УДК 261.039.7:533

Плазменное воспламенение твердых топлив на тепловых электростанциях. Часть 1. Математическое моделирование плазменно-топливной системы^{*}

В.Е. Мессерле¹⁻³, А.Б. Устименко^{1,3,4}, А.К. Тастанбеков³

¹Институт проблем горения, Алматы, Казахстан ²Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск ³Казахский национальный университет им. аль-Фараби, Алматы ⁴ТОО «НПТЦ «Жалын», Алматы

E-mail: ust@physics.kz

Одной из перспективных технологий воспламенения является плазменная термохимическая подготовка пылеугольного топлива к сжиганию с использованием плазменно-топливных систем (ПТС). Данная технология позволяет повысить эффективность топливоиспользования и улучшить экологические показатели тепловых электростанций, а также исключить топочный мазут, традиционно используемый для растопки котлов и стабилизации горения пылеугольного факела. В представленной работе приведены результаты численных исследований воспламенения пылеугольного факела в ПТС. ПТС предназначена для безмазутной растопки котлов и стабилизации горения факела и представляет собой оснащенную плазматроном пылеугольную горелку. Помимо электрической мощности плазмотрона и зольности угля, одним из основных режимных параметров ПТС, обеспечивающих воспламенение топлива, является концентрация угольной пыли в аэро-смеси, которая может варьироваться в широких пределах. С помощью программы PlasmaKinTherm, объединяющей кинетические и термодинамические методы расчета процессов движения, нагрева, термохимических превращений, определялись условия воспламенения топливной смеси в ПТС для трех указанных выше режимных параметров ПТС. Расчеты выполнены применительно к цилиндрической ПТС диаметром 0,2 м, длиной 2 м. Расход угля составлял 1000 кг/ч. Исследованы условия воспламенения топливной смеси в ПТС в зависимости от мощности плазмотрона (20-100 кВт), концентрации угля в топливной смеси в интервале от 0,4 до 1,8 кг угля на 1 кг воздуха, а также для трех различных значений зольности угля (20, 40 и 70 %). Выявлены основные закономерности процесса плазменной термохимической подготовки топлива к сжиганию.

Ключевые слова: уголь, топливная смесь, плазменно-топливная система, воспламенение, численный эксперимент.

Введение

В последние годы в мире наблюдается стабильный рост потребления электрической и тепловой энергии. Согласно статистическому обзору BP Statistical Review of

^{*} Разработка схемы прямоточной ПТС и плазматрона выполнена в рамках государственного задания ИТ СО РАН (номер гос. регистрации 121031800229-1), численные эксперименты по исследованию влияния на основные характеристики процесса её воспламенения мощности плазмотрона проводились за счет грантового финансирования МОН РК (АР14869881), зольности угля и концентрации пыли в аэросмеси — за счет грантового финансирования МОН РК (АР14869112).

[©] Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Тастанбеков А.К., 2022





World Energy за 2020 г. [1], за последние 10 лет мировой прирост выработки электрической энергии составил 25 %. Несмотря на бурное развитие возобновляемых ис-

точников энергии, их доля в энергетическом мировом балансе остается около 10 %, а основная часть энергии (62,8 %) вырабатывается на тепловых электростанциях, сжигающих ископаемые топлива. К 2035 году доля твердого топлива в производстве электроэнергии останется достаточно высокой (28 %) [2, 3]. Высокая доля использования твердых топлив в энергетике, особенно вследствие газового кризиса 2021 года, требует разработки более эффективных и экологически чистых технологий их сжигания.

Помимо традиционных горелочных устройств и технологий активации горения топлив [4, 5], в мире известны плазменные технологии переработки топлив [6-13]. Одной из перспективных технологий воспламенения является плазменная термохимическая подготовка пылеугольного топлива к сжиганию (ПТПС) [14-16] с использованием плазменно-топливных систем (ПТС). Наиболее распространенная схема ПТС приведена на рис. 1. Технология ПТПС позволяет повысить эффективность сжигания твердого топлива и улучшить экологические показатели тепловых электростанций (ТЭС), а также полностью исключить использование дополнительного высокореакционного топлива (мазута или газа), традиционно применяемого для растопки котлов и стабилизации горения пылеугольного факела. Технология ПТПС заключается в нагреве аэросмеси, состоящей из угольной пыли и воздуха, электродуговой плазмой до температуры выхода летучих угля и частичной газификации коксового остатка. Тем самым в ПТС из исходного угля получают ВДТ — высокореакционное двухкомпонентное топливо (горючий газ и коксовый остаток) заданного состава. При смешении с воздухом в топке котла ВДТ воспламеняется и устойчиво горит без использования дополнительного высокореакционного топлива.

В отличие от известных исследований по термохимической подготовке твердого топлива к сжиганию [17, 18] и плазменному воспламенению твердых топлив в топке котла [8, 9], технология ПТПС осуществляется в объеме ПТС с использованием плазменного факела с температурой 5000-6000 K, непосредственно воздействующего на аэросмесь [19–21]. Применение плазменного источника позволяет значительно ускорить процессы термохимического превращения твердого топлива и окислителя в ВДТ. Для проектирования ПТС необходимо использование физических и математических моделей процессов тепломассопереноса и термохимических превращений топлива и окислителя в ПТС. В настоящей статье представлена первая часть результатов многолетних исследований, посвященных решению актуальной задачи использования технологии ПТПС на ТЭС, численного моделирования процессов ПТПС и выбора оптимальных режимных параметров ПТС. Во второй части будут представлены результаты трехмерного моделирования оснащенной ПТС пылеугольной топки энергоблока мощностью 300 MBT и проведено их сопоставление с экспериментальными данными.

1. Использование технологии ПТПС на ТЭС

Разработанная технология ПТПС и ПТС для ее осуществления были успешно испытаны в 1989 г. на Усть-Каменогорской ТЭЦ (Казахстан) и на Мироновской ГРЭС (Украина),

в 1995 г. — на Баодийской ТЭС (Китай), в 1996 г. — на Алма-Атинской ТЭЦ-3 (Казахстан) и в 2011 г. — на Алма-Атинской ТЭЦ-2 (Казахстан) [22–25]. В 1995 г. работы по развитию и внедрению ПТС получили мощный импульс в России, они были установлены на Гусиноозерской ГРЭС (г. Гусиноозерск) [22–24]. Всего за рассматриваемый период времени ПТС были установлены и испытаны в России, Казахстане, Украине, Корее, Китае, Словакии, Сербии и Монголии на 31 котле паропроизводительностью от 75 до 950 т/ч,

Таблица 1

					-
Страна	№	Месторождение ТЭС	Тип и количество котлов с ПТС	Паропроиз- водительность одного котла, т/ч	Количество ПТС, установ- ленных на ТЭС, шт.
	1	Гусиноозерская ГРЭС (г. Гусиноозерск, 1994-1995)	ТПЕ-215 — 2 котла БКЗ-640 — 2 котла	670 640	8 7
	2	Черепетская ГРЭС (г. Суворов, 1997)	ТП-240 — 1 котел	240	4
Российская Федерация	3	Нерюнгринская ГРЭС (г. Нерюнгри, 1997)	Водогрейный котел КВТК-100 — 1 котел	Тепловая мощность 116 МВт	2
	4	Партизанская ГРЭС (г. Партизанск, 1998)	ТП-170 — 1 котел	170	2
	5	Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (г. Улан-Удэ, 1997)	ТПЕ-185 — 1 котел	160	2
	6	Хабаровская ТЭЦ-3 (г. Хабаровск, 1998)	ТПЕ-216 — 1 котел	670	4
Украина	7	Кураховская ТЭС (г. Курахово, 1998–1999)	ТП-109 — 1 котел	670	4
	8	Мироновская ГРЭС (г. Мироновка, 1989)	ТП-230 — 1 котел	230	2
Казахстан	9	Алматинская ГРЭС (г. Алма-Ата, 1996)	БКЗ-160 — 1 котел	160	2
	10	Усть-Каменогорская ТЭЦ (г. Усть-Каменогорск, 1989)	ЦКТИ-75 — 2 котла	75	4
	11	Алматинская ТЭЦ-2 (г. Алматы, 2011)	БКЗ-420 — 1 котел	420	6
Монголия	12	Улан-Баторская ТЭЦ-4 (г. Улан-Батор, 1994)	БКЗ-420 — 8 котлов	420	16
	13	Эрдэнэтская ТЭЦ (г. Эрдэнэт, 1995)	БКЗ-75 — 1 котел	75	1
	14	Баодийская ТЭС (г. Баоди, 1995)	Ч-200 — 1 котел	200	3
Китай	15	Шаогуанская ТЭС (г. Шаогуан, 1999–2001)	F-220/100-W — 1 котел, K-75 — 1 котел	230 75	4
	16	ТЭС «Золотая Гора» (г. Шеньян, 2007)	ВG-75/39-М — 1 котел	75	2
	17	ТЭС «Ганшун» (г. Шанси, 2009)	ВG-950/150 — 1 котел	950	4
Северная Корея	18	Восточно-Пхеньянская ТЭС (г. Пхеньян, 1993)	E-210 — 1 котел	210	3
Словакия	19	ТЭС «Вояны» (г. Велки-Капушаны, 2000)	TAVICI — 1 котел	350	2
Сербия 20		Белградская ТЭС «Никола Тесла» (г. Обреновац, 2007)	TП-210 — 1 котел	650	16

Промышленные испытания ПТС на пылеугольных ТЭС



Рис. 2. Схема оснащенного четырьмя ПТС котла ТПЕ-215 (вид сверху).

I — аэросмесь, 2 — пылепровод, 3 — отсекающий шибер, 4 — основная прямоточная пылеугольная горелка, 5 — ПТС, 6 — факел ВДТ, 7 — двусветный экран, 8 — полутопка котла.

оснащенных различными системами пылеприготовления (прямого вдувания и с промежуточным бункером) и разными типами пылеугольных горелок (прямоточные, муфельные и вихревые) (см. табл. 1). При испытаниях ПТС сжигались все типы энергетических углей (бурые, каменные, антрациты и их смеси) с содержанием летучих от 4 до 50 %, зольностью от 15 до 56 % и теплотой сгорания от 1600 до 6200 ккал/кг.

Самые мощные в России оснащенные ПТС котлы ТПЕ-215 Гусиноозерской ГРЭС (табл. 1) работают до настоящего времени в режиме растопки котла из любого теплового состояния. Схема топки этих котлов показана на рис. 2. Видно, что четыре основные горелки заменены ПТС. Топочная камера котла разделена двусветным экраном на две полутопки. В котле сжигается тугнуйский каменный уголь зольностью 14,3 % с теплотой сгорания 22500 кДж/кг. Начиная с 1995 года, на растопках котлов с помощью ПТС было сэкономлено 120000 тонн мазута. Это привело к сокращению выбросов оксидов азота (NO_x) и серы (SO_x), оксида углерода (CO) и пентаоксида ванадия (V₂O₅) суммарно на 325000 тонн.

Пример реализации ПТС в Казахстане на Алматинской ТЭЦ-2 (табл. 1) представлен на рис. 2 [25]. Во время испытаний температура факелов от ПТС составляла 1050– 1070 °С (рис. 3). Было зафиксировано, что скорость повышения температуры горячего



Рис. 3. ПТС и схема их компоновки на котле БКЗ-420 АТЭЦ-2. 1 — штатная вихревая двухпоточная пылеугольная горелка, 2 — ПТС, 3 — топка, 4 — вторичный воздух, 5 — плазмотрон, 6 — шибер, 7 — аэросмесь.

Рис. 4. Схема размещения ПТС на котлах БКЗ-160, Ч-200, F-220/100-W, BG-75/39-М и BG-950/150 (табл. 1). 1 — плазмотрон, 2 — ПТС, 3 — аэросмесь, 4 — топка котла, 5 — факел ВДТ.

воздуха в режиме растопки котла из холодного состояния соответствовала скорости повышения температуры при мазутной растопке котлоагрегата (1,5 градуса в минуту).

В последнее время значительный интерес к использованию ПТС на пылеугольных ТЭС проявляют Китай, Турция, Корея, Индия и Казахстан, в которых доля пылеугольных ТЭС в энергетике составляет 87, 47, 50, 70 и 85 % соответственно [22–24].



Плазменная технология растопки котлов и стабилизации горения пылеугольного факела в Китае находится на стадии крупномасштабного промышленного применения на пылеугольных котлоагрегатах электрической мощностью от 200 до 1000 МВт. Впервые в Китае ПТС (с комбинированным плазмотроном конструкции КазНИИ Энергетики и Института Теплофизики СО РАН) были испытаны на котле Ч-200 Баодийской ТЭС (табл. 1) [23]. Компания Yantai Longyuan Electric Power Technology Co., Ltd (Китай), входящая в корпорацию China Guodian Corporation, модернизировав эти ПТС, разместила их еще более чем на 850 пылеугольных котлах Китая с установленной мощностью более 400 млн. кВт [25–28]. Общая экономия топочного мазута на пылеугольных ТЭС за счет использования ПТС достигла 6 млн. тонн стоимостью 25 млрд. юаней. В Китае успешно реализовано уже более 20 безмазутных ТЭС с использованием плазменной технологии растопки. На рис. 4 показана широко распространенная как в Казахстане, так и в Китае схема углового размещения ПТС на пылеугольных котлах ТЭС.

Использование ПТС на пылеугольных ТЭС повышает эффективность воспламенения и сжигания энергетических углей, позволяет исключить использование дефицитного мазута на растопку и подсветку котла, снизить мехнедожог топлива, а также предоставляет широкие возможности для автоматизации процесса растопки котлов, стабилизации горения пылеугольного факела и снижения вредных выбросов. Таким образом, основным элементом осуществления технологии ПТПС является ПТС, исследование которых имеет первостепенное значение. Учитывая трудоемкость натурных испытаний плазменной технологии, особую актуальность приобретает численное моделирование процессов ПТПС для выбора оптимальных параметров ПТС и прогнозирования эффективности их использования на пылеугольных ТЭС.

2. Верификация программы PlasmaKinTherm и численное исследование ПТС

Численное исследование ПТС имеет самостоятельное научное значение, а полученные выходные параметры ПТС могут быть использованы в качестве исходных данных для трехмерного моделирования топок котлов, оснащенных ПТС.

Численные исследования работы прямоточной ПТС выполнялись с помощью программы PlasmaKinTherm [29]. Программа PlasmaKinTherm разработана на основе компьютерных программ Plasma-Coal и TERRA [30, 31]. В ней совмещены кинетика выделения

Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Тастанбеков А.К.

летучих и окисления углерода коксового остатка с термодинамическим подходом к расчету плазменных термохимических превращений продуктов первичной деструкции угля в газовой фазе. Предложенная модель описывает двухфазный (угольные частицы и воздух) химически реагирующий поток, распространяющийся в канале с внутренним тепловым источником (электрической дугой). Предварительно перемешанные частицы и газ поступают в ПТС, которая представляет собой цилиндрический канал с плазмотроном. В соответствии с кинетическим механизмом процесса газ и твердые угольные частицы нагреваются плазмой до температуры выделения летучих веществ в газовую фазу [30]. Модель основана на предположении о квазистационарности и одномерности процесса, частицы угля считаются изотермическими, а зола (минеральная масса) является инертным компонентом. Также предполагается, что частицы не взаимодействуют друг с другом. Состав угля в модели представлен его органическими и минеральными веществами. Органическое вещество угля определяется совокупностью летучих веществ (CH₄, C₆H₆, CO, H₂, H₂O, CO₂) и углерода. Процесс выделения летучих веществ ограничен кинетикой нагрева частиц угля. Выделившиеся в газовую фазу летучие вещества смешиваются и реагируют с плазменным факелом. Модель локального термодинамического равновесия, реализованная с помощью программного пакета TERRA [21], используется для расчета реакций в газовой фазе. Такой подход позволяет объединить кинетику выделения летучих и окисления углерода коксового остатка с термодинамическим методом расчета плазменных термохимических превращений первичных продуктов деструкции угля в газовой фазе. Для инженерных расчетов ПТС программа PlasmaKinTherm была верифицирована [29, 32].

Процессы плазменного воспламенения твердого топлива в ПТС описываются с помощью системы обыкновенных дифференциальных уравнений, приводимых ниже.

Уравнение сохранения импульса газовой фазы:

$$u\frac{d(\rho u)}{dx} = \sum_{l=1}^{L} F_l,$$
(1)

где $F_l = C_{Dl} \frac{\rho(u-u_l)^2}{2} \pi R_l^2 N_l$ — сила аэродинамического сопротивления частицы размерной фракции *l*, C_{Dl} — коэффициент лобового сопротивления частицы фракции *l*, ρ, u — плотность и скорость газовой фазы потока, R_l — радиус угольных частиц, N_l — число частиц фракции *l* в единице массы.

Уравнение сохранения импульса угольных частиц фракции:

1

$$n_l u \frac{du_l}{dx} = F_l, \tag{2}$$

где *u*_l — скорость движения частиц фракции *l*.

Уравнение сохранения энергии газовой фазы:

$$\rho u \frac{dl}{dx} = \sum_{i=1}^{L} \rho u \frac{dn_i}{dx} I_i - \sum_{l=1}^{L} \Delta Q_l + \Delta Q_r + \Delta Q_p, \qquad (3)$$

здесь член $\Delta Q_l = \alpha (T_g - T_l) 4\pi R_l^2 N_l$ описывает теплообмен между газом и частицами, ΔQ_p — вклад тепловой энергии от плазмотрона, ΔQ_r — тепловой эффект реакций выделения летучих из угля, I, T_g — энтальпия и температура газовой фазы соответственно, n_i , l_i — концентрация и энтальпия *i*-й компоненты газовой фазы, α_l — коэффициент теплоотдачи частиц.

Уравнение сохранения энергии угольных частиц:

$$\rho u \frac{dI_l}{dx} = \Delta Q_l + \Delta Q_C. \tag{4}$$

где $\Delta Q_{\rm C}$ — тепловой эффект реакции горения углерода.

Коэффициент лобового сопротивления движению частиц под воздействием силы Стокса вычисляется в зависимости от числа Рейнольдса (Re) для скорости относительного движения с помощью выражения

$$C_{\text{D}l} = \begin{cases} \frac{24}{\text{Re}_l} \left(1 + 0.15 \,\text{Re}_l^{0.687} \right), & \text{Re}_l = \frac{2(u - u_l)R_l}{v} < 1000, \\ 0.44, & \text{Re}_l \ge 1000. \end{cases}$$

Коэффициент теплоотдачи α_l определяется с помощью критериального уравнения теплообмена, справедливого для обтекания сферы ламинарным потоком:

$$\alpha_l = \frac{\mathrm{Nu}_l \lambda}{2R_l}$$
, $\mathrm{Nu}_l = 2 + 0.03 \,\mathrm{Pr}^{0.33} \,\mathrm{Re}_l^{0.54} + 0.35 \,\mathrm{Pr}^{0.35} \,\mathrm{Re}_l^{0.58}$,

где Nu_l — число Нуссельта для частицы фракции l, Pr — число Прандтля.

Уравнение расхода аэросмеси и плазмообразующего газа:

$$\frac{dm_{\rm app}}{dt} + \frac{dm_{\rm плазм}}{dt} = \frac{\rho u \pi d^2}{4},\tag{5}$$

где $\frac{dm_{a \rightarrow p}}{dt}$, $\frac{dm_{плазм}}{dt}$ — расходы аэросмеси (первичный воздух + уголь) и плазмообразу-

ющего газа (воздуха) соответственно, d — диаметр канала.

Энергетический вклад в процесс нагрева газовой фазы аэросмеси за счет сжигания летучих компонентов угля определяется пошаговым расчетом равновесного состава продуктов сгорания и добавленной массы летучих компонентов угля.

Уравнения кинетики выделения летучих угля определяется зависимостью константы скорости *j*-й реакции выделения летучих угля от температуры, которая описывается уравнением Аррениуса первого порядка:

$$K_j = A_j \exp\left[-E_{ij} / RT_l\right],\tag{6}$$

где A_j — предэкспоненциальный множитель, E_{ij} — энергия активации, T_l — температура частицы, R — газовая постоянная. В табл. 2 приведены численные значения параметров уравнения Аррениуса, используемых в модели PlasmaKinTherm для описания выделения летучих угля. Выгорание углерода также рассчитывается с использованием уравнений Аррениуса. Считается, что весь углерод окисляется до CO₂ по реакции C + O₂ = CO₂ + ΔQ_C . Кислород, присутствующий в элементах золы, не участвует в воспламенении и горении угля.

Реакция	lgA _j	E_{ij} , ккал/моль	Реакция	lgA_j	<i>Е_{іј}</i> , ккал/моль
$H_{2S} = H_2$	18,2	88,8	$CO_{2S} = CO_2$	11,3	32,6
$H_2O_s = H_2O$	13,9	51,4	$CH_{4S} = CH_4$	41,2	51,6
$CO_{S} = CO$	12,3	44,4	$C_6H_{6S} = C_6H_6$	11,9	37,4

Кинетические параметры реакций выделения летучих угля [30, 31]

Таблица 2

Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Тастанбеков А.К.

Система обыкновенных дифференциальных уравнений (1) - (6) решалась численно методом Эйлера. Начальными условиями являются значения температур воздуха и частиц угольной пыли на входе в ПТС. Скорость газового потока u^* в начальный момент времени определяется из уравнения расхода аэросмеси и плазмообразующего газа (5). Принято, что частицы имеют сферическую форму и одинаковый размер в пределах одной фракции.

Сравнение результатов стендовых исследований и опытно-промышленных испытаний плазменного воспламенения Экибастузского угля [10, 14-16, 33] с результатами расчета представлено в табл. 3. Критериями для сравнения были выбраны одинаковые исходные данные для расчета и эксперимента (расход угля, мощность плазмотрона, концентрация пыли в аэросмеси). В таблице используются обозначения: G — расход угля, Р — мощность плазмотрона, μ — концентрация пыли в аэросмеси, $T_{\rm f}$ — температура факела на выходе из ПТС, C_i — концентрации газообразных компонентов на выходе из канала. На рис. 5 показана экспериментальная ПТС длиной 2,5 м и внутренним диаметром 0,2 м. На ПТС установлен электродуговой плазмотрон постоянного тока с регулируемой мощностью от 80 до 200 кВт. Расстояние от плазмотрона до выхода ПТС составляет 2 м. Расход угля через ПТС варьируется от 500 до 2000 кг/ч. В экспериментах температуры измерялись с помощью цифрового пирометра в ядре выходящего из ПТС факела, а пробы для газового анализа отбирались керамическим зондом на выходе ПТС. Пирометр Ircon Ultrimax Plus UX10P использовался для измерения температур от 600 до 3000 °C (873-3273 K) с разрешением 1 °C. Погрешность измерения зависит от температурного диапазона и составляет ± 0.5 % от измеренного значения для температур до 1500 °C (1773 K), ± 1 % для диапазона температур 1500-2000 °C (1773 -2273 K), и возрастает до ± 2 % для температур, превышающих 2000 °C (2273 K). Состав газов на выходе ПТС определялся с помощью газового хроматографа «Хроматэк-Газохром-2000». Абсолютная погрешность измерения концентрации газообразных продуктов

				Эксперимент				Расчет					
<u>N</u> <u>o</u> <i>G</i> ,		μ,	<i>P</i> ,	<i>T C</i>	<i>С</i> _{<i>i</i>} , об. %			$T_{\rm f}$,		C_i , o	5. %		
кг/час	кг/час	КГ/КГ	кВт	$I_{\rm f}, {\rm C}$	СО	H_2	CO_2	N ₂	°C	СО	H_2	CO_2	N ₂
1	1000	0,6	80	1170	24,6	7,5	3,2	57,2	1429	16,3	6,8	5,1	64,6
2	1000	0,6	100	1180	27,8	9,3	2,2	55,4	1433	19,0	8,5	4,0	62,4
3	2000	0,6	200	1250	33,9	10,9	1,3	52,1	1469	24,8	12,7	1,7	57,7

Сравнение экспериментальных и расчетных значений параметров ПТПС Экибастузского угля

Таблина 3



Рис. 5. Экспериментальная ПТС в действии. Расход угля до 2000 кг/ч.

составляла 10⁻² об. %. Электрические параметры плазмотрона (ток и напряжение) измерялись амперметром М-381 и вольтметром М-381 с диапазонами измерений 0–1500 A и 0–600 В соответственно. Цена деления шкалы амперметра — 25 A, а вольтметра — 20 В. Класс точности приборов — 1,5. Относительная погрешность при измерении мощности плазмотрона не превышала 2,5 %.

Расхождение между экспериментальными и расчетными значениями температуры процесса зависит от мощности плазматрона и находится в интервале 17-22 % для мощностей плазмотрона 80-200 кВт. Расхождение между экспериментальными и расчетными значениями концентраций горючих компонентов (CO + H₂) также зависит от мощности плазматрона и находится в интервале 16-28 %. Отметим, что согласно представленным в табл. 3 расчетным данным 100 %-ный состав газа не наблюдается, что объясняется присутствием в продуктах водяного пара с концентрацией 3-7%. При газовом анализе водяной пар конденсируется в пробоотборнике и не определяется газоанализатором. Из таблицы следует, что расхождение между экспериментальными и расчетными значениями основных параметров процесса ПТПС уменьшается с увеличением мощности плазмотрона. Учитывая, что расчеты температуры и состава газовой фазы в программе PlasmaKinTherm осуществляются комбинированным методом, объединяющим кинетику выделения летучих угля и термодинамический подход к определению состава газовой фазы, можно сделать вывод, что расхождение расчета с экспериментом связано с отклонением от термодинамического равновесия в ПТС. Таким образом, наблюдаемое в этих условиях расхождение результатов расчета с экспериментальными данными, не превышающее для температуры 22 %, а для концентрации синтез-газа 28 %, можно считать приемлемым. Результаты сравнения подтверждают правомерность принятых при разработке модели допущений и позволяют использовать модель и программу PlasmaKinTherm для расчета и проектирования ПТС, успешно испытанных на пылеугольных ТЭС.

Целью расчетов, проводимых с помощью программы PlasmaKinTherm, является исследование процесса плазменного воспламенения угля в ПТС, а также изучение влияния мощности плазмотрона, зольности угля и концентрации угольной пыли в аэросмеси на температуру и состав образующихся продуктов ПТПС. Показателем устойчивого сжигания аэросмеси на выходе ПТС является высокое содержание горючих газов (CO, H₂), превышающее 15 %, а также нагрев газа до температуры самовоспламенения (> 800 °C) при взаимодействии с воздухом в топке котла.

Для численных расчетов процесса плазменного воспламенения угля был выбран высокозольный Экибастузский уголь, являющийся основным энергетическим топливом на ТЭС Казахстана и прилегающей части России. В табл. 4 приведен химический состав угля. Экибастузский каменный уголь зольностью 40 %, выходом летучих 24 % и влажностью 5,8 % имеет удельную теплоту сгорания 4000 ккал/кг. Расход аэросмеси составляет 2667 кг/час (расход угольной пыли — 1000 кг/ч, воздуха — 1667 кг/ч), начальная температура аэросмеси равна 27 °C, внутренний диаметр ПТС — 0,2 м, длина

Таблица 4

$A^{\mathrm{C}}, \%$	С	O ₂	H_2	N_2	S	SiO ₂	Al_2O_3	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O
40	48,86	6,56	3,05	0,8	0,73	23,09	13,8	2,15	0,34	0,31	0,16	0,15

Химический состав Экибастузского угля, масс. %

А^C — зольность на сухую массу угля. Высшая теплота сгорания угля на сухую массу — 16740 кДж/кг, влажность угля — 5,8 %, выход летучих — 24 %. Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Тастанбеков А.К.



Рис. 6. Изменение температуры газовой фазы по длине ПТС при варьировании мощности от 20 до 100 кВт. Мощность: 20 (1), 40 (2), 60 (3), 80 (4), 100 (5).

ПТС — 3 м. Средний размер угольных частиц был принят 60 мкм, что соответствует среднему размеру частиц промышленного помола на ТЭС.

Исследовалось влияние мощности плазмотрона на температуру, скорость и состав продуктов ПТПС. Расчеты по

воспламенению и сжиганию твердого топлива были выполнены для следующих значений мощности плазмотрона: 20, 40, 60, 80 и 100 кВт.

Как видно из рис. 6, воспламенение угольных частиц в ПТС обеспечивается в интервале мощности плазмотрона 40 - 100 кВт (кривые 2 - 5 соответственно), тогда как при мощности плазмотрона 20 кВт, температура газа по длине канала практически не изменяется, оставаясь на уровне 110 °С, что явно недостаточно для воспламенения твердого топлива. Вклад увеличения мощности плазмотрона на температуру газа проявляется в смещении максимума температур к источнику плазмы, расположенному в начале канала ПТС (X = 0 м). Следует отметить, что изменение температуры частиц качественно подобно изменению температуры газовой фазы.

Как видно из рис. 7, кривые скорости газа характеризуются экстремумами в интервале мощности плазмотрона 40-100 кВт (кривые 2-5 соответственно), тогда как при мощности плазмотрона 20 кВт скорость газовой фазы по длине ПТС практически не изменяется и составляет 11 м/с, что связано с низким уровнем температуры при этой мощности плазмотрона (рис. 6). Влияние мощности плазмотрона на скорость газа (рис. 7) заключается в смещении максимума скорости к источнику плазмы, расположенному в начале канала ПТС (X = 0 м). Отметим, что максимальные значения скорости газовой фазы варьируются в узком интервале и составляют 66,3–67,9 м/с. Поведение кривых скорости аналогично поведению температурных кривых (рис. 6).

На рис. 8 показано изменение состава газовой фазы по длине ПТС при мощности плазмотрона 60 кВт. При мощности плазмотрона 100 кВт поведение концентраций



Мощность: 20 (1), 40 (2), 60 (3), 80 (4), 100 кВт (5).

Рис. 8. Изменение состава газовой фазы по длине ПТС при мощности плазмотрона 60 кВт.

продуктов ПТПС качественно подобно. Полученные значения концентраций продуктов ПТПС на выходе из ПТС указывают на образование ВДТ и его устойчивое воспламенение. С увеличением температуры в ПТС повышаются концентрации горючих компонентов, достигая 30,9 и 43,7 % на выходе ПТС при мощности плазмотрона 60 и 100 кВт соответственно. При мощности плазмотрона 20 кВт, воспламенения топливной смеси не происходит. Концентрации кислорода и азота соответствует их содержанию в исходном воздухе по всей длине ПТС, а концентрации образующегося диоксида углерода (CO₂) и водяного пара (H₂O) не превышают 0,3 %.

Выполненные численные исследования по определению характеристик ПТС в зависимости от мощности плазмотрона позволяют определить изменения температур, скоростей газа и угольных частиц, а также концентраций продуктов ПТПС по длине ПТС. Расчеты показали, что в интервале мощности плазмотрона 40–100 кВт при расходе аэросмеси 2667 кг/ч достигается устойчивое воспламенение высокозольного угля. Кроме того, процесс воспламенения подтверждается высокими значениями температур и концентраций горючих компонентов на выходе ПТС. С увеличением мощности плазмотрона максимальные значения температур и скорости продуктов ПТПС смещаются по длине ПТС (в направлении плазмотрона). Максимальные значения температур и скоростей варьируются в узком диапазоне и практически не зависят от мощности плазмотрона.

Влияние зольности угля на температуру, скорость и состав продуктов ПТПС исследовалось для мощности плазмотрона 60 кВт. Расчеты по воспламенению и сжиганию твердого топлива были выполнены для следующих значений зольности угля: 20, 40, 60 и 70 %. На рис. 9 и 10 показаны изменения температуры и скорости продуктов газовой фазы процесса ПТПС по длине ПТС. Из рис. 9 видно, что температура газовой фазы увеличивается по всей длине ПТС, достигая максимума в центральной её части (1,5– 1,7 м). При этом максимальные температуры при зольности угля 60, 40 и 20 % составляют 2180, 1935 и 1845 °С соответственно. При зольности угля 70 % температура газа достигает 710 °С, что указывает на отсутствие воспламенения угля. На выходе ПТС при зольности угля 20, 40 и 60 % температура газа достигает высоких значений — 1260, 1332 и 1589 °С соответственно, что способствует интенсивному самовоспламенению продуктов ПТПС (см. табл. 5) при смешении со вторичным воздухом в топке котла. Так же в расчетах выявлено увеличение температуры газовой фазы при повышении зольности



Рис. 9. Изменение температуры газовой фазы по длине ПТС в зависимости от зольности угля. Зольность угля: 20 (1), 40 (2), 60 (3), 70 (4) %.



Рис. 10. Изменение скорости газовой фазы по длине ПТС в зависимости от зольности угля.
Зольность угля: 20 (1), 40 (2), 60 (3), 70 (4) %.

Kannaumpanning of %	Зольность, %							
концентрация, оо. 70	20	40	60	70				
H_2	15,31	9,82	4,29	0				
СО	27,79	21,07	13,65	0				
O ₂	$1 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-6}$	13,27				
CO ₂	0,62	3,31	6,55	3,78				
H_2O	0,94	4,69	8,42	3,11				
N ₂	55,36	61,1	67,09	79,83				
$T_{\rm f},$ °C	1260	1332	1589	515				
X _C , %	12,5	28,6	96,4	42,9				

Таблица 5 Интегральные характеристики продуктов ПТПС на выходе ПТС

угля. Это связано с фиксированной концентрацией угольной пыли в аэросмеси во всех вариантах расчета (1000/1667 = 0,6 кг/кг), приводящей к росту концентрации кислорода при высокой зольности и снижению таковой при низкой зольности угля. Увеличение концентрации кислорода приводит к развитию процессов горения углерода и соответствующему повышению температуры газовой фазы. При зольности угля 70 % отсутствие воспламенения обусловлено низким содержанием горючих компонентов в высокозольном угле и относительно низким тепловыделением от их окисления в газовой фазе по сравнению с выше рассмотренными вариантами.

Изменение скорости газовой фазы по длине ПТС (см. рис. 10) аналогично изменению ее температуры. Скорость газа возрастает с увеличением длины ПТС, достигая максимальных значений в центральной её части (1,5-1,7 м). На выходе ПТС (3,0 м) скорость газа составляет 47, 49 и 57 м/с, при зольности угля 20, 40 и 60 % соответственно. Необходимо отметить, что скорость первичного воздуха в традиционной пылеугольной горелке не превышает 30 м/с.

В табл. 5 приведены концентрации компонентов газовой фазы, температуры и степени газификации углерода угля на выходе ПТС. Здесь $T_{\rm f}$ — температура факела, C_i — концентрация газообразных компонентов, $X_{\rm C}$ — степень конверсии углерода, которая определяется из остаточного содержания углерода в твердых продуктах ПТПС и рассчитывается по формуле:

$$X_{\rm C} = (C_{\rm in} - C_{\rm fin}) / C_{\rm in} \cdot 100 \%,$$

где C_{in} и C_{fin} — начальное и конечное содержания углерода в угле соответственно. Из таблицы видно, что концентрации горючих компонентов (H₂ и CO) снижаются с увеличением зольности при практически полном отсутствии кислорода. При этом концентрации окислителей (CO₂ и H₂O) увеличиваются. При зольности угля 70 % из-за низкой температуры (515 °C) горючих компонентов не образуется даже при значительных концентрациях кислорода (13,27 %) и азота (79,83 %) в газовой фазе. Температура газообразных продуктов на выходе ПТС возрастает с увеличением зольности, что является следствием тепловыделения экзотермических реакций окисления углерода до CO₂. Степень конверсии углерода также увеличивается с увеличением зольности угля. Это связано с увеличением температуры и уменьшением начальной концентрации углерода.

Для выявления общих закономерностей изменения основных параметров процесса ПТПС и выбора оптимального режима работы ПТС необходимо исследовать влияния концентрации угольной пыли в аэросмеси на температуру и состав продуктов ПТПС. Расчеты проводились для следующих концентраций μ (кг/кг воздуха): 0,4, 0,6, 0,8, 1,0, 1,2, 1,4, 1,6 и 1,8. Влажность угля составляла 5 %, диаметр цилиндрической ПТС — 0,2 м, мощность плазмотрона — 60 кВт, расход угольной пыли — 1000 кг/ч. Расчеты были выполнены для трех зольностей угля: 20, 40 и 70 %.

В табл. 6 представлены результаты расчетов влияния концентрации угольной пыли в аэросмеси на основные параметры процесса ПТПС (температуру и состав продуктов ПТПС на выходе ПТС). Из таблицы следует, что инициирование процесса ПТПС при фиксированных значениях зольности угля осуществляется при различных концентрациях пыли в аэросмеси. С увеличением зольности угля воспламенение аэросмеси обеспечивается за счет высокой концентрации пыли в аэросмеси. Так, при зольности угля 20 %, воспламенение воздушной смеси наблюдается при концентрации пыли 0,6 кг/кг, при зольности угля 40 % — 0,8 кг/кг, а при 70 % — 1,6 кг/кг. Это следует из заметного превышения общей концентрации горючих компонентов в продуктах ПТПС (более 15 %) и их температуры (более 800 °C) на выходе из ПТС. Следует отметить, что во всем исследованном интервале зольности угля процесс ПТПС протекает параллельно с горением топлива, о чем свидетельствует наличие диоксида углерода со значительной концентрацией на выходе из ПТС.

На рис. 11 показана обобщенная зависимость суммарной концентрации CO и H₂ от концентрации пыли в аэросмеси при различной зольности угля. Как видно из рисунка, при зольности угля 20 и 40 % с увеличением концентрации пыли в аэросмеси концентрация синтез-газа (CO + H₂) проходит через максимум при концентрации пыли 1,0 и 1,3 кг/кг соответственно. При зольности 70 % концентрация синтез-газа монотонно возрастает с увеличением концентрации пыли в аэросмеси, достигая максимума при 1,8 кг/кг.

Зольность,		TOC	Концентрация, об. %					
%	μ , KI7KI	<i>I</i> , C	СО	H_2	CO ₂			
	0,4	187	_	_	0,5			
	0,6	1537	14,0	5,6	5,7			
20	0,8	1056	16,3	8,3	5,7			
20	1,0	910	20,0	11,0	4,3			
	1,2	779	19,4	11,8	4,9			
	1,4	588	1,4	2,2	14,4			
	0,4	165	_	-	29,0			
	0,6	1628	8,9	2,5	8,4			
	0,8	1255	12,3	5,3	7,0			
40	1,0	1066	15,3	8,2	6,0			
	1,2	938	18,2	10,8	4,9			
	1,4	805	20,6	12,2	4,3			
	1,6	709	3,0	4,2	11,7			
	0,6	626	_	-	3,5			
	0,8	1749	2,7	0,5	12,4			
	1,0	1450	4,9	1,3	11,0			
70	1,2	1335	7,2	2,5	9,6			
	1,4	1217	9,5	4,1	8,4			
	1,6	1081	11,2	5,8	7,8			
	1,8	987	11,9	6,7	7,7			

Таблица 6 Влияние концентрации угольной пыли в аэросмеси на температуру и состав продуктов ПТПС на выходе ПТС

Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Тастанбеков А.К.



при зольности угля 20 (1), 40 (2), 70 (3) %.



На рис. 12 показана температурная зависимость газообразных продуктов ПТПС от концентрации пыли при зольности 20, 40 и 70 %. Из рисунка следует, что для исследованных зольностей угля температурные кривые проходят через максимум при концентрациях пыли 0,6, 0,7 и 0,9 кг/кг соответственно.

Как следует из сравнения рис. 11 и 12, воспламенение аэросмеси (T > 800 °C) в случае зольности 20 % достигается при концентрации пыли 0,6-1,0 кг/кг, тогда как для зольности 40 % — при 0,7 – 1,4 кг/кг, а для зольности 70 % — при 1,5 – 1,8 кг/кг.

Изучение влияния концентрации угольной пыли в аэросмеси на температуру и состав продуктов ПТПС показало, что во всем исследованном интервале зольности (20 – 70 %) стабильное воспламенение ВДТ обеспечивается при концентрациях угольной пыли в аэросмеси в интервале 0,5 - 1,8 кг/кг.

Найденные выше параметры ПТС и характеристики ВДТ могут быть использованы в качестве исходных данных для трехмерного моделирования пылеугольных котлов, оснащенных ПТС.

Заключение

Сформулированы основные принципы осуществления технологии плазменной термохимической подготовки пылеугольного топлива к сжиганию, лежащей в основе плазменного воспламенения твердых топлив на ТЭС. В ходе натурных испытаний, проведенных на ряде ТЭС, показаны преимущества использования ПТС.

Для численных расчетов, описывающих характеристики ПТС в зависимости от мощности плазмотрона, содержания золы в угле, а также концентрации угольной пыли в аэросмеси использовалась программа PlasmaKinTherm, которая объединяет кинетические и термодинамические методы, описывающие процесс ПТПС в объеме ПТС.

Результаты сравнения расчетов, выполненных с помощью программы PlasmaKinTherm, с экспериментальными данными показали их удовлетворительное согласие, позволили верифицировать модель и подтвердили правомерность принятых при ее разработке допущений, что указывает на возможность использования программы для расчета и проектирования ПТС.

В ходе исследования найдены изменения температур и скоростей газа и угольных частиц, а также концентраций продуктов плазменной активации топлива по длине ПТС. Стабильное воспламенение высокозольного угля достигается в интервале мощности плазмотрона 40 – 100 кВт при расходе аэросмеси 2667 кг/час, высокой температуре (до 1470 °C) и концентрации горючих компонентов (до 44 %) на выходе ПТС.

Установлено, что с увеличением мощности плазмотрона максимумы температуры и скорости продуктов ПТПС смещаются против течения в направлении плазменного источника (плазмотрона). Максимальные температуры и скорости варьируются в узком диапазоне значений и практически не зависят от мощности плазмотрона.

Показано, что в зависимости от зольности угля в диапазоне ее значений 20 - 70 % на выходе ПТС концентрации горючих компонентов (H₂ и CO) уменьшаются с увеличением зольности угля и с ростом температуры газообразных продуктов. Степень конверсии углерода угля достигает максимального значения при зольности угля 60 %.

Исследование влияния концентрации угольной пыли в аэросмеси на температуру и состав продуктов ПТПС показало, что во всем изученном интервале зольности угля (20 – 70 %) устойчивое воспламенение аэросмеси обеспечивается при концентрациях в ней угольной пыли 0,5 – 1,8 кг/кг, используемых на пылеугольных ТЭС. С увеличением зольности угля воспламенение аэросмеси обеспечивается при более высокой концентрации угольной пыли в аэросмеси.

Выполненный комплекс численных исследований технологии ПТПС позволил определить основные закономерности нагрева и термохимических превращений твердого топлива в ПТС, что дает возможность использовать их в качестве исходных данных при проектировании ПТС для безмазутной растопки котлов и стабилизации горения пылеугольного факела на ТЭС, а также для трехмерных расчетов топок котлов, оснащенных ПТС, повышающих эффективность воспламенения и сжигания энергетических углей.

Список литературы

- 1. BP Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. BP p.l.c., 2020. 66 p.
- 2. BP Energy Outlook 2035. BP p.l.c., 2015. 98 p.
- 3. Key World Energy Statistics 2012: International Energy Agency. OECD/IEA, 2012. 80 p.
- 4. Бутаков Е.Б., Бурдуков А.П., Кузнецов А.В., Чернова Г.В., Кузнецов В.А. Исследование воспламенения механоактивированного пылеугольного топлива в вертикальном трубчатом реакторе // Теплофизика и аэромеханика. 2020. Т. 27, № 1. С. 149–157.
- 5. Гешева Е.С., Литвинов И.В., Шторк С.И., Алексеенко С.В. Анализ аэродинамической структуры закрученного течения в моделях вихревых горелочных устройств // Теплоэнергетика. 2014. № 9. С. 33–41.
- 6. Matveev I.B., Washcilenko N.V., Serbin S.I., Goncharova N.A. Integrated plasma coal gasification power plant // IEEE Trans. Plasma Sci. 2013. Vol. 41, No. 12. P. 3195–3200.
- Surov A.V., Popov S.D., Popov V.E., Subbotin D.I., Serba E.O., Spodobin V.A., Nakonechny G.V., Pavlov A.V. Multi-gas AC plasma torches for gasification of organic substances // Fuel. 2017. Vol. 203. P. 1007–1014.
- 8. Blackburn P.R. Ignition of pulverized coal with arc heated air // Energy. 1980. Vol. 4, No. 3. P. 98–99.
- Drouet M.G. La technologie des plasmas. Potentiel d'application au Canada // Revue generale d'electricite. 1986. No. 1. P. 51–56.
- **10. Мессерле В.Е., Устименко А.Б.** Плазменное воспламенение и горение твердого топлива. (Научнотехнические основы). Saarbrucken, Germany: Palmarium Academic Publishing, 2012. 404 с.
- Messerle V.E., Ustimenko A.B. Solid fuel plasma gasification // Advanced Combustion and Aerothermal Technologies: Environmental Protection and Pollution Reductions / Eds. N. Syred, A. Khalatov. Springer, 2007. P. 141–156.
- Messerle V.E., Ustimenko A.B. Plasma technologies for fuel conversion // High Temperature Material Processes. 2012. Vol. 16, No. 2. P. 97–107.
- Matveev I.B., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Investigation of plasma-aided bituminous coal gasification // IEEE Transactions on Plasma Sci. 2009. Vol. 37, No. 4. P. 580–585.
- Messerle V.E., Karpenko E.I., Ustimenko A.B. Plasma assisted power coal combustion in the furnace of utility boiler: numerical modelling and full-scale test // Fuel. 2014. Vol. 126. P. 294–300.
- 15. Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Карпенко Ю.Е., Чернецкий М.Ю., Дектерев А.А., Филимонов С.А. Моделирование и натурные испытания вихревых плазменно-топливных систем для воспламенения высокозольного энергетического угля // Теплоэнергетика. 2015. № 6. С. 59–68.

- Messerle V.E., Karpenko E.I., Ustimenko A.B., Lavrichshev O.A. Plasma preparation of coal to combustion in power boilers // Fuel Process. Technol. 2013. Vol. 107. P. 93–98.
- 17. Alcock C.B. Thermochemical processes: principles and models. Butterworth-Heinemann, 2000. 384 p.
- Brown R.C. Thermochemical processing of biomass: conversion into fuels, chemicals and power. John Wiley & Sons, 2011. 348 p.
- Karpenko E.I., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Plasma-aided solid fuel combustion // Proceedings of the Combustion Institute. 2007. Vol. 31. Part II. P. 3353–3360.
- Matveev I.B. Plasma assisted combustion, gasification, and pollution control. Vol. I. Methods of plasma generation for PAC. Denver, Colorado: Outskirts Press Inc, 2013. 538 p.
- 21. Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Аскарова А.С., Нагибин А.О. Горение пылеугольного факела в топке с плазменно-топливной системой // Теплофизика и аэромеханика. 2010. Т. 17, № 3. С. 467–476.
- 22. Карпенко Е.И., Карпенко Ю.Е., Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Использование плазменно-топливных систем на тепловых электрических станциях России, Казахстана, Китая и Турции // Химия высоких энергий. 2009. Т. 43, № 3. С. 271–275.
- 23. Карпенко Е.И., Карпенко Ю.Е., Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Использование плазменно-топливных систем на пылеугольных ТЭС Евразии // Теплоэнергетика. 2009. № 6. С. 10–14.
- 24. Карпенко Е.И., Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Плазменные методы повышения эффективности использования твердых топлив // Вестн. ВСГУТУ. Научно-технический журнал. Улан-Удэ: Изд-во ВСГУТУ, 2014. Т. 46, № 1. С. 31–43.
- 25. Мессерле В.Е., Карпенко Е.И., Устименко А.Б., Тютебаев С.С., Карпенко Ю.Е., Еремина Т.В. Моделирование и испытания плазменно-топливных систем на котле БКЗ-420 Алматинской ТЭЦ-2 // Вестн. ВСГУТУ. Научно-технический журнал. 2012. Т. 37, № 2. С. 21–27.
- 26. Plasma Ignition and Combustion Stabilizing System (PICS). A Fuel Oil Saving Technology for Coal Fired Power Plant by Yantai Longyuan Power Technology Co., Ltd. China Guodian Group. 2016.
- Feng P., Wang L., Liu X. Transformation and benefit analysis of plasma ignition device // Huadian Technology. 2018. Vol. 40, No. 3. P. 24–26.
- 28. Gao H., Chui E., Runstedtler A., Tang H. Numerical investigation of plasma ignition process in a utility boiler // Proceedings of the 6th International Workshop and Exhibition on Plasma Assisted Combustion (IWEPAC), Heilbronn, Germany, 13–15 September 2010. P. 69.
- 29. 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.
- Kalinenko R.A., Levitski A.A., Messerle V.E., Polak L.S., Sakipov Z.B., Ustimenko A.B. Pulverized coal plasma gasification // Plasma Chem. Plasma Process. 1993. Vol. 13, No. 1. P. 141–167.
- Gorokhovski M., Karpenko E.I., Lockwood F.C., Messerle V.E., Trusov B.G., Ustimenko A.B. Plasma technologies for solid fuels: experiment and theory // J. Energy Inst. 2005. Vol. 78, No. 4. P. 157–171.
- 32. Мессерле А.В. Математическое моделирование процессов термохимической подготовки пылеугольных топлив к сжиганию в горелочных устройствах с плазменным источником // Химия Высоких Энергий. 2003. № 1. С. 35–40.
- 33. Gorokhovski M.A., Jankoski Z., Lockwood F.C., Karpenko E.I., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Enhancement of pulverized coal combustion by plasma technology // Combustion Sci. and Technology. 2007. Vol. 179, No. 10. P. 2065–2090.

Статья поступила в редакцию 16 ноября 2021 г., после доработки — 8 декабря 2021 г., принята к публикации 14 декабря 2021 г.