a_c} - 1 \right) K \cdot n}{(1 - K) \left[\frac{0,5m + n}{1 - K} - l - (n - 1) \cdot \frac{a}{a_c} \right]^2}} \quad (9)$$

Где K – константа равновесия реакции $CO + H_2O = CO_2 + H_2$ при заданной температуре.

Количество CO в синтез-газе, кмоль/кг:

$$M_{CO} = n - M_{CO_2} \quad (10)$$

Количество H₂O в синтез-газе, кмоль/кг:

$$M_{H_2O} = (n - 1) \left(\frac{a}{a_c} - 1 \right) - M_{CO_2} \quad (11)$$

Количество H₂ в синтез-газе, кмоль/кг топлива:

$$M_{H_2} = 0,5m - M_{H_2O} \quad (12)$$

Объемная доля вещества в равновесном составе образующегося газа:

$$r_i = \frac{M_i}{M} \quad (13)$$

Объемный расход азота, м³/кг:

$$V_{N_2} = a \cdot (100 - Z) \quad (14)$$

Расход синтез-газа, м³/кг:

$$V_g = \frac{V_{N_2}}{M_{N_2}} \quad (15)$$

Расход компонентов синтез-газа, м³/кг топлива:

$$V_i = r_i \cdot V_g \quad (16)$$

Теплота сгорания топлива [1,2,5,6,8], ккал/кг:

$$Q^p = 81C^p + 24H^p - 26O^p \quad (17)$$

Теплота сгорания генераторного газа, ккал/кг:

$$Q' = 3020 \cdot V_{CO} + 2580 \cdot V_{H_2} \quad (18)$$

Теплота сгорания генераторного газа, ккал/нм³:

$$Q_g = 3020 \cdot r_{CO} + 2580 \cdot r_{H_2} \quad (19)$$

Тепловой эффект реакции с учетом тепловых потерь, ккал/кг топлива:

$$\Delta Q = Q^{daf} (1 - q) - Q' \quad (20)$$

где q – доля тепловых потерь.

Температура газа на выходе из газогенератора [2], °C:

$$T = \frac{\Delta Q}{c_{CO} \cdot V_{CO} + c_{H_2} \cdot V_{H_2} + c_{CO_2} \cdot V_{CO_2} + c_{H_2O} \cdot V_{H_2O} + c_{N_2} \cdot V_{N_2}} \quad (21)$$

где c_i – объемная теплоемкость i -того компонента при заданной в начале расчета температуре, ккал/м³ [6].

Температура, рассчитанная по формуле (21), должна совпадать с заданной температурой. Если расчетная температура меньше заданной, то необходимо увеличивать количество подаваемого воздуха, так как при этом повышается количество вводимого водяного пара, необходимого для достижения равновесного состава [5,6,8].

В первой ступени газогенератора осуществляется полное сжигание топлива, так как во вторую ступень воздух не подается, поэтому доли расходов топлива в первую ступень и вторую ступени равны:

$$b_1 = a, \quad b_2 = 1 - a \quad (22)$$

Методика расчета режима работы газогенератора основана на тепловом балансе и достижении термодинамического равновесия на выходе из газогенератора [2,3,4,6]. Для этого необходимо иметь достаточную температуру газификации и время пребывания частиц в зоне газификации. Ранее показано [5,6] показано, что при температуре 1000 °C и времени пребывания частиц в поточном газогенераторе 1,5 с степень конверсии оказалась 90 %.

В работе проведен расчет газификации Балахтинского бурого угля в двухступенчатом поточном газогенераторе по методике [5,6].

Балахтинский уголь является ценным энергетическим ресурсом Красноярского края. Балахтинский бурый уголь относят к маловлажным и малозольным топливам, обладающим высокой теплотой сгорания. Добывается на территории балахтинского угольного разреза,

который находится в Красноярском крае и разведанные запасы бурого угля составляют 71193 тыс.тонн. Известны Большесырское, Кызыкчульское, Пашенское и Ровненское месторождения балахтинского угольного разреза. Балахтинский уголь обладает уникальным набором полезных свойств, которые выгодно отличают его от других разновидностей бурого угля. Низшая теплота сгорания составляет порядка 20-22 МДж/кг.

Состав и характеристики Балахтинского угля представлены в таблице 2.

Таблица 2

Table 2

Технические характеристики Балахтинского бурого угля

Technical characteristics of Balakhtabrown coal

Элементный состав, мас.% на рабочую массу					Влажность, мас.%, W^P	Зольность, мас.%, A^P	Выход летучих, мас.%, V^P	Низшая теплота сгорания мас.%, Q_n^P
C^P	H^P	N^P	S^P	O^P				
80,2	5,2	2,1	0,7	11,8	4,7	18,8	31,5	20,93

**Источник: База данных по теплофизическим и термодинамическим параметрам, теплотворной способности, элементному составу, составу золы и другим характеристикам перспективных композиционных топлив // [Электронный ресурс]. Режим доступа <https://www.itp.nsc.ru/website/inst/upload/infoblock/file/4b2x6-Bazy%20dannnykh.pdf>. Дата доступа: 05.02.2026. Source: Database on thermophysical and thermokinetic parameters, calorific value, elemental composition, ash composition and other characteristics of promising composite fuels // [Electronic resource]. Access mode <https://www.itp.nsc.ru/website/inst/upload/infoblock/file/4b2x6-Bazy%20dannnykh.pdf>. Date of access: 05.02.2026*

Результаты (Results)

При расчете принимаем, что термодинамическое равновесие при температуре 1300–1400 °С достигается за 1-1,5 с, температура генераторного газа на выходе должна быть более 1100 °С. С учетом заданного времени пребывания частиц (1–2 с), и геометрических размеров установки определяют необходимый расход генераторного газа, расходы топлива в первую и вторую ступени газогенератора, воздуха и водяного пара [5,6,7,8].

Данные расчета поточного двухступенчатого газогенератора при газификации Балахтинского бурого угля (Таблица 3) при величине тепловых потерь 20 % представлены в таблице 4.

Таблица 3

Table 3

Результаты расчета газификации Балахтинского бурого угля

Calculation results of gasification of Balakhtabrown coal

Температура на выходе, °С	1100
Коэффициент избытка воздуха	0,36
Доля вводимого водяного пара, %	42
Выход синтез-газа, $\text{м}^3/\text{кг}$ топлива	6,93
Теплота сгорания синтез-газа, $\text{кДж}/\text{м}^3$	4608,41
Объемная доля CO , %	5,3
Объемная доля H_2 , %	2,84
Объемная доля CO_2 , %	11,67
Объемная доля H_2O , %	0,602
Объемная доля N_2 , %	32,85

**Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author*

Таким образом, был произведен расчет основных параметров газификации Балахтинского угля в двухступенчатом поточном газогенераторе. Синтез-газ в дальнейшем может быть направлен в газовую турбину для выработки электроэнергии.

Представленная выше методика [5,6] позволяет провести расчеты для газификации топлива перед сжиганием в газовой турбине. Для исследований выбрана газотурбинная установка GE 6FA. Математическая модель газовой турбины построена в программе АС ГРЭТ [13]. Газовые турбины могут эксплуатироваться при сжигании различных видов топливного газа: природный, попутный нефтяной газ, биогаз, тяжелое углеводородное и водородное топливо [14-16]. Тяжелые углеводородные топлива оказывают влияние на элементы газовой турбины, некоторые элементы, входящие в состав топлива приводят к образованию отложений на внутренних полостях, поэтому важно подбирать систему

топливоподготовки под каждый вид топлива. Пропуск неочищенного топлива, даже в малых количествах может привести к повреждению компонентов горячего тракта ГТУ.

В проведенном исследовании представлено сравнение синтез-газа и природного газа, данное сравнение позволяет прогнозировать изменение энергетических характеристик при работе газовой турбины (рис.3,4,5).

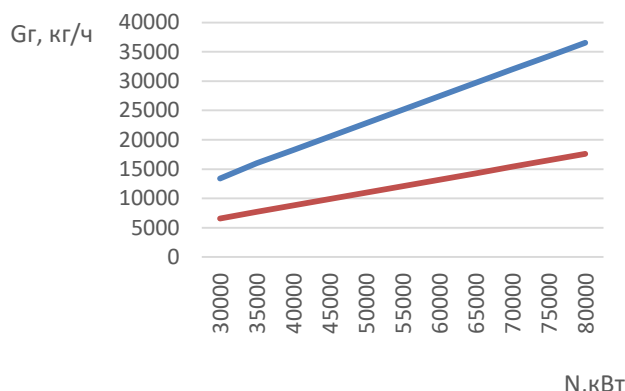


Рис. 3. Зависимость расхода топливного газа от генерируемой мощности *Fig. 3. Dependence of fuel gas consumption on the generated power*

*Источник: Составлено авторами. Source: compiled by the author

На рисунке 3 показано изменение расхода топливного газа, в связи с низкими энергетическими характеристиками расход синтез газ практически в 2 раза выше природного газа. Важно отметить, что стандартная система топливоподготовки не рассчитана такие большие расходы, поэтому необходимо провести либо модернизацию подающих топливопроводов, либо проводить подмешивание синтез-газа к природному газу.

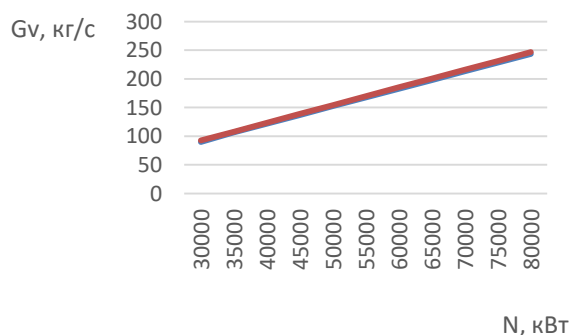


Рис. 4. Зависимость отработавших газов от генерируемой мощности турбины *Fig. 4. Dependence of exhaust gases on the generated turbine power*

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

На рисунке 4 представлена зависимость расхода отработавших газов турбины, важно отметить, что расход практически совпадает. Это обусловлено сохранением геометрии проточной части компрессора и турбины.

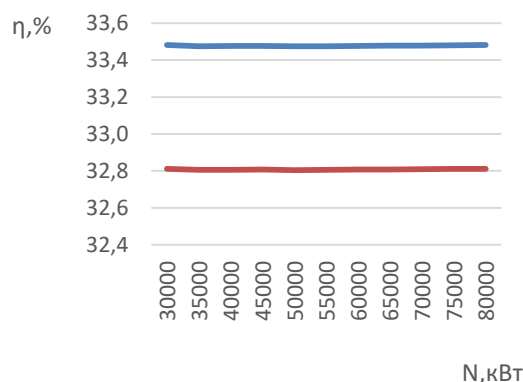


Рис. 5. Зависимость эффективного КПД от генерируемой мощности турбины *Fig. 5 Dependence of effective efficiency on the generated turbine power*

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author

На рисунке 5 представлена зависимость эффективного КПД от генерируемой мощности, для синтез-газа происходит снижение КПД, это обусловлено увеличением расхода топливного газа.

Заключение (Conclusions)

Газификация Балахтинского бурого угля в двухступенчатом поточном газогенераторе является технически реализуемым процессом, в результате которого формируется низкокалорийный синтез-газ со средней теплотой сгорания 4608,41 кДж/нм³. Расчетным путем для заданных условий (температура 1100 °С) определены ключевые параметры процесса: коэффициент избытка воздуха 0,36, доля вводимого водяного пара 42%, а также выход и равновесный состав генераторного газа. Полученный синтез-газ может рассматриваться в качестве альтернативного топлива для газотурбинных установок. Сравнительный анализ работы турбины на синтез-газе и природном газе показал, что переход на угольный генераторный газ приведет к значительному (почти двукратному) росту объемного расхода топлива для выработки эквивалентной мощности, что потребует адаптации системы топливоподготовки. Это также обуславливает некоторое снижение эффективного КПД установки. При этом расход отработавших газов через турбину остается практически неизменным благодаря сохранению геометрии проточной части.

Литература

1. Зверева Э.Р., Шаронова Е.В., Лаптев А.Г. Расчет процесса газификации угля в неподвижном и псевдооживленном слое // Э.Р. Зверева, Е.В. Шаронова, А.Г. Лаптев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2005. №5-6. С.3-10.
2. Козлов А.Н. Обзор современных тенденций развития технологий газификации твердых топлив // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2021. № 1. С. 130-148.
3. Дремичева Е.С., Зверева Э.Р., Бурганова Ф.И., Зверев Л.О. Перспективы технологии совместного сжигания биомассы и угля на объектах энергетики // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 1. С. 119-130.
4. Khedkar R.S., Khonde R.D., Meshram P Valorization of waste fruit peels: a computational study on prediction of gasification product composition / R.S.Khedkar, R.D.Khonde, P. Meshram//ChemChemTech. 2024. Т. 67. № 6. С. 127-134.
5. Газогенераторные технологии в энергетике: монография / А.В. Зайцев, А.Ф. Рыжков, В.Е. Силин [и др.]; под ред. А.Ф. Рыжков.–Екатеринбург: Сократ, 2010.–612 с.
6. Никитин А.Д., Худякова Г.И., Рыжков А.Ф. Методика расчета режима работы двухступенчатого поточного газогенератора //Теплотехника и информатика в образовании, науке и производстве: сборник докладов VI Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (ТИМ'2017) с международным участием. Екатеринбург, 11–12 мая 2017 года. С. 87-91. https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/52434/1/978-5-9908685-0-2_2017_24.pdf
7. Шафорост, Д.А. Математическое моделирование процесса газификации твердого топлива /Д.А. Шафорост, А.П. Савостьянов, Н.Н. Ефимов, Н.В. Федорова, С.В. Скубиенко //Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2009. №1. С.64-68. <https://cyberleninka.ru/article/n/matematicheskoe-modelirovanie-protsessagazifikatsii-tverdogo-topliva>.
8. Берг И.А., Гордеев С.И., Кисельников А.Ю., Худякова Г.И., Худяков П.Ю. Моделирование процессов тепло – массопереноса для разработки аппарата вихревой газификации твердых топлив малой производительности // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 6. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=15350> (дата обращения: 05.02.2026).
9. Баскаков, А.П. Физико-химические основы тепловых процессов / А.П. Баскаков, Ю.В. Волкова. – М.: Теплотехник, 2013. – 173 с.
10. Dubinin, A.M. Filling impeded circulating fluidized bed reactor for methane steam reforming optimum parameters / A.M. Dubinin, S.E. Shcheklein, V.G. Tuponogov, M.I. Ershov, Yu.A. Kagramanov //International Journal of Hydrogen Energy, IJHE, 2015. № 13-14. С. 177-178. <https://cyberleninka.ru/article/n/optimalnye-parametry-reaktora-s-zatormozhennym-nasadkoj-tsirulyatsionnym-psevdozhizhennym-sloem-dlya-parovoy-konversii-metana>
11. Hernandez, J. Gasification of biomass wastes in an entrained flow gasifier: Effect of the particle size and the residence time / J. Hernandez et al. // Fuel Processing Technology. 2010. Vol. 91. P. 681–692.
12. Kiso, F. A simulation study on the enhancement of the shift reaction by water injection into a gasifier / F. Kiso, M. Matsuo // Energy. – 2011. – Vol. 36. – P.4032–4040.

13. Ланцева, В.Ю. Оценка эффективности газификации угля марки для использования в парогазовых установках /В.Ю.Ланцева, Е.А.Гусева, Константинова, М.В.Жуматов, А.Б. Ахмедов,М.И. Дусназарова// Уголь. 2025. № 6 (1194). С. 109-113.

14.Новоселова,М.С. Перспективы использования синтез-газа в газотурбинных установках / М. С. Новоселова, Г. Р. Мингалеева, Г. Е. Марьин, А. В. Титов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26. № 1. С. 131-143.

15.Марьин, Г. Е. Критерии выбора составов топлив при их сжигании в газотурбинных установках с незначительными переделками топливной системы / Г. Е. Марьин, Б. М. Осипов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24, № 2(151). – С. 356-365.

16.Marin, G. E. A study on the operation of a gas turbine unit using hydrogen as fuel / G. E. Marin, D. I. Mendelev, B. M. Osipov // Journal of Physics: Conference Series : International Conference on Aviation Motors, ICAM 2020, Moscow, 18–21 мая 2021 года. Vol. 1891. – IOP Publishing Ltd: IOP Publishing Ltd, 2021. – P. 012055. – DOI 10.1088/1742-6596/1891/1/012055.

Авторы публикации

Зверева Эльвира Рафиковна – д-р техн. наук, профессор кафедры «Энергетическое машиностроение» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ), г. Казань, Россия. E-mail: 6elvira6@list.ru.

Марьин Георгий Евгеньевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Энергетическое машиностроение» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ), г. Казань, Россия. E-mail: george64199@mail.ru.

References

1. Zvereva E.R., Sharonova E.V., Laptev A.G. Calculation of the coal gasification process in a fixed and fluidized bed / E.R. Zvereva, E.V. Sharonova, A.G. Laptev // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Energy problems. 2005. No. 5-6. pp. 3-10.

2. Kozlov A.N. Review of modern trends in the development of solid fuel gasification technologies // Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Energy. 2021. No. 1. pp. 130-148.

3. Dremicheva E.S., Zvereva E.R., Burganova F.I., Zverev L.O. Prospects for the technology of joint combustion of biomass and coal at energy facilities // News of higher educational institutions. Energy problems. 2021. Vol. 23. No. 1. pp. 119-130.

4. Khedkar R.S., Khonde R.D., Meshram P. Valorization of waste fruit peels: a computational study on prediction of gasification product composition / R.S. Khedkar, R.D. Khonde, P. Meshram // ChemChemTech. 2024. Vol. 67. No. 6. pp. 127-134.

5. Gas generator technologies in the energy sector: a monograph / A.V. Zaitsev, A.F. Ryzhkov, V.E. Silin [et al.]; edited by A.F. Ryzhkov. Yekaterinburg: Sokrat Publ., 2010. 612 p.

6. Nikitin A.D., Khudyakova G.I., Ryzhkov A.F. Methodology for calculating the operating mode of a two-stage in-line gas generator // Thermal engineering and computer science in education, science and production: a collection of reports of the VI All-Russian Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists (TIM'2017) with international participation. Yekaterinburg, May 11-12, 2017. pp. 87-91. https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/52434/1/978-5-9908685-0-2_2017_24.pdf

7. Shaforost, D.A. Mathematical modeling of the solid fuel gasification process / D.A. Shaforost, A.P. Savostyanov, N.N. Efimov, N.V. Fedorova, S.V. Skubienko // News of higher educational institutions. The North Caucasus region. Technical sciences. 2009. No. 1. pp. 64-68. <https://cyberleninka.ru/article/n/matematiceskoe-modelirovanie-protssesa-gazifikatsii-tverdogo-topliva>

8. Berg I.A., Gordeev S.I., Kisel'nikov A.Yu., Khudyakova G.I., Khudyakov P.Yu. Modeling of heat and mass transfer processes for the development of a vortex gasification apparatus for low-capacity solid fuels // Modern problems of science and education. 2014. No. 6. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=15350> (date of reference: 02/05/2026).

9. Baskakov, A.P. Physico-chemical foundations of thermal processes / A.P. Baskakov, Yu.V. Volkova. – М.: Teploteknik, 2013. – 173 p.

10. Dubinin, A.M. Filling impeded circulating fluidized bed reactor for methane steam reforming optimum parameters / A.M. Dubinin, S.E. Shcheklein, V.G. Tuponogov, M.I. Ershov,

Yu.A. Kagramanov // International Journal of Hydrogen Energy, IJHE, 2015. No. 13-14. pp. 177-178. <https://cyberleninka.ru/article/n/optimalnye-parametry-reaktora-s-zatormozhennym-nasadkoy-tsirkulyatsionnym-psevdozhizhennym-sloem-dlya-parovoy-konversii-metana>

11. Hernandez, J. Gasification of biomass wastes in an entrained flow gasifier: Effect of the particle size and the residence time / J. Hernandez et al. // Fuel Processing Technology. 2010. Vol. 91. pp. 681–692.

12. Kiso, F. A simulation study on the enhancement of the shift reaction by water injection into a gasifier / F. Kiso, M. Matsuo // Energy. – 2011. – Vol. 36. – pp. 4032–4040.

13. Lantseva, V.Y. Evaluation of the efficiency of gasification of grade coal for use in combined-cycle gas installations / V.Y. Lantseva, E.A. Guseva, Konstantinova, M.V. Zhumatov, A.B. Akhmedov, M.I. Dusanarova // Coal. 2025. No. 6 (1194). pp. 109-113.

14. Novoselova, M.S. Prospects of using synthesis gas in gas turbine installations / M.S. Novoselova, G.R. Mingaleeva, G.E. Maryin, A.V. Titov // News of Higher educational institutions. Energy problems. 2024. Vol. 26. No. 1. pp. 131-143.

15. Maryin, G.E. Criteria for the selection of fuel compositions during their combustion in gas turbine installations with minor alterations to the fuel system / G.E. Maryin, B.M. Osipov // Bulletin of the Irkutsk State Technical University. – 2020. – Vol. 24, No. 2(151). – pp. 356-365.

16. Marin, G.E. A study on the operation of a gas turbine unit using hydrogen as fuel / G.E. Marin, D.I. Mendeleev, B.M. Osipov // Journal of Physics: Conference Series : International Conference on Aviation Motors, ICAM 2020, Moscow, May 18-21, 2021. Vol. 1891. – IOP Publishing Ltd, 2021. – P. 012055. – DOI 10.1088/1742-6596/1891/1/012055.

Authors of the publication

Elvira R. Zvereva – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.
Email: 6elvira6@list.ru.

George E. Marin – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.
Email: george64199@mail.ru.

Шифр научной специальности: 2.4.5. Энергетические системы и комплексы.

Получено **13.03.2026 г.**

Отредактировано **24.03.2026 г.**

Принято **14.04.2026 г.**