

УДК 662.7

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ ПОТОКЕ O_2/N_2 И O_2/CO_2 С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Донской Игорь Геннадьевич,
donskoy.chem@mail.ru

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

Актуальность исследования связана с обостряющимися вопросами регулирования углеродных выбросов при сжигании твердого топлива и повышением экологических требований к теплоэнергетическим станциям.

Цель: с помощью математического моделирования исследовать перспективы рециркуляции CO_2 на угольных электростанциях с внутрицикловой газификацией, провести анализ эффективности процесса газификации топлива в условиях *oxyfuel*, определить оптимальные режимы переработки каменного угля и оценить возможность реализации этих режимов с точки зрения технологических ограничений.

Объект: процесс газификации угольной пыли в дутье с разным составом и начальной температурой.

Метод: математическое моделирование процесса термохимической конверсии угольной пыли в одномерной стационарной постановке.

Результаты. Построены расчетные зависимости характеристик процесса газификации (химический КПД, температура выходящего газа) от удельного расхода дутья ($\alpha=0,1-0,7$), концентрации кислорода в нем (20–30 %) и начальной температуры (373–1373 К) для смесей O_2/N_2 и O_2/CO_2 . Определены оптимальные значения удельных расходов и максимальные значения химического КПД во всем диапазоне параметров. Оценен вклад теплофизических и реакционных свойств газа в изменение химического КПД процесса при смене состава дутья. Для исследования эффективности нагрева дутья используется критерий, учитывающий внешний подвод теплоты. Анализ показывает, что перегрев воздушного дутья не дает положительного эффекта на состав продуктов газификации из-за существования жестких стехиометрических ограничений; перегрев углекислотного дутья позволяет не только повысить химический КПД, но и улучшить стабильность процесса при низких значениях удельного расхода дутья.

Ключевые слова:

Газификация, уголь, *oxyfuel*, высокотемпературное дутье, математическое моделирование, химический КПД.

Введение

Прогнозы производства и потребления энергии (например, [1, 2]) единогласны в вопросе главенствующей роли органического топлива в мировом энергобалансе, как минимум до середины века, однако есть серьезные основания полагать, что качественно ситуация не изменится намного дольше. Продолжающаяся дискуссия о причинах глобальных климатических изменений, обнаруженных после промышленной революции и тщательно изучаемых последние полвека [3], заостряет вопросы ограничения на выбросы парниковых газов. Предложенные способы борьбы с выбросами можно разделить на превентивные, такие как повышение технической эффективности использования углеродсодержащих топлив, снижение доли сжигания за счет увеличения мощности возобновляемой и атомной энергии [4, 5], и утилизационные: к ним относятся связывание/захоронение CO_2 в сжатом/сжиженном/минеральном виде (carbon capture and storage, CCS [6, 7]) или его поглощение биомассой (например, в виде энергетических плантаций) [8]. Перспективы снижения затрат на выделение и захоронение CO_2 открываются с использованием новых угольных технологий, таких как ТЭС с внутрицикловой газификацией (IGCC) и переход на обогащенное кислородом дутье (*oxyfuel*) [9, 10]. В этом случае реализуется классический парогазовый цикл на продуктах газификации, а CO_2 извлекается двумя возможными способами. Первый – удаление углерода до ка-

меры сгорания (pre-combustion), когда генераторный газ проходит конверсию водяным паром, что позволяет использовать CO для получения дополнительного H_2 , а продукты конверсии разделяются абсорбционными или мембранными методами, после чего обогащенный водородом газ сжигается, а CO_2 концентрируется и отправляется на захоронение. Второй способ – удаление углерода из продуктов сгорания, аналогичен таковому для традиционных систем CCS: газовая смесь охлаждается до условий конденсации, после чего CO_2 отделяется от других газов и захоранивается. Упростить выделение CO_2 в варианте post-combustion призвана технология сжигания в режиме *oxyfuel*, когда концентрация кислорода в дутье обычно выше, чем в воздухе, а роль разбавителя вместо азота играет смесь продуктов сгорания – CO_2 и H_2O . Сжигание в режиме *oxyfuel* имеет лучшие экологические характеристики по сравнению с традиционным сжиганием в воздухе: во-первых, очевидно, что при этом образуется меньше оксидов азота (преимущественно топливные); во-вторых, полученные дымовые газы могут быть очищены до высоких концентраций CO_2 , допускающих его простую утилизацию (захоронение). Регулировкой подачи CO_2 можно управлять интенсивностью горения и теплообмена при факельном сжигании [11]. Технология *oxyfuel* считается самым технически эффективным, но при этом одним из наиболее дорогих вариантов систем CCS [12, 13]. Среди других проблем, помимо дорого-

визны, можно отметить требования к очистке дымовых газов от оксидов серы и азота [9]. Исследуются комбинированные технологии охуfuel-сжигания, например, охуfuel-MILD (снижение концентрации кислорода и повышение температуры дугья) [14], использование CO_2 в качестве дутьевого или транспортного агента при пылеугольной газификации [15–17]. Среди других возможностей использования CO_2 в энергетике можно указать циклы, где он может выступать в качестве рабочего тела [18, 19], и процессы конверсии природного газа [20].

Газификация обычно рассматривается как типичный представитель чистых угольных технологий благодаря низким удельным выбросам при небольших затратах на очистку: получаемый при конверсии угля генераторный газ содержит сильные восстановители (CO и H_2), поэтому оксиды азота и серы в нем практически нет, зато есть легко удаляемые соединения вроде сероводорода и аммиака [21]. Генераторный газ менее калориен по сравнению с природным газом, для его сжигания разрабатываются подходящие камеры сгорания [22, 23]. Угольные ТЭС с внутрицикловой газификацией (как и другие чистые угольные технологиями) могли бы получить развитие в России, где сложились подходящие для этого обстоятельства, а именно старение и устаревание существующего энергооборудования и ошутимый тренд на снижение среднего качества энергетических углей [24]. Возможность сочетания энергетического и химического производства (в первую очередь, синтеза жидких углеводородов и оксигенатов, водорода) на базе одного термохимического процесса открывает перспективы создания экологичных многоцелевых установок с запасанием и экспортом химической энергии [25, 26].

Обзор работ по математическому моделированию процессов охуfuel-конверсии твердого топлива

Математические модели горения угольных частиц мало изменяются при переходе от окисления в воздухе к условиям охуfuel: совокупность протекающих при горении процессов остается той же, хотя вклад отдельных процессов может отличаться в разных атмосферах. Для описания динамики выгорания одиночных частиц, как правило, используются диффузионно-кинетические модели с разными поправками на структуру диффузионного слоя [27, 28]. Высокая доля CO_2 оказывает влияние на химическую кинетику реакций в приповерхностном слое частиц [29]. В атмосфере углекислого газа диффузия кислорода к фронту пламени замедляется, а рекомбинация активных частиц усиливается. Интенсивность тепловыделения на фронте пламени снижается при этом на 20–25 %. В работе [30] была рассмотрена задача о воспламенении угольной частицы с более подробной детализацией химической кинетики разложения органической массы в одномерной постановке, в результате чего авторам удалось воспроизвести известные данные по кинетике выгорания одиночных частиц в лабораторных условиях.

Многообразие процессов разной природы, протекающих при горении топлива, приводит к проблеме выбора подходящих моделей для их описания [31].

При горении частиц в условиях топки значимыми становятся процессы переноса излучения: дымовые газы при высокой концентрации интенсивно поглощают излучение, поэтому распределение лучистых потоков теплоты по длине реакционной зоны существенно меняется по сравнению с воздушным сжиганием. В связи с этим при моделировании топок в режиме охуfuel очень важен вопрос выбора субмоделей для радиационных свойств газов [27, 32]. Большое число коэффициентов в таких сложных моделях приводит к неопределенности при выборе ключевых параметров [33]. CFD-моделирование процессов сжигания пылеугольного топлива и размолотой биомассы в режиме охуfuel проводилось в работах [32, 34–37] для условий лабораторных пылеугольных горелок, в каждой из которых было достигнуто удовлетворительное согласие между результатами расчетов и экспериментальными данными. Однако большое число параметров усложняет анализ причин возникновения различий между моделью и измерениями и дает возможность добиваться нужного расчетного результата разными способами. Предложены CFD-модели горения угля в топках с кипящим и циркулирующим кипящим слоем [38, 39], где, в том числе, исследовалось повышение концентрации оксидов азота и серы при рециркуляции дымовых газов в топку кипящего слоя. Расчетное исследование процессов горения в полномасштабной пылеугольной топке проводилось в работе [40], где была оценена эффективность разных моделей переноса излучения в газе. В работе [41] были проведены варианты расчетов для установления концентрации кислорода, при которой сохраняются проектные тепловые потоки на стенках котла.

Процессы газификации в охуfuel-условиях исследовались экспериментально для падающих, подвешенных и рассыпанных по нагреваемой поверхности топливных частиц в работах [30, 42–44]. Применение смесей O_2/CO_2 приводит к увеличению задержки воспламенения угольных частиц [45], сдвигает температуру пиковой убыли массы и снижает среднюю скорость реагирования в условиях ТГА [46]. Помимо углекислотных смесей рассматриваются также смеси кислорода в водяном паром [47]; в работе [48] при исследовании горения коксовых частиц в смесях $\text{O}_2/\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ обнаружен эффект возрастания температуры горения при увеличении концентрации водяного пара, что связано с перестройкой приповерхностного реагирующего слоя. Детальные CFD-модели горения и газификации угольных частиц для исследования структуры реагирующего приповерхностного слоя и течений в горелочных устройствах предложены в работах [16, 49–51]. Рециркуляция продуктов сгорания позволяет управлять термическими режимами конверсии топлива: например, в работе [52] сообщается о снижении температуры горения в кипящем слое на 100 К в условиях охуfuel; в работе [53] описывается пилотная установка со ступенчатой газификацией угля, на которой путем добавления CO_2 к воздушному дутью удалось добиться увеличения степени превращения углерода (до 90–95 %). Расчеты [17] показывают, что повышение концентрации CO_2 может приводить к неустойчивости угольного

факела: в условиях газификации необходимо увеличивать удельный расход окислителя или концентрацию кислорода для поддержания стабильности процесса. Одним из способов повышения устойчивости факела может быть подогрев дутья до температуры зажигания топливных частиц [54–56]. Полученные ранее оценки эффективности процесса высокотемпературной паровоздушной газификации угля [57, 58] и производства энергии на угольных ТЭС с применением такой технологии [55, 59, 60] показали, что при выборе подходящих условий подогрев дутья позволяет сохранить энергетические характеристики при отказе от обогащения дутья кислородом. Повышение эффективности за счет внешней теплоты, однако, возможно только при подаче подходящего газифицирующего агента (например, при значительных добавках водяного пара). В настоящей работе с помощью математического моделирования исследуется эффективность процесса пылеугольной газификации с применением высокотемпературного дутья вместе с рециркуляцией CO_2 .

Математическая модель и исходные данные для расчетов

Высокая температура, которая может быть достигнута при газификации угольной пыли, позволяет значительно интенсифицировать процессы конверсии топливных частиц. Поэтому конечное состояние системы «газ–топливо» можно, как правило, достаточно точно оценить исходя из предположения о достижении в ней конечного равновесия. Для задач, связанных с определением длины реакционной зоны газогенератора (например, при определении габаритов аппарата), необходимо знать зависимость степени превращения топлива от времени пребывания частицы в реакторе. В этом случае необходимы модели, учитывающие кинетику физико-химических превращений топливной частицы в несущем потоке газа. 2D- и 3D-моделирование газогенераторов позволяет решить ряд конструктивных или режимных вопросов. Однако для анализа большого количества вариантов эти модели оказываются слишком ресурсоемкими, поэтому на первом этапе анализа обычно достаточно более упрощенного рассмотрения.

В настоящей работе используется вычислительный инструмент, позволяющий найти стационарные значения для расходов топлива в разных режимах работы газогенератора (подробно описанный в работах [61, 62]). За счет упрощения модели такие расчеты можно проводить в широком диапазоне условий за обозримое вычислительное время. Расчет ступенчатого процесса в целом проводится следующим образом. В основе алгоритма лежит многократное обращение к численной модели превращения частицы топлива в переменном тепловом поле:

$$Uc_p \frac{d(m_p T_p)}{dz} = \alpha S_p (T_g - T_p) + \varepsilon \sigma S_p (T_w^4 - T_p^4) + \sum_j Q_j r_j, \quad (1)$$

где z – пространственная координата (длина реакционной зоны), м; U – скорость движения частицы, м/с;

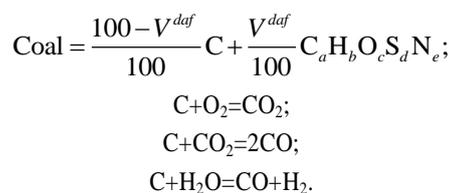
m_p – масса частицы, кг; T_p – температура частицы, К; c_p – теплоемкость частицы, Дж/кг/К; α – коэффициент теплоотдачи, Вт/м²/К; S_p – внешняя поверхность частицы, м²; ε – степень черноты частицы; σ – постоянная Стефана–Больцмана, Вт/м²/К⁴; T_g – температура газа, К; T_w – температура стенки, К; r_j – скорость физико-химического процесса, связанного с частицей, кг/с (сушка, пиролиз, реакции с газами); Q_j – тепловой эффект, Дж/кг.

Скорость сушки r_{dr} рассчитывается по-разному в зависимости от температурных условий:

$$r_{dr} = \begin{cases} \frac{\beta S_p M_{\text{H}_2\text{O}} (P_{\text{H}_2\text{O}}^{eq} - P_{\text{H}_2\text{O}})}{R_g T}, & T_p \leq T_b; \\ \frac{\alpha S_p (T_g - T_p) + \varepsilon \sigma S_p (T_w^4 - T_p^4)}{|Q_{dr}|}, & T_p > T_b. \end{cases} \quad (2)$$

Здесь T_b – температура кипения воды при данных условиях, К; β – коэффициент массоотдачи, м/с; $P_{\text{H}_2\text{O}}$ – парциальное давление паров воды, Па; R_g – газовая постоянная, Дж/моль/К.

Рассматриваются следующие химические реакции:



Первая из реакций – выход летучих. Летучие представлены в виде механической смеси элементов, которые распределяются по молекулярным формам равновесным образом. Скорость пиролиза r_{pyr} зависит от температуры по аррениусовскому закону:

$$r_{pyr} = k_{pyr} \exp\left(-\frac{E_{pyr}}{R_g T_p}\right) m_v. \quad (3)$$

Здесь k_{pyr} – предэкспоненциальный множитель, 1/с; E_{pyr} – энергия активации, Дж/моль; m_v – масса летучих веществ в частице, кг.

Гетерогенные реакции протекают согласно уравнениями диффузионной кинетики [63]:

$$r_g = \frac{S_p C_g}{\frac{1}{k_g e^{-\frac{E_g}{R_g T}}} + \frac{d_p}{Nu_D D_g}}. \quad (4)$$

Здесь C_g – концентрация газообразного окислителя (O_2 , CO_2 , H_2O); k_g – предэкспоненциальный множитель гетерогенной реакции, м/с; E_g – энергия активации, Дж/моль; Nu_D – диффузионное число Нуссельта; D_g – коэффициент диффузии газообразного окислителя, м²/с; d_p – средний размер частицы, м. Тепловые эффекты Q_j оцениваются из термодинамических данных [64]. Коэффициенты диффузии D_g рассчитываются из данных [65]: для O_2 и H_2O – как бинарные коэффициенты диффузии в смеси с CO_2 или N_2 ; для CO_2 в условиях охуфел – как коэффициент самодиффузии.

Скорость изменения массы частицы складывается из скоростей сушки, выхода летучих и газификации:

$$U \frac{dm_p}{dz} = -r_{dr} - r_{pyr} - r_{g,O_2} - r_{g,CO_2} - r_{g,H_2O}. \quad (5)$$

С уменьшением массы частицы ее размер и поверхность пропорционально меняются:

$$\frac{d_p}{d_p^0} = \left(\frac{m_p}{m_p^0} \right)^{\frac{1}{3}}; \quad \frac{S_p}{S_p^0} = \left(\frac{m_p}{m_p^0} \right)^{\frac{2}{3}}.$$

Скорость движения частиц считается равной скорости движения газа, которая определяется из уравнения неразрывности. Состав газа в каждом сечении считается равновесным при фиксированной степени превращения топлива [60, 66]. Решение системы уравнений находится следующим образом: кинетика химических превращений рассчитывается с помощью системы обыкновенных дифференциальных уравнений для изменения массы частицы при заданном распределении температур (2)–(4); затем решается стационарная задача переноса теплоты с учетом источников теплоты (1).

Химическая кинетика реакций в газовой фазе не рассматривается: предполагается, что выходящие в газовую фазу вещества быстро достигают состояния равновесия. Поэтому для расчетов не требуется конкретный состав летучих: достаточно знать их элементный состав. Для его оценки используется следующее приближение: принимаем, что после стадии выхода летучих коксовый остаток состоит полностью из углерода; тогда, зная величину выхода летучих и элементный состав исходного топлива, можно просто посчитать массу выделившихся при пиролизе химических элементов. Таким образом, химические превращения описываются с помощью термодинамической модели с макрокинетическими ограничениями на скорость гетерогенных превращений. Такой подход применим для высокотемпературных процессов, в которых скорость газофазных процессов достаточно высока по сравнению со скоростью гетерофазных. В этом случае задача расчета химического состояния газовой фазы выглядит следующим образом [67]:

Найти $\min G(\mathbf{n}^g)$ при условиях:

$$G(\mathbf{n}^g) = \sum_j n_j^g \left(\mu_j^0 + RT \ln \frac{n_j^g}{\sigma} \right). \quad (6)$$

$$\mathbf{A} \mathbf{n}^g = \mathbf{b}. \quad (7)$$

$$\mathbf{n}^g \geq 0. \quad (8)$$

Здесь G – свободная энергия Гиббса, Дж; \mathbf{n}^g – вектор состава газовой фазы, моль; μ_j^0 – стандартный химический потенциал вещества, Дж/моль; σ – общее количество молей газовой фазы, моль; \mathbf{A} – матрица материального баланса (матрица элементного состава компонентов); \mathbf{b} – вектор молей химических элементов. Все компоненты газовой фазы считаются идеальными. Изобарно-изотермический потенциал в данном случае выбран в целях упрощения вычислений: в стационарном состоянии локальную темпера-

туру можно считать постоянным параметром. Значения температур итерационно уточняются при решении уравнений (1) и (2)–(5); состав газа по длине реакционной зоны рассчитывается путем решения задачи химического равновесия (6)–(8) в каждом расчетном элементе.

Количество углерода, переходящего в газовую фазу при газификации, учитывается в виде поправки к вектору \mathbf{b} , который кроме элементного состава исходной газовой фазы включает в себя изменение элементного состава твердого топлива в процессе пиролиза и газификации.

Представленная математическая модель применялась в работах [57, 61, 62] для оценки эффективности процесса газификации углей в поточных газогенераторах с воздушным и парокислородным дутьем. Там же дается сравнение результатов моделирования с известными экспериментальными данными и результатами CFD-моделирования.

В работе рассматривается реакционная зона газогенератора поточного типа (диаметр 3 м, длина 15 м). Топливом является угольная пыль (характеристики топлива представлены в табл. 1). В качестве дутья применяются смеси O_2/N_2 и O_2/CO_2 с разной температурой. Пример расчетов на основе описанной выше модели представлен на рис. 1 для условий: начальная температура дутья 573 К, рабочее давление 30 атм, объемная концентрация кислорода в дутье 20 %, расход топлива 100 т/ч, удельный расход окислителя 0,4 (от стехиометрического). После попадания топлива в реакционную зону происходит прогрев и загорание частиц, при этом длина кислородной зоны существенно зависит от состава дутья: 0,6 м для воздушного дутья и 1,2 м для смеси O_2/CO_2 . Это связано с ухудшением условий для загорания угольных частиц ([31, 68]). Активная зона реакций для воздушного дутья занимает весь реактор; в условиях *oxyfuel* активная зона намного меньше.

Таблица 1. Состав и свойства каменного угля (Douglas premium)

Table 1. Properties of coal (Douglas premium)

C^{daf} , %	85,45
H^{daf} , %	4,86
O^{daf} , %	7,01
N^{daf} , %	2
S^{daf} , %	0,67
A^d , %	15,38
W^d , %	2
V^{daf} , %	29,42
d_p , мкм	100
ρ_{ss} , кг/м ³	1200

При прочих равных условиях (таких как концентрация кислорода, удельный расход окислителя, начальная температура), процесс газификации в условиях *oxyfuel* протекает при меньших температурах, что связано с теплофизическими и реакционными свойствами CO_2 [9]: теплоемкость CO_2 выше, чем у N_2 ; коэффициенты диффузии O_2 и H_2O в CO_2 ниже, чем в N_2 ; CO_2 вступает в эндотермическую реакцию с углеродом топлива.

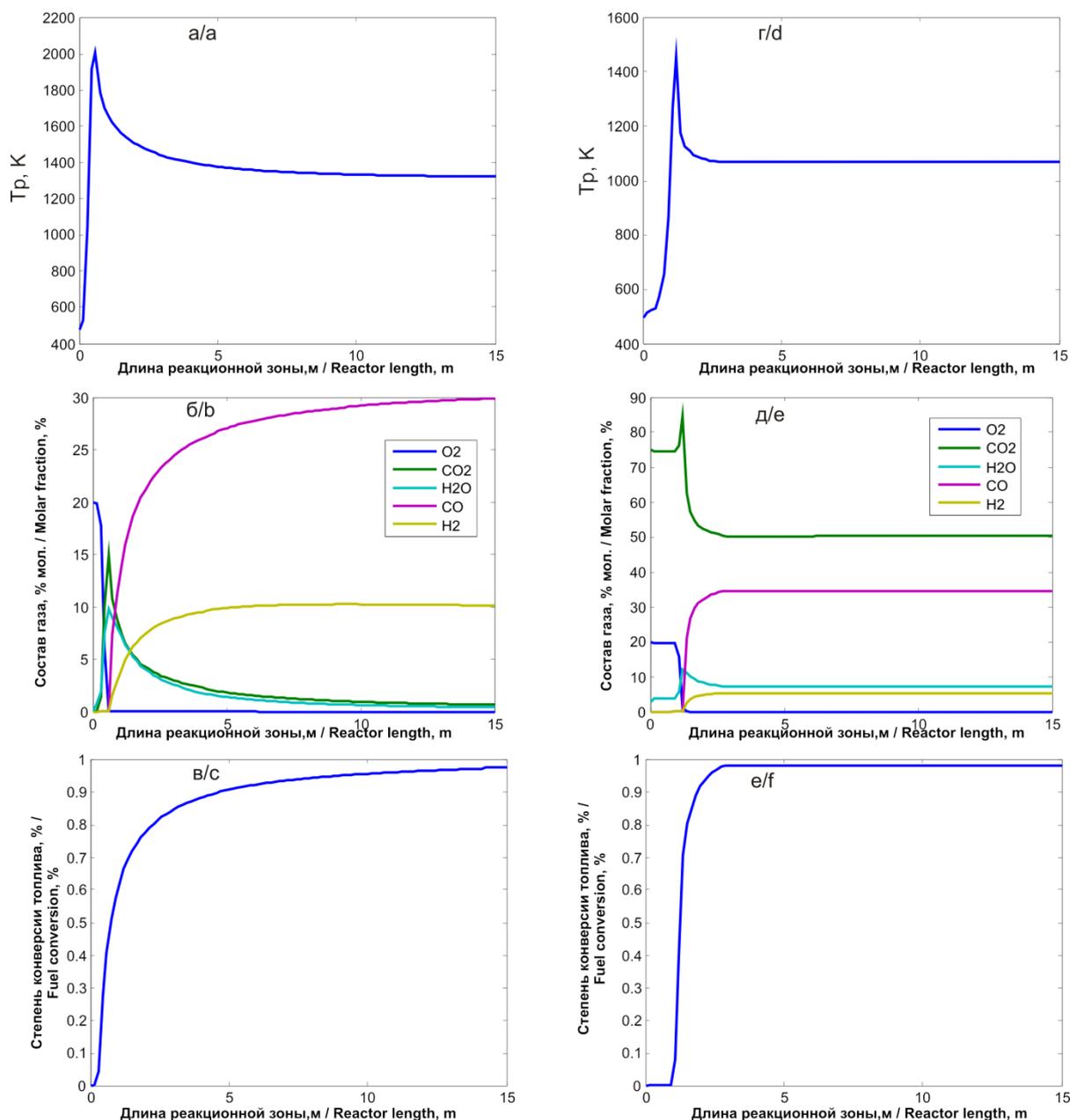


Рис. 1. Распределение температуры, состава газа и степени превращения топлива по длине реакционной зоны: а–с) результаты расчетов для дутья O₂/N₂; д–ф) результаты расчетов для дутья O₂/CO₂

Fig. 1. Distribution of temperature, gas composition and fuel conversion degree in the reaction zone: a–c) calculation results for O₂/N₂; д–ф) calculation results for O₂/CO₂

В качестве критерия эффективности процесса газификации обычно используется химический КПД (cold gas efficiency, η_{chem}):

$$\eta_{chem} = \frac{Q_g G_g}{Q_f G_f} 100 \%$$

Здесь Q_f – теплотворная способность угольного топлива, Дж/кг; G_f – расход топлива, кг/ч; Q_g – теплотворная способность генераторного газа, Дж/нм³; G_g – производство генераторного газа, нм³/ч. Теплотворная способность газа определяется содержанием горючих компонентов (CO, H₂, CH₄). Сравнение характеристик газификации представлено в табл. 2. Генераторный газ при использовании охуfuel-дутья со-

держит больше CO и меньше H₂, при этом теплотворная способность газа оказывается выше по сравнению с воздушным газом. Конверсия топлива оказывается выше, несмотря на снижение температуры, что связано, по-видимому, с высокой концентрацией CO₂. Химический КПД также оказывается выше при использовании CO₂.

Таким образом, добавление CO₂ позволяет повысить эффективность газификации топлива, но существенно снижает температуру процесса. Термическая стабилизация процесса газификации возможна за счет повышения удельного расхода воздуха [17] либо за счет подогрева дутья. Газификация топлива высокотемпературным воздухом (HiTAG) рассматривалась

ранее в работе [59], где показана возможность существенного повышения эффективности при использовании подходящего состава дутья (в первую очередь, при добавлении водяного пара). В отличие от работы [59], в данной статье рассматриваются характеристики процесса газификации в режимах с рециркуляцией CO_2 .

Таблица 2. Расчетные характеристики процесса газификации с использованием дутья разного состава (концентрация кислорода 20 %, начальная температура дутья 300 °С)

Table 2. Calculated characteristics of gasification using gasification agent of different composition (oxygen concentration is 20 %, the initial temperature is 300 °С)

Характеристики процесса Process outputs	O_2/N_2	O_2/CO_2
N_2 , %	57,75	1,04
CO_2 , %	0,68	50,43
H_2O , %	0,43	7,21
CO , %	29,88	34,69
H_2 , %	10,12	5,37
CH_4 , %	0,36	0,44
$Q_{\text{г}}$, МДж/нм ³ MJ/Nm ³	5,02	5,52
X_{C} , %	97,5	98,0
η_{chem} , %	75,20	77,07
T_{max} , К	1837	1322
T_{out} , К	1320	1071

Оптимизация процесса газификации в условиях охуfuel

С помощью математической модели можно проводить оптимизацию процесса газификации, варьируя его параметры (в первую очередь, удельный расход окислителя). Как известно из термодинамического

анализа процессов газификации (например, [69]), при газификации твердого топлива с использованием кислородсодержащего дутья существует оптимальный удельный расход окислителя, который определяется конверсией топлива и окислением генераторного газа. Значение оптимального расхода окислителя зависит от условий процесса: состава топлива и дутья, давления, температуры, размеров реакционной зоны и т. д. На рис. 2 показаны зависимости химического КПД газификации угля от состава и удельного расхода дутья при концентрации кислорода 20 % об. Газификация с использованием дутья O_2/N_2 с температурой 573 К позволяет достичь химического КПД 72,8 % при $\alpha=0,4$; использование дутья с составом O_2/CO_2 дает возможность получить эффективность 83,7 % при $\alpha=0,3$. Такое резкое снижение удельного расхода окислителя происходит благодаря увеличению концентрации окислителя. Однако стационарные режимы газификации угля в атмосфере O_2/CO_2 возможны начиная с $\alpha=0,25$. При $\alpha>0,45$ обе зависимости практически сливаются, поскольку после полной конверсии углерода эффективность процесса определяется окислением горючих компонентов (этот процесс мало отличается для разных составов дутья). Повышение температуры дутья до 1173 К практически не приводит к изменению химического КПД воздушной газификации, однако использование дутья O_2/CO_2 позволяет повысить эффективность до 95,4 %. Но при этом наиболее эффективные режимы охуfuel-газификации находятся на самой границе термической устойчивости процесса. Другой возможностью термической стабилизации может быть повышение концентрации кислорода в дутье.

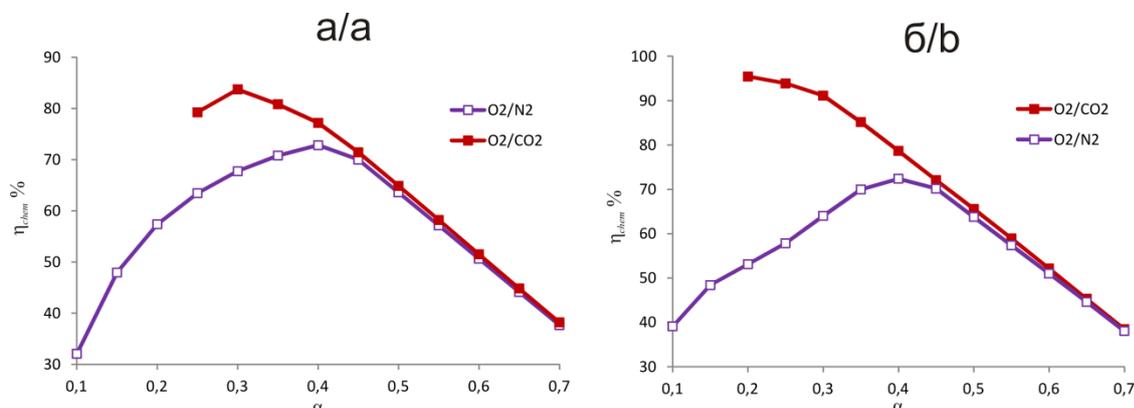


Рис. 2. Зависимость эффективности процесса газификации (η_{chem}) от удельного расхода окислителя α (начальная температура дутья 573 К (а) и 1173 К (б))

Fig. 2. Dependence of the cold gas efficiency (η_{chem}) on the specific oxidizing agent consumption α (initial gasification agent temperature 573 K (a) and 1173 K (b))

Для исследования влияния состава и температуры дутья были проведены варианты расчеты. Независимыми управляющими параметрами являются удельный расход окислителя ($\alpha=0,1-0,7$), концентрация кислорода (20–30 %) и начальная температура дутья (373–1373 К). Для локализации оптимума была выбрана сетка значений параметров: шаг по α составляет 0,05; шаг по температуре дутья – 100 К; шаг по

концентрации кислорода – 5 %. Зависимости химического КПД от управляющих параметров представлены на рис. 3. Как указывалось выше, для каждого значения начальной температуры существует оптимальное значение удельного расхода окислителя. Влияние температуры может быть разнонаправленным. В случае дутья O_2/N_2 существует стехиометрическое ограничение на максимальное значение η_{chem} .

Углерод топлива превращается в СО при оптимальном значении $\alpha=0,4$, что близко к предельно достижимому значению из условий материального баланса, поэтому повышение температуры (как за счет нагрева, так и за счет повышения концентрации кислорода) оказывает малое влияние на эффективность газификации. Эффективность даже немного понижается из-за уменьшения времени пребывания топливных частиц в реакционной зоне (с повышением температуры уменьшается плотность газа). При использовании дутья O_2/CO_2 повышение температуры позволяет расширить область термически устойчивых режимов и существенно повысить η_{chem} , до 20 % на 1000 градусов. Для всех вариантов со-

става температура не оказывает существенного влияния на эффективность при $\alpha > 0,4$ (опять же из-за стехиометрических ограничений).

Температура газа на выходе из реакционной зоны в условиях *oxy-fuel*-газификации оказывается на 200–300 К ниже, чем при воздушной газификации (рис. 4). Низкие температуры позволяют упростить и удешевить стадию охлаждения и очистки газа от пыли и N, S-соединений, однако могут привести к кинетическим затруднениям для реакций в газовой фазе (например, к торможению реакции водяного сдвига или образованию сажи).

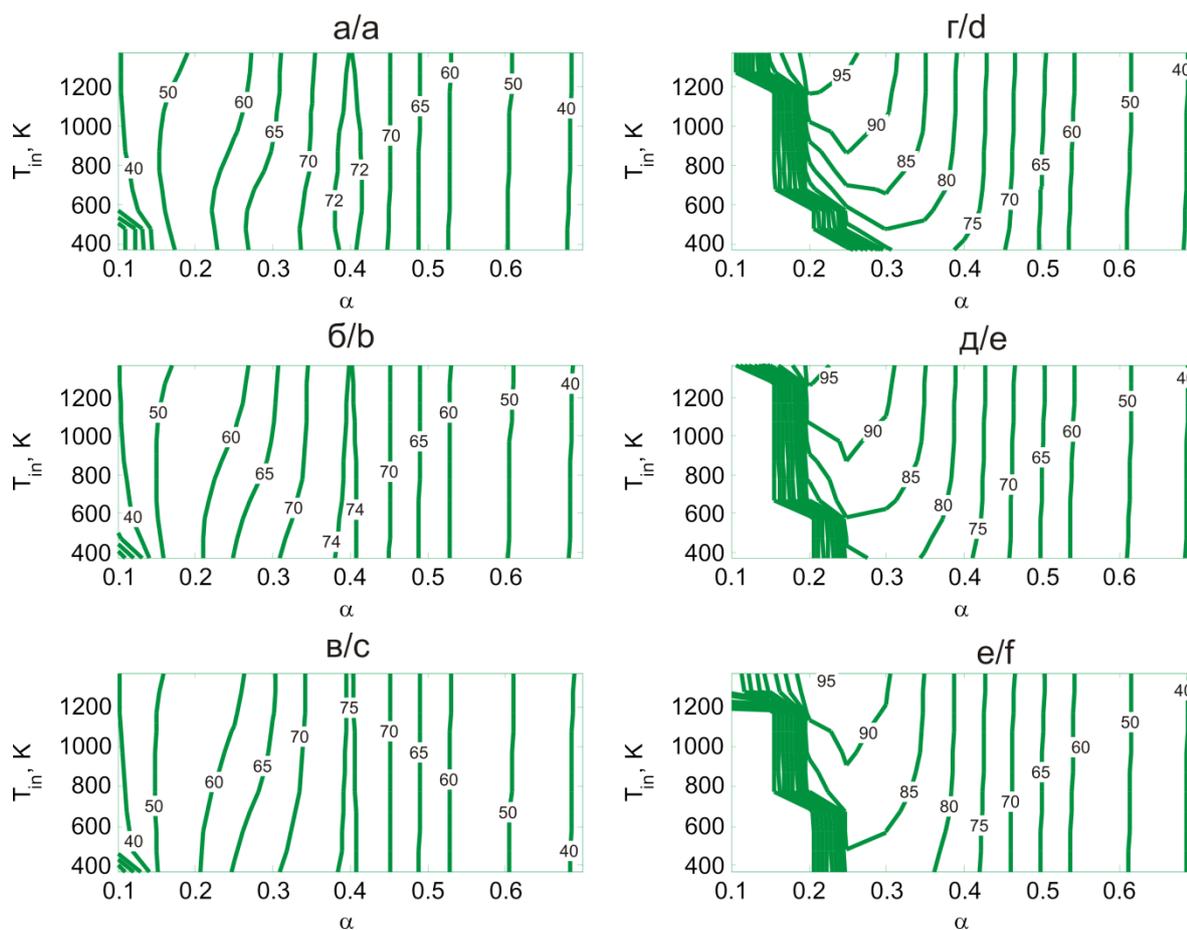


Рис. 3. Зависимость химического КПД (значения указаны на изолиниях, η_{chem} %) от начальной температуры, состава и удельного расхода дутья: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; г) 20 % O_2/CO_2 ; д) 25 % CO_2/N_2 ; е) 30 % O_2/CO_2

Fig. 3. Dependence of cold gas efficiency (values are indicated on isolines, η_{chem} %) on the initial temperature, composition and specific consumption of the gasification agent: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; д) 20 % O_2/CO_2 ; е) 25 % CO_2/N_2 ; ф) 30 % O_2/CO_2

При анализе технической эффективности процесса газификации с высокотемпературным нагревом дутья необходимо учитывать теплоту, затраченную на нагрев. В первом приближении считаем, что эта теплота (Q_h) равна разности энтальпий дутья при температуре окружающей среды и при температуре подачи в реактор:

$$Q_h = \alpha \frac{m_{O_2}}{y_{O_2}} G_f [h(T_{in}) - h(T_{env})].$$

Здесь m_{O_2} – масса кислорода, необходимая для стехиометрического полного сгорания 1 кг топлива; y_{O_2} – массовая доля кислорода в составе дутья; G_f – массовый расход топлива; $h(T)$ – удельная энтальпия дутья, Дж/кг. Для достижения максимальной температуры (1373 К) необходимо затратить количество теплоты около 1,2 МДж/кг дутья; доля физической теплоты дутья Q_h в общем балансе реактора может составлять при этом порядка 15–20 % (для оптимальных режимов).

Тогда необходимо модифицировать выражение для химического КПД следующим образом:

$$\eta_{chem}^t = \frac{Q_g G_g}{Q_f G_f + Q_h} 100 \%$$

Поскольку теплота Q_h зависит от температуры дутья T_{in} и его расхода (т. е. от α), то η_{chem}^t и η_{chem} будут связаны между собой нелинейно. Можно проследить различия между ними на примере некоторых расчетных режимов.

При фиксированной температуре дутья T_{in} можно определить оптимальное значение α , при котором η_{chem} оказывается максимальным. Положение опти-

му не меняется и для критерия η_{chem}^t (по крайней мере, при использовании принятого шага сетки), но его зависимость от температуры с учетом тепловых затрат на нагрев может существенно измениться. На рис. 5 показаны зависимости максимальных значений химического КПД (η_{chem}^t и η_{chem}) от температуры и состава дутья. Видно, что при использовании дутья O_2/N_2 эффективность процесса достигает предельного значения и с ростом температуры дутья η_{chem}^t монотонно падает из-за роста Q_h . Увеличение концентрации кислорода положительно сказывается на эффективности газификации.

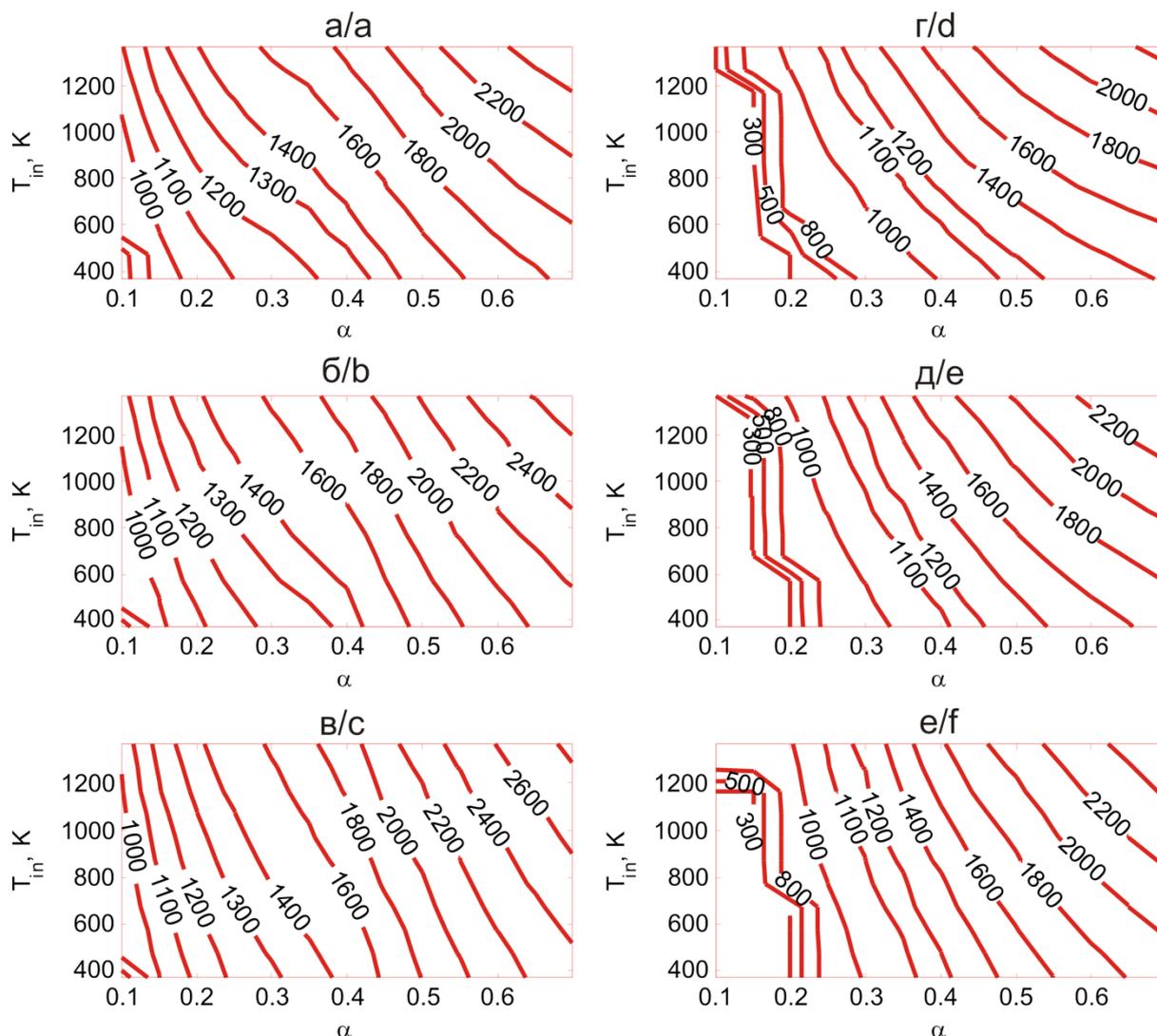


Рис. 4. Зависимость температуры генераторного газа на выходе из реакционной зоны (значения указаны на изолиниях, К) от начальной температуры, состава и удельного расхода дутья: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; г) 20 % CO_2/N_2 ; д) 25 % CO_2/N_2 ; е) 30 % O_2/CO_2

Fig. 4. Dependence of producer gas temperature at the outlet of the reaction zone (values are indicated on the isolines, K) on the initial temperature, composition and specific flow rate of the gasification agent: а) 20 % O_2/N_2 ; б) 25 % O_2/N_2 ; в) 30 % O_2/N_2 ; г) 20 % CO_2/N_2 ; д) 25 % CO_2/N_2 ; е) 30 % O_2/CO_2

При использовании дутья O_2/CO_2 картина совершенно другая. С ростом температуры монотонно растут и η_{chem}^t , и η_{chem} , причем зависимость от концентрации кислорода имеет интересную особенность –

при $T_{in} < 900$ К повышение концентрации кислорода позволяет повысить η_{chem} , однако при больших температурах дутья эта зависимость обращается: при высокотемпературном нагреве вклад нагретого газа ока-

зывается лучшим вариантом, чем обогащение дутья (при меньшей концентрации кислорода в реактор поступает больше нагретого CO_2). Если учесть затраты теплоты на высокотемпературный нагрев (т. е. рассматривать η_{chem}^t), эта особенность менее выражена, хотя частично сохраняется, как и общий тренд к повышению химического КПД газификации с ростом

температуры. Необходимо отметить, что высокотемпературный нагрев смесей O_2/CO_2 под высоким давлением требует применения специальных материалов: эти вопросы в настоящей работе не рассматриваются, поскольку основной целью является определение предельных значений эффективности данной технологии.

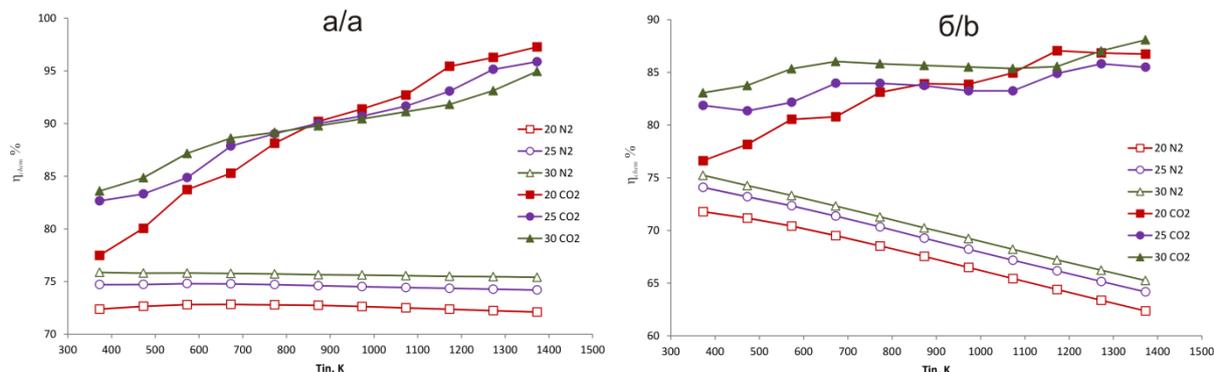


Рис. 5. Зависимость максимальных значений химического КПД (η_{chem} (а) и η_{chem}^t (б)) от температуры и состава дутья

Fig. 5. Dependence of the maximum values of cold gas efficiency (η_{chem} (a) and η_{chem}^t (b)) on the temperature and composition of the gasification agent

Охуfuel-газификация в данном случае является очень эффективным способом химической регенерации теплоты (как теплоты нагрева дутья, так и теплоты сгорания угольного топлива). Конверсия топлива с использованием CO_2 может быть одним из путей повышения КПД угольных станций с улавливанием углекислого газа. Представляет интерес исследование процессов газификации с частичным замещением воздушного азота на CO_2 .

Заключение

В результате расчетов получены значения эффективности процесса газификации угольной пыли в одноступенчатом поточном газогенераторе. Сопоставлены процессы газификации в смесях O_2/N_2 и O_2/CO_2 , оценены области оптимальных режимов (составы, температуры и расходы газифицирующего агента): при равных условиях температура газификации в смесях O_2/CO_2 ниже на 200–300 К, химический КПД процесса выше на 10–20 %. Рециркуляция CO_2 позво-

ляет снизить удельный расход окислителя, однако для этого требуется высокотемпературный нагрев окислителя. Эффективность процесса газификации с добавлением CO_2 растет с увеличением температуры (за счет более полного протекания эндотермических реакций), в то время как предельная эффективность процесса воздушной газификации практически не зависит от температуры. С ростом температуры обогащение дутья кислородом в условиях охуfuel становится неэффективным, поскольку из-за высокой теплоемкости CO_2 добавление теплоты с дутьем оказывается лучшим способом интенсификации реакций газификации, чем использование теплоты, выделяющейся в процессе при окислении топлива.

Работа выполнена в рамках научного проекта гранта Президента РФ для поддержки молодых кандидатов наук МК-157.2020.8. Расчеты выполнены с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- World Energy Outlook 2019. – Paris: International Energy Agency, 2019. – 810 p.
- Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: Институт энергетических исследований РАН; Аналитический Центр при Правительстве РФ, 2016. – 200 с.
- Celebrating the anniversary of three key events in climate change science / B.D. Santer, C.J.W. Bonfils, Q. Fu, J.C. Fyfe, G.C. Hegerl, C. Mears, J.F. Painter, S. Po-Chedley, F.J. Wentz, M.D. Zelinka, C.-Z. Zou // Nature Climate Change. – 2019. – V. 9. – P. 180–182. URL: <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0424-x> (дата обращения 15.09.2021).
- Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.П. Филиппов, С.В. Соломин, Т.Б. Степанова, А.Л. Кокорин. – Новосибирск: Наука, 2000. – 269 с.

- Макаров А.А. Средства и следствия сдерживания эмиссии парниковых газов в энергетике России // Известия АН. Энергетика. – 2008. – № 5. – С. 3–18.
- Ghoniem A.F. Needs, resources and climate change: clean and efficient conversion technologies // Progress in Energy and Combustion Science. – 2011. – V. 37. – P. 15–51. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pecc.2010.02.006> (дата обращения 15.09.2021).
- Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M.M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2014. – V. 39. – P. 426–443. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093> (дата обращения 15.09.2021).
- Tilman D., Hill J., Lehman C. Carbon-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass // Science. – 2006. – V. 314. – P. 1598–1600. URL: <https://doi.org/10.1126/science.1133306> (дата обращения 15.09.2021).

9. Chen L., Yong S.Z., Ghoniem A.F. Oxy-fuel combustion of pulverized coal: Characterization, fundamentals, stabilization and CFD-modeling // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2012. – V. 38. – P. 156–214. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.09.003> (дата обращения 15.09.2021).
10. Tola V., Pettinau A. Power generation plants with carbon capture and storage: a techno-economic comparison between coal combustion and gasification technologies // *Applied Energy*. – 2014. – V. 113. – P. 1461–1474. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.007> (дата обращения 15.09.2021).
11. Oxy-fuel combustion of solid fuels / M.B. Toftegaard, J. Brix, P.A. Jensen, P. Glarborg, A.D. Jensen // *Progress in Energy and Combustion Science*. – 2010. – V. 36. – P. 581–625. URL: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.02.001> (дата обращения 15.09.2021).
12. Cormos C.-C. Oxy-combustion of coal, lignite and biomass: a techno-economic analysis for a large scale Carbon Capture and Storage (CCS) project in Romania // *Fuel*. – 2016. – V. 169. – P. 50–57. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.005> (дата обращения 15.09.2021).
13. CO₂-free coal-fired power generation by partial oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture: Techno-economic analysis / G. Cau, V. Tola, F. Ferrara, A. Porcu, A. Pettinau // *Fuel*. – 2018. – V. 214. – P. 423–435. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.023> (дата обращения 15.09.2021).
14. Experiment investigation of coal MILD-Oxy combustion integrated with flue gas recirculation at a 0.3 MWth furnace / Z. Mao, L. Zhang, X. Zhu, C. Zheng // *Fuel Processing Technology*. – 2017. – V. 162. – P. 126–134. URL: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.04.002> (дата обращения 15.09.2021).
15. Development of high-efficiency oxy-fuel IGCC system / Y. Oki, S. Hara, S. Umemoto, K. Kidoguchi, H. Hamada, M. Kobayashi, Y. Nakao // *Energy Procedia*. – 2014. – V. 63. – P. 471–475. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1192> (дата обращения 15.09.2021).
16. Ralnikov P.A., Abaimov N.A., Ryzhkov A.F. Investigation of coal entrained-flow gasification in O₂-CO₂ mixtures for oxy-fuel IGCC // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2018. – V. 1128. – No. 012007. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1128/1/012007> (дата обращения 15.09.2021).
17. Watanabe H., Ahn S., Tanno K. Numerical investigation of effects of CO₂ recirculation in an oxy-fuel IGCC on gasification characteristics of a two-stage entrained flow coal gasifier // *Energy*. – 2017. – V. 118. – P. 181–189. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.031> (дата обращения 15.09.2021).
18. Demonstration of the Allam cycle: an update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture / R. Allam, S. Martin, B. Forrest, J. Fetvedt, X. Lu, D. Freed, G.W. Brown Jr., T. Sasaki, M. Itoh, J. Manning // *Energy Procedia*. – 2017. – V. 114. – P. 5948–5966. URL: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731> (дата обращения 15.09.2021).
19. Weiland N.T., White C.W. Techno-economic analysis of an integrated gasification direct-fired supercritical CO₂ power cycle // *Fuel*. – 2018. – V. 212. – P. 613–625. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.022> (дата обращения 15.09.2021).
20. Chein R.-Y., Hsu W.-H. Thermodynamic analysis of syngas production via tri-reforming of methane and carbon gasification using flue gas from coal-fired power plants // *Journal of Cleaner Production*. – 2018. – V. 200. – P. 242–258. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.228> (дата обращения 15.09.2021).
21. Higman C., Tam S. Advances in coal gasification, hydrogenation, and gas treating for the production of chemicals and fuels // *Chemical Reviews*. – 2014. – V. 114. – № 3. – P. 1673–1708. URL: <https://doi.org/10.1021/cr400202m> (дата обращения 15.09.2021).
22. Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: technology, fundamentals, and numerical simulations / S. Taamallah, K. Vogiatzaki, F.M. Alzahrani, E.M.A. Mokheimer, M.A. Habib, A.F. Ghoniem // *Applied Energy*. – 2015. – V. 154. – P. 1020–1047. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.044> (дата обращения 15.09.2021).
23. Рыжков А.Ф., Богатова Т.Ф., Левин Е.И. Парогазовые технологии на твердом топливе. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2018. – 160 с.
24. Тумановский А.Г. Перспективы развития угольных ТЭС России // *Теплоэнергетика*. – 2017. – № 6. – С. 3–13.
25. Cormos A.-M., Dinca C., Cormos C.-C. Multi-fuel multi-product operation of IGCC power plants with carbon capture and storage (CCS) // *Applied Thermal Engineering*. – 2015. – V. 74. – P. 20–27. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.080> (дата обращения 15.09.2021).
26. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis // *Energy*. – 2018. – V. 165B. – P. 890–899. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.179> (дата обращения 15.09.2021).
27. Yin C., Yan J. Oxy-fuel combustion of pulverized fuels: combustion fundamentals and modeling // *Applied Energy*. – 2016. – V. 162. – P. 742–762. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.149> (дата обращения 15.09.2021).
28. Yu J., Ou W., Zhou K. Mass transfer coefficients considering boundary layer reaction in oxy-fuel combustion of coal char // *Fuel*. – 2014. – V. 124. – P. 173–182. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.101> (дата обращения 15.09.2021).
29. Jimenez S., Gonzalo-Tirado C. Properties and relevance of the volatile flame of an isolated coal particle in conventional and oxy-fuel combustion conditions // *Combustion and Flame*. – 2017. – V. 176. – P. 94–103. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2016.09.024> (дата обращения 15.09.2021).
30. Experimental and modeling study of single coal particle combustion in O₂/N₂ and Oxy-fuel (O₂/CO₂) atmospheres / T. Maffei, R. Khatami, S. Perucci, T. Faravelli, E. Ranzi, Y.A. Levendis // *Combustion and Flame*. – 2013. – V. 160. – № 11. – P. 2559–2572. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2013.06.002> (дата обращения 15.09.2021).
31. Goshayeshi B., Sutherland J.C. Prediction of oxy-coal flame stand-off using high-fidelity thermochemical models and the one-dimensional turbulence model // *Proceedings of the Combustion Institute*. – 2015. – V. 35. – P. 2829–2837. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proci.2014.07.003> (дата обращения 15.09.2021).
32. Numerical investigation of oxy-fuel combustion in a large-scale furnace: non-gray effect of gas and role of particle radiation / J. Zhang, T. Ito, S. Ito, D. Riechelmann, T. Fujimori // *Fuel*. – 2015. – V. 139. – P. 87–93. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.020> (дата обращения 15.09.2021).
33. Gaikwad P., Kulkarni H., Sreedhara S. Simplified numerical modelling of oxy-fuel combustion of pulverized coal in a swirl burner // *Applied Thermal Engineering*. – 2017. – V. 124. – P. 734–745. URL: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.06.069> (дата обращения 15.09.2021).
34. Oxy-coal combustion in an entrained flow reactor: application of specific char and volatile combustion and radiation models for oxy-firing conditions / L. Alvarez, C. Yin, J. Rianza, C. Pevida, J.J. Pis, F. Rubiera // *Energy*. – 2013. – V. 62. – P. 255–258. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.063> (дата обращения 15.09.2021).
35. Biomass co-firing under oxy-fuel conditions: a computational fluid dynamics modelling study and experimental validation / L. Alvarez, C. Yin, J. Rianza, C. Pevida, J.J. Pis, F. Rubiera // *Fuel Processing Technology*. – 2014. – V. 120. – P. 22–33. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.12.005> (дата обращения 15.09.2021).
36. Geometric parameter evaluation of a 0.5 MWth bench-scale oxy-combustion burner / F. Vega, F. Benjumea, B. Navarrete, E. Portillo // *Fuel*. – 2015. – V. 139. – P. 637–645. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.035> (дата обращения 15.09.2021).
37. Large Eddy Simulation of a 100 kWth swirling oxy-coal furnace / B.M. Franchetti, F.C. Marincola, S. Navarro-Martinez, A.M. Kempf // *Fuel*. – 2016. – V. 181. – P. 491–502. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.05.015> (дата обращения 15.09.2021).
38. Amoo L.M. Computational fluid dynamics simulation of Lafia-Obi bituminous coal in a fluidized-bed chamber for air- and oxy-fuel combustion technologies // *Fuel*. – 2015. – V. 140. – P. 178–191. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.076> (дата обращения 15.09.2021).
39. Three-dimensional CFD simulation of oxy-fuel combustion in a circulating fluidized bed with warm flue gas recycle / Y. Wu, D. Liu, L. Duan, J. Ma, J. Xiong, X. Chen // *Fuel*. – 2018. – V. 216. – P. 596–611. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.042> (дата обращения 15.09.2021).
40. Bhuiyan A.A., Naser J. Numerical modelling of oxy fuel combustion, the effect of radiative and convective heat transfer and burnout // *Fuel*. – 2015. – V. 139. – P. 268–284. URL:

- <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.034> (дата обращения 15.09.2021).
41. Experimental and numerical investigations on oxy-coal combustion in a 35 MW large pilot boiler / J. Guo, Z. Liu, X. Huang, T. Zhang, W. Luo, F. Hu, P. Li, C. Zheng // *Fuel*. – 2017. – V. 187. – P. 315–327. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.070> (дата обращения 15.09.2021).
 42. Bhunia S., Sadhukhan A.K., Gupta P. Modelling and experimental studies on oxy-fuel combustion of coarse size coal char // *Fuel Processing Technology*. – 2017. – V. 158. – P. 73–84. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2016.11.015> (дата обращения 15.09.2021).
 43. Computational modeling of oxy-coal combustion with intrinsic heterogeneous char reaction models / Z. Zhou, L. Chen, L. Guo, B. Qian, Z. Wang, K. Cen // *Fuel Processing Technology*. – 2017. – V. 161. – P. 169–181. URL: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.03.009> (дата обращения 15.09.2021).
 44. Effects of CO₂ gasification reaction on the combustion of pulverized coal char / Y. Niu, S. Liu, B. Yan, S. Wang, X. Zhang, S. Hui // *Fuel*. – 2018. – V. 233. – P. 77–83. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.053> (дата обращения 15.09.2021).
 45. In situ experimental and modeling study on coal char combustion for coarse particle with effect of gasification in air (O₂/N₂) and O₂/CO₂ atmospheres / Z. Shen, L. Zhang, Q. Liang, J. Xu, K. Lin, H. Liu // *Fuel*. – 2018. – V. 233. – P. 177–187. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.045> (дата обращения 15.09.2021).
 46. Towards oxy-steam combustion: the effect of increasing the steam concentration on coal reactivity / C. Duesco, M.C. Mayoral, J.M. Andres, A.I. Escudero, L.I. Diez // *Fuel*. – 2019. – V. 239. – P. 534–546. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.035> (дата обращения 15.09.2021).
 47. Effect of H₂O on char-nitrogen conversion during char-O₂/H₂O combustion under high-temperature entrained flow conditions / Y. Li, R. Sun, J. Wu, Z. Wang, M. Wang, Z. Song // *Combustion and Flame*. – 2019. – V. 207. – P. 391–405. URL: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.06.013> (дата обращения 15.09.2021).
 48. Roy B., Bhattacharya S. Combustion of single char particles from Victorian brown coal under oxy-fuel fluidized bed conditions // *Fuel*. – 2016. – V. 165. – P. 477–483. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.099> (дата обращения 15.09.2021).
 49. Resolved simulations of single char particle combustion in a laminar flow field / S. Farazi, M. Sadr, S. Kang, M. Schiemann, N. Vorobiev, V. Scherer, H. Pitsch // *Fuel*. – 2017. – V. 201. – P. 15–28. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.011> (дата обращения 15.09.2021).
 50. Numerical study of a reacting single coal char particle with different pore structures moving in a hot O₂/CO₂ atmosphere / Z. Xue, Q. Guo, Y. Gong, J. Xu, G. Yu // *Fuel*. – 2017. – V. 206. – P. 381–389. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.035> (дата обращения 15.09.2021).
 51. Kriebitzsch S., Richter A. LES simulation of char particle gasification at Reynolds numbers up to 1000 // *Combustion and Flame*. – 2020. – V. 211. – P. 185–194. URL: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.08.028> (дата обращения 15.09.2021).
 52. CO₂-O₂ gasification of a bituminous coal in circulating fluidized bed / C. Liang, H. Zhang, Z. Zhu, Y. Na, Q. Lu // *Fuel*. – 2017. – V. 200. – P. 81–88. URL: <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.032> (дата обращения 15.09.2021).
 53. Development of oxy-fuel IGCC system with CO₂ recirculation for CO₂ capture: experimental examination on effect of gasification reaction promotion by CO₂ enriched using bench scale gasifier facility / K. Kidoguchi, S. Hara, Y. Oki, S. Kajitani, S. Umamoto, J. Inumaru // *Proceedings of the ASME 2011 Power Conference*. – Denver, USA, July 12–14 2011. – V. 2. – P. 485–492. URL: <https://doi.org/10.1115/POWER2011-55458> (дата обращения 15.09.2021).
 54. High temperature air combustion. From energy conservation to pollution reduction / H. Tsuji, A.K. Gupta, T. Hasewaga, M. Katsuki, K. Kishimoto, M. Morita. – CRC Press, 2003. – 405 p. URL: <https://doi.org/10.1201/9781420041033> (дата обращения 15.09.2021).
 55. Yoshikawa K. High temperature gasification of coal, biomass, and solid wastes // *Proc. 2nd International Seminar on High Temperature Air Combustion*. – Stockholm, Sweden, 2000. – P. 17–18.
 56. Gasification performance of coals using high temperature air / S. Sugiyama, N. Suzuki, Y. Kato, K. Yoshikawa, A. Omino, T. Ishii, K. Yoshikawa, T. Kiga // *Energy*. – 2005. – V. 30. – № 2–4. – P. 399–413. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.06.001> (дата обращения 15.09.2021).
 57. Modernization of air-blown entrained-flow gasifier of integrated gasification combined cycle plant / A.F. Ryzhkov, N.A. Abaimov, I.G. Donskoy, D.A. Svishchev // *Combustion, Explosion, and Shock Waves*. – 2018. – V. 54. – № 3. – P. 337–344. DOI: 10.1134/S0010508218030103
 58. Donskoy I.G. Numerical study of operating parameters of a single-stage air-steam blown gasification process of pulverized coal // *Energy Systems Research*. – 2019. – V. 2. – № 3. – P. 55–61. URL: <https://dx.doi.org/10.25729/esr.2019.03.0007> (дата обращения 15.09.2021).
 59. Рыжков А.Ф., Гордеев С.И., Богатова Т.Ф. Выбор схемы подготовки рабочего тела газовой турбины для ПГУ с внутрициклового газификацией угля // *Теплоэнергетика*. – 2015. – № 11. – С. 32–37.
 60. Клер А.М., Маринченко А.Ю., Потанина Ю.М. Оптимизационные исследования парогазовой установки с газификацией угля и высокотемпературным подогревом дутьевого воздуха // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 7–17. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/3/159> (дата обращения 15.09.2021).
 61. Coal gasification process simulations using combined kinetic-thermodynamic models in one-dimensional approximation / I.G. Donskoy, V.A. Shamansky, A.N. Kozlov, D.A. Svishchev // *Combustion Theory and Modelling*. – 2017. – V. 21. – № 3. – P. 529–559. URL: <https://doi.org/10.1080/13647830.2016.1259505> (дата обращения 15.09.2021).
 62. Donskoi I.G. Mathematical modeling of the reaction zone of a Shell-Prenflo gasifier with the use of the models of sequential equilibrium // *Solid Fuel Chemistry*. – 2016. – V. 50. – № 3. – P. 191–196. URL: <https://doi.org/10.3103/S0361521916030034> (дата обращения 15.09.2021).
 63. Франк-Каменецкий Д.А. Диффузия и теплопередача в химической кинетике. – М.: Наука, 1987. – 502 с.
 64. McBride B.J., Zehe M.J., Gordon S. NASA glenn coefficients for calculating thermodynamic properties of individual species (NASA/TP-2002-211556). – Cleveland: Glenn Research Center, 2002. – 296 p.
 65. Гиршфельдер Дж., Кертисс Ч., Берд Р. Молекулярная теория газов и жидкостей. – М.: Издательство иностранной литературы, 1961. – 931 с.
 66. Мессерле А.В., Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Плазменная термохимическая подготовка к сжиганию пылеугольного топлива // *Теплофизика высоких температур*. – 2017. – Т. 55. – № 3. – С. 366–374.
 67. Термодинамические модели экстремальных промежуточных состояний и их приложения в энергетике / Б.М. Каганович, С.П. Филиппов, А.В. Кейко, В.А. Шаманский // *Теплоэнергетика*. – 2011. – № 2. – С. 51–58.
 68. Modeling and simulation of coal gasification on an entrained flow coal gasifier with a recycled CO₂ injection / H. Watanabe, K. Tanno, H. Umetsu, S. Umamoto // *Fuel*. – 2015. – V. 142. – P. 250–259. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.11.012> (дата обращения 15.09.2021).
 69. Prins M.J., Ptasincki K.J., Janssen F.J.J.G. From coal to biomass gasification: Comparison of thermodynamic efficiency // *Energy*. – 2007. – V. 32. – P. 1248–1259. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.017> (дата обращения 15.09.2021).

Поступила 21.10.2021 г.

Информация об авторах

Донской И.Г., кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории термодинамики Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

UDC 662.7

ANALYSIS OF EFFICIENCY OF PULVERIZED COAL GASIFICATION IN HIGH-TEMPERATURE FLOW OF O₂/N₂ AND O₂/CO₂ USING MATHEMATICAL MODELING

Igor G. Donskoy,
donskoy.chem@mail.ru

Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS,
130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russia.

The relevance of the study is associated with growing issues of regulating carbon emissions of solid fuel combustion and increasing environmental requirements for heat power plants.

The aims of the study are investigation of CO₂ recycling prospects at coal-fired power plants with internal gasification using mathematical modeling based on an analysis of the fuel conversion processes efficiency, determination of the coal processing optimal modes and evaluation of possibility of implementing these modes from the point of view of technological limitations.

Object of the study is pulverized coal gasification in the atmospheres with different composition and initial temperature.

Research method: mathematical modeling of the process of pulverized coal thermochemical conversion in one-dimensional stationary statement.

Results. The author has plotted the calculated dependences of gasification characteristics (cold gas efficiency, temperature of the produced gas) on the specific flow rate of the gasification agent ($\alpha=0,1-0,7$), oxygen concentration (20–30 %) and the initial temperature (373–1373 K) for O₂/N₂ and O₂/CO₂ mixtures. The optimal values of specific flow rates and the maximum values of cold gas efficiency in the entire range of parameters are determined. The author estimated the contribution of the thermophysical properties and gas reactivity to the change in the cold gas efficiency of the process when changing the composition of the gasification agent. To study the efficiency of heating oxidizer, the author used the criterion that takes into account heat external supply. The analysis shows that air overheating does not give a positive effect on composition of gasification products due to the strict stoichiometric restrictions; overheating of carbon dioxide allows not only increasing cold gas efficiency, but also improving process stability at low values of specific oxidizer consumption.

Key words:

Gasification, coal, oxyfuel, high-temperature air, mathematical modelling, cold gas efficiency.

The work was supported by the RF President grant for young candidates of sciences (MK-157.2020.8). Calculations were performed using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, project no 13.CKP.21.0038).

REFERENCES

1. *World Energy Outlook 2019*. Paris, International Energy Agency, 2019. 810 p.
2. *Prognoz razvitiya energetiki mira i Rossii 2016* [Forecast of World and Russia energy sector development 2016]. Eds. A.A. Makarov, L.M. Grigoryeva, T.A. Mitrova. Moscow, Institute of Energy Research of RAS Publ., 2016. 200 p.
3. Santer B.D., Bonfils C.J.W., Fu Q., Fyfe J.C., Hegerl G.C., Mears C., Painter J.F., Po-Chedley S., Wentz F.J., Zelinka M.D., Zou C.-Z. Celebrating the anniversary of three key events in climate change science. *Nature Climate Change*, 2019, vol. 9, pp. 180–182. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0424-x> (accessed 15 September 2021).
4. Belyaev L.S., Marchenko O.V., Filippov S.P., Solomin S.V., Stepanova T.B., Kokorin A.L. *Mirovaya energetika i perekhod k ustoychivomu razvitiyu* [World energy and transition to sustainable development]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2000. 269 p.
5. Makarov A.A. Sredstva i sledstviya sderzhivaniya emissii parnikovykh gazov v energetike Rossii [Tools and consequences of containment of greenhouse gases in Russia energy sector]. *Izvestiya AN. Energetika*, 2008, no. 5, pp. 3–18.
6. Ghoniem A.F. Needs, resources and climate change: Clean and efficient conversion technologies. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2011, vol. 37, pp. 15–51. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.02.006> (accessed 15 September 2021).
7. Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M.M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 39, pp. 426–443. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093> (accessed 15 September 2021).
8. Tilman D., Hill J., Lehman C. Carbon-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass. *Science*, 2006, vol. 314, pp. 1598–1600. Available at: <https://doi.org/10.1126/science.1133306> (accessed 15 September 2021).
9. Chen L., Yong S.Z., Ghoniem A.F. Oxy-fuel combustion of pulverized coal: Characterization, fundamentals, stabilization and CFD-modeling. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2012, vol. 38, pp. 156–214. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.09.003> (accessed 15 September 2021).
10. Tola V., Pettinau A. Power generation plants with carbon capture and storage: a techno-economic comparison between coal combustion and gasification technologies. *Applied Energy*, 2014, vol. 113, pp. 1461–1474. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.09.007> (accessed 15 September 2021).
11. Toftegaard M.B., Brix J., Jensen P.A., Glarborg P., Jensen A.D. Oxy-fuel combustion of solid fuels. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2010, vol. 36, pp. 581–625. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2010.02.001> (accessed 15 September 2021).
12. Cormos C.-C. Oxy-combustion of coal, lignite and biomass: a techno-economic analysis for a large scale Carbon Capture and Storage (CCS) project in Romania. *Fuel*, 2016, vol. 169, pp. 50–57. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.12.005> (accessed 15 September 2021).
13. Cau G., Tola V., Ferrara F., Porcu A., Pettinau A. CO₂-free coal-fired power generation by partial oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture: Techno-economic analysis. *Fuel*, 2018, vol. 214, pp. 423–435. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.023> (accessed 15 September 2021).
14. Mao Z., Zhang L., Zhu X., Zheng C. Experiment investigation of coal MILD-Oxy combustion integrated with flue gas recirculation at a 0.3 MWth furnace. *Fuel Processing Technology*, 2017, vol. 162, pp. 126–134. Available at: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.04.002> (accessed 15 September 2021).
15. Oki Y., Hara S., Umamoto S., Kidoguchi K., Hamada H., Kobayashi M., Nakao Y. Development of high-efficiency oxy-fuel

- IGCC system. *Energy Procedia*, 2014, vol. 63, pp. 471–475. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1192> (accessed 15 September 2021).
16. Ralnikov P.A., Abaimov N.A., Ryzhkov A.F. Investigation of coal entrained-flow gasification in O₂-CO₂ mixtures for oxy-fuel IGCC. *Journal of Physics: Conference Series*, 2018, vol. 1128, no. 012007. Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1128/1/012007> (accessed 15 September 2021).
 17. Watanabe H., Ahn S., Tanno K. Numerical investigation of effects of CO₂ recirculation in an oxy-fuel IGCC on gasification characteristics of a two-stage entrained flow coal gasifier. *Energy*, 2017, vol. 118, pp. 181–189. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.031> (accessed 15 September 2021).
 18. Allam R., Martin S., Forrest B., Fetvedt J., Lu X., Freed D., Brown Jr. G.W., Sasaki T., Itoh M., Manning J. Demonstration of the Allam cycle: an update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 5948–5966. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1731> (accessed 15 September 2021).
 19. Weiland N.T., White C.W. Techno-economic analysis of an integrated gasification direct-fired supercritical CO₂ power cycle. *Fuel*, 2018, vol. 212, pp. 613–625. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.022> (accessed 15 September 2021).
 20. Chein R.-Y., Hsu W.-H. Thermodynamic analysis of syngas production via tri-reforming of methane and carbon gasification using flue gas from coal-fired power plants. *Journal of Cleaner Production*, 2018, vol. 200, pp. 242–258. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.228> (accessed 15 September 2021).
 21. Higman C., Tam S. Advances in coal gasification, hydrogenation, and gas treating for the production of chemicals and fuels. *Chemical Reviews*, 2014, vol. 114, no. 3, pp. 1673–1708. Available at: <https://doi.org/10.1021/cr400202m> (accessed 15 September 2021).
 22. Taamallah S., Vogiatzaki K., Alzahrani F.M., Mokheimer E.M.A., Habib M.A., Ghoniem A.F. Fuel flexibility, stability and emissions in premixed hydrogen-rich gas turbine combustion: Technology, fundamentals, and numerical simulations. *Applied Energy*, 2015, vol. 154, pp. 1020–1047. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.044> (accessed 15 September 2021).
 23. Ryzhkov A.F., Bogatova T.F., Levin E.I. *Parogazovye tekhnologii na tverdom toplive* [Combined cycle technologies based on solid fuels]. Ekaterinburg, UrFU Publ., 2018. 160 p.
 24. Tumanovskii A.G. Prospects for the development of coal-steam plants in Russia. *Thermal Engineering*, 2017, vol. 64, no. 6, pp. 399–407. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0040601517060088> (accessed 15 September 2021).
 25. Cormos A.-M., Dinca C., Cormos C.-C. Multi-fuel multi-product operation of IGCC power plants with carbon capture and storage (CCS). *Applied Thermal Engineering*, 2015, vol. 74, pp. 20–27. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.12.080> (accessed 15 September 2021).
 26. Kler A.M., Tyurina E.A., Mednikov A.S. A plant for methanol and electricity production: Technical-economic analysis. *Energy*, 2018, vol. 165B, pp. 890–899. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.179> (accessed 15 September 2021).
 27. Yin C., Yan J. Oxy-fuel combustion of pulverized fuels: combustion fundamentals and modeling. *Applied Energy*, 2016, vol. 162, pp. 742–762. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.149> (accessed 15 September 2021).
 28. Yu J., Ou W., Zhou K. Mass transfer coefficients considering boundary layer reaction in oxy-fuel combustion of coal char. *Fuel*, 2014, vol. 124, pp. 173–182. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.01.101> (accessed 15 September 2021).
 29. Jimenez S., Gonzalo-Tirado C. Properties and relevance of the volatile flame of an isolated coal particle in conventional and oxy-fuel combustion conditions. *Combustion and Flame*, 2017, vol. 176, pp. 94–103. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2016.09.024> (accessed 15 September 2021).
 30. Maffei T., Khatami R., Perucci S., Faravelli T., Ranzi E., Levendis Y.A. Experimental and modeling study of single coal particle combustion in O₂/N₂ and Oxy-fuel (O₂/CO₂) atmospheres. *Combustion and Flame*, 2013, vol. 160, no. 11, pp. 2559–2572. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.combustflame.2013.06.002> (accessed 15 September 2021).
 31. Goshayeshi B., Sutherland J.C. Prediction of oxy-coal flame stand-off using high-fidelity thermochemical models and the one-dimensional turbulence model. *Proceedings of the Combustion Institute*, 2015, vol. 35, pp. 2829–2837. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proci.2014.07.003> (accessed 15 September 2021).
 32. Zhang J., Ito T., Ito S., Riechelmann D., Fujimori T. Numerical investigation of oxy-fuel combustion in a large-scale furnace: non-gray effect of gas and role of particle radiation. *Fuel*, 2015, vol. 139, pp. 87–93. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.020> (accessed 15 September 2021).
 33. Gaikwad P., Kulkarni H., Sreedhara S. Simplified numerical modelling of oxy-fuel combustion of pulverized coal in a swirl burner. *Applied Thermal Engineering*, 2017, vol. 124, pp. 734–745. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.06.069> (accessed 15 September 2021).
 34. Alvarez L., Yin C., Riaza J., Pevida C., Pis J.J., Rubiera F. Oxy-coal combustion in an entrained flow reactor: Application of specific char and volatile combustion and radiation models for oxy-firing conditions. *Energy*, 2013, vol. 62, pp. 255–258. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.063> (accessed 15 September 2021).
 35. Alvarez L., Yin C., Riaza J., Pevida C., Pis J.J., Rubiera F. Biomass co-firing under oxy-fuel conditions: a computational fluid dynamics modelling study and experimental validation. *Fuel Processing Technology*, 2014, vol. 120, pp. 22–33. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.12.005> (accessed 15 September 2021).
 36. Vega F., Benjumea F., Navarrete B., Portillo E. Geometric parameter evaluation of a 0.5 MWth bench-scale oxy-combustion burner. *Fuel*, 2015, vol. 139, pp. 637–645. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.035> (accessed 15 September 2021).
 37. Franchetti B.M., Marincola F.C., Navarro-Martinez S., Kempf A.M. Large Eddy Simulation of a 100 kWth swirling oxy-coal furnace. *Fuel*, 2016, vol. 181, pp. 491–502. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.05.015> (accessed 15 September 2021).
 38. Amoo L.M. Computational fluid dynamics simulation of Lafia-Obi bituminous coal in a fluidized-bed chamber for air- and oxy-fuel combustion technologies. *Fuel*, 2015, vol. 140, pp. 178–191. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.076> (accessed 15 September 2021).
 39. Wu Y., Liu D., Duan L., Ma J., Xiong J., Chen X. Three-dimensional CFD simulation of oxy-fuel combustion in a circulating fluidized bed with warm flue gas recycle. *Fuel*, 2018, vol. 216, pp. 596–611. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.042> (accessed 15 September 2021).
 40. Bhuiyan A.A., Naser J. Numerical modelling of oxy fuel combustion, the effect of radiative and convective heat transfer and burnout. *Fuel*, 2015, vol. 139, pp. 268–284. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.08.034> (accessed 15 September 2021).
 41. Guo J., Liu Z., Huang X., Zhang T., Luo W., Hu F., Li P., Zheng C. Experimental and numerical investigations on oxy-coal combustion in a 35 MW large pilot boiler. *Fuel*, 2017, vol. 187, pp. 315–327. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.070> (accessed 15 September 2021).
 42. Bhunia S., Sadhukhan A.K., Gupta P. Modelling and experimental studies on oxy-fuel combustion of coarse size coal char. *Fuel Processing Technology*, 2017, vol. 158, pp. 73–84. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2016.11.015> (accessed 15 September 2021).
 43. Zhou Z., Chen L., Guo L., Qian B., Wang Z., Cen K. Computational modeling of oxy-coal combustion with intrinsic heterogeneous char reaction models. *Fuel Processing Technology*, 2017, vol. 161, pp. 169–181. Available at: <http://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.03.009> (accessed 15 September 2021).
 44. Niu Y., Liu S., Yan B., Wang S., Zhang X., Hui S. Effects of CO₂ gasification reaction on the combustion of pulverized coal char. *Fuel*, 2018, vol. 233, pp. 77–83. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.053> (accessed 15 September 2021).
 45. Shen Z., Zhang L., Liang Q., Xu J., Lin K., Liu H. In situ experimental and modeling study on coal char combustion for coarse particle with effect of gasification in air (O₂/N₂) and O₂/CO₂ atmospheres. *Fuel*, 2018, vol. 233, pp. 177–187. Available

- at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.045> (accessed 15 September 2021).
46. Duesco C., Mayoral M.C., Andres J.M., Escudero A.I., Diez L.I. Towards oxy-steam combustion: The effect of increasing the steam concentration on coal reactivity. *Fuel*, 2019, vol. 239, pp. 534–546. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.11.035> (accessed 15 September 2021).
 47. Li Y., Sun R., Wu J., Wang Z., Wang M., Song Z. Effect of H₂O on char-nitrogen conversion during char-O₂/H₂O combustion under high-temperature entrained flow conditions. *Combustion and Flame*, 2019, vol. 207, pp. 391–405. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.06.013> (accessed 15 September 2021).
 48. Roy B., Bhattacharya S. Combustion of single char particles from Victorian brown coal under oxy-fuel fluidized bed conditions. *Fuel*, 2016, vol. 165, pp. 477–483. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.099> (accessed 15 September 2021).
 49. Farazi S., Sadr M., Kang S., Schiemann M., Vorobiev N., Scherer V., Pitsch H. Resolved simulations of single char particle combustion in a laminar flow field. *Fuel*, 2017, vol. 201, pp. 15–28. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2016.11.011> (accessed 15 September 2021).
 50. Xue Z., Guo Q., Gong Y., Xu J., Yu G. Numerical study of a reacting single coal char particle with different pore structures moving in a hot O₂/CO₂ atmosphere. *Fuel*, 2017, vol. 206, pp. 381–389. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.035> (accessed 15 September 2021).
 51. Kriebitzsch S., Richter A. LES simulation of char particle gasification at Reynolds numbers up to 1000. *Combustion and Flame*, 2020, vol. 211, pp. 185–194. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.combustflame.2019.08.028> (accessed 15 September 2021).
 52. Liang C., Zhang H., Zhu Z., Na Y., Lu Q. CO₂-O₂ gasification of a bituminous coal in circulating fluidized bed. *Fuel*, 2017, vol. 200, pp. 81–88. Available at: <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.032> (accessed 15 September 2021).
 53. Kidoguchi K., Hara S., Oki Y., Kajitani S., Umamoto S., Inumaru J. Development of oxy-fuel IGCC system with CO₂ recirculation for CO₂ capture: experimental examination on effect of gasification reaction promotion by CO₂ enriched using bench scale gasifier facility. *Proceedings of the ASME 2011 Power Conference*. Denver, USA, July 12–14 2011. Vol. 2, pp. 485–492. Available at: <https://doi.org/10.1115/POWER2011-55458> (accessed 15 September 2021).
 54. Tsuji H., Gupta A.K., Hasewaga T., Katsuki M., Kishimoto K., Morita M. *High temperature air combustion. From energy conservation to pollution reduction*. CRC Press, 2003. 405 p. Available at: <https://doi.org/10.1201/9781420041033> (accessed 15 September 2021).
 55. Yoshikawa K. High temperature gasification of coal, biomass, and solid wastes. *Proc. 2nd International Seminar on High Temperature Air Combustion*. Stockholm, Sweden, 2000. pp. 17–18.
 56. Sugiyama S., Suzuki N., Kato Y., Yoshikawa K., Omino A., Ishii T., Yoshikawa K., Kiga T. Gasification performance of coals using high temperature air. *Energy*, 2005, vol. 30, nos. 2–4, pp. 399–413. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.06.001> (accessed 15 September 2021).
 57. Ryzhkov A.F., Abaimov N.A., Donskoy I.G., Svishchev D.A. Modernization of air-blown entrained-flow gasifier of integrated gasification combined cycle plant. *Combustion, Explosion, and Shock Waves*, 2018, vol. 54, no. 3, pp. 337–344. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0010508218030103> (accessed 15 September 2021).
 58. Donskoy I.G. Numerical study of operating parameters of a single-stage air-steam blown gasification process of pulverized coal. *Energy Systems Research*, 2019, vol. 2, no. 3, pp. 55–61. Available at: <https://dx.doi.org/10.25729/esr.2019.03.0007> (accessed 15 September 2021).
 59. Ryzhkov A.F., Gordeev S.I., Bogatova T.F. Selecting the process arrangement for preparing the gas turbine working fluid for an integrated gasification combined-cycle power plant. *Thermal Engineering*, 2015, vol. 62, no. 11, pp. 796–801. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0040601515110075> (accessed 15 September 2021).
 60. Kler A.M., Marinchenko A.Yu., Potanina Yu.M. Development of mathematical model of the system of high-temperature ceramic heat exchangers of periodic action. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, vol. 329, no. 3, pp. 26–35. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/3/159> (accessed 15 September 2021).
 61. Donskoy I.G., Shamansky V.A., Kozlov A.N., Svishchev D.A. Coal gasification process simulations using combined kinetic-thermodynamic models in one-dimensional approximation. *Combustion Theory and Modelling*, 2017, vol. 21, no. 3, pp. 529–559. Available at: <https://doi.org/10.1080/13647830.2016.1259505> (accessed 15 September 2021).
 62. Donskoy I.G. Mathematical modeling of the reaction zone of a Shell–Preñflo gasifier with the use of the models of sequential equilibrium. *Solid Fuel Chemistry*, 2016, vol. 50, no. 3, pp. 191–196. Available at: <https://doi.org/10.3103/S0361521916030034> (accessed 15 September 2021).
 63. Frank-Kamenetskii D.A. *Diffusion and Heat Exchange in Chemical Kinetics*. Princeton, Princeton Univ. Press, 2015. 370 p.
 64. McBride B.J., Zehe M.J., Gordon S. *NASA Glenn Coefficients for Calculating Thermodynamic Properties of Individual Species (NASA\TP-2002-211556)*. Cleveland, Glenn Research Center, 2002. 296 p.
 65. Hirschfelder J.O., Curtiss C.F., Bird R.B., Mayer M.G. *Molecular theory of gases and liquids*. New York, Wiley, 1954. 1280 p.
 66. Messerle A.V., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Plasma thermochemical preparation for combustion of pulverized coal. *High Temperature*, 2017, vol. 55, no. 3, pp. 352–360. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0018151X17030142> (accessed 15 September 2021).
 67. Kaganovich B.M., Filippov S.P., Keiko A.V., Shamanskii V.A. Thermodynamic models of extreme intermediate states and their applications in power engineering. *Thermal Engineering*, 2011, vol. 58, no. 2, pp. 143–152. Available at: <https://doi.org/10.1134/S0040601511020054> (accessed 15 September 2021).
 68. Watanabe H., Tanno K., Umetsu H., Umamoto S. Modeling and simulation of coal gasification on an entrained flow coal gasifier with a recycled CO₂ injection. *Fuel*, 2015, vol. 142, pp. 250–259. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.11.012> (accessed 15 September 2021).
 69. Prins M.J., Ptasinski K.J., Janssen F.J.J.G. From coal to biomass gasification: comparison of thermodynamic efficiency. *Energy*, 2007, vol. 32, pp. 1248–1259. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.017> (accessed 15 September 2021).

Received: 21 October 2021.

Information about the authors

Igor G. Donskoy, Cand. Sc., senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS.