ГОРЕНИЕ И ВЗРЫВ, 2026. Том 19. №2. С. 56–66

ВЛИЯНИЕ СРЕДЫ И СПОСОБА ПОДАЧИ СМЕСЕВОГО ТОПЛИВА НА СОСТАВ ДЫМОВОГО ГАЗА ПРИ СЖИГАНИИ*

Д. М. Головко[1], К. Ю. Вершинина[2], Д. С. Романов[3], В. В. Скорюпин[4], П. А. Стрижак[5]

Аннотация: Приведены результаты экспериментальных исследований влияния среды и способа подачи смесевого топлива на состав дымового газа при сжигании. В качестве базового компонента в смесях использовался каменный уголь марки Д. Добавками к углю являлись вода, отработанное моторное масло и опилки. Высокотемпературная среда, в которой сжигалось топливо, обогащалась водяным паром или дымовыми газами, полученными при термическом разложении каменного угля. Установлено, что при сжигании топливных компонентов в перемешанном виде концентрации NO и SO_2 в составе дымового газа снижаются на 25%–50%. Определено влияние среды на компонентный состав дымового газа. Использование водяного пара и дымовых газов в качестве модификатора среды привело к снижению концентраций компонентов дымовых газов в 1,5–2 раза. Предложены варианты технологических решений использования смесевых топлив в котельных агрегатах с целью снижения антропогенного воздействия.

Ключевые слова: антропогенные выбросы; водяной пар; дымовой газ; уголь; горение; смесевое топливо

DOI: 10.30826/CE26190206 **EDN:** TUPMJU

1 Введение

Рост энергопотребления в мире сопровождается увеличением выбросов вредных веществ в атмосферу, а также накоплением промышленных отходов. Угольные теплоэлектростанции (ТЭС) являются одними из основных источников загрязнения окружающей среды. Типичные выбросы угольных ТЭС включают диоксид серы (SO_2), оксиды азота (NOx), углекислый и угарный газы (CO_2 и CO). Эти соединения оказывают значительное негативное воздействие на биосферу как в локальном, так и в глобальном масштабе, приводя к изменению климата, кислотным дождям и ухудшению качества воздуха [1]. Решение этих проблем требует комплексного подхода, включающего как переход на экологически чистые источники энергии, так и совершенствование технологий сжигания топлива.

Проблемы дефицита топливных ресурсов и необходимость снижения экологической нагрузки приводят к поиску альтернативных подходов в сжигании топлива на ТЭС. Одним из таких решений является использование смесевых топлив [2, 3], в состав которых входят отходы различного происхождения и низкосортные виды топлива, такие как уголь, древесные отходы, биомасса и другие материалы. Такие смеси позволяют не только снизить выбросы ТЭС, но и частично перерабатывать отходы, сокращая их объем.

Несмотря на преимущества, использование смесевых топлив в энергетике вызывает вопросы, связанные с экологической безопасностью их сжигания. В настоящее время недостаточно данных о том, как компоненты отходов и низкосортных топлив влияют на состав выбросов, включая образование токсичных соединений и мелкодисперсных частиц [4, 5].

Одним из способов снижения вредных выбросов является изменение технологии подачи топлива в топочную камеру, что особенно актуально для смесевых топлив. Варьирование способов подачи компонентов смеси, а также модификация окислительной среды (посредством введения водяного пара и рециркуляции дымовых газов) в процессе сжигания могут стать эффективным подходом к минимизации загрязняющих выбросов и повышению эффективности использования топлива [6].

Ранее установлено [7], что выбросы NO при совместном сжигании биомассы (соломы и древесины) с углем в лабораторной печи составляли 1/3 или 1/2 от выбросов при сжигании угля, что связано с общим снижением азотосодержания топлива —

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-79-10098.

[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, dmg11@tpu.ru
[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, vershininaks@tpu.ru
[3]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, dsr7@tpu.ru
[4]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, vvs127@tpu.ru
[5]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, pavelspa@tpu.ru

ключевой характеристикой, определяющей выбросы оскидов азота. Помимо влияния состава топлива применение технологии ступенчатого подвода воздуха существенно снижает выбросы NO при сжигании угля, но для биомассы этот подход менее эффективен [7]. Экспериментально установлено [7], что увеличение доли биомассы в топливной смеси способствует снижению содержания несгоревшего углерода в золе и выбросов угарного газа, сохраняя высокую эффективность горения. Таким образом, совместное сжигание биомассы с углем представляет собой экологически и экономически выгодное решение для уменьшения вредных выбросов.

В исследовании [8] рассматривается технология сжигания угля в среде кислород – углекислый газ («кислородно-топливное сжигание»), которая позволяет существенно снизить выбросы углекислого газа (CO_2) и оксидов азота (NO) угольных электростанций. В традиционных процессах горения используется воздух, содержащий 79% азота, который разбавляет CO_2 в отходящих газах, что делает их улавливание дорогостоящим. В кислородно-топливной технологии топливо сжигается в чистом кислороде, а часть отходящих газов, содержащих в основном CO_2 и воду, возвращается в топку для регулирования температуры. Это позволяет генерировать поток газа с высокой концентрацией CO_2 для улавливания и хранения. Среди основных преимуществ технологии отмечается значительное снижение выбросов CO_2, так как его концентрация в отходящих газах достигает 70%. Также отмечается снижение выбросов NO за счет рециркуляции, которая способствует преобразованию оксидов азота в менее вредные соединения, что позволяет сократить их выбросы на 50% и более. Таким образом, кислородно-топливное сжигание представляет собой перспективное решение для угольных электростанций в условиях ужесточения экологических стандартов.

Использование водоугольного топлива (ВУТ) вместо традиционного твердого топлива в трехступенчатой системе горения позволяет значительно снизить выбросы оксидов азота (NO). Исследования [6] показывают, что при использовании ВУТ в качестве вторичного топлива выбросы NO снижаются более чем на 40%, что эквивалентно уменьшению концентрации NO_2 с 0,426 до 0,223 кг/с. Это достигается за счет увеличения содержания пара в зоне горения, что способствует связыванию азота в менее опасные соединения. Кроме того, трехступенчатая подача топлива обеспечивает более равномерное смешивание, что снижает образование как термических, так и топливных оксидов азота. Таким образом, внедрение ВУТ в сочетании с модернизированной схемой подачи топлива является эффективным решением для снижения экологической нагрузки при сохранении высокой эффективности горения.

Цель данной работы — экспериментальное определение экологических характеристик сжигания смесевых топлив на основе угля и отходов (опилки, отработанное моторное масло), а также ВУТ. В работе рассмотрены особенности сжигания таких топлив при изменении параметров окислительной среды и способов подачи топливной смеси, что позволяет выявить перспективные методы снижения выбросов.

2 Компоненты топлив и методы исследования

В качестве основных компонентов топливных смесей использовались каменный уголь марки Д (длиннопламенный, Листвянское месторождение, Новосибирская область, Россия), опилки хвойных пород деревьев (лесозаготовительная фабрика, Томская область, Россия), водопроводная вода и отработанное моторное масло (5W40, Idemitsu, Япония). В табл. 1 и 2 представлены основные свойства компонентов смесевых топлив.

В работе рассмотрены два варианта подачи топливных смесей. Первый вариант подразумевает собой одновременную подачу компонентов без пе-

Таблица 1 Свойства твердых компонентов смесевых топлив

Компонент	W_a, %	A_d, %	V^{daf}, %	Q, МДж/кг	C^{daf}, %	H^{daf}, %	N^{daf}, %	S_t^d, %	O^{daf}, %
Уголь Д	10,09	8,52	40,19	24,82	77,46	6,25	2,27	0,347	13,64
Опилки	6,05	1,50	72,35	18,25	52,5	6,58	0,22	0,064	40,7

Таблица 2 Свойства отработанного моторного масла

ρ, кг/м^3	σ, Н/м	λ, Вт/(м·К)	Q, МДж/кг	μ, мм^2/с	c, Дж/(кг·К)
903,5	35,61	0,267	37,24	12,26	1670

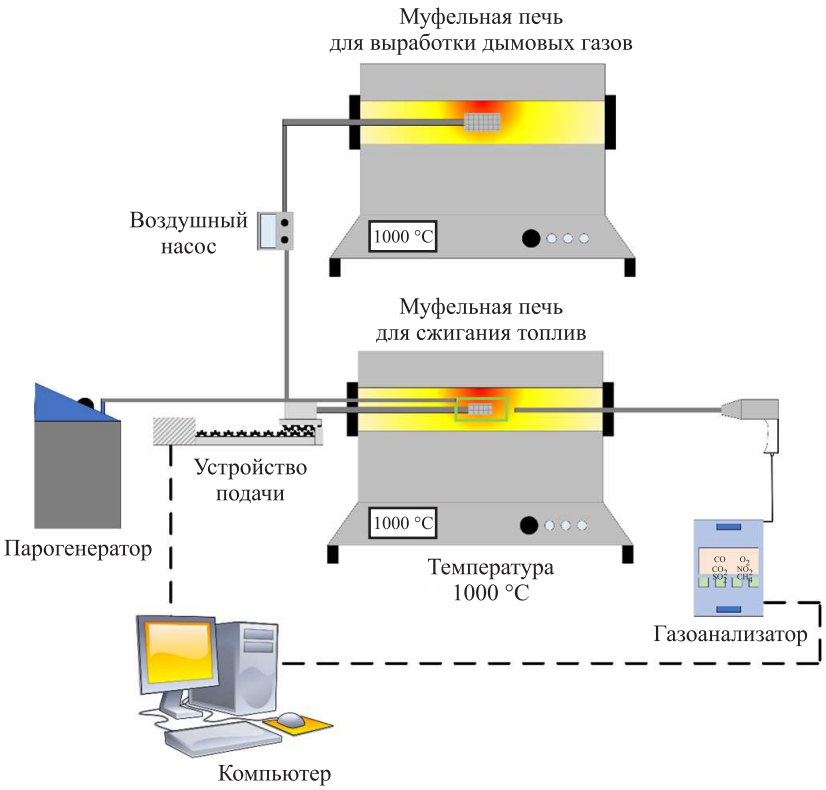


Рис. 1 Схема экспериментального стенда

ремешивания, когда компоненты размещаются на подложке рядом друг с другом. Второй вариант: подача компонентов в печь в заранее перемешанном виде. Перемешивание компонентов осуществлялось посредством механического воздействия на топливную смесь при помощи гомогенизатора в течение 15 мин.

На рис. 1 представлена схема экспериментального стенда для определения характеристик горения компонентов смесевых топлив при подаче в перемешанном и неперемешанном видах. Установка также обеспечивает возможность модифицировать окислительную среду. Для нагрева топлива использовалась трубчатая муфельная печь (размеры области горения $d = 50$ мм, $l = 500$ мм) с заданной температурой 1000 °C. При помощи устройства подачи образец топлива массой около 0,3 г размещался внутри камеры сгорания. В экспериментах определялся состав дымового газа с применением газоанализатора Тест-1 (производство Бонэр-ВТ, г. Новосибирск).

При проведении экспериментов образец подавался с одной стороны муфельной печи, с противоположной стороны устанавливался зонд газоанализатора (см. рис. 1). Для насыщения воздуха водяным паром или продуктами сгорания камен-

Таблица 3 Характеристики газоанализатора Тест-1

Газ	Тип сенсора	Диапазон измерения	Погрешность
O_2	Электрохимический	0–25 %(об.)	±0,2%, абсолютная
NO		0–1000 ppm	±5%, относительная
NO_2		0–500 ppm	±7%, относительная
SO_2		0–1000 ppm	±5%, относительная
H_2S		0–500 ppm	±5%, относительная
CO_2	Оптический	0–30 %(об.)	±2%, относительная
CH_4		0–30 %(об.)	±5%, относительная
CO		0–30 %(об.)	±5%, относительная
H_2		0–30 %(об.)	±5%, относительная

ного угля использовался дополнительный газоход, через который водяной пар или продукты сгорания поступали в муфельную печь. Для получения водяного пара использовался парогенератор. Объем водяного пара, подаваемого в основную камеру сгорания, составлял около 0,001 м^3.

При использовании дымовых газов в качестве модификатора окислительной среды сжигался образец угля массой 0,5 г во второй муфельной печи. При помощи воздушного насоса продукты сгорания через газоход поступали в основную камеру сгорания для проведения исследований. Объем продуктов сгорания, поступивших в печь, составлял около 0,001 м^3. Водяной пар подавался в камеру сгорания при температуре $\approx$ 100 °C, после чего происходило его нагревание внутри камеры сгорания до температуры муфельной печи $\approx$ 1000 °C. Температура дымовых газов, подаваемых в область горения смесевых топлив, составляла 800–850 °C, так как муфельная печь находилась на расстоянии 300–400 мм, трубка для перекачки газа из одной камеры сгорания в другую не была теплоизолирована.

Согласно расчету, в муфельной печи содержится $\approx$ 0,012754 кг воздуха при нормальных условиях. Для сжигания топливной навески массой 0,5 г необходимо 0,00344 кг воздуха. В обеих муфельных печах коэффициент избытка воздуха на старте был одинаков, так как объемы камер сгорания одинаковы.

В процессе эксперимента отверстия, в которые подавались образец и зонд газоанализатора, плотно закрывались, что предотвращало разбавление пробы кислородом в начальный момент времени. Эксперимент протекал при постоянной температуре в области горения. Контроль температуры осуществлялся при помощи термоэлектрического преобразователя (НСХ Тип K, погрешность $\pm$1 °C, инерционность 1 с), встроенного в муфельную печь. Отбор пробы дымовых газов выполнялся при помощи насоса, встроенного в корпус газоанализатора, и зонда газоанализатора, находящегося в камере сгорания. Фильтр и влагоотделитель использовались для осушения дымовых газов и задержки частиц сажи и летучей золы. Основные характеристики газоанализатора представлены в табл. 3.

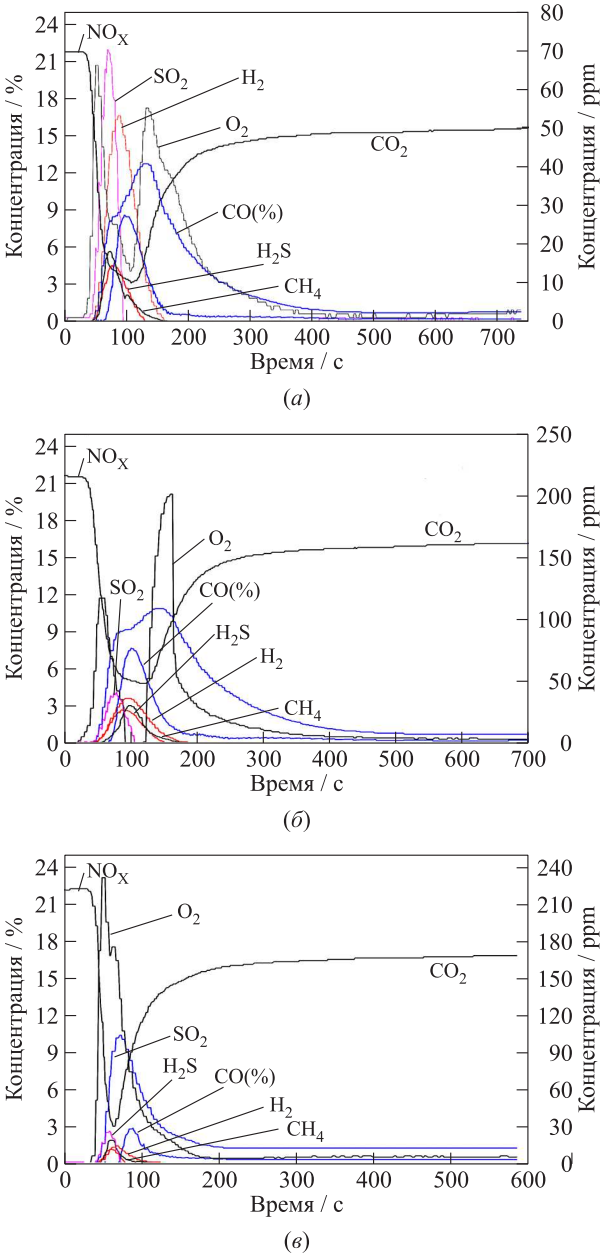


Рис. 2 Тренды изменения концентраций антропогенных выбросов для топливных композиций, сжигаемых при раздельной подаче компонентов: (*а*) 90% уголь, 10% отработанное моторное масло; (*б*) 90% уголь, 10% опилки; (*в*) 60% уголь, 40% вода

3 Результаты и обсуждение

3.1 Влияние способа подачи компонентов смесевых топлив в камеру сгорания на состав дымовых газов

Рисунок 2 иллюстрирует изменение концентраций антропогенных выбросов, образующихся в процессе термохимической конверсии топливных смесей с раздельной подачей компонентов в камеру сгорания. Полученные результаты позволяют установить, что изменение компонентного состава оказывает влияние не только на количественный состав дымового газа, но и на временной интервал выгорания, которым характеризуется топливный образец. Для качественной оценки и дальнейшего сравнения полученных результатов требуется опре-

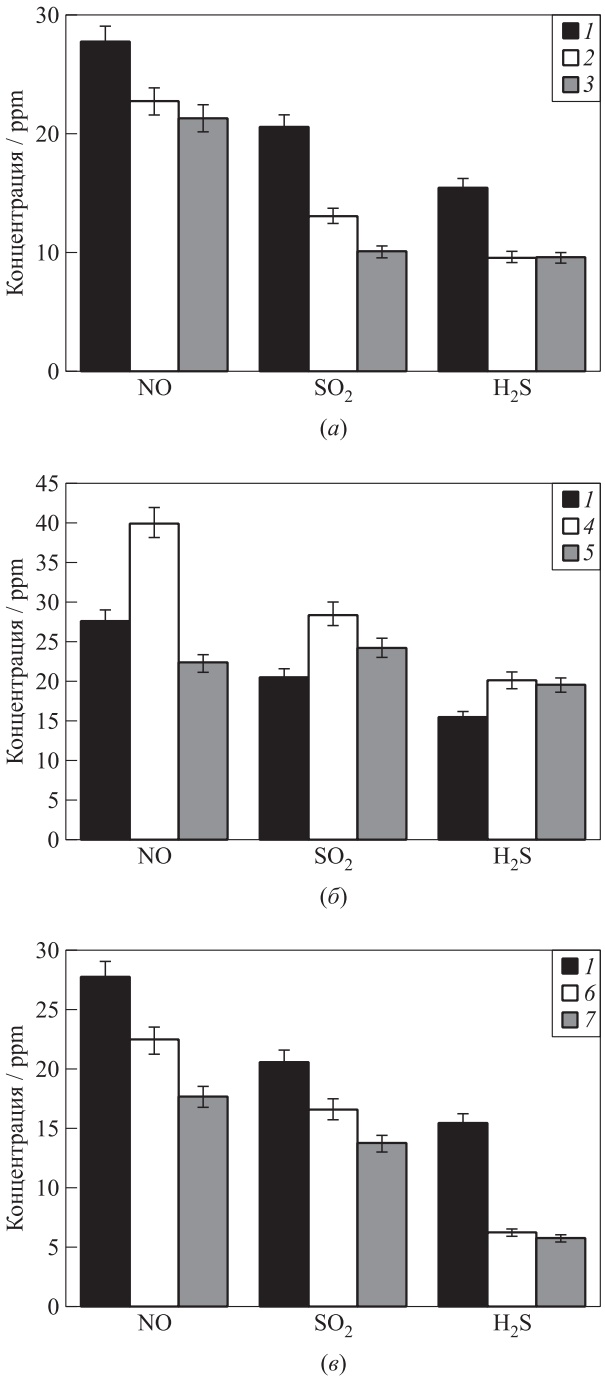


Рис. 3 Средние концентрации компонентов дымового газа (температура воздуха 1000 °C) при термохимической конверсии топлив на основе угля: (*а*) с добавлением воды; (*б*) с добавлением отработанного моторного масла; (*в*) с добавлением опилок; *1* — 100% уголь; *2* и *3* — 60% уголь, 40% вода (*2* — неперемешанное и *3* — перемешанное топливо); *4* и *5* — 90% уголь и 10% моторное масло (*4* — неперемешанное и *5* — перемешанное топливо); *6* и *7* — 90% и 10% опилки (*6* — неперемешанное и *7* — перемешанное топливо)

делить средние концентрации компонентов дымового газа. Осреднение результатов производилось при помощи методов численного интегрирования, по методу трапеций. Средние концентрации представлены на рис. 3.

На рис. 3 представлены гистограммы со средними концентрациями компонентов дымового газа, образующегося при горении смесевых топлив в перемешанном и неперемешанном виде. Использование воды при подаче топлива в неперемешанном виде привело к снижению концентраций NO, SO_2 и H_2S на 17%, 35% и 40% соответственно по сравнению с углем, сжигаемым в тех же условиях (см. рис. 3, *а*). При сжигании аналогичных компонентов в предварительно перемешанном виде данные показатели снизились на 20%, 50% и 38%. Результат обусловлен снижением температуры в камере сгорания и влиянием паров воды на NO и SO_2 [9]. Перемешивание топлив позволяет добиться снижения концентраций дымовых газов за счет наличия в дополнительных компонентах (опилки) соединений щелочных и щелочноземельных металлов, которые способствуют снижению концентраций дымовых газов [10–14].

На рис. 3, *б* представлена гистограмма, характеризующая состав дымового газа при термическом разложении топлив на основе каменного угля и отработанного моторного масла. При использовании отработанного моторного масла в качестве дополнительного компонента регистрировалось увеличение концентраций оксидов серы на 40% и снижение концентрации оксидов азота на 20% по сравнению с концентрациями, зарегистрированными при сжигании угля. Увеличение концентраций SO_2 обусловлено увеличением температуры в зоне горения за счет теплоты сгорания отработанного моторного масла, что подтверждается ростом соотношения CO_2/CO (табл. 4).

В опилках содержатся соединения щелочных и щелочноземельных металлов, которые способствуют снижению концентраций оксидов серы и азота при горении топлива. При подаче компонентов в перемешанном и неперемешанном виде регистрировалось снижение концентраций оксидов серы на 25%–30% по отношению к углю, сжигаемому без добавок (см. рис. 3, *в*). Это обусловлено активностью щелочных и щелочноземельных металлов в отношении оксидов серы и с образованием серосодержащих солей, выпадающих в зольный остаток [10, 13, 14]. Аналогичный результат регистрировался для оксидов азота. Концентрации NO снижались на 35%. Данная особенность обусловлена уменьшением азотосодержания смеси за счет замещения компонента с большим содержанием азота (см. табл. 1) на компонент с меньшим содер-

Таблица 4 Значения CO_2/CO при варьировании способа подачи компонентов смесевых топлив в камеру сгорания

Топливная смесь	CO_2/CO	
	Неперемешанное топливо	Перемешанное топливо
100% уголь	3,745	3,745
60% уголь, 40% вода	1,137	6,651
90% уголь, 10% моторное масло	2,926	4,661
90% уголь, 10% опилки	3,911	5,054

жанием азота. Также использование опилок приводило к увеличению полноты выгорания топливной смеси (см. табл. 4). Результаты позволяют сделать вывод о том, что гомогенность топливной смеси и физико-химические свойства (температуропроводность, плотность, теплоемкость и т. д.) оказывают влияние не только на процесс зажигания смесевых топлив, но и на состав дымовых газов, полученных при сжигании. Однородное распределение всех компонентов по объему топливного образца способствует равномерному нагреву образца по всей его площади. При неперемешанном способе подачи менее инерционные компоненты (отработанное моторное масло, опилки) всегда будут зажигаться быстрее, чем уголь. Способ подачи является одним из простейших методов управления концентрациями дымовых газов, так как при помощи него можно изменять режим горения топлива.

3.2 Влияние состава среды на концентрации компонентов дымового газа

На рис. 4 представлены результаты по определению влияния состава газовой среды на концентрации компонентов дымового газа, образующегося при термохимической конверсии топлив при температуре 1000 °C. Использование водяного пара или дымовых газов в качестве дополнительного компонента к воздуху способствовало снижению концентраций компонентов дымового газа в продуктах сгорания топливных смесей. На рис. 4, *а* представлены гистограммы, характеризующие компонентный состав газовых выбросов, образованных при сжигании угля в разных средах. Использование водяного пара позволило снизить концентрации оксидов азота за счет понижения температуры в зоне горения и взаимодействия водяного пара с NO и SO_2. Концентрации оксидов серы и азота снизились на 14% и 45% соответственно, по сравнению с углем. При использовании дымового газа в качестве модификатора среды концентрации оксидов серы и азота уменьшились на 10% и 35% соответственно. Снижение концентраций оксидов серы и азота обусловлено понижением температуры в камере сгорания за счет подачи охлажденных дымовых газов в камеру сгорания, уменьшением коэффициента избытка воздуха и наличием CO_2 и H_2O в дымовых газах. Углекислый газ и водяной пар характеризуются высокой теплоемкостью и слабо поглощают тепло из зоны реакции. Вследствие этого изменение концентраций обусловлено понижением температуры в камере сгорания за счет подачи охлажденных дымовых газов и водяного пара.

На рис. 4, *б* представлены гистограммы, характеризующие компонентный состав дымового газа, образующегося при термическом разложении смеси «60% уголь, 40% вода». Использование воды в составе композиционных топлив приводило к снижению концентраций дымового газа. Установлено, что концентрации компонентов дымового газа снижались на 10%–15% относительно угля. Однако данный эффект можно усилить за счет использования дополнительных технологических решений, таких как добавка водяного пара в камеру сгорания или дополнительного использования дымовых газов. Концентрации оксидов серы и азота снизились на 15% и 10% соответственно при сжигании смеси в воздухе с добавкой водяного пара. При сжигании топлива в среде, обогащенной дымовыми газами, концентрации SO_2 и NO снизились на 25% и 20% соответственно относительно топлива, сжигаемого без модификаций среды. Данная особенность обусловлена подачей охлажденных дымовых газов в муфельную печь и снижением температуры в зоне горения.

При использовании добавки отработанного моторного масла зарегистрировано небольшое увеличение концентраций оксидов азота при сжигании топлива в воздухе, обогащенным дымовыми газами (рис. 4, *в*). Увеличение концентраций оксидов азота на 5% обусловлено добавлением в среду окислителя дымовых газов с уже имеющимися концентрациями оксидов азота в составе. В свою очередь, концентрации оксидов серы снижались на 20% отно-

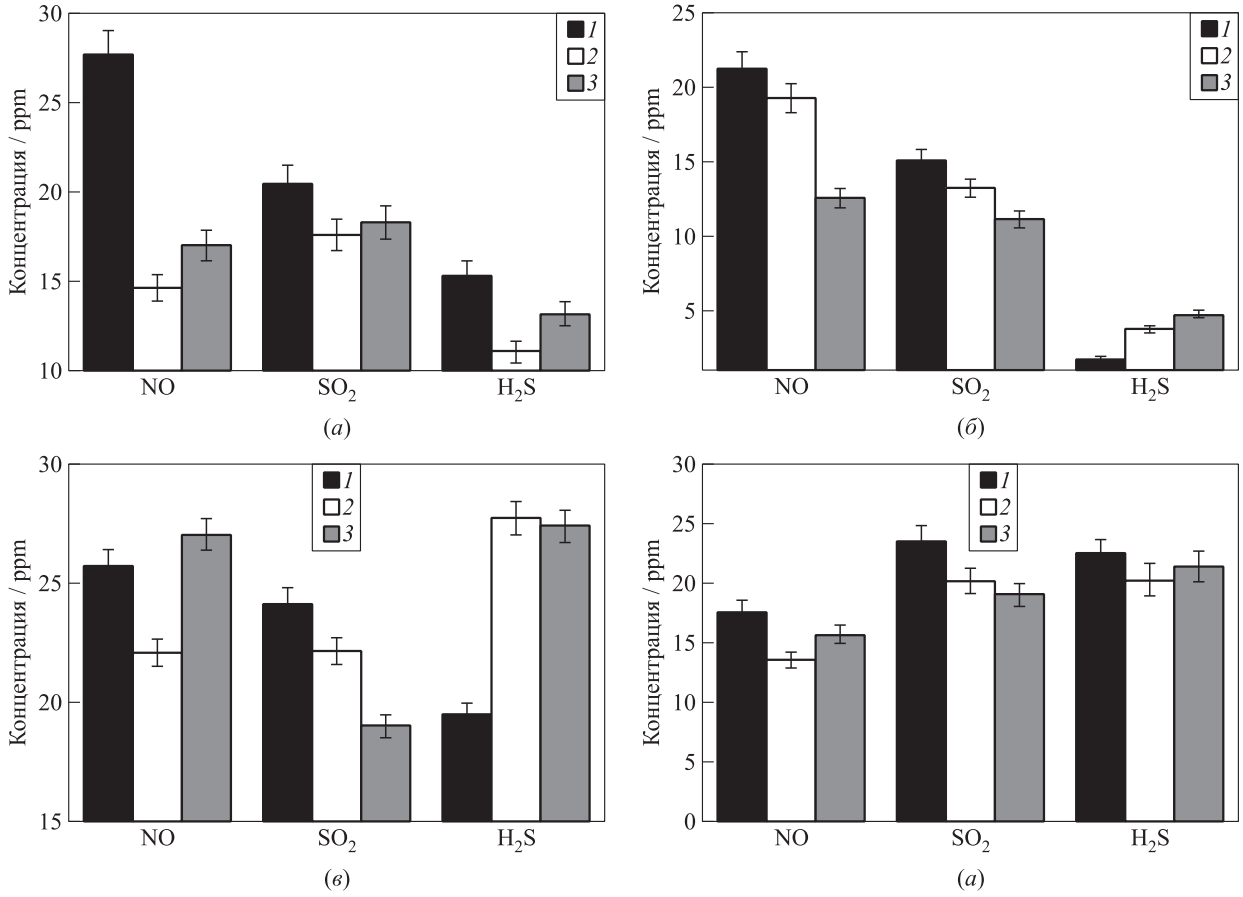


Рис. 4 Средние концентрации компонентов дымового газа, образующегося при нагреве топлив на основе угля при варьировании среды окисления: (*а*) 100% уголь; (*б*) ВУТ (60% уголь, 40% вода); (*в*) смесевое топливо с добавкой моторного масла (90% уголь, 10% моторное масло); (*г*) смесевое топливо с добавкой опилок (90% уголь, 10% опилки): *1* — воздух; *2* — воздух + водяной пар; *3* — воздух + дымовой газ

сительно концентраций, полученных при нагреве топлив в воздухе. При использовании водяного пара и дымового газа имеется недостаток кислорода в камере сгорания и, как следствие, концентрации сероводорода возрастали на 30%. Также регистрировалось уменьшение показателя CO_2/CO на 40%–60%.

Все эти признаки позволили утверждать, что для всех топливных смесей горение происходило в среде с недостатком кислорода и выделением газообразных продуктов пиролиза. Такой подход сжигания топлива частично похож на ступенчатое горение, когда вначале топливная смесь сжигается в среде с недостатком кислорода. В процессе такого горения образуются продукты неполного сгорания (CO, H_2 и CH_4), которые создают зону с восстановительной средой, и образовавшиеся оксиды азота и серы частично восстанавливаются до молекулярных N_2 и S_2.

Совместное сжигание угля и опилок в среде, обогащенной водяным паром (рис. 4, *г*), приводило к снижению концентраций оксидов серы и азо-

Таблица 5 Отношение CO_2/CO исследуемых топливных смесей при варьировании состава газовой среды

Топливо	Состав газовой среды		
	Воздух	Воздух, водяной пар	Воздух, дымовые газы
100% уголь	3,745	4,954	1,986
60% уголь, 40% вода	6,651	11,374	4,524
90% уголь, 10% моторное масло	4,661	2,791	1,737
90% уголь, 10% опилки	5,054	8,108	5,297

та на 5% и 20% по сравнению с концентрациями, образующимися при сжигании в воздухе. Также было зарегистрировано снижение концентраций H_2S на 7%–10% и увеличение полноты реагирования топливной смеси в 1,1–1,6 раз (табл. 5).

4 Технологическая схема

На рис. 5 представлены примеры реализации технологии сжигания топлива в перемешанном (рис. 5, *а*) и неперемешанном (рис. 5, *б*) виде при условии модификации среды окислителя дымовыми газами и водяным паром. Использование данной технологии позволит оптимизировать процесс сжигания топлива, варьировать компонентный состав топливных смесей, долю каждого компонента в составе топливной композиции и модифицировать окислительную среду. Также предложенный вариант подразумевает использование двух модулей модификации газовой среды. При необходимости можно включать или выключать подачу водяного пара или дымового газа в камеру сгорания, а также использовать одновременно оба компонента.

Предложенные варианты технологических решений позволяют использовать их не только в котельных агрегатах с псевдоожиженным слоем, но и в котлах с инжекционной подачей топлива.

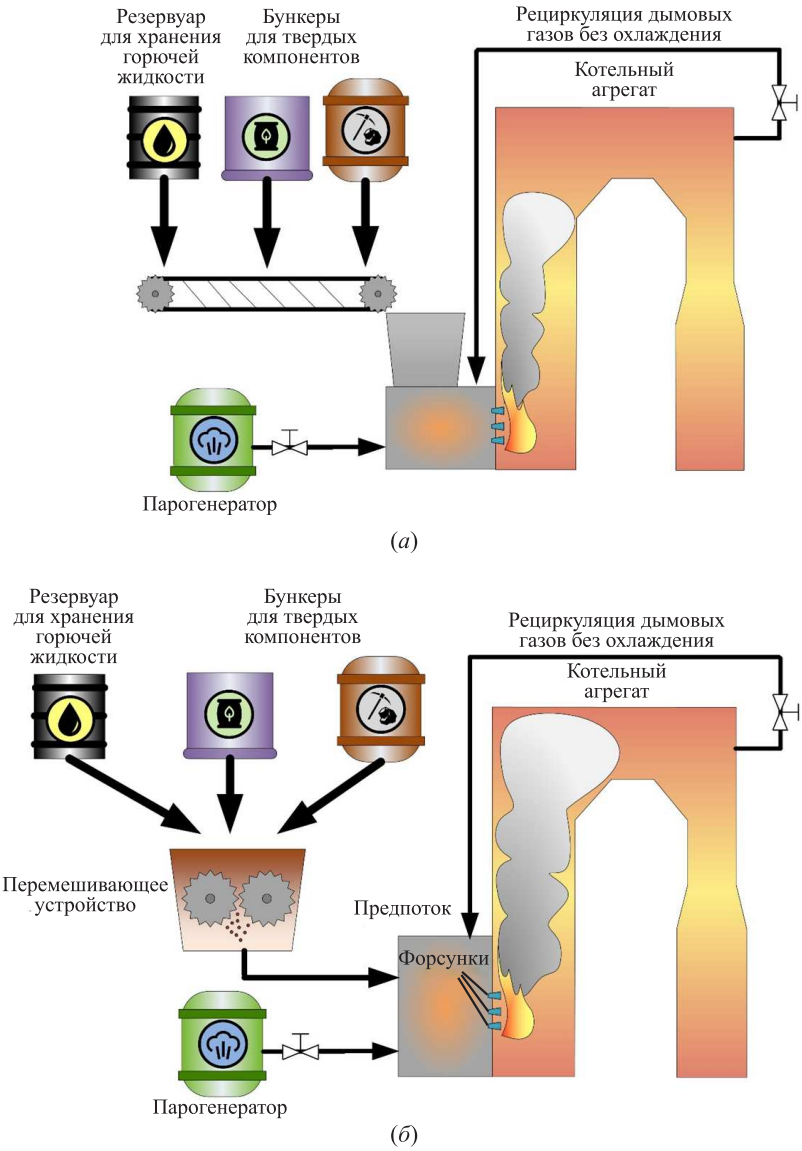


Рис. 5 Технологические схемы изменения окислительной среды в котле при термохимической конверсии смесевых топлив и их компонентов: (*а*) подача предварительно перемешанных компонентов в камеру сгорания; (*б*) подача компонентов в камеру сгорания в неперемешанном виде

5 Заключение

В работе определены характеристики совместного сжигания топливных компонентов в перемешанном и неперемешанном видах, а также при варьировании компонентного состава паровоздушной смеси. Исследования показали, что совместное сжигание компонентов в перемешанном виде более предпочтительно с точки зрения снижения концентраций оксидов серы и азота, которые снижались в среднем на 25%–50% для исследуемых смесей по сравнению с углем.

Установлено, что использование водяного пара и дымового газа в камере сгорания помимо воздуха является одним из способов снижения концентраций выбросов в атмосферу, а использование различных добавок, снижающих концентрации опасных соединений в дымовых газах, позволят усилить этот эффект в 1,5–2 раза по сравнению с сжиганием пылеугольного топлива. Предложены варианты технологических решений, способствующих уменьшению концентраций дымового газа, образующегося в процессе сжигания смесевых топлив с применением комбинированных технологий сжигания топлив в условиях изменения состава газовой среды в камере сгорания.

Литература

1. *Larki I., Zahedi A., Asadi M., Forootan M. M., Farajollahi M., Ahmadi R., Ahmadi A.* Mitigation approaches and techniques for combustion power plants flue gas emissions: A comprehensive review // Sci. Total Environ., 2023. Vol. 903. P. 166108. doi: 10.1016/j.scitotenv.2023.166108.
2. *Jaiswal K. K., Chowdhury C. R., Yadav D., Verma R., Dutta S., Jaiswal K. S., Sangmesh B., Karuppasamy K. S. K.* Renewable and sustainable clean energy development and impact on social, economic, and environmental health // Energy Nexus, 2022. Vol. 7. P. 100118.
3. *Zataamani C., Supriyadi I., Tumanggor M., et al.* Environmental impact of implementing biomass cofiring at power plant // Int. J. Progressive Sciences Technologies, 2024. Vol. 44. No. 2. P. 227–234.
4. *Vershinina K. Y., Shlegel N. E., Strizhak P. A.* Recovery of waste-derived and low-grade components within fuel slurries // Energy, 2019. Vol. 183. P. 1266–1277.
5. *Tuan Le T., Sharma P., Bora B. J., et al.* Co-gasification of waste biomass-low grade coal mix using downdraft gasifier coupled with dual-fuel engine system: Multi-objective optimization with hybrid approach using RSM and Grey Wolf Optimizer // Process Saf. Environ., 2024. Vol. 191. P. 234–248.
6. *Alekseenko S. V, Dekterev A. A., Maltsev L. I., Kuznetsov V. A.* Implementation of a three-stage scheme for the co-combustion of pulverized coal and coal-water slurry in an industrial boiler to reduce NOx emissions // Process Saf. Environ., 2023. Vol. 169. P. 313–327.
7. *Wang X., Hu Z., Deng S., Xiong Y., Tan H.* Effect of biomass/coal co-firing and air staging on NOx emission and combustion efficiency in a drop tube furnace // Enrgy Proced., 2014. Vol. 61. P. 2331–2334.
8. *Buhre B. J. P., Elliott L. K., Sheng C. D., Gupta R. P., Wall T. F.* Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation // Prog. Energ. Combust., 2005. Vol. 31. No. 4. P. 283–307.
9. *Liu S., Liu Z., Zhu H., Wang Z., Guo J., Zhang X., Yu H., Yue X., Ning P., Li B.* The roles of red mud as desulfurization and denitrification in flue gas: A review // J. Environmental Chemical Engineering, 2023. Vol. 11. No. 3. P. 109770.
10. *Shimizu T., Tachiyama Y., Kuroda A., Inagaki M.* Effect of SO_2 removal by limestone on NOx and N_2O emissions from a bubbling fluidized-bed combustor // Fuel, 1992. Vol. 71. No. 7. P. 841–844.
11. *Lin S., Wang Y., Suzuki Y.* High-temperature CaO hydration/$Ca(OH)_2$ decomposition over a multitude of cycles // Energ. Fuel., 2009. Vol. 23. No. 6. P. 2855–2861.
12. *Ren X., Sun R., Meng X., Vorobiev N., Schiemann M., Levendis Y. A.* Carbon, sulfur and nitrogen oxide emissions from combustion of pulverized raw and torrefied biomass // Fuel, 2017. Vol. 188. P. 310–323.
13. *Yan J., Wu Y., Zhang L., Huang S., Lei Z., Li Z., Zhang W., Ren S., Wang Z., Shui H.* Synergistic retention of heavy metals and in-situ reduction of NO and SO_2 by co-combustion of sewage sludge and coal gangue: A promising approach for contaminant management and emission reduction // Fuel Process. Technol., 2023. Vol. 252. P. 107984.
14. *Li L., Cheng L., Wang B., Ma Z., Zhang W.* Experimental study on the effect of limestone on SO_2 and NO emission characteristics during coal/coke combustion // J. Energy Inst., 2023. Vol. 111. P. 101403.

Поступила в редакцию 23.12.2024
После доработки 12.03.2026
Принята к публикации 16.03.2025

INFLUENCE OF THE ENVIRONMENT AND METHOD OF SUPPLYING MIXED FUEL ON THE COMPOSITION OF FLUE GAS DURING COMBUSTION

D. M. Golovko, K. Yu. Vershinina, D. S. Romanov, V. V. Skoryupin, and P. A. Strizhak

National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russian Federation

Abstract: The article presents the results of experimental studies on the effect of the environment and the method of feeding mixed fuel on the composition of the flue gas during combustion. Grade D coal was the base component in the mixtures. Water, waste motor oil, and sawdust were added to the coal. The high-temperature environment in which the fuel was burned was enriched with water vapor or flue gases obtained during the thermal decomposition of coal. It was found that when burning the fuel components in a mixed form, the concentrations of NO and SO_2 in the flue gas decrease by 25%–50%. The effect of the environment on the component composition of the flue gas was determined. Using water vapor and flue gases as an environment modifier led to a 1.5- to 2-fold decrease in the concentrations of flue gas components. Technological solutions for using mixed fuels in boiler units to reduce anthropogenic impact are proposed.

Keywords: anthropogenic emissions; water steam; flue gas; coal; combustion; composite fuel

DOI: 10.30826/CE26190206 **EDN:** TUPMJU

Figure Captions

Figure 1 Experimental setup

Figure 2 Trends in the concentration changes of anthropogenic emissions for fuel compositions burned with separate supply of components: (*a*) 90% coal and 10% used motor oil; (*b*) 90% coal and 10% sawdust; and (*c*) 60% coal and 40% water

Figure 3 Average concentrations of flue gas components (air temperature 1000 °C) during thermochemical conversion of coal-based fuels: (*a*) with addition of water; (*b*) with addition of waste motor oil; (*c*) with addition of sawdust; *1* — 100% coal; *2* and *3* — 60% coal and 40% water (*2* — unmixed and *3* — mixed fuel); *4* and *5* — 90% coal and 10% motor oil (*4* — unmixed and *5* — mixed fuel); *6* and *7* — 90% coal and 10% sawdust (*6* — unmixed and *7* — mixed fuel)

Figure 4 Average concentrations of flue gas components generated during the heating of coal-based fuels with varying oxidation environments: (*a*) 100% coal; (*b*) coal–water slurry (60% coal and 40% water); (*c*) mixed fuel with the addition of motor oil (90% coal and 10% motor oil); and (*d*) mixed fuel with the addition of sawdust (90% coal and 10% sawdust); *1* — air; *2* — air and water vapor; and *3* — air and flue gas

Figure 5 Technological schemes for changing the oxidative environment in the boiler during thermochemical conversion of mixed fuels and their components: (*a*) supply of premixed components to the combustion chamber; and (*b*) supply of components to the combustion chamber in an unmixed form

Table Captions

Table 1 Properties of the solid components of mixed fuels

Table 2 Properties of used motor oil

Table 3 Characteristics of the Test-1 gas analyzer

Table 4 The CO_2/CO values when varying the method of supplying mixed fuel components into the combustion chamber

Table 5 The CO_2/CO ratio of the studied fuel mixtures when varying the composition of the gas medium

Acknowledgments

The study was supported by the grant from the Russian Science Foundation, Project No. 23-79-10098.

References

1. Larki, I., A. Zahedi, M. Asadi, M. M. Forootan, M. Farajollahi, R. Ahmadi, and A. Ahmadi. 2023. Mitigation approaches and techniques for combustion power plants flue gas emissions: A comprehensive review. *Sci. Total Environ.* 903:166108. doi: 10.1016/j.scitotenv.2023.166108.
2. Jaiswal, K. K., C. R. Chowdhury, D. Yadav, R. Verma, S. Dutta, K. S. Jaiswal, B. Sangmesh, and K. S. K. Karup-

pasamy. 2022. Renewable and sustainable clean energy development and impact on social, economic, and environmental health. *Energy Nexus* 7:100118.

3. Zataamani, C., I. Supriyadi, M. Tumanggor, *et al.* 2024. Environmental impact of implementing biomass cofiring at power plant. *Int. J. Progressive Sciences Technologies* 44(2):227–234.
4. Vershinina, K. Y., N. E. Shlegel, and P. A. Strizhak. 2019. Recovery of waste-derived and low-grade components within fuel slurries. *Energy* 183:1266–1277.
5. Tuan Le, T., P. Sharma, B. J. Bora, *et al.* 2024. Co-gasification of waste biomass-low grade coal mix using downdraft gasifier coupled with dual-fuel engine system: Multi-objective optimization with hybrid approach using RSM and Grey Wolf Optimizer. *Process Saf. Environ.* 191:234–248.
6. Alekseenko, S. V., A. A. Dekterev, L. I. Maltsev, and V. A. Kuznetsov. 2023. Implementation of a three-stage scheme for the co-combustion of pulverized coal and coal-water slurry in an industrial boiler to reduce NOx emissions. *Process Saf. Environ.* 169:313–327.
7. Wang, X., Z. Hu, S. Deng, Y. Xiong, and H. Tan. 2014. Effect of biomass/coal co-firing and air staging on NOx emission and combustion efficiency in a drop tube furnace. *Enrgy Proced.* 61:2331–2334.
8. Buhre, B. J. P., L. K. Elliott, C. D. Sheng, R. P. Gupta, and T. F. Wall. 2005. Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation. *Prog. Energ. Combust.* 31(4):283–307.
9. Liu, S., Z. Liu, H. Zhu, Z. Wang, J. Guo, X. Zhang, H. Yu, X. Yue, P. Ning, and B. Li. 2023. The roles of red mud as desulfurization and denitrification in flue gas: A review. *J. Environmental Chemical Engineering* 11(3):109770.
10. Shimizu, T., Y. Tachiyama, A. Kuroda, and M. Inagaki. 1992. Effect of SO_2 removal by limestone on NOx and N_2O emissions from a bubbling fluidized-bed combustor. *Fuel* 71(7):841–844.
11. Lin, S., Y. Wang, and Y. Suzuki. 2009. High-temperature CaO hydration/$Ca(OH)_2$ decomposition over a multitude of cycles. *Energ. Fuel.* 23(6):2855–2861.
12. Ren, X., R. Sun, X. Meng, N. Vorobiev, M. Schiemann, and Y. A. Levendis. 2017. Carbon, sulfur and nitrogen oxide emissions from combustion of pulverized raw and torrefied biomass. *Fuel* 188:310–323.
13. Yan, J., Y. Wu, L. Zhang, S. Huang, Z. Lei, Z. Li, W. Zhang, S. Ren, Z. Wang, and H. Shui. 2023. Synergistic retention of heavy metals and in-situ reduction of NO and SO_2 by co-combustion of sewage sludge and coal gangue: A promising approach for contaminant management and emission reduction. *Fuel Process. Technol.* 252:107984.
14. Li, L., L. Cheng, B. Wang, Z. Ma, and W. Zhang. 2023. Experimental study on the effect of limestone on SO_2 and NO emission characteristics during coal/coke combustion. *J. Energy Inst.* 111:101403.

Received December 23, 2024
After revision March 12, 2026
Accepted March 16, 2026

Contributors

Golovko Danil M. (b. 2003) — student, School of Energy and Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russian Federation; dmg11@tpu.ru

Vershinina Kseniya Yu. (b. 1992) — Candidate of Science in physics and mathematics, associate professor, Research School of Physics, National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russian Federation; vershininaks@tpu.ru

Romanov Daniil S. (b. 1997) — research engineer, School of Energy and Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russian Federation; dsr7@tpu.ru

Skoryupin Vyacheslav V. (b. 2001) — research engineer, School of Energy and Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russian Federation; vvs127@tpu.ru

Strizhak Pavel A. (b. 1985) — Doctor of Science in physics and mathematics, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, professor, Butakov Research Center, School of Energy and Power Engineering, National Research Tomsk Polytechnic University, 30 Lenin Ave., Tomsk 634050, Russian Federation; pavelspa@tpu.ru