

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-536-551>

УДК 621.18

Оценка возможности перевода энергетических котлов на альтернативные твердые топлива путем моделирования процессов горения

В. Б. Прохоров¹⁾, В. С. Киричков¹⁾, С. Л. Чернов¹⁾, М. В. Фоменко¹⁾

¹⁾Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»
(Москва, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2023
Belarusian National Technical University, 2023

Реферат. В настоящее время переход на альтернативное топливо при работе ТЭС возникает вследствие сокращения и необеспеченности поставок угля, ухудшения его качества, предложений по использованию более дешевого топлива, ужесточения экологических требований. Под альтернативным топливом понимается уголь, на использование которого не были рассчитаны котлы при их проектировании или реконструкции, а также ранее не прошедший промышленного или опытного сжигания на данной ТЭС. При переводе котлов на альтернативные топлива основными проблемами являются: шлакование топочных экранов и поверхностей нагрева, расположенных над топкой; загрязнение конвективных поверхностей нагрева; неустойчивость горения непроектного топлива; абразивный износ конвективной части котлов; снижение экологических показателей; изменение условий работы систем пылеприготовления, шлакоудаления, золоулавливания и топливоподачи. Перед проведением опытного сжигания альтернативного топлива целесообразно проводить предварительную оценку возможности его сжигания с помощью численного моделирования, которое позволяет заблаговременно выявить возникающие проблемы. Важнейшим фактором оценки возможности использования альтернативных топлив является влияние теплотехнических показателей, характеристик топлива и золы на шлакование поверхностей нагрева в топке. Длительное время способность золы к шлакованию определялась по результатам теста на плавкость по изменению формы пирамиды из частичек золы при ее постепенном нагревании до различных состояний с выделением характерных температур: начала деформации, начала размягчения, начала жидкоплавкого состояния. Тест на плавкость не может предсказать реальную ситуацию, которая возникает при эксплуатации котла. Кроме того, он не позволяет ранжировать угли по склонности к шлакованию, что необходимо для предварительного выбора альтернативного угля, поэтому предложено использовать методику Ватта-Фарадея с уточнением Бомкампа по расчету индекса шлакования для ранжирования углей по годности в качестве непроектных топлив.

Ключевые слова: энергетические котлы, твердое топливо, шлакование, механический недожог, численный индекс шлакования, численное моделирование, внутритопочная аэродинамика

Для цитирования: Оценка возможности перевода энергетических котлов на альтернативные твердые топлива путем моделирования процессов горения / В. Б. Прохоров [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 536–551. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-536-551>

Адрес для переписки

Прохоров Вадим Борисович
Национальный исследовательский университет
«Московский энергетический институт»
ул. Красноказарменная, 14,
111250, г. Москва, Российская Федерация
Тел.: +7 495 362-77-34
prokhorovvb@mail.ru

Address for correspondence

Prokhorov Vadim B.
National Research University «Moscow
Power Engineering Institute»
14, Krasnokazarmennaya str.,
111250, Moscow, Russian Federation
Тел.: +7 495 362-77-34
prokhorovvb@mail.ru

Assessment of the Possibility of Transition Power Boilers to Alternative Solid Fuels by Modeling Combustion Processes

V. B. Prokhorov¹⁾, V. S. Kirichkov¹⁾, S. L. Chernov¹⁾, M. V. Fomenko¹⁾

¹⁾National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russian Federation)

Abstract. Currently, the transition to alternative fuel during the operation of thermal power plants (TPP) occurs due to the reduction and unreliability of coal supplies, deterioration of its quality, proposals for the use of cheaper fuel, tightening environmental requirements. Alternative fuel means such coal, for the use of which the boilers have not been designed during their design or reconstruction, as well as coal that has not previously undergone industrial or experimental combustion at this TPP. When converting boilers to alternative fuels, the main problems are: slag of the furnace shields and heating surfaces located above the furnace; fouling of convective heating surfaces; instability of non-designed fuel combustion; abrasion of the convective part of boilers; reduction of environmental performance; change in operating conditions of dust preparation, slag removal, ash collection and fuel supply systems. Before conducting experimental combustion of alternative fuels, it is advisable to carry out a preliminary assessment of its combustion possibility using numerical simulation, which makes it possible to identify emerging problems in advance. The most important factor in assessing the possibility of using alternative fuels is the influence of thermal performance, fuel and ash characteristics on the slagging of heating surfaces in the furnace. For a long time, the ability of ash to slagging was determined by the results of a fusibility test by changing the shape of a pyramid of ash particles during its gradual heating to various states according to the specific temperatures, viz. the initial deformation temperature, the softening temperature, the hemispherical temperature. The fusibility test cannot predict the real situation that occurs during the boiler operation. In addition, it does not allow ranking coals according to their tendency to slagging, which is necessary for the preliminary selection of alternative coal. Therefore, it is proposed to use the Watt - Fereday method with Bomkamp's refinement for calculating the slagging index for ranking coals according to suitability as non-design fuels.

Keywords: power boilers, solid fuel, slagging, combustive loss, numerical slagging index, numerical simulation, in-furnace aerodynamics

For citation: Prokhorov V. B., Kirichkov V. S., Chernov S. L., Fomenko M. V. (2023) Assessment of the Possibility of Transition Power Boilers to Alternative Solid Fuels by Modeling Combustion Processes. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 66 (6), 536-551. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-536-551> (in Russian)

Введение

Энергетические топлива обладают различными характеристиками, такими как теплота сгорания, зольность, влажность, выход летучих и другие, которые напрямую оказывают влияние на процессы горения и эффективность работы топочных устройств [1]. Существующие энергетические котлы проектировались заводами-изготовителями без указания диапазонов изменения основных характеристик проектных топлив. В то же время запасы углей конкретных месторождений уменьшаются, их характеристики меняются, месторождения вырабатываются, поэтому возникает необходимость перевода котлов на непроектные виды топлив. При работе на непроектных топливах возникают такие проблемы, как шлакование, неустойчивость горения, повышенные выбросы оксидов азота в атмосферу, абразив-

ный износ конвективной части котла, снижение экономических показателей и надежности работы оборудования. В связи с широким спектром твердых топлив было принято решение сосредоточить работу на бурых и кузнецких углях как наиболее распространенных.

Запасы угля в РФ расположены в границах 22 угольных бассейнов и 146 отдельных месторождений. Наибольшая часть запасов (более 80 %) сосредоточена в Сибири, около 63 % запасов угля РФ пригодны для условий открытой разработки, и в настоящее время 79 % добычи угля в России осуществляется недорогим и безопасным открытым способом [2, 3]. Около 75 % добываемых в России углей – каменные; две трети из них используются в энергетических целях. Доля антрацитов, используемых в энергетике, находится на уровне 4–6 %, а доля бурых углей составляет 20 % [2].

Наиболее перспективными по запасам и качеству угля, состоянию инфраструктуры и горнотехническим возможностям являются угли Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов, а также угли Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Самым крупным бассейном является Канско-Ачинский, в котором залегают свыше 80 % запасов бурых углей России. Крупнейшие его месторождения – Бородинское, Березовское и Назаровское. Кроме того, здесь расположен ряд неосвоенных крупных месторождений – Абанское, Итатское, Барандатское, Урюпское. Угли Канско-Ачинского бассейна имеют сравнительно невысокую зольность и теплотворную способность, содержат значительное количество влаги (до 44 %), что приводит к их быстрому окислению, а также обладают способностью самовозгораться. Это делает их непригодными для длительного хранения и перевозки на дальние расстояния, поэтому экономически их выгодно использовать как топливо на электростанциях, построенных вблизи добычи угля.

Наибольшие запасы каменного угля находятся в Кузнецком бассейне (70 млрд т). Угли этого бассейна характеризуются низким содержанием серы, невысокой зольностью и высокой теплотворной способностью. Вместе Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны обеспечивают 70 % всех угольных запасов страны. Другие угольные бассейны Сибири не столь масштабны и играют второстепенную роль.

Определение перспективных непроектных топлив, их теплотехнических характеристик

Как показал анализ, наибольшая добыча угля осуществляется в Кузнецком и Канско-Ачинском угольных бассейнах (табл. 1). Причем в этих бассейнах имеется еще значительное число неразрабатываемых до настоящего времени месторождений. Большая часть месторождений Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов позволяет добывать уголь наиболее дешевым – открытым способом. Поэтому уголь из этих бассейнов следует рассматривать в качестве перспективных непроектных топлив.

Таблица 1

Основные угольные бассейны России [2]

The main coal-basins of Russia [2]

Угольный бассейн (субъект РФ)	Тип углей	Разведан- ные запасы, млрд т	Доля в запасах РФ, %	Характеристика углей			Добыча в 2019 г., млн т
				Содержание, %		Теплота сгорания	
				золы	серы		
Канско-Ачинский (Красноярский край)	Б, К	117,9	43	5–37	0,1–1	13–20	42,9
Кузнецкий (Кемеров- ская обл.)	К, А, Б	69,6	25	3–30,3	0,2–1,3	20,9–37	202,6
Иркутский (Иркут- ская обл.)	К, Б	11,4	4	15–35	0,7–5,4	16,4–21,2	11,3
Печерский (Республика Коми)	К	7,3	3	13–33	0,5–3,8	22–34,9	7,1
Донецкий (Ростовская обл.)	А, К, Б	9,7	3	3–41	0,8–5,9	25–39	3,9
Южно-Якутский (Республика Саха, Якутия)	К	7,2	3	8–46,4	0,1–0,6	21,6–36,7	16,3
Минусинский	К	5,3	2	6,6–25,5	0,3–1,1	19,5–25	25

Кузнецкий угольный бассейн обладает запасами высококачественного каменного угля различных марок (Г, Д, 1СС, 2СС, Т). Основные характеристики энергетических углей Кузнецкого бассейна: низшая теплота сгорания 16,3–25,4 кДж/кг; зольность 10,2–20,5 %; сернистость 0,3–0,7 % [4].

Канско-Ачинский бассейн содержит в основном запасы бурого угля марок 1Б, 2Б, 3Б. Основные характеристики углей Канско-Ачинского бассейна: низшая теплота сгорания 11,8–19,0 кДж/кг; зольность 4,4–8,0 %; сернистость 0,3–0,5 %; влажность 24–44 % [4]. Эти угли не подлежат длительно-му хранению, могут самовозгораться и должны использоваться недалеко от мест добычи.

**Проблемы, возникающие при переводе котлов
на альтернативные топлива**

Одним из главных факторов, лимитирующих переход с одного угля на другой при сохранении геометрии и размеров, является шлакование различных поверхностей нагрева в топке. Зафиксированы такие случаи как на котлах докритических (ДКД), так и сверхкритических параметров пара (СКД) [5]: П-59, П-57, ПК-39, ПК-10Ш, БКЗ-210, ТП-81, ПК-10, П-50, ПК-24 и др. В течение десятилетий способность золы к шлакованию определялась по результатам теста на плавкость по изменению формы пирамиды из частичек золы при ее постепенном нагревании до различных состояний с выделением характерных температур: начала деформации, начала размягчения, начала жидкоплавкого состояния. Тест на плавкость, не может предсказать реальную ситуацию, которая возникает при эксплуатации

котла. Кроме того, он не позволяет ранжировать угли по склонности к шлакованию, что необходимо для предварительного выбора альтернативного угля.

На примере зарубежных углей рассмотрены различные подходы к оценке потенциала шлакования: по кремниевому отношению, содержанию оксида железа, щелочно-кислотному отношению содержания оксидов в золе, содержанию серы, кислотно-щелочному методу определения температуры шлакования [5, 6]. Показано, что все вышеперечисленные методы характерны только для углей определенного состава и не носят универсального характера.

В настоящее время разрабатывается методика по оценке склонности угля к шлакованию на базе численного индекса шлакования (ИШ) [6], который учитывает, наряду с плавкостными и вязкостными характеристиками, массовые расходные характеристики золы в топке. В качестве последних предлагается использовать отношение зольности на рабочую массу к низшей теплоте сгорания угля на рабочую массу. Логарифм вязкости рассчитывается по модели вязкости Ватта–Фарадея [7] с уточнением Бомкампа для учета содержания оксида магния в золе. Используя эту методику, будут рассчитаны ИШ для углей различных месторождений и марок России с целью дальнейшего ранжирования их по склонности к шлакованию. Данный подход позволит предварительно, до опытного сжигания, подобрать наиболее подходящие для конкретного типа котла топлива с точки зрения предотвращения активного шлакования поверхностей нагрева.

Горение смеси углей протекает не как сжигание топлива с усредненными характеристиками, а как горение двух различных по теплотехническим параметрам углей [8, 9]. Так, при сжигании каменного и бурого угля резкое увеличение недожога каменного угля объясняется снижением температуры пламени с подмешиванием бурого угля [10] (большое содержание влаги в буром угле имеет большее значение для горения каменного угля, чем увеличение доли летучих в зоне горения). ИШ в значительной степени подходит при сжигании смесей углей, несмотря на то что плавкостные и вязкостные характеристики не являются аддитивными величинами [11]. Низкосортные угли в смеси в основном влияют на температуру зажигания смеси, а высокосортные – на температуру горения [12]. При смешивании низко- и высокосортных топлив длина зоны реагирования и средняя температура факела близки к характеристикам угля с большой долей в смеси для зоны нагрева. Средняя температура пламени близка к средней температуре низкосортного угля. С увеличением доли каменного угля в смеси с тощим углем и коксом характеристики зажигания улучшаются [13].

Моделирование процесса горения твердого топлива

Численное моделирование горения твердого топлива в топке энергетического котла является сложной задачей, так как горение сочетает в себе совокупность сложных физических и химических процессов (например,

реакция горения водорода состоит из нескольких элементарных реакций [14]), таких как: турбулентность, перенос вещества, смешение, горение, конвективный и лучистый теплообмен и проч. Моделирование каждого процесса осуществляется с помощью соответствующей математической модели [15, 16]. Для моделирования одного процесса существует несколько математических моделей, различающихся количеством исходных данных, границами применимости, а также точностью результата расчета.

Для подтверждения правильности выбранных математических моделей в рамках поставленной задачи необходимо провести валидацию численной модели горения твердого топлива в топке котла. Валидация проводится путем сравнения результатов численного моделирования с результатами, полученными экспериментальным путем, при этом должна иметься достаточная информация для задания исходных данных численной модели (от конструктивных данных до режимных параметров работы) и для сравнения полученных результатов. С помощью пользовательских функций ANSYS Fluent проведено моделирование шлакования топочных экранов. Условием шлакования считался контакт частицы с топочным экраном при температуре частицы, большей (или равной) температуры начала шлакования [5]. При моделировании образования оксидов азота учитывались механизмы формирования топливных, быстрых и термических оксидов азота [24].

Для проведения валидации были выбраны данные по работе котлов ТПП-210А и ТП-80, так как по данным котлам имеется достаточный объем информации. Оба котла спроектированы Таганрогским котлостроительным заводом для сжигания угля с жидким шлакоудалением, а также газа и мазута.

Котел ТПП-210А имеет номинальную паропроизводительность 950 т/ч (на два корпуса), прямоточный, на сверхкритические параметры пара, выполнен в двухкорпусном исполнении. В каждом корпусе содержатся по шесть вихревых и сбросных горелок.

Номинальная паропроизводительность барабанного, с естественной циркуляцией котла ТП-80 420 т/ч. В центральной части топочная камера разделена на две полутопки двусветным экраном. Каждая полутопка имеет четыре блока прямоточных горелок, расположенных в ее углах, состоящих из двух ярусов основных горелок и третьего яруса сбросных горелок.

Для проведения численного моделирования выбран хорошо зарекомендовавший себя в решении подобного рода задач комплекс вычислительной гидродинамики ANSYS Fluent [18–20].

На рис. 1 представлены 3D модели топочных камер котлов ТПП-210А (один корпус) и ТП-80 (полутопка) с нумерацией горелочных устройств, выполненные в программном комплексе SolidWorks.

В качестве исходных данных для моделирования и для сравнения результатов моделирования использовали информацию из режимных карт котлов и инструкций по их эксплуатации. Для получения расхода топлива, а также значений температур дымовых газов в расчетном сечении на выходе из модели проведены тепловые расчеты котлов в программе

BoilerDesigner, а также позонные расчеты топочных камер котлов по методике [21].

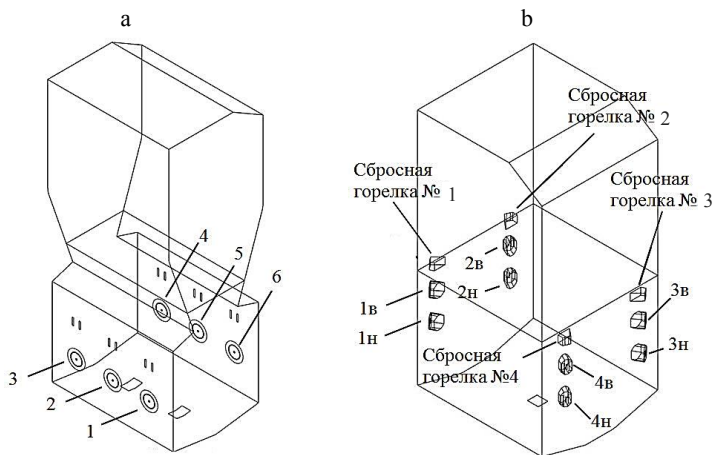


Рис. 1. Геометрические 3D модели топочных камер котлов:
а – ТПП-210А; б – ТП-80 (полутопка); цифра указывает на номер горелочного устройства,
буква – на положение (н – нижнее, в – верхнее)

Fig. 1. Geometric 3D models of boiler furnaces: а – TPP-210A; б – TP-80 (half-furnace);
the number indicates the burner number, the letter indicates the position (h – lower, b – upper)

На рис. 2 приведены схемы топок котлов с разбиением их по высоте на характерные зоны, основные результаты позонных расчетов сведены в табл. 2.

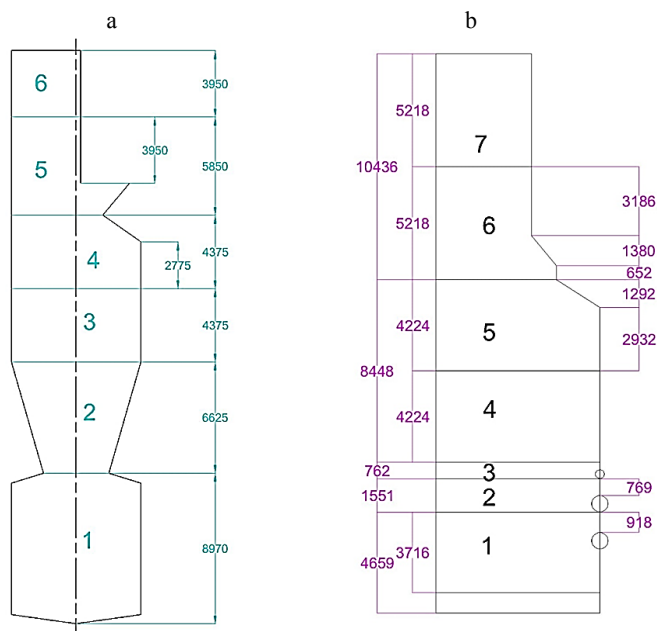


Рис. 2. Схема топочной камеры для позонного расчета: а – ТПП-210А; б – ТП-80
Fig. 2. The furnace scheme for the zone thermal calculations: а – TPP-210A; б – TP-80

Таблица 2

**Результаты теплового и позонного расчетов топки ТПП-210А и ТП-80
при расходе природного газа на подсветку 6000 нм³/ч**

**The results of thermal and zone thermal calculations of the TPP-210 A
and TP-80 furnaces when natural gas consumption for lighting is 6000 nm³/h**

Параметр	Единица измерения	ТПП-210А	ТП-80
Расход твердого топлива на котел (Кузнецкий каменный уголь марки Т)	т/ч	49,352	39,816
Температура газов на выходе из топки	°C	1202	1219
Температура газов на выходе из зон:			
1	°C	1457	1367
2	°C	1381	1618
3	°C	1361	1530
4	°C	1298	1410
5	°C	1205	1303
6	°C	1160	1206
7	°C	—	1128

Векторные поля и температурное поле, построенные в различных сечениях топочной камеры ТПП-210А, представлены на рис. 3. По результатам визуализации можно сделать вывод, что максимум температур находится на уровне расположения основных горелочных устройств (рис. 3б). В горизонтальной плоскости, размещенной на оси расположения основных горелочных устройств, на векторных полях скоростей (рис. 3д) видно образование нескольких вихрей, а также зон рециркуляций дымовых газов к корню внутренней части основных горелок, служащих источником зажигания топливовоздушных струй. В центральной части топочной камеры поток движется вертикально вверх практически без перемешивания (рис. 3а, в).

На рис. 4 приведены изображения, характеризующие скорость роста отложений на стенах топочной камеры ТПП-210А (шлакования). Видно, что рост отложений может наблюдаться в нижней части топочной камеры до пережима, особенно на боковых стенах топки.

Векторные и температурные поля в вертикальных и горизонтальных сечениях полутопки котла ТП-80 представлены на рис. 5, 6. По векторным полям видно образование большого количества вихрей на уровне расположения горелок, постепенно формирующихся в тангенциально движущийся восходящий поток в районе расположения сбросных горелок. Струи горелочных устройств нижнего яруса распространяются по всему объему топочной камеры, а струи горелок второго яруса и сбросных горелок имеют более локализованное распространение. Из анализа температурных полей можно заключить, что ядро факела и зоны максимальных температур располагаются в центральной части полутопки.

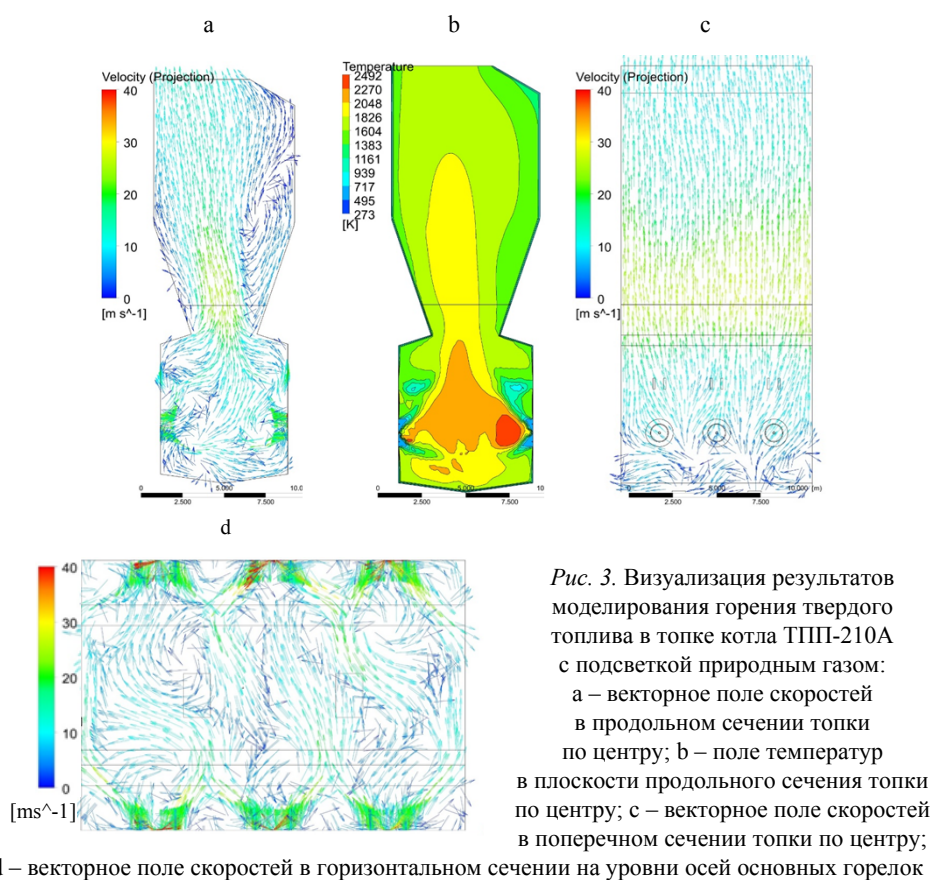


Fig. 3. Visualization of the results of the combustion solid fuel modeling in the furnace of the TPP-210A boiler with natural gas for lighting: a – the velocity vector field in the vertical furnace section in the center; b – the temperature field in the vertical furnace section in the center; c – the velocity vector field in the furnace cross section in the center; d – the velocity vector field in the horizontal section at the main burners level

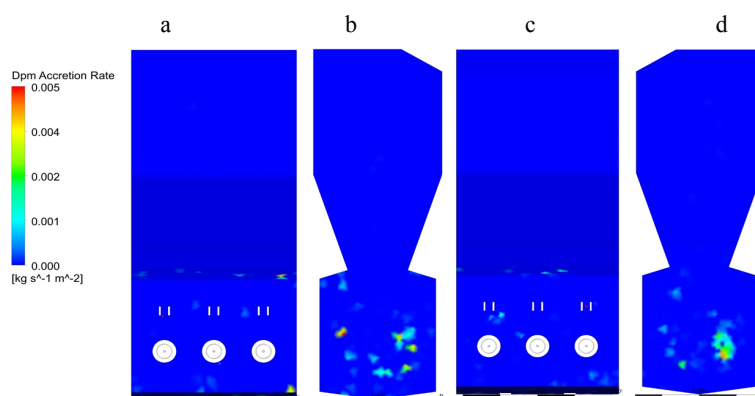


Fig. 4. The deposit accretion rate of the slag on the furnace walls TPP-210A:
a – front; b – right; c – rear; d – left

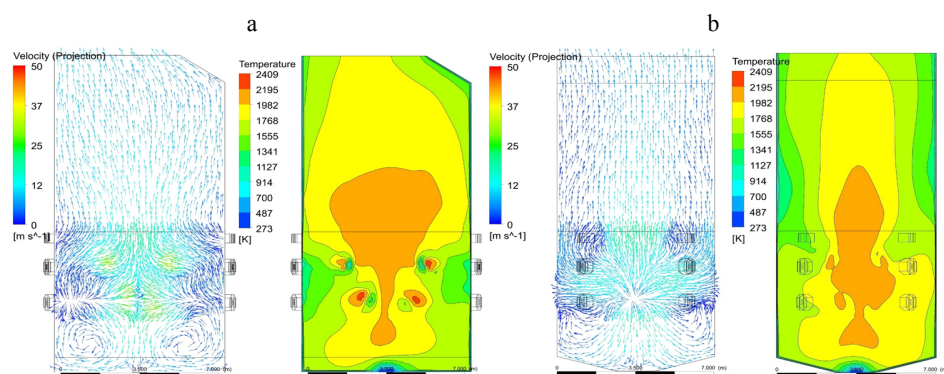


Рис. 5. Векторные поля скоростей и температурные поля в вертикальных сечениях топки ТП-80: а – продольное сечение по центру; б – поперечное сечение по центру

Fig. 5. Velocity vector fields and temperature fields in TP-80 furnace vertical sections:
а – longitudinal section in the center; б – cross section in the center

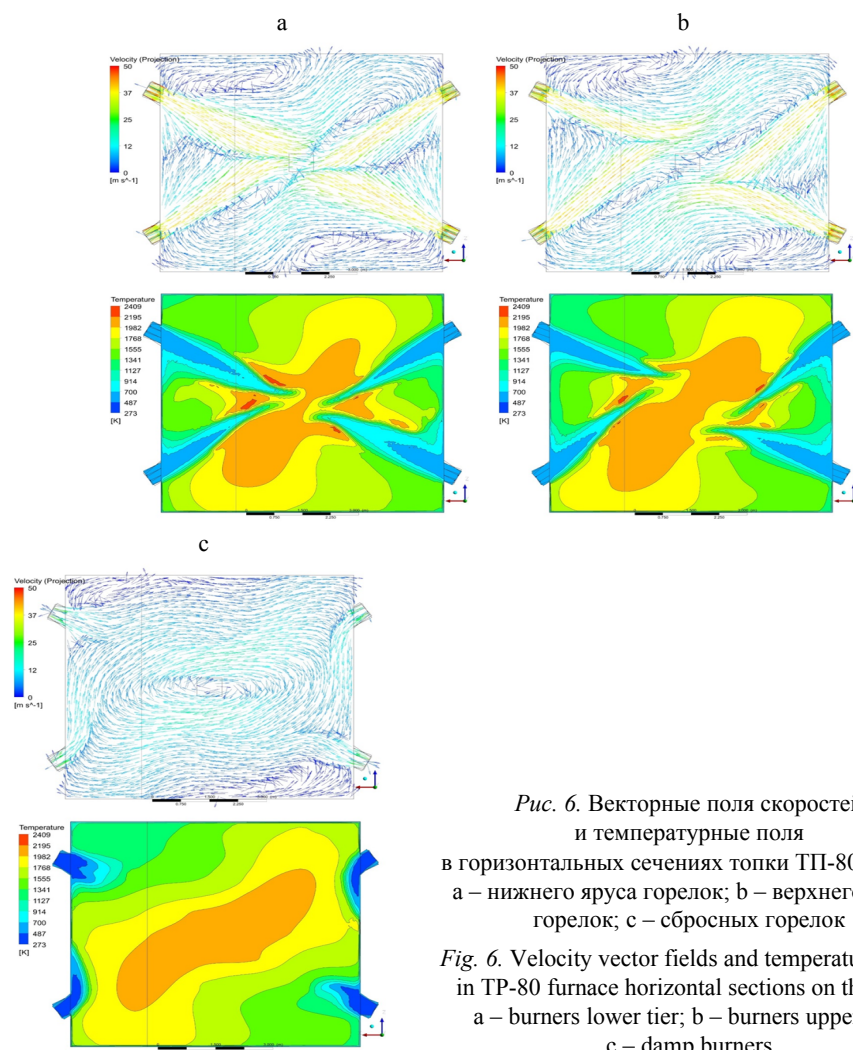


Рис. 6. Векторные поля скоростей и температурные поля в горизонтальных сечениях топки ТП-80 на оси: а – нижнего яруса горелок; б – верхнего яруса горелок; в – сбросных горелок

Fig. 6. Velocity vector fields and temperature fields in TP-80 furnace horizontal sections on the axis:
а – burners lower tier; б – burners upper tier; в – damp burners

На рис. 7 приведена скорость роста отложений на стенах топки ТП-80, откуда видно, что рост отложений вероятен в некоторых областях нижней части топки на уровне расположения горелок.

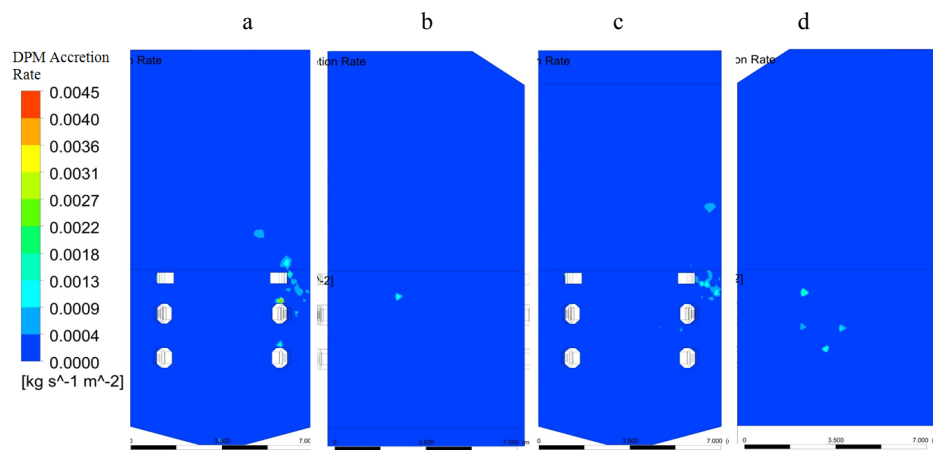


Рис. 7. Скорость роста отложений на стенах топочной камеры ТП-80:
а – фронтная; б – правая; в – задняя; г – левая

Fig. 7. The deposit accretion rate of the slag on the furnace walls TP-80:
a – front; b – right; c – rear; d – left

При сравнении результатов численного моделирования с данными, полученными в ходе эксплуатации котлов ТПП-210А и ТП-80, установлено, что значение удельных потерь теплоты с механическим недожогом для ТПП-210А (1,85 %) попадает в эксплуатационный интервал значений (0,27–5,09 %), а для ТП-80 различается всего на 1,04 % (3,86 % – при численном моделировании, 0,30–2,82 % – эксплуатационные данные); относительная разность температуры дымовых газов на выходе из модели не превышает 1,4 % (по результатам численного моделирования получены значения 1316 °С для обоих котлов; по результатам тепловых балансовых расчетов значения температур на выходе из модели составили 1298 и 1305 °С для котлов ТПП-210А и ТП-80 соответственно); относительная разность концентраций оксидов азота в дымовых газах при $\alpha = 1,4$ в случае численного моделирования для котла ТПП-210А различается на 15,0 %, что ввиду большой чувствительности модели образования оксидов азота является хорошим результатом, а в случае с ТП-80 попадает в указанный эксплуатационный интервал значений.

Физическое моделирование базируется на трех теоремах подобия [22, 23], позволяющих наиболее приблизить процессы, происходящие в моделях, к процессам в реальных агрегатах. Для полного соответствия модели образцу необходимо, чтобы в каждой сходственной точке были подобны друг другу скорости, давления, вязкости и т. д., это достигается обеспечением равенства в модели и образце следующих критериев подобия: Рейнольдса, Эйлера, Архимеда. На практике, оказывается, очень сложно выдержать по-

добие полей температур, плотностей и вязкостей на моделях и реальных агрегатах и осуществить соблюдение всех критериев подобия. Высокие значения критерия Рейнольдса (в 5–6 раз выше критического) в патрубках горелок и сопл модели позволяют перейти в автомодельную область, в которой нет необходимости соблюдения полей вязкости [23]. Поэтому при моделировании необходимо обеспечивать достаточно высокие скорости истечения струй из патрубков, моделирующих горелки и сопла (обычно около 30 м/с).

Изотермическое моделирование аэродинамики топочного объема основывается на обеспечении равенства отношений динамических напоров струй на выходе из каждого прямооточного канала и потока топочных газов на уровне их расположения в модельном образце и реальном котле [24].

Для парового котла ТП-80 масштаб моделирования основных геометрических размеров топки m был выбран равным $1/20 = 0,05$. Определены габариты горелок, воздушных сопл и горелок сброса сушильного агента. Используя полученные габариты модели топки, размеры горелок и сопл, из прозрачного органического стекла изготовили модель топки котла ТП-80, повторяющую конфигурацию топочной камеры исследуемого котла. Фотографии экспериментального стенда для качественного изучения топочной аэродинамики приведены на рис. 8.

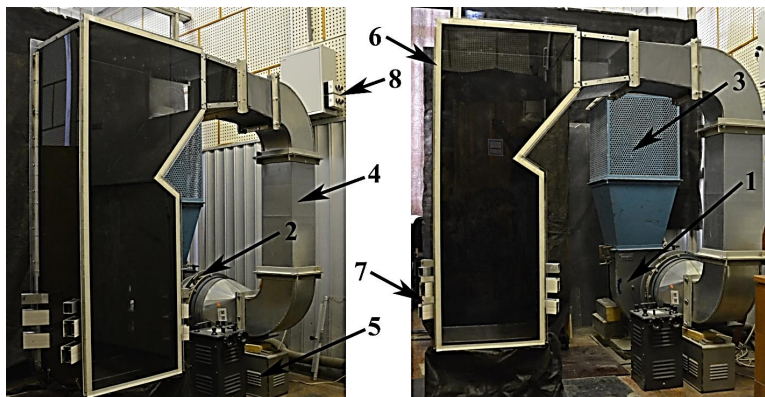


Рис. 8. Общий вид экспериментальной установки с физической моделью топки котла ТП-80: 1 – рабочее колесо вентилятора ВР 12-26-4К1; 2 – направляющий аппарат; 3 – искрогаситель; 4 – соединительные коробки; 5 – опоры; 6 – модель топки котла для исследования внутритопочной аэродинамики; 7 – патрубки прямооточных горелок и сопл; 8 – электропитание

Fig. 8. The experimental installation general view with a physical model of the TP-80 boiler furnace: 1 – the impeller of the BP 12-26-4K1 fan; 2 – the guiding unit; 3 – spark arrester; 4 – connection boxes; 5 – supports; 6 – a boiler furnace model for the study of in-furnace aerodynamics; 7 – pipes of direct-flow burners and nozzles; 8 – power supply

Проведены искровые продувки модели топки котла ТП-80. Траектории движения горелочных, воздушных и сбросных струй, полученные при искровых продувках, приведены на рис. 9 (наименования и нумерация горелок и сопл полутопки котла ТП-80 приняты в соответствии с рис. 1б).

По результатам анализа экспериментальных данных, полученным на физической модели, установлено хорошее совпадение линий тока струй на физической модели с линиями тока, полученными при численном моделировании аэродинамики топки, что позволило дополнительно верифицировать численную модель и подтвердить возможность ее использования для анализа сжигания непроектных топлив, в том числе и смесей твердых топлив различных марок.

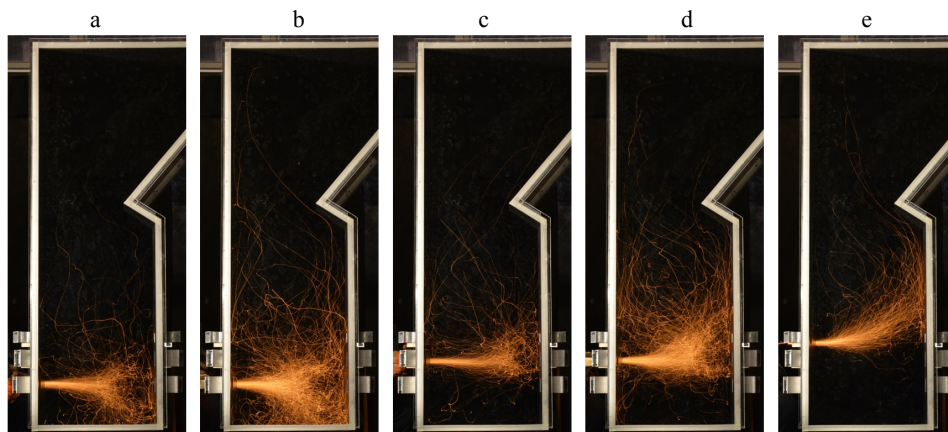


Рис. 9. Траектории движения струй: а – левого канала первичного воздуха горелки № 2н; б – канала вторичного воздуха горелки № 2н; с – левого канала первичного воздуха горелки № 2в; d – канала вторичного воздуха горелки № 2в; е – сбросных горелок № 2

Fig. 9. The jets trajectories: а – left channel of the primary air of the No 2 lower burner; б – secondary air channel of the No 2 lower burner; с – left channel of the primary air of the No 2 upper burner; d – secondary air channel of the No 2 upper burner; е – damp burners No 2

ВЫВОДЫ

1. Проведен анализ разведанных запасов основных угольных бассейнов РФ и объемов добычи угля в них. Показано, что в настоящее время наибольшая добыча угля осуществляется в Кузнецком и Канско-Ачинском угольных бассейнах. Поэтому угли из этих бассейнов следует рассматривать в качестве перспективных непроектных топлив.

2. Для определения возможности перевода котлов на альтернативные топлива необходимо учитывать следующие факторы: недопущение шлакования поверхностей нагрева; допустимый механический недожог; температуру газов на выходе из топki; образование оксидов азота. Предлагается использовать методику Ватта–Фарадея с уточнением Бомкампа по расчету индекса шлакования для ранжирования углей по годности в качестве непроектных топлив.

3. Разработана, спроектирована и изготовлена физическая модель топki котла ТП-80 для качественного исследования топочной аэродинамики. Проведены исследования на холодной физической модели топki котла.

4. Проведено численное моделирование режимов работы котлов ТП-80 и ТПП-210А на номинальной нагрузке с подсветкой угольного факела высокореакционным топливом (природным газом). Результаты численного моделирования хорошо согласуются с эксплуатационными данными котлов ТП-80 и ТПП-210А по механическому недожогу топлива и концентрации оксидов азота. Температура газов на выходе из топок согласуется с данными выполненных позонных тепловых расчетов, траектории движения горелочных и воздушных струй котла ТП-80 аналогичны линиям тока, полученным при физическом моделировании.

5. Показано, что численное моделирование можно рассматривать в качестве одного из основных инструментов при оценке возможности сжигания непроектных топлив, в том числе и смесей твердых топлив различных марок.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-19-00722, <https://rscf.ru/project/22-19-00722/>.

ЛИТЕРАТУРА

1. Майданик, М. Н. Предварительная оценка возможности перевода котлов тепловых электростанций на сжигание альтернативного угля / М. Н. Майданик, Э. Х. Вербовецкий, А. Н. Тугов // Теплоэнергетика. 2021. № 9. С. 33–42. <https://doi.org/10.1134/S0040363621080051>.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. М., 2020. 494 с.
3. Энергетические угли восточной части России и Казахстана: справ. / В. В. Богомолов [и др.]. Челябинск: УралВТИ, 2004. 304 с.
4. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) / под ред. Н. В. Кузнецов [и др.]. СПб., 1998. 259 с.
5. Алехнович, А. Н. Шлакование пылеугольных энергетических котлов / А. Н. Алехнович. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. 112 с. (Библиотечка электротехники, приложение к журналу «Энегетика». Вып. 8 (176)).
6. Numerical Assessment of Coals/Blends Slagging Potential in Pulverized Coal Boilers / M. U. Degereji [et al.] // Fuel. 2012. Vol. 102. P. 345–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.07.028>.
7. Watt, J. D. The Flow Properties of Slag Formed from the Ashes of British Coals. Part 1: Viscosity of Homogeneous Liquid Slag in Relation to Slag Composition / J. D. Watt, F. Ferreday // J. Inst. Fuel. 1969. Vol. 42. P. 99–103.
8. Characterization of Coal Blends for Effective Utilization in Thermal Power Plants / S. S. Raaj [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2016. Vol. 102. P. 9–16. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.035>.
9. Char Characterization and DTF Assays as Tools to Predict Burnout of Coal Blends in Power Plants / C. Ulloa [et al.] // Fuel. 2005. Vol. 84. Iss. 2–3. P. 247–257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.08.008>.
10. Hashimoto, N. Numerical Simulation of Sub-Bituminous Coal and Bituminous Coal Mixed Combustion Employing Tabulated-Devolatilization-Process Model / N. Hashimoto, H. Shirai // Energy. 2014. Vol. 71. P. 399–413. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.091>.
11. Haas, J. Characterisation of Coal Blends for Pulverised Fuel Combustion / J. Haas, M. Tamura, R. Weber // Fuel. 2001. Vol. 80. Iss. 9. P. 1317–1323. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00216-7](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00216-7).

12. Thermochemical and Combustion Behaviors of Coals of Different Ranks and Their Blends for Pulverized-Coal Combustion / C. Moon [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. 2013. Vol. 54. Iss. 1. P. 111–119. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.01.009>.
13. Experimental Investigation for the Combustion Characteristics of Blends of Three Kinds of Coal / C. Tong [et al.] // *Fuel*. 2021. Vol. 300. P. 120937. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120937>.
14. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Часть 1 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 3. С. 236–252. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252>.
15. Vuthalura, R. Modelling of a Wall-Fired Furnace for Different Operating Conditions Using FLUENT / R. Vuthalura, H. B. Vuthaluru // *Fuel Process. Technol.* 2006, Vol. 87. P. 633–639. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2006.01.004>.
16. Audai Hussein Al-Abbas. Computational Fluid Dynamic Modelling of a 550 MW Tangentially-Fired Furnace Under Different Operating Conditions / Audai Hussein Al-Abbas, Jamal Naser // *Procedia Engineering*. 2013. Vol. 56. P. 387–392. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.03.137>.
17. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Ч. 2 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 6. С. 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540>.
18. ANSYS FLUENT, 14.5. Theory Guide. Canonsburg, Pennsylvania, USA: ANSYS, Inc., 2014. 2616 p.
19. Filkoski R., V. Optimisation of Pulverised Coal Combustion by Means of CFD/CTA Modelling / R. V. Filkoski, I. J. Petrovski, P. Karas // *Thermal Science*. 2006. Vol. 10. Iss. 3. P. 161–179. <https://doi.org/10.2298/TSCI0603161F>.
20. Engineering Simulation ANSYS [Electronic Resource]. Mode of access: <https://www.ansys.com/> (date of access: 12.03.2018); 3D Design Products [Electronic Resource]. Mode of access: <https://www.ansys.com/products/3d-design> (date of access: 12.03.2018).
21. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / под ред. Н. В. Кузнецова [и др.]. М.: Энергия, 1973. 296 с.
22. Седов, Л. И. Методы подобия и размерности в механике / Л. И. Седов. М.: Наука, 1972. 440 с.
23. Кутателадзе, С. С. Моделирование теплоэнергетического оборудования / С. С. Кутателадзе, Д. Н. Ляховский, В. А. Пермяков. М.-Л.: Энергия, 1966. 351 с.
24. Архипов, А. М. Использование прямоточных горелок и сопел в топках котлов: инновационный опыт МЭИ / А. М. Архипов, Ю. М. Липов, В. Б. Прохоров. М.: Изд-во МЭИ, 2013. 240 с.

Поступила 06.04.2023 Подписана в печать 20.06.2023 Опубликована онлайн 30.11.2023

REFERENCES

1. Maidanik M. N., Verbovetskii E. K., Tugov A. N. (2021) Preliminary Assessment of the Possibility to Shift Thermal Power Plant Boilers for Burning Alternative Coal. *Thermal Engineering*, 68 (9), 690–697. <https://doi.org/10.1134/S004060152108005X>.
2. Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation (2020) *State Report on the State and Use of Mineral Resources of the Russian Federation in 2019*. Moscow. 494 (in Russian).
3. Bogomolov V. V., Artem'eva N. V., Alekhovich A. N., Novitskii N. V., Timofeeva N. A. (2004) *Energy Coals of the Eastern Part of Russia and Kazakhstan*. Chelyabinsk, UralVTI. 304 (in Russian).
4. Kuznetsov N. V., Mitor V.V., Dubovskii I. E., Karasina E. S. (eds.) (1998) *Thermal Calculation of Boilers (Standard Method)*. Sankt-Peterburg. 259 (in Russian).
5. Alekhovich A. N. (2013) *Slagging of Pulverized Coal Power Boilers*. Moscow. 112 (in Russian).
6. Degereji M. U. Ingham D. B., Ma L., Pourkashanian M., Williams A. (2012) Numerical Assessment of Coals/Blends Slagging Potential in Pulverized Coal Boilers. *Fuel*, 102, 345–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2012.07.028>.

7. Watt J. D., Ferreday F. (1969) The Flow Properties of Slag Formed from the Ashes of British Coals. Part 1: Viscosity of Homogeneous Liquid Slag in Relation to Slag Composition. *Journal of the Institute of Fuel*, 42, 99–103.
8. Santhosh Raaj S., Arumugam S., Muthukrishnan M., Krishnamoorthy S., Anantharaman N. (2016) Characterization of Coal Blends for Effective Utilization in Thermal Power Plants. *Applied Thermal Engineering*, 102, 9–16. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.03.035>.
9. Ulloa C., Borrego A.G., Helle S., Gordon A. L., García X. (2005) Char Characterization and DTF Assays as Tools to Predict Burnout of Coal Blends in Power Plants. *Fuel*, 84 (2–3), 247–257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2004.08.008>.
10. Hashimoto N., Shirai H. (2014) Numerical Simulation of Sub-Bituminous Coal and Bituminous Coal Mixed Combustion Employing Tabulated-Devolatilization-Process Model. *Energy*, 71, 399–413. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.091>.
11. Haas J., Tamura M., Weber R. (2001) Characterisation of Coal Blends for Pulverised Fuel Combustion. *Fuel*, 80 (9), 1317–1323. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00216-7](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00216-7).
12. Moon C., Sung Y., Ahn S., Kim T., Choi G., Kim D. (2013) Thermochemical and Combustion Behaviors of Coals of Different Ranks and Their Blends for Pulverized-Coal Combustion. *Applied Thermal Engineering*, 54 (1), 111–119. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.01.009>.
13. Tong C., Yang X., Chen G., Zhang Y., Chen L., Zhou Y., He T., Jin B. (2021) Experimental Investigation for the Combustion Characteristics of Blends of Three Kinds of Coal. *Fuel*, 300, 120937. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120937>.
14. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Haberfelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 1. *Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*. 63 (3), 236–252 <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252> (in Russian).
15. Vuthalura R., Vuthaluru H. B. (2006) Modelling of a Wall-Fired Furnace for Different Operating Conditions Using FLUENT. *Fuel Processing Technology*, 87 (7), 633–639. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2006.01.004>.
16. Al-Abbas A.H., Naser J. (2013) Computational Fluid Dynamic Modelling of a 550 MW Tangentially-Fired Furnace under Different Operating Conditions. *Procedia Engineering*, 56, 387–392. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.03.137>.
17. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Haberfelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*. 63 (6), 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540> (in Russian).
18. ANSYS FLUENT, 14.5. (2014) Theory Guide. Canonsburg, Pennsylvania, USA: ANSYS, Inc., 2616.
19. Filkoski R. V., Petrovski I. J., Karas P. (2006) Optimisation of Pulverised Coal Combustion by Means of CFD/CTA Modelling. *Thermal Science*, 10 (3), 161–179. <https://doi.org/10.2298/TSCI0603161F>.
20. *Engineering Simulation ANSYS*. Available at: <https://www.ansys.com/> (accessed 12 March 2018); *3D Design Products*. Available at: <https://www.ansys.com/products/3d-design> (accessed 12 March 2018).
21. Kuznetsov N. V., Mitor V.V., Dubovskii I. E., Karasina E. S. (eds.) (1973) *Thermal Calculation of Boilers (Standard Method)*. Moscow, Energiya Publ. 296 (in Russian).
22. Sedov L. I. (1972) *Similarity and Dimensionality Methods in Mechanics*. Moscow, Nauka Publ. 440 (in Russian).
23. Kutateladze S. S., Lyakhovskii D. N., Permyakov V. A. (1966) *Modeling of Thermal Power Equipment*. Moscow-Leningrad, Energiya Pibll. 351 (in Russian).
24. Arkhipov A. M., Lipov Yu. M., Prokhorov V. B. (2013) *The Use of Direct-Flow Burners and Nozzles in Boiler Furnaces: Innovative Experience of MPEI*. Moscow, MPEI Publ. 240 (in Russian).