

УДК 261.039.7:533

## Плазменное воспламенение твердых топлив на тепловых электростанциях. Часть 2. 3d-моделирование топки пылеугольного котла\*

В.Е. Мессерле<sup>1-3</sup>, А.Б. Устименко<sup>1,3</sup>, К.А. Умбеткалиев<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем горения, Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Новосибирск

<sup>3</sup>Казахский Национальный Университет им. аль-Фараби, Алматы, Казахстан

E-mail: ust@physics.kz

В статье представлены результаты расчетов плазменного воспламенения и горения угля в топке котла ПК-39-II Рефтинской ГРЭС. Для математического моделирования сжигания угля в топке котла использовалась трехмерная математическая модель Cinar ICE, программный комплекс для физического моделирования и расчета гидродинамики, тепломассообмена и горения топлив в объеме топочных устройств. Расчеты выполнены для двух режимов горения пылеугольного топлива: традиционного и с использованием плазменной активации горения угля. Показано, что применение плазменно-топливных систем (ПТС) позволяет оптимизировать процесс сгорания угля в топочной камере. Трехмерное моделирование оснащенной ПТС пылеугольной топке позволяет определить оптимальную схему компоновки ПТС на котлах тепловых электростанций.

**Ключевые слова:** уголь, аэросмесь, плазменно-топливная система, плазменная активация, горение, топка котла, трехмерное моделирование.

### Введение

К 2035 году доля твердых топлив в производстве электроэнергии останется достаточно высокой (28 %) [1, 2], особенно вследствие газового кризиса 2021 года. Это требует разработки более эффективных и экологически чистых технологий их сжигания. Одной из перспективных технологий воспламенения является плазменная термохимическая подготовка пылеугольного топлива к сжиганию (ПТПС) [3, 4] с использованием плазменно-топливных систем (ПТС). Наиболее распространенная схема ПТС приведена на рис. 1.

---

\* Численные эксперименты по исследованию влияния ПТС на выбросы оксидов азота проведены за счет грантового финансирования МНВО РК (AP14870548), на концентрацию несгоревшего углерода — за счет грантового финансирования МНВО РК (AP14869881), а на поля температур, скоростей и концентраций продуктов сгорания — за счет грантового финансирования МНВО РК (BR18574084), разработка схемы прямоточной ПТС и плазматрона выполнена в рамках государственного задания ИТ СО РАН (номер гос. регистрации 121031800229-1).

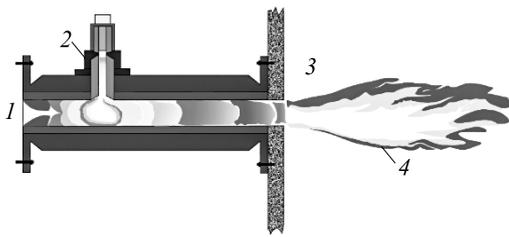


Рис. 1. Схема прямооточной ПТС.

1 — аэрозоль, 2 — плазмотрон, 3 — топка котла,  
4 — факел высокорреакционного  
двухкомпонентного топлива.

Технология ПТПС позволяет повысить эффективность сжигания твердого топлива и улучшить экологические показатели тепловых электростанций (ТЭС), а также полностью исключить использование дополнительного высокорреакционного топлива (мазута или газа), традиционно применяемых для растопки котлов и стабилизации горения пылеугольного факела. Технология ПТПС заключается в нагреве аэрозмеси, 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 — высокорреакционное двухкомпонентное топливо (горючий газ и коксовый остаток) заданного состава. При смешении с воздухом в топке котла ВДТ воспламеняется и устойчиво горит без использования дополнительного высокорреакционного топлива.

ПТПС осуществляется в объеме ПТС с использованием взаимодействующего с аэрозмесью плазменного факела температурой 5000–6000 °С [5–7]. Для проектирования ПТС и разработки схем их размещения на котле необходимо проведение математического моделирования процессов теплопереноса и термохимических превращений топлива и окислителя в ПТС и топках котлов ТЭС с использованием различных компьютерных программ.

В первой части статьи были сформулированы основные принципы осуществления технологии ПТПС, лежащей в основе плазменного воспламенения твердых топлив на ТЭС [8]. В ходе натурных испытаний 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 аэрозмеси, использовалась программа PlasmaKinTherm, объединяющая кинетические и термодинамические методы, описывающие процесс ПТПС в объеме ПТС. Были найдены изменения температур и скоростей газа и угольных частиц, а также концентраций продуктов плазменной активации топлива по длине ПТС. Также было показано, что стабильное воспламенение высокозольного угля достигается в интервале мощности плазмотрона 40–100 кВт при расходе аэрозмеси 2667 кг/час, высокой температуре (до 1470 °С) и концентрации горючих компонентов (до 44 %) на выходе ПТС. В зависимости от зольности угля в диапазоне ее значений 20–70 % на выходе ПТС концентрация горючих компонентов ( $H_2$  и  $CO$ ) уменьшается с увеличением зольности угля и с увеличением температуры газообразных продуктов. Изучение влияния концентрации угольной пыли в аэрозмеси на температуру и состав продуктов ПТПС показало, что во всем исследованном интервале зольности угля (20–70 %) устойчивое воспламенение аэрозмеси обеспечивается при концентрациях в ней угольной пыли 0,5–1,8 кг/кг, используемых на пылеугольных ТЭС. Выполненный комплекс численных исследований технологии ПТПС выявил основные закономерности нагрева и термохимических превращений твердого топлива в ПТС, что позволяет 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.

В настоящей статье представлены результаты трехмерного моделирования оснащенной ПТС пылеугольной топки энергоблока ПК-39-II мощностью 300 МВт в составе Рефтинской государственной районной электростанции (ГРЭС), сжигающей высокозольный экибастузский уголь.

### 1. Методика выполнения трехмерных расчетов Cinar ICE

Для математического моделирования процессов горения ВДТ и аэросмеси в топке котла использовалась трехмерная математическая модель Cinar ICE [9–11], которая представляет собой программный комплекс для физического моделирования и расчета гидродинамики, тепломассообмена и горения топлив в объеме топочных устройств.

Уравнения сохранения массы и импульса решаются методом контрольных объемов с использованием алгоритма Патанкара [12]. Для описания осредненных по времени уравнений сохранения для газовой фазы используется подход Эйлера. В эйлеровом подходе частицы интерпретируются как псевдогаз, т.е. учитываются лишь источник или убыль массы, обмен импульсом и энергией. Общее уравнение переноса для любой скалярной величины  $\varphi$  имеет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j \varphi) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \Gamma_\varphi \frac{\partial \varphi}{\partial x_j} \right) + S_\varphi,$$

где  $\Gamma_\varphi$  — коэффициент диффузии скалярной величины  $\varphi$ ;  $S_\varphi$  — источник или сток скалярной величины  $\varphi$ , который определяется из выражения  $S_\varphi = S_{g,\varphi} + S_{p,\varphi}$ , где  $S_{g,\varphi}$  — источник или сток, действующий в газовой фазе, а  $S_{p,\varphi}$  — член, представляющий обмен скалярной величины  $\varphi$  между газовой фазой и частицами.

Для моделирования поведения твердой фазы используется подход Лагранжа [13], учитывающий динамическое и тепловое отставание от газовой фазы движущихся в потоке частиц. Турбулентность моделируется с помощью стандартной  $k$ - $\varepsilon$ -модели турбулентности [14], которая является моделью жесткой вязкостной турбулентности и основывается на гипотезе Бусинеска применительно к осредненным числам Рейнольдса. Вязкостная турбулентность выражается через турбулентную кинетическую энергию ( $k$ ) и скорость ее диссипации ( $\varepsilon$ ). Таким образом, применение  $k$ - $\varepsilon$ -модели в основной программе требует введения двух дифференциальных уравнений переноса.

Процесс горения описывается в приближении модели «быстрой кинетики» для одновременного расчета смеси из нескольких видов топлив [9, 15], согласно которой скорость реакции лимитируется скоростью перемешивания топлив с окислителем. Выделение летучих угля описывается единственной реакцией первого порядка. При этом предполагается, что в целом процесс пиролиза может быть аппроксимирован первым порядком реакции деструкции угольной частицы, протекающей равномерно во всем ее объеме. После выделения летучих в коксовом остатке остаются углерод и инертная зола [16]. Гетерогенные реакции с углеродом коксового остатка описываются процессами диффузии кислорода к поверхности частицы и химической кинетики окисления углерода на поверхности частицы. Для учета излучения используется неравновесное приближение с коэффициентами поглощения, рассчитываемыми по модели «двух серых и одного прозрачного газа» [17].

Моделирование образования и восстановления оксидов азота выполняется с использованием так называемой «постпроцессорной» программы. Расчет образования и дальнейших превращений различных соединений азота, содержащегося в исходном угле,

а также их общий вклад в образование NO описывается двумя стадиями, не входящими в общую модель горения топлива. В общей модели влияние химических реакций азотсодержащих соединений не учитывается.

Основными составляющими NO в топочном объеме являются топливные, термические и быстрые оксиды азота. Расчет топливных оксидов азота описывается моделью ДеСозы [18], термических — моделью Савье [19], быстрых — моделью Леви [20]. Помимо оксидов азота, в результате горения угля также образуется молекулярный азот при выходе летучих угля, а в коксовом остатке остаются азотсодержащие соединения. Несмотря на то, что влияние азота, содержащегося в коксовом остатке, на образование оксидов азота в рассматриваемой модели сравнительно невелико (порядка 20 %), он включен в общую схему образования NO. Методика расчета образования и восстановления NO в результате горения топлива основана на использовании простых химических реакций [21].

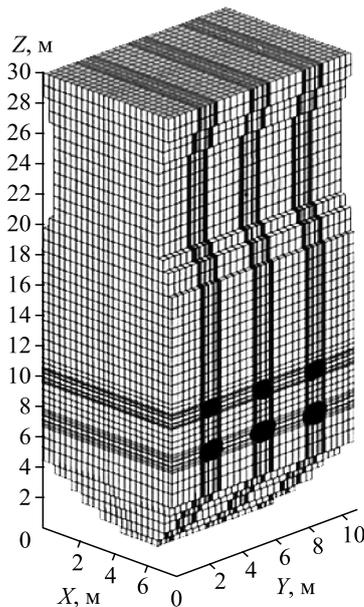
Схема образования термических оксидов азота из азота воздуха описывается простыми реакциями первого порядка, основанными на механизме Зельдовича [19].

Быстрые оксиды азота, как правило, образуются в результате реакции углеводородов с молекулярным азотом в объеме топочной камеры. На начальной стадии горения топлива образуются азотистые радикалы, а не молекулярный азот, так как на начальной стадии содержание кислорода сравнительно велико.

## 2. Подготовка исходных данных для трехмерного расчета топки котла

Расчеты выполнены для двухкорпусного котла ПК-39-II Рефтинской ГРЭС, крупнейшей ТЭС России. Паропроизводительность одного корпуса котла составляет 475 т/ч при общей мощности энергоблока 300 МВт. Для численного моделирования топки использовалась вычислительная сетка размером  $24 \times 60 \times 106$  (152640 контрольных объемов). На рис. 2 представлен общий вид топочной камеры котла ПК-39-II и деление ее на контрольные объемы.

Топка одного корпуса котла оборудована 12-вихревыми трехканальными горелками. Горелки расположены в два яруса по 6 горелок в каждом на противоположных стенках топки — с фронта и тыла. Котел ПК-39-11 предназначен для сжигания экибастузского каменного угля зольностью 40 % (табл. 1). В табл. 2 представлены исходные данные для трехмерного расчета процессов горения ВДТ и аэросмеси в топке одного корпуса котла ПК-39-11.



## 3. Результаты численных экспериментов и их обсуждение

С помощью программы PlasmaKinTherm были найдены исходные данные для проектирования топки котла с ПТС [8]. Расчеты выполнялись для ПТС (рис. 1), оборудованной плазмотроном мощностью 100 кВт. Диаметр ПТС составлял 0,273 м, средний диаметр угольных частиц — 74 мкм. Температура аэросмеси

Рис. 2. Общий вид топочной камеры котла ПК-39-II и деление ее на контрольные объемы.

Таблица 1

## Химический состав экибастузского угля, масс. %

$A^d$ , %	C	O <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	S	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> 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

$A^d$  — зольность на сухую массу угля.

Таблица 2

## Характеристика топочной камеры котла ПК-39-II

№ п/п	Наименование	Размерность	Обозначение	Величина
1	Расход топлива на котёл	кг/час	$B$	83000
2	Расход топлива на горелку	кг/час	$B_b$	6916
3	Теплота сгорания угля	МДж/кг	$Q^w_L$	16,74
4	Зольность угля	%	$A^d$	40
5	Выход летучих	%	$V^{daf}$	24
6	Влажность угля	%	$W^w$	5,8
7	Средний диаметр угольных частиц	мкм	$d$	74
8	Высота топки	м	$z(H)$	28,8
9	Ширина топки	м	$y$	10,84
10	Глубина топки	м	$x$	7,84
11	Тип используемых горелок	Вихревые		
12	Количество горелок на котле	шт	$N$	12
13	Температура первичного воздуха	°С	$t_{p.a.}$	160
14	Температура вторичного воздуха	°С	$t_{s.a.}$	334
15	Расход первичного воздуха на горелку	м <sup>3</sup> /час	$V_{p.a.}$	8892,7
16	Расход вторичного воздуха на горелку	м <sup>3</sup> /час	$V_{s.a.}$	32180,6
17	Скорость первичного воздуха из горелки	м/с	$V_{p.a.}$	10,7
18	Скорость вторичного воздуха из горелки	м/с	$V_{s.a.}$	40,0
19	Площадь поперечного сечения канала аэросмеси в горелке	м <sup>2</sup>	$F_a$	0,178
20	Площадь поперечного сечения канала вторичного воздуха в горелке	м <sup>2</sup>	$F_{s.a.}$	0,656
21	Присосы в топку		$\Delta\alpha_F$	0,05
22	Коэффициент избытка воздуха за топкой		$\alpha_F$	1,2
23	Гидродинамическое сопротивление канала аэросмеси горелки	мм. в. ст	$\Delta P$	114

на входе в ПТС равнялась 160 °С. Расход угля через ПТС составлял 6916 кг/ч, что соответствует расходу топлива на горелку (табл. 2). В расчетах принят тепловой КПД плазмоторна, равный 90 %. Данные, полученные для выходного сечения ПТС, были использованы в качестве исходных параметров для трехмерного расчета топки котла, оборудованного 4, 6 и 12 ПТС (табл. 3). В табл. 3 используются обозначения:  $X_C$  — степень газификации угля,  $V_g$  — скорость газовой фазы,  $T_g$  — температура газовой фазы.

На рис. 3–5 показаны распределения полей температур и концентрации оксида азота в различных сечениях топки при традиционном режиме горения угля. Из рис. 3 видно,

Таблица 3

## Результаты расчетов ПТС в ее выходном сечении

Вещество, об. %							$X_C$ , %	$V_g$ , м/с	$T_g$ , °С
CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	86	193	618
13,5	3,48	0,07	5,93	5,36	0,34	71,32			

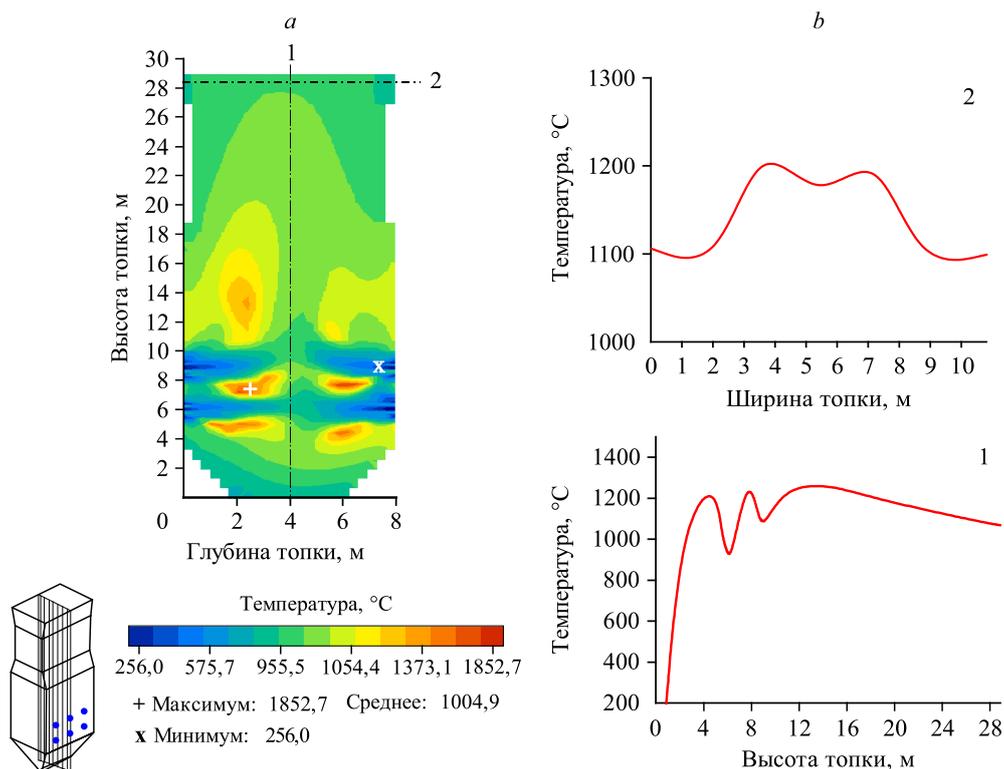


Рис. 3. Поле температур по высоте топки (а) и распределение осредненной температуры по высоте и ширине топки (б).

что осредненная температура имеет характерные максимумы в области обоих ярусов горелок и достигает максимального значения в 1250 °С на высоте 14 м. На выходе топки профиль температуры имеет характерные экстремумы (два максимума и три минимума), связанные с симметричным двусторонним расположением пылеугольных горелок.

На рис. 4 видно, что на уровне горелок нижнего яруса отсутствует общее ядро факела, которое формируется на высоте 10 м и более (рис. 4а). На выходе из топки (рис. 4б) максимальная температура достигает 1137 °С. Максимальные концентрации оксидов азота достигают 431 ppm (881 мг/м<sup>3</sup>) на уровне горелок нижнего яруса (рис. 5а) и 283 ppm (579 мг/м<sup>3</sup>) на выходе из топки (рис. 5б) при средних значениях 216 и 233 ppm (442 и 477 мг/м<sup>3</sup>) соответственно.

На рис. 6–8 показаны поля температур в топке одного корпуса котла ПК-39-П, оснащенной 4, 6 и 12 ПТС. Как видно из сравнения рис. 3 и 6, поля температур по высоте топки и распределения осредненной температуры по высоте и ширине топки качественно подобны для двух режимов горения: традиционного и с 4 ПТС. Однако горение ВДТ из ПТС характеризуется определенными отличиями. Экстремумы температурной кривой по ширине топки (рис. 6б) более выражены. При этом минимальная осредненная температура на оси топки составляет 1150 °С, что на 20 град. ниже, чем при традиционном сжигании угля (рис. 3). Отметим также, что максимальное осредненное значение составляет 1180 °С, что на 30 град. ниже, чем при традиционном сжигании угля. Эти факты свидетельствуют о более раннем воспламенении и, соответственно, выгорании частично газифицированного в ПТС топлива.

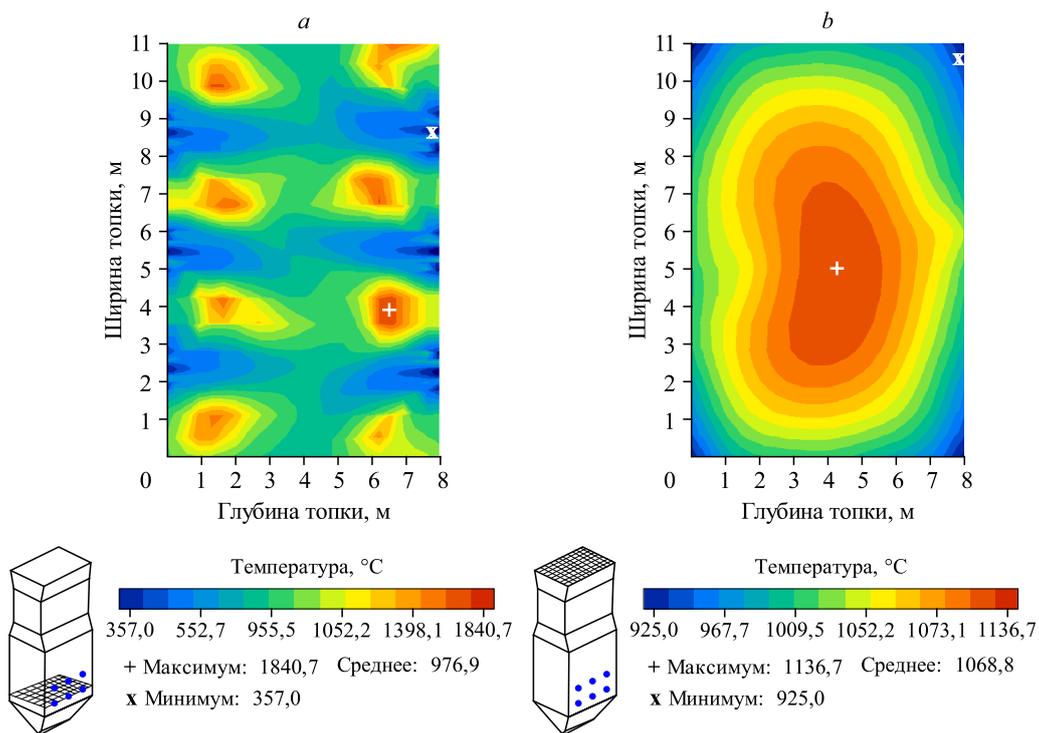


Рис. 4. Поле температур на уровне нижнего яруса горелок (a) и на выходе топki (b).

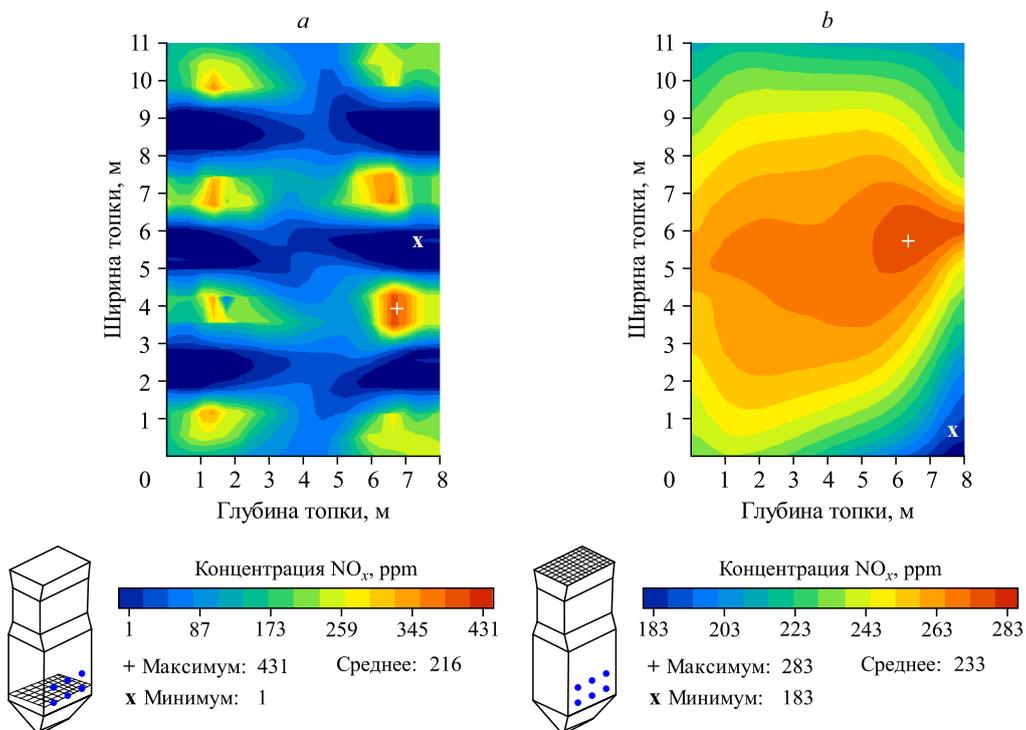


Рис. 5. Поле концентраций оксида азота на уровне нижнего яруса горелок (a) и на выходе топki (b).

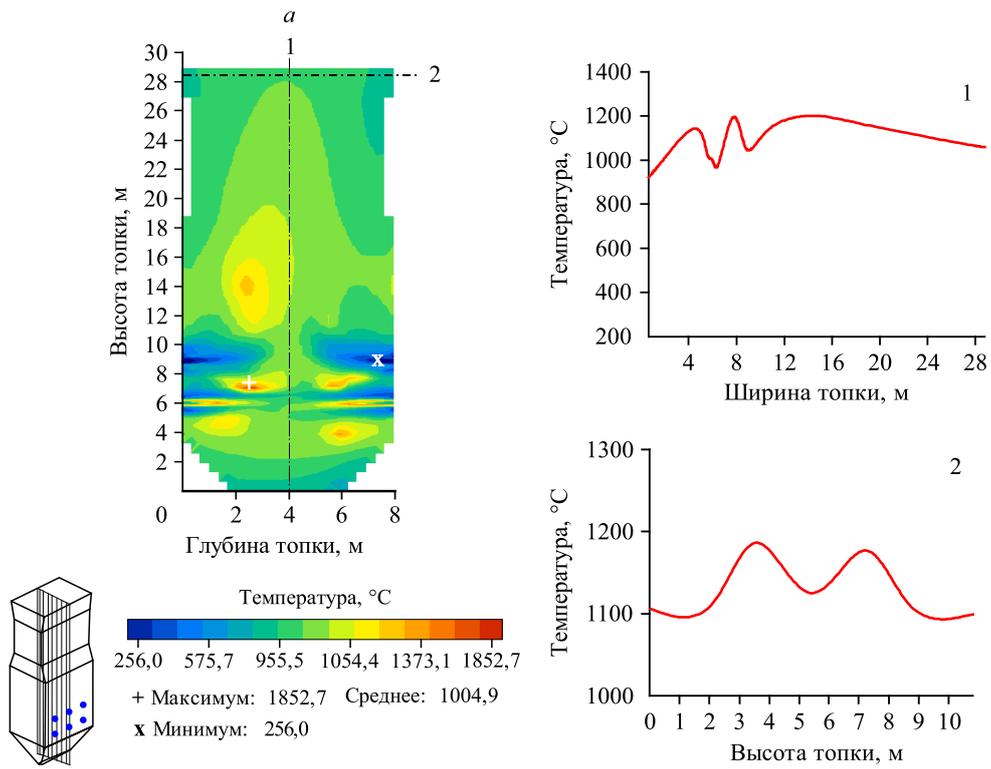


Рис. 6. Поле температур по высоте топки (a) и распределение осредненной температуры по высоте и ширине топки (b), оснащенной четырьмя ПТС.

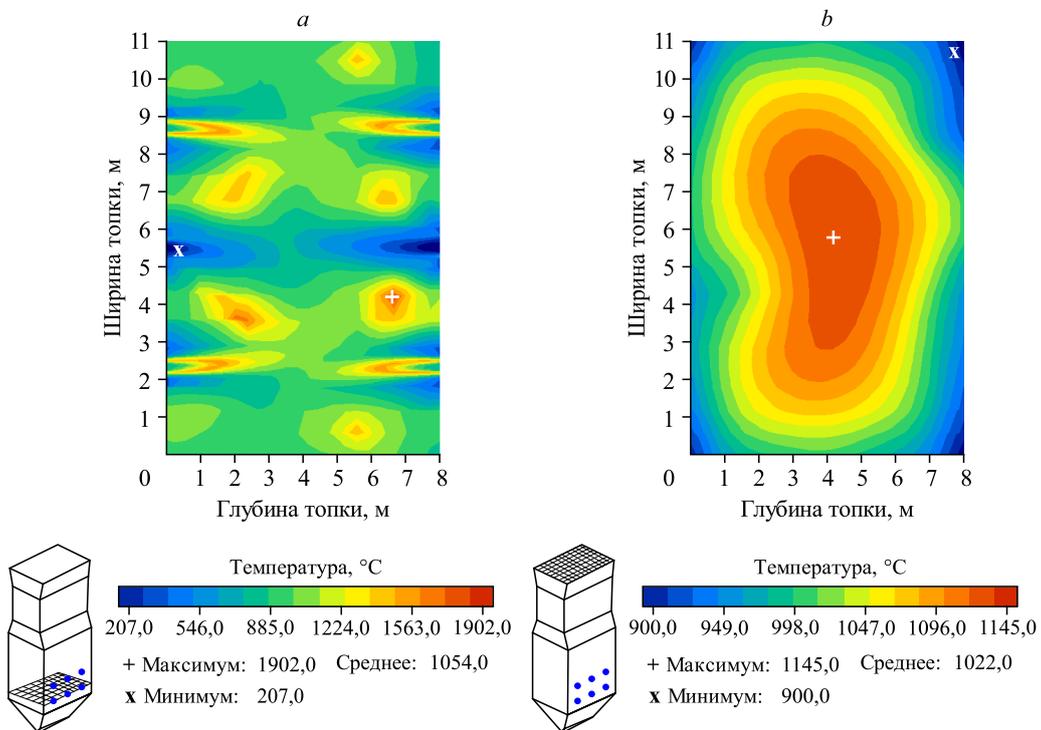


Рис. 7. Поле температур на уровне горелок нижнего яруса (a) и на выходе топки (b), оснащенной четырьмя ПТС.

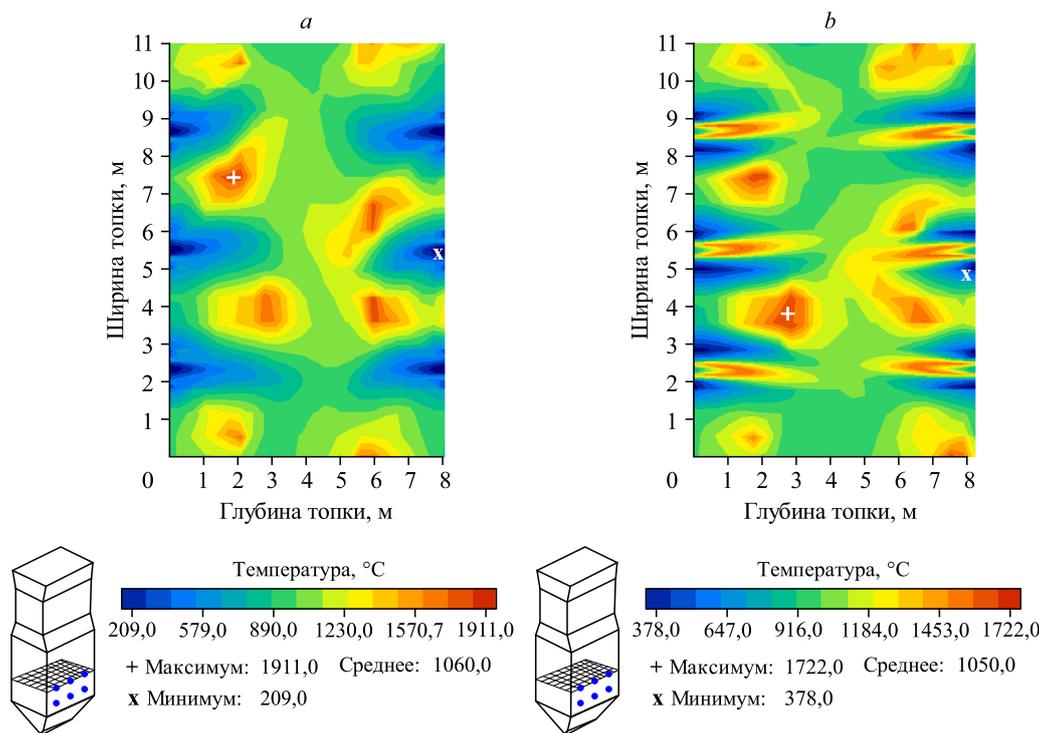


Рис. 8. Поле температуры в топке на уровне горелок верхнего яруса, оснащенной шестью (а) и двенадцатью (б) ПТС.

При сравнении рис. 4 и 7 можно отметить качественные различия в полях температуры на уровне горелок нижнего яруса. В частности, на рис. 7 видно, что из 4 ПТС в топку выходят 4 факела с максимальной температурой 1664 °С, тогда как при традиционном сжигании угля в топку выходит холодная аэросмесь с температурой 160 °С.

На рис. 8 показано поле температуры в топке на уровне горелок верхнего яруса, оснащенной 6 и 12 ПТС. Видно, что пылеугольные потоки из шести горелок (рис. 8а) и факелы от 6 ПТС верхнего яруса (рис. 8б) охватываются горящими конвективными потоками ВДТ от 6 ПТС, установленных в нижнем ярусе. Последний факт свидетельствует об интенсификации процесса горения угля при использовании ПТС.

На рис. 9 показано изменение по высоте топki осредненных температур, рассчитанных для четырех вариантов сжигания угля: традиционного и с его предварительной плазменной активацией с использованием 4, 6 и 12 ПТС. Видно, что в основном температуры по высоте топki, рассчитанные для активированного плазмой горения, имеют значения ниже температур, рассчитанных для традиционного режима сжигания угля. Однако существует зона, в которой температура продуктов

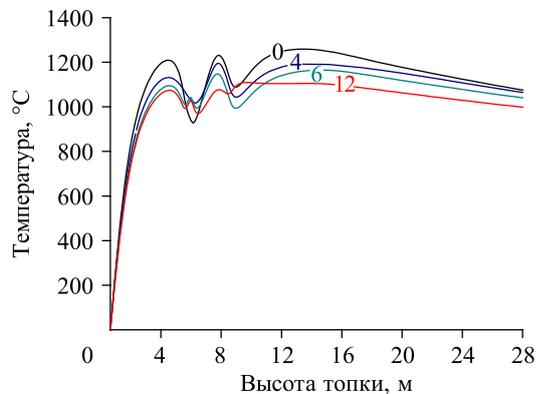


Рис. 9. Изменение осредненных температур по высоте топki.  
0, 4, 6, 12 — соответственно традиционный режим работы топki и с плазменной активацией 4, 6 и 12 ПТС.

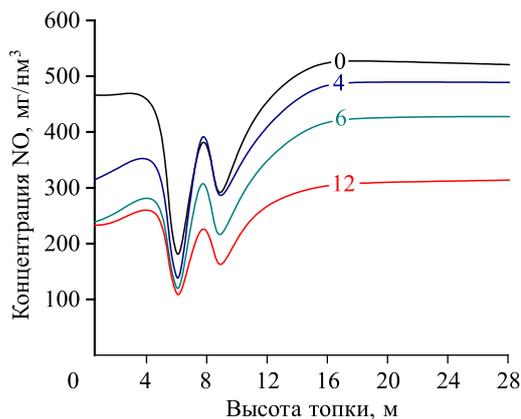


Рис. 10. Изменение средних значений концентрации NO по высоте топки. 0, 4, 6, 12 — соответственно традиционный режим работы топки и с плазменной активацией 4, 6 и 12 ПТС.

сгорания угля с плазменной активацией достигает более высокого значения. Эта зона — нижняя часть топки до уровня верхнего яруса горелок. Данное явление может быть объяснено влиянием ПТС. Технология ПТС заключается в нагреве аэросмеси с помощью плазменного факела до температуры выделения летучих

и частичной газификации углерода коксового остатка. Таким образом, независимо от качества исходного угля из аэросмеси получается ВДТ. Смешиваясь со вторичным воздухом в топке котла, оно интенсивно воспламеняется и стабильно горит без использования дополнительного топлива (мазута или природного газа), традиционно сжигаемого для растопки котлов из холодного состояния и стабилизации горения факела низкосортного энергетического угля. Таким образом, использование ПТС обеспечивает более быстрый нагрев и раннее воспламенение аэросмеси и соответствующее смещение фронта горения к выходу ПТС.

На рис. 10 показаны распределения концентрации оксидов азота, рассчитанные также для четырех режимов сжигания угля. Видно различие между традиционным режимом работы топки и режимом с плазменной активацией аэросмеси в ПТС. Средние значения концентрации NO по высоте топки заметно ниже при использовании ПТС. Как при традиционном сжигании угля, так и с использованием ПТС максимальная концентрация NO наблюдается в верхней части топки (на высоте 16–28 м). Интересно, что использование ПТС снижает концентрацию NO по всей высоте топки и даже ниже уровня расположения ПТС (на высоте 0–6 м). Это явление объясняется подавлением образования топливных оксидов азота внутри ПТС. Топливный азот выделяется в газовую фазу вместе с летучими при нагреве аэросмеси в объеме ПТС при существенном дефиците кислорода при существующих коэффициентах избытка первичного воздуха в аэросмеси. Поэтому из топливного азота образуется преимущественно молекулярный азот, из которого возможно образование только термических оксидов азота, составляющих лишь 10–15 % общего количества NO на выходе из топки.

На рис. 11 и 12 показаны распределения по высоте топки средних значений концентраций кислорода и несгоревшего углерода в коксовом остатке, характеризующих эффективность сжигания угля. Средние значения концентрации кислорода по всей высоте топки

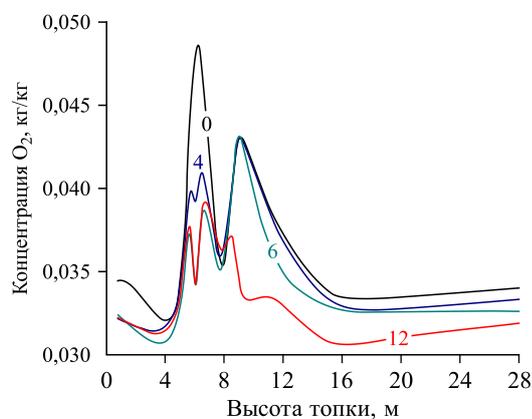
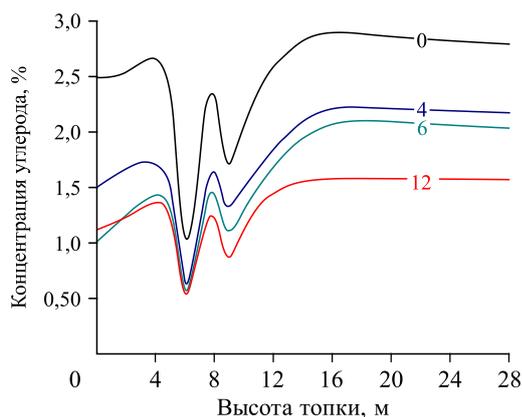


Рис. 11. Изменение средних значений концентраций кислорода по высоте топки.

0, 4, 6, 12 — соответственно традиционный режим работы топки и с плазменной активацией 4, 6 и 12 ПТС.

Рис. 12. Изменение осредненных значений концентрации несгоревшего углерода в коксовом остатке по высоте топки.

0, 4, 6, 12 — соответственно традиционный режим работы топки и с плазменной активацией 4, 6 и 12 ПТС.



ниже в случае горения угля, прошедшего предварительную термохимическую подготовку в ПТС, а средние значения концентраций диоксида углерода, соответственно, выше. Эти данные подтверждают известный экспериментальный факт, что когда ПТС поддерживают процесс горения угля, наблюдается более полное его выгорание и снижение концентрации несгоревшего углерода в коксовом остатке [22].

В частности, из рис. 11 и 12 видно, что при работе 12 ПТС концентрация кислорода и несгоревшего углерода в коксовом остатке снижаются на 6 и 40 % соответственно по сравнению с традиционным сжиганием угля.

В таблице 4 приведены результаты расчетов четырех сравниваемых вариантов: традиционного горения угля и горения угля, поддерживаемого плазмой с помощью 4, 6 и 12 ПТС. Как видно из таблицы, при работе ПТС температура продуктов сгорания на выходе из топки снижается по сравнению с традиционным режимом сжигания угольной пыли. В частности, при работе 12 ПТС это снижение составляет 7 %. Влияние ПТС на горение угля (в случае работы 12 ПТС) проявляется также в снижении концентраций оксидов азота (на 40 %), кислорода (на 6 %) и несгоревшего углерода в коксовом остатке (на 43 %). Сравнение показывает, что плазменная активация горения угля повышает основные эколого-экономические показатели процесса. Отметим, что тепловой поток в стенку задавался в расчетах, исходя из теплового КПД котла 92,5 %, и составлял 29 МВт. Номинальный расход газов на выходе из котла составлял 1132,4 т/час. Этот расход практически нечувствителен к количеству ПТС, установленных на котле.

Таким образом, анализ распределения основных характеристик процесса горения показывает, что применение ПТС для растопки котла и стабилизации горения пылеугольного факела положительно влияет на характеристики процесса сжигания, снижая выход NO и концентрацию несгоревшего углерода в коксовом остатке как в топочном пространстве, так и на выходе из него. Кроме того, применение ПТС позволяет оптимизировать процесс сжигания низкосортных углей за счет их частичной газификации.

Таблица 4  
Сравнение характеристик процесса сжигания угля на выходе топки

Показатель	Традиционное сжигание угля	Сжигание угля, поддерживаемое плазмой		
		4 ПТС	6 ПТС	12 ПТС
$T, ^\circ\text{C}$	1068,6	1059,2	1035,4	994,5
$\text{NO}, \text{мг}/\text{м}^3$	512,0	488,9	427,5	314,6
$\text{O}_2, \text{кг}/\text{кг}$	$0,12 \cdot 10^{-2}$	$0,117 \cdot 10^{-2}$	$0,115 \cdot 10^{-2}$	$0,112 \cdot 10^{-2}$
$\text{C}, \text{масс. \%}$	2,75	2,16	2,02	1,55

## Заключение

С помощью программы трехмерных расчетов Cinar ICE выполнены расчеты плазменного воспламенения и горения энергетического угля в топке котла ПК-39-II Рефтинской ГРЭС для двух режимов горения пылеугольного топлива: традиционного и с использованием плазменной активации горения угля. Выявлено снижение средней температуры по высоте топки при использовании ПТС, что свидетельствует о более раннем воспламенении и выгорании частично газифицированного в ПТС топлива. Использование ПТС обеспечивает более быстрый нагрев и раннее воспламенение аэросмеси и соответствующее смещение фронта горения к выходу ПТС. Показано, что применение ПТС позволяет оптимизировать процесс горения угля в топочной камере. Использование 12 ПТС позволяет понизить температуру продуктов сгорания на выходе топки на 7 %, выход оксида азота — на 40 %, концентрации кислорода — на 6 %, концентрацию несгоревшего углерода в коксовом остатке — на 43 % и, соответственно, повысить эколого-экономические показатели пылеугольных котлов.

Использование ПТС на пылеугольных ТЭС обеспечивает повышение эффективности воспламенения и сжигания энергетических углей, позволяет исключить расходование дефицитного мазута на растопку и подсветку котла, снизить концентрацию несгоревшего углерода в коксовом остатке, а также предоставляет широкие возможности для автоматизации процесса растопки котлов, стабилизации горения пылеугольного факела и уменьшения вредных выбросов в окружающую среду. Трехмерное моделирование оснащенной ПТС пылеугольной топки позволяет определить оптимальную схему компоновки ПТС на котлах тепловых электростанций.

## Список литературы

1. BP Energy Outlook 2035. BP p.l.c. February 2015. 98 p. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2015/bp-energy-outlook-2035-booklet.pdf>.
2. Key World Energy Statistics 2012: International Energy Agency. OECD/IEA, 2012. 80 p. [www.iea.org](http://www.iea.org).
3. 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.
4. Messerle V.E., Ustimenko A.B. Modelling of the pulverized coal plasma preparation for combustion // Physical Sci. and Technology. 2021. Vol. 8, No. 1–2. P. 14–25.
5. Karpenko E.I., Messerle V.E., Ustimenko A.B. Plasma-aided solid fuel combustion // Proc. Combustion Institute. 2007. Vol. 31, Iss. 2. P. 3353–3360.
6. 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.
7. 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.
8. Мессерле В.Е., Устименко А.Б., Тастанбеков А.К. Плазменное воспламенение твердых топлив на тепловых электростанциях. Ч. 1: Математическое моделирование плазменно-топливной системы // Теплофизика и аэромеханика. 2022. Т. 29, № 2. С. 307–321.
9. Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Плазменное воспламенение и горение твердого топлива. (Научно-технические основы). Saarbrücken, Germany: Palmarium Academic Publishing, 2012. 404 с.
10. Lockwood F.C., Mahmud T., Yehia M.A. Simulation of pulverised coal test furnace performance // Fuel. 1998. Vol. 77, No. 12. P. 1329–1337.
11. Lockwood F.C., Saloja A.P., Syed S.A. A prediction method for coal fired furnaces // Combustion and Flame. 1980. Vol. 38. P. 1–15.
12. Patankar S.V. Numerical heat transfer and fluid flow. London: Taylor & Francis, 1980. 214 p.
13. Levy J.F. Prediction of flows, combustion and heat transfer in coal fired cement kilns // Ph.D. Thesis, London, University of London, 1991. 172 p.
14. Jones W.P., Launder B.E. The prediction of laminarization with a two-equation model of turbulence // Int. J. Heat and Mass Transfer. 1972. Vol. 15, No. 2. P. 301–314.

15. **Jankoski Z.** Observing and enhancing the controlled ignition of pulverised solid fuels // Ph.D. Thesis, London, University of London, 2006. 354 p.
16. **Anthony D.B., Howard J.B.** Coal devolatilization and hydro-gasification // A.I.Ch.E J. 1976. Vol. 22, No. 4. P. 625–656.
17. **Trulove J.S.** A mixed grey gas model for flame radiation // Report AERE R-8494. Harwell: Thermodynamics Division, AERE, 1976. 20 p.
18. **DeSoete G.G.** Heterogeneous  $N_2O$  and  $NO$  formation from bound nitrogen atoms during coal char combustion // Proc. of the 23rd Symp. (Intern.) on Combustion, the Combustion Institute, Pittsburgh, 1991. Vol. 23, Iss. 1. P. 1257–1264.
19. **Sawyer R.F.** Reduction of Pollutant Formation in Combustion Processes // Berichte der Bunsengesellschaft für physikalische Chemie. 1983. Vol. 87, No. 11. P. 979–984.
20. **Levy J., Chan L., Sarofim A., Beer J.**  $NO/Char$  reactions at pulverised coal flame conditions // Proc. of the 19th Symp. (Intern.) on Combustion, The Combustion Institute, Pittsburgh, 1981. P. 111–120.
21. **Dimitriou D., Kandamby N.H., Lockwood F.C.** A mathematical modelling technique for gaseous and solid fuel reburning in pulverised coal combustors // Fuel. 2003. Vol. 82, No. 15–17. P. 2107–2114.
22. **Messerle V.E., Karpenko E.I., Ustimenko A.B., Lavrichshev O.A.** Plasma preparation of coal to combustion in power boilers // Fuel Processing Technology. 2013. Vol. 107. P. 93–98.

*Статья поступила в редакцию 22 декабря 2021 г.,  
после доработки — 26 августа 2022 г.,  
принята к публикации 2 сентября 2022 г.*