

УДК 62-643;536.463

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГОРЕНИЯ ЖИДКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА ПРИ ЕГО РАСПЫЛЕНИИ ПЕРЕГРЕТЫМ ВОДЯНЫМ ПАРОМ, УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ И ИХ СМЕСЬЮ

Е.П. Копьев¹, Е.Ю. Шадрин¹, М.А. Мухина¹, И.С. Садкин^{1,2}

¹Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН

²Новосибирский государственный технический университет

Снижение антропогенного воздействия на окружающую среду является одной из приоритетных задач современности. Одним из источников загрязнения являются захоронение большого количества некондиционных горючих отходов, в том числе углеводородных, не востребованных в настоящее время, а также твердые и токсичные вещества, образующиеся при сжигании. Решение обозначенных задач возможно за счет подхода Waste-to-Energy, направленного на вовлечение горючих отходов в топливный баланс, с организацией низкотемпературного сгорания за счет добавления различных газов-разбавителей – углекислого газа или водяного пара. В настоящей работе на примере дизельного топлива экспериментально получены и сравнены характеристики сгорания жидких углеводородов в присутствии смеси перегретого пара с углекислым газом в распылительной горелке, для выявления особенностей и преимуществ при их использовании в Waste-to-Energy подходах. Показано, что для всех исследованных режимов наблюдается высокая полнота сгорания топлива. Анализ состава продуктов сгорания показывает, что при замене перегретого пара диоксидом углерода содержание СО и NO_x в продуктах сгорания увеличивается на 25 %. При этом все исследованные режимы соответствуют стандарту EN:267. Полученные результаты показывают, что возможно реализовать подходы добавления углекислого газа, водяного пара и их смеси для преобразования отходов в энергию.

Ключевые слова: горелочное устройство, горение жидких углеводородов, распыление топлива, снижение вредных выбросов, разбавление.

DOI: 10.17212/1727-2769-2023-4-45-57

Введение

Энергетика является важнейшей отраслью, определяющей эффективность экономики и технический уровень промышленности. Однако энергетический комплекс – один из основных источников антропогенного воздействия и выбросов загрязняющих веществ [1]. Несмотря на активное развитие альтернативных и рост доли возобновляемых источников энергии [2], потребление ископаемого топлива в абсолютном выражении не снижается, а его доля в мировом энергобалансе превышает 3/4 [2, 3]. При этом одной из актуальных проблем при сжигании ископаемого топлива является то, что помимо углекислого газа могут образовываться опасные для здоровья человека и окружающей среды вещества, такие как окислы азота и серы, сажа, монооксид углерода и другие соединения [4]. На сегодняшний день природоохранные технологии на тепловых электростанциях могут составлять до половины общей стоимости станции [5, 6]. Другой значимой проблемой является накопление большого количества некондиционных горючих отходов, в том числе углеводородных отходов, образующихся в процессе добычи, транспортировки и переработки ископаемого топлива.

В настоящее время получил развитие тренд Waste-to-Energy [7–9], направленный на вовлечение горючих отходов в топливный баланс, что, с одной стороны,

позволяет снизить расходы за счет использования такого дешевого типа топлива, одновременно решая задачу его утилизации, с другой стороны, предопределяет особую заботу по охране окружающей среды и предотвращению избыточных выбросов при использовании низкосортного топлива. Таким образом, для успешного развития данного направления и обеспечения его устойчивого развития необходимо создание и разработка высокоэффективных и экологически безопасных технологий и оборудования [10].

Одним из возможных путей снижения вредных выбросов при сжигании низкокачественных топлив является организация низкотемпературного сгорания – Low-Temperature Combustion (LTC). Основная идея этого подхода заключается в использовании *systems of exhaust gas recirculation (EGR)*, *flue gas recirculation (FGR)* или добавлении газов-разбавителей для уменьшения концентрации окислителя и, как следствие, снижения температуры пламени [11]. В совокупности это позволяет снизить выбросы сажи, NO_x , CO и других вредных веществ [12, 13]. Перспективность использования метода низкотемпературного сжигания для снижения вредных выбросов, в том числе и в рамках направления *Waste-to-Energy*, обуславливается тем, что он возможен без внедрения и применения дорогостоящих систем.

Использование системы низкоэмиссионного сжигания на основе добавления газов-разбавителей, таких как CO_2 и H_2O , может быть потенциально использовано в области *Waste-to-Energy*. Однако, несмотря на достаточно большое количество предлагаемых подходов применения газов-разбавителей, степень и механизмы воздействия чистых по составу веществ (особенно CO_2 и водяной пар) на характеристики пламени и протекание химических реакций еще имеют некоторые пробелы, нет однозначных выводов о преимуществе того или иного вещества при утилизации горючих отходов.

Ранее в ИТ СО РАН был предложен способ сжигания жидких углеводородных топлив и горючих отходов в высокоскоростной струе перегретого водяного пара [14–16]. В работах отмечается, что присутствие пара ускоряет расщепление сложных органических соединений. Происходит реакция паровой газификации углеводородсодержащих продуктов термического разложения и неполного сгорания топлива с образованием водяного газа ($\text{H}_2\text{O} + \text{C} = \text{CO} + \text{H}_2$) [17]. В том числе за счет воздействия высокоскоростной струи на каплю топлива происходит первичная атомизация и создание однородного топливного спрея [18]. В совокупности это сокращает время выгорания топлива и повышает полноту сгорания. Кроме этого, при впрыске пара в зону горения увеличивается количество активных радикалов OH , что снижает сажеобразование [17]. За счет разбавления горючей смеси паром происходит снижение температуры пламени, что сокращает образование термических оксидов азота [19].

Для развития предыдущих исследований и выявления преимуществ использования перегретого водяного пара, углекислого газа и их смеси в рамках настоящей работы проведено изучение характеристик сжигания жидких углеводородов в присутствии смеси перегретого водяного пара с углекислым газом в горелочном устройстве распылительного типа. А именно, учитывая высокие качественные показатели сжигания жидких топлив в струе перегретого водяного пара и перспективность данного метода для утилизации низкокачественных углеводородов, целью настоящей работы является экспериментальное сравнение показателей при использовании в качестве разбавляющего агента как водяного пара, так и смеси пар–углекислый газ, а также чистого CO_2 .

1. Экспериментальный стенд и методика измерений

Экспериментальное исследование экологических и теплотехнических показателей сжигания дизельного топлива при его распылении водяным паром, углекислым газом и их смесью проводилось с использованием атмосферного горелочного устройства мощностью до 20 кВт, схема которого показана на рис. 1.

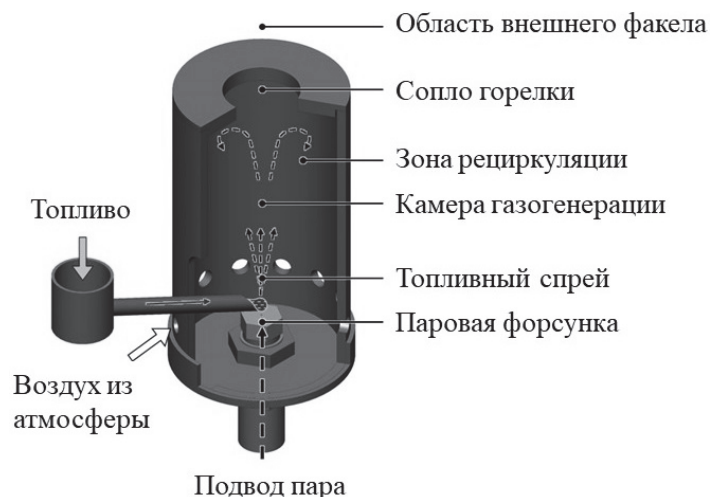


Рис. 1 – Распылительное горелочное устройство

Fig. 1 – Spray-type burner device

Основными элементами конструкции лабораторного образца горелки являются: основание, корпус (общая высота 140 мм, внешний диаметр 60 мм), выходное сопло (диаметр отверстия 25 мм), вмонтированная в центр основания паровая форсунка (диаметр отверстия 0,6 мм, угол раскрытия струи 17°), топливоподающая трубка (свободный конец трубки имеет скос и устанавливается в непосредственной близости к отверстию паровой форсунки). В нижней части корпуса горелочного устройства выполнены отверстия для естественного притока атмосферного воздуха из окружающей среды. Все элементы горелочного устройства выполнены из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т. Основной особенностью устройства является то, что в нем предусмотрен распыл топлива струей перегретого водяного пара. Присутствие паров воды в зоне горения позволяет несколько снизить температуру, что приводит к уменьшению концентрации оксидов азота в продуктах сгорания, образующихся по термическому механизму. Также паровая газификация продуктов неполного сгорания и термического разложения топлива позволяет повысить степень выгорания углерода.

Исследование проводилось на экспериментальном стенде для исследования сажепарового режима горения жидких углеводородов, который входит в состав уникальной научной установки УСУ «Крупномасштабный термогидродинамический стенд для исследования тепловых и газодинамических характеристик энергоустановок» [20]. Установка состоит (рис. 2) из горелочного устройства, системы подачи воды, системы подачи углекислого газа, электрического парогенератора для перегрева водяного пара и нагрева углекислого газа до заданной температуры, системы подачи жидкого топлива.

Для измерения полноты сгорания топлива и конечных продуктов сгорания используется проточный калориметр, в котором в противотоке движутся дымовые

газы и теплоноситель. При проведении калориметрических измерений горелочное устройство помещается соосно секции калориметра так, чтобы факел горелки располагался во внутреннем канале калориметра. После установления стационарного теплового режима, при котором достигается постоянство температуры теплоносителя на входе и выходе из калориметра, осуществляется измерение тепловыделения в течение 15 минут. Для этого с помощью регулирующего крана предварительно задается постоянный расход воды и проводится измерение температуры воды на входе и на выходе калориметра с помощью хромель-алюмелевых термопар. Количество тепла, полученного от продуктов сгорания в калориметре за время проведения опыта, определялось как разность тепловой энергии воды на выходе и на входе калориметра.

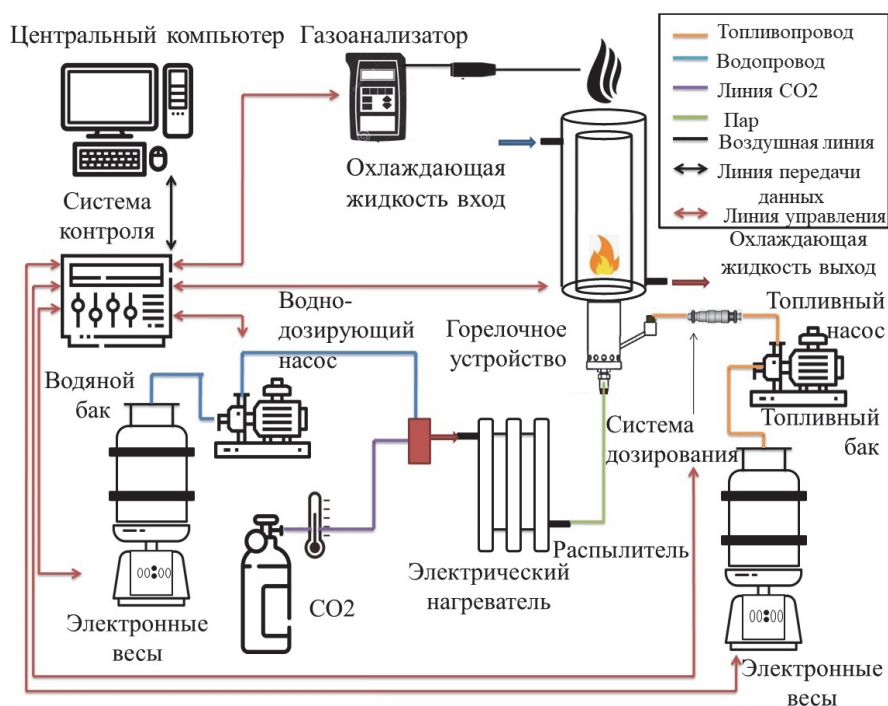


Рис. 2 – Схема экспериментального стенда

Fig. 2 – Scheme of the experimental stand

Измерение промежуточных компонентов горения в пламени и конечных продуктов сгорания на выходе из калориметра осуществлялось при помощи газоанализаторов Тест-1 и Testo 350. Характеристики газоанализатора Тест-1: электрохимический сенсор O_2 (диапазон измерений 0...25 %), полярографический сенсор H_2 (0...40 %), оптический сенсор CO_2 (0...30 %), оптический сенсор C_nH_m (0...5 %), электрохимический сенсор CO (0...2000 ppm). Пределы погрешности O_2 : $\pm 0,2$ % об. (абсолютной), H_2 , CO_2 , C_nH_m : ± 5 % (относительной), CO : ± 2 ppm (абсолютной, при показаниях до 40 ppm) и ± 5 % (относительной, при показаниях свыше 40 ppm). Характеристики газоанализатора Testo-350: электрохимические сенсоры NO (диапазон измерений 0...300 ppm) и NO_2 (0...500 ppm). Пределы погрешности NO : ± 2 ppm (абсолютной, при показаниях до 40 ppm) и ± 5 % (относительной, при показаниях свыше 40 ppm), NO_2 : ± 5 ppm (абсолютной, при показаниях до 100 ppm) и ± 5 % (относительной, при показаниях свыше 100 ppm).

Газовый состав конечных продуктов сгорания проводился на выходе из калориметра, где дымовой газ имеет температуру, близкую к комнатной. Анализ состава промежуточных компонентов горения в пламени осуществлялся вдоль вертикальной оси горелочного устройства от сопла на расстоянии 200 мм с шагом 20 мм. Забор пробы из пламени происходил через водоохлаждаемый зонд для «заморозки» протекающих процессов. Продукты горения двигались по внутреннему каналу зонда, движение воды для охлаждения пробы происходило в противоположную сторону по внешнему каналу. Время отбора проб в точке 90 с, частота 1 Гц. Для проведения газового анализа зонд для забора пробы закреплялся на координатно-перемещающем устройстве, с помощью которого конец зонда помещался в различные точки пламени.

При анализе конечных продуктов сгорания и оценке величины вредных выбросов осуществлялся пересчет объемных концентраций (ppm) на удельные величины (мг/кВтч) с использованием методических подходов норматива DIN EN 267, с корректировкой на присутствие распылителя-разбавителя, для возможности сопоставления данных с мировыми аналогами.

Следует отметить, что объем вводимого углекислого газа в предельном случае (режим 5, табл. 1) не превышает 6 % от теоретического объема продуктов сгорания. При этом использование указанных формул позволяет избежать занижения показателей выбросов при использовании газа-разбавителя и проводить корректное сравнение с нормативом DIN EN 267.

Таблица 1 / Table 1

Описание исследуемых режимов
Description of the modes under study

Номер режима / Regime No.	1	2	3	4	5
Расход топлива, кг/ч / Fuel consumption, kg/h	1,2				
Расход пара, кг/ч / Steam consumption, kg/h	0,8	0,6	0,4	0,2	0
Расход CO ₂ , кг/ч / CO ₂ consumption, kg/h	0	0,34	0,64	0,95	1,3
Импульс струи [22], Н / Jet impulse, N	0,203	0,207	0,206	0,205	0,207
Температура пара/ CO ₂ / смеси, °C / Steam / CO ₂ / mixture temperature, °C	250				

Определение средней по времени температуры в факеле проводилось с использованием Pt-Rh/Pt-Rh термопары типа В (диаметр 0,3 мм; относительная погрешность прибора 0,5 %). Для расположения в нужной точке пламени термопара закреплялась на координатно-перемещающем устройстве. Измерения проводились на оси горелочного устройства вдоль факела с шагом 10 мм на расстоянии 200 мм от выходного сопла. В каждой точке эксперимента измерение длилось 30 с: время задержки в точке 10 с, далее сбор данных с частотой 10 Гц в течение 20 с. При измерениях температуры с помощью термопар существенными оказываются радиационные потери (до 100 °C), которые учитывались согласно [21].

В ходе экспериментального исследования дизельное топливо распылялось водяным паром, углекислым газом или их смесью. Для соответствия режимов друг другу расход топлива брался одинаковым, а расход CO₂ (отдельно или в смеси с паром) подбирался исходя из равенства сил реакции струи распылителя на каплю топлива. Подробно задача расчета импульса струи распылителя рассмотрена в работе [22]. При одинаковой интенсивности динамического воздействия пара, углекислого газа или их смеси в подобранных режимах подсасывается одинаковое количество окислителя (воздуха) из атмосферы через отверстия в нижней части

корпуса горелочного устройства. Равный приток внешнего воздуха обеспечивает схожие значения интегрального коэффициента избытка воздуха, что делает правомерным сравнение режимов, параметры которых представлены в табл. 1.

2. Результаты измерений и их анализ

Для подобранных параметров подачи пара, CO_2 и их смеси (см. табл. 1) были получены профили средней по времени температуры вдоль оси симметрии пламени (рис. 3).

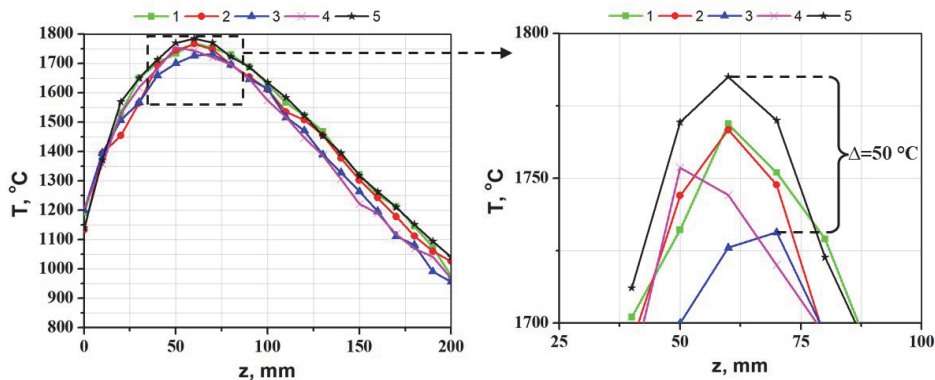


Рис. 3 – Измерение температуры вдоль оси симметрии пламени (по центру выходного сопла горелки)

Fig. 3 – Temperature measurement along the flame symmetry axis (at the center of the burner outlet nozzle)

Измерение температур вдоль оси симметрии пламени показывает близость значений по всей длине пламени для всех рассматриваемых режимов. При этом максимум температур достигается на некотором удалении от сопла горелки, что говорит о догорании топлива во внешнем факеле и соответствует характеру горения диффузионного пламени.

На правой части рис. 3 можно видеть, что разброс максимума температур (обозначенный на рисунке как Δ) для всех режимов не превышает 50° и лежит в районе 1750°C . Это можно объяснить схожим эффектом повышения теплоемкости смеси при добавлении в нее струи водяного пара или углекислого газа. Хотя CO_2 имеет меньшую теплоемкость ($\sim 1,9$ раза), чем водяной пар, он подается в большем количестве ($\sim 1,63$ раза, если сравнивать режимы 1 и 5), в результате чего получается близкий эффект разбавления горючей смеси.

В табл. 2 представлены результаты газового анализа конечных продуктов сгорания дизельного топлива, охлажденных до комнатной температуры, на выходе из калориметра.

Можно отметить, что при последовательном замещении водяного пара углекислым газом (по мере движения от режима 1 к режиму 5) снижается концентрация кислорода в продуктах сгорания и возрастает доля углекислого газа. Так как расход топлива постоянен, а присос атмосферного воздуха в горелочное устройство, обусловленный эжекционным эффектом струи-распылителя, одинаков во всех режимах ввиду равенства импульсов, то это объясняется вводом дополнительного объема CO_2 по мере замещения им водяного пара. При этом концентрация CO и NO_x в уходящих газах медленно возрастает по мере замещения водяного

пара углекислым газом. Однако изменяется и объем уходящих газов. Поэтому целесообразно выполнить пересчет объемных концентраций оксидов азота и монооксида углерода, определяемых газоанализатором [ppm], в удельные величины выбросов [мг/кВт · ч] для возможности сопоставления полученных параметров с нормативными документами и мировыми аналогами. Результаты сопоставления представлены графически на рис. 4.

Таблица 2 / Table 2

**Характеристики продуктов сгорания дизеля на выходе из калориметра
в зависимости от исследуемого режима**

**Characteristics of diesel combustion products at the outlet of the calorimeter
depending on the mode under study**

Номер режима / Regime No.	1	2	3	4	5
O ₂ , %	4,06	3,85	3,65	3,40	3,19
CO ₂ , %	13,29	14,32	15,30	16,36	17,48
CO, ppm	27	29	30	35	37
NO _x , ppm	35	38	40	43	45
Q, MJ/kg	45,14	46,00	45,87	45,39	45,61

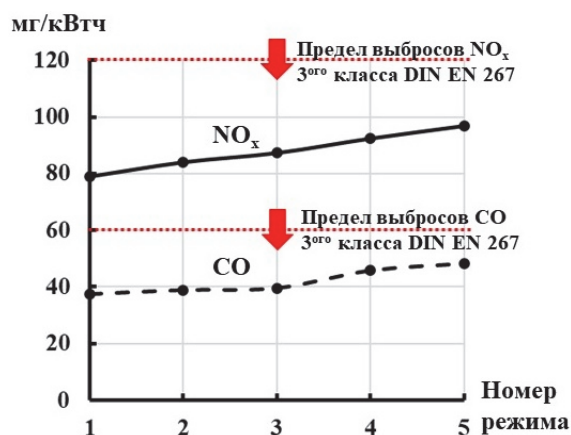


Рис. 4 – Зависимость выбросов CO и NO_x от режима работы горелочного устройства

Рис. 4 – Dependence of CO and NO_x emissions on the operating mode of the burner device

Пересчитанные в удельные величины показатели выбросов загрязняющих веществ демонстрируют рост по мере перехода с распыления водяным паром на углекислый газ. Рост составляет примерно 25 % по каждому из изучаемых компонентов. Можно предположить, что это связано с химическим эффектом присутствия водяного пара, влияющим на протекание химических реакций, так как физический эффект разбавления горючей смеси схож для всех вариантов смесей, что было отмечено при анализе профиля температур. Тем не менее все исследуемые режимы работы горелочного устройства с запасом соответствуют самому строгому классу норматива DIN EN 267.

При анализе полноты сгорания топлива было получено, что во всех случаях ее значение превышает 98 % и лежит в узком диапазоне 45,14...46 МДж/кг, что близко

к высшей теплоте сгорания дизельного топлива (46 МДж/кг). При этом какой-либо явной зависимости полноты сгорания топлива от состава распылителя отмечено не было.

Результаты газового анализа промежуточных компонентов горения в пламени показаны на рис. 5.

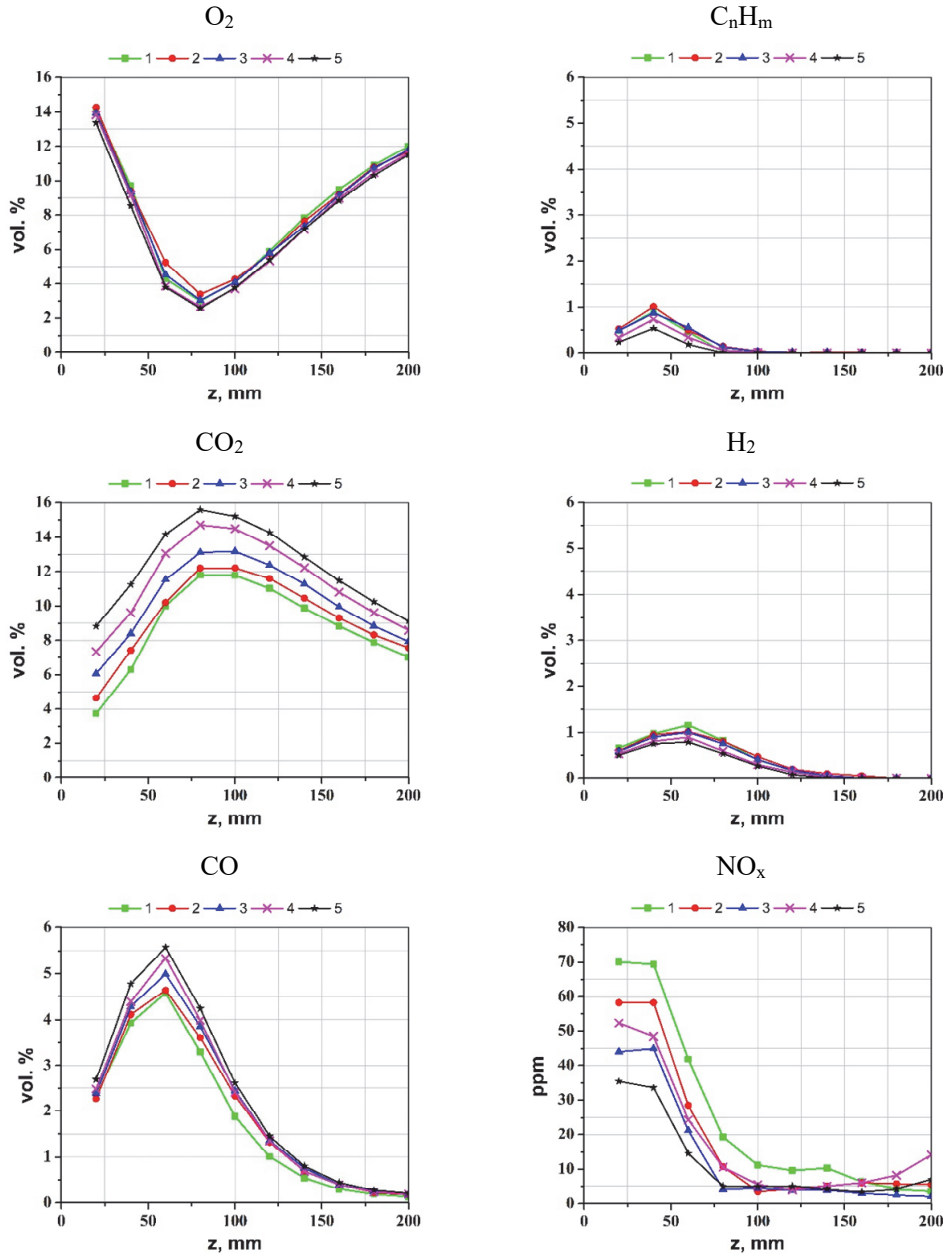


Рис. 5 – Профили промежуточных компонентов горения в пламени вдоль вертикальной оси сопла горелочного устройства (подписи режимов соответствуют табл. 1)

Fig. 5 – Profiles of intermediate combustion components in a flame along the vertical axis of the nozzle of the burner device (mode signatures correspond to Table 1)

Для исследуемых режимов профили соответствующих промежуточных компонент имеют схожий вид. Содержание O_2 в пламени имеет минимум (~3 vol. %) в области максимальных температур. Далее вверх по потоку концентрация кислорода повышается, а концентрации остальных компонентов снижаются вследствие разбавления пламени воздухом, поступающим из окружающей среды.

Максимальное значение содержания CO_2 в пламени растет при замещении пара углекислым газом. Разница значений для крайних режимов (11,8 vol. % – режим 1 и 15,6 vol. % – режим 5) соответствует дополнительному количеству углекислого газа, вводимому с распылителем. Концентрация CO имеет максимум на расстоянии ~60 мм от сопла горелочного устройства и уменьшается при увеличении доли пара в распылителе (5,6 vol. % – режим 5, 4,6 vol. % – режим 1), что может быть связано с присутствием радикалов OH в зоне горения и более интенсивным окислением CO до CO_2 . Также такое уменьшение концентрации CO наблюдается и для конечных продуктов сгорания, что было отмечено ранее. Помимо этого, для режимов с большим впрыском пара наблюдается небольшое повышение концентрации H_2 в пламени (до 0,4 vol. %), что объясняется паровой газификацией углеводородсодержащих продуктов термического разложения и неполного сгорания топлива с образованием водяного газа ($H_2O + C \rightarrow CO + H_2$). Содержание оксидов азота в пламени снижается по мере увеличения расстояния от сопла горелки в связи с разбавлением факела воздухом из окружающей среды и уменьшением температуры факела (дальше 60 мм), на расстоянии 200 мм концентрация NO_x ниже для режимов, где доля пара в распылителе больше, что также наблюдается для конечных продуктов сгорания.

Заключение

В работе на примере дизельного топлива проведено изучение характеристик сжигания жидких углеводородов в присутствии смеси перегретого водяного пара с газом-разбавителем в распылительном горелочном устройстве, а также сравнение полученных показателей. В качестве газа-разбавителя использовался углекислый газ. Подбор параметров подаваемой газовой смеси осуществлялся исходя из равенства интенсивности динамического воздействия струи распылителя на каплю топлива.

В ходе экспериментального исследования определены следующие показатели процесса сжигания: профили температуры пламени, количество выделяемой теплоты, состав промежуточных и конечных продуктов сгорания топлива. Выявлено, что температура пламени вдоль вертикальной оси сопла горелочного устройства не изменяется при переходе с распыления водяным паром на углекислый газ. Для всех исследуемых режимов наблюдается высокая полнота сгорания топлива.

По полученным зависимостям концентраций газовых компонентов в пламени видно, что минимумы O_2 и максимумы CO , CO_2 , C_nH_m , H_2 для исследуемых режимов наблюдаются на одинаковом расстоянии от сопла горелки, профили соответствующих компонентов имеют схожий вид. При этом значения H_2 и C_nH_m в пламени оказываются выше, а CO и CO_2 ниже, когда доля пара в струе распылителя больше, что указывает на различия протекающих в пламени реакций. Анализ состава конечных продуктов сгорания показывает, что при замещении пара углекислым газом концентрации токсичных продуктов сгорания CO и NO_x возрастают на 25 %. Однако все исследуемые режимы работы горелочного устройства соответствуют самому строгому классу норматива EN 267.

Полученные результаты показывают, что возможно реализовать подходы дозирования углекислого газа, водяного пара и их смеси с целью сжигания жидких горючих отходов. При этом использование чистого углекислого газа влечет

за собой некоторое увеличение содержания вредных веществ в продуктах сгорания пропорционально замещению, но при этом показатели не превышают значений, указанных в нормативных документах, что позволяет варьировать тип распылителя для различных исключительных случаев. Полученные экспериментальные данные будут использованы для верификации численных моделей, направленных на проектирование опытно-промышленных образцов горелочных устройств такого типа, которые в дальнейшем могут быть использованы для Waste-to-Energy.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEA. Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021. – Paris, 2022. – URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2> (accessed: 07.12.2023).
2. IEA. World Energy Balances: Overview, 2021. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview> (accessed: 07.12.2023).
3. Enerdata. Global Energy Statistical Yearbook 2020. – URL: <https://yearbook.enerdata.ru/co2-fuel-combustion/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html> (accessed: 21.09.2022).
4. **Miller B.** Fossil fuel emissions control technologies: stationary heat and power systems. – Butterworth-Heinemann, 2015. – 514 p. – DOI: 10.1016/C2014-0-00392-9.
5. **Black J.** Cost and performance baseline for fossil energy plants. Vol. 1. Bituminous coal and natural gas to electricity. Report DOE/NETL-2010/1397. – Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory, 2010. – 626 p.
6. Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies / ed. by T. Wang, G. Stiegel. – UK, 2017. – 890 p.
7. **Rogoff M., Screve F.** Waste-to-energy: technologies and project implementation. – 3rd ed. – Elsevier, 2019. – 228 p. – DOI: 10.1016/C2017-0-03296-2.
8. **Breeze P.** Energy from Waste. – Elsevier, 2018. – 100 p. – DOI: 10.1016/C2015-0-05948-2.
9. The crucial role of Waste-to-Energy technologies in enhanced landfill mining: a technology review / A. Bosmans, I. Vanderreydt, D. Geysen, L. Helsen // Journal of Cleaner Production. – 2013. – Vol. 55. – P. 10–23. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.05.032.
10. Advanced bibliometric analysis on the development of natural gas combined cycle power plant with CO₂ capture and storage technology / M. Malekli, A. Aslani, Z. Zolfaghari, R. Zahed, A. Moshari // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – Vol. 52 (D). – Art. 102339. – DOI: 10.1016/j.seta.2022.102339.
11. **Lu X., Han D., Huang Z.** Fuel design and management for the control of advanced compression-ignition combustion modes // Progress in Energy and Combustion Science. – 2011. – Vol. 6 (37). – P. 741–783. – DOI: 10.1016/J.PECS.2011.03.003.
12. The influence of charge dilution and injection timing on low-temperature diesel combustion and emissions / S. Kook, C. Bae, P.C. Miles, D. Choi, L.M. Pickett // SAE Technical Papers. – 2005. – DOI: 10.4271/2005-01-3837.
13. **Yao M., Zheng Z., Liu H.** Progress and recent trends in homogeneous charge compression ignition (HCCI) engines // Progress in Energy and Combustion Science. – 2009. – Vol. 5 (35). – P. 398–437. – DOI: 10.1016/J.PECS.2009.05.001.
14. NOx reduction by steam injection method during liquid fuel and waste burning / I.S. Anufriev, E.P. Kopyev, I.S. Sadkin, M.A. Mukhina // Process Safety and Environmental Protection. – 2021. – Vol. 152. – P. 240–248. – DOI: 10.1016/j.psep.2021.06.016.
15. Experimental study of the characteristics of heptane combustion in a high-speed steam jet / I.S. Sadkin, E.P. Kopyev, M.A. Mukhina, I.S. Anufriev // Journal of Physics: Conference Series. – 2022. – Vol. 2233. – Art. 012001. – DOI: 10.1088/1742-6596/2233/1/012001.
16. Burning of heavy fuel oil in a steam jet in a new burner / S.V. Alekseenko, I.S. Anufriev, M.S. Vigriyanov, E.P. Kopyev, I.S. Sadkin, O.V. Sharypov // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2020. – Vol. 61 (3). – P. 324–330. – DOI: 10.1134/S0021894420030025.
17. Influence of steam dilution on the ignition of hydrogen, syngas and natural gas blends at elevated pressures / N. Donohoe, K.A. Heufer, C.J. Aul, E.L. Petersen, G. Bourque, R. Gordon, H.J. Curran // Combustion and Flame. – 2015. – Vol. 162 (4). – P. 1126–1135. – DOI: 10.1016/j.combustflame.2014.10.005.

18. Cleaner crude oil combustion during superheated steam atomization / I. Anufriev, E. Kopyev, S. Alekseenko, O. Sharypov, E. Butakov, M. Vigriyanov, I. Sadkin // *Thermal Science*. – 2021. – Vol. 25 (1, pt. A). – P. 331–345. – DOI: 10.2298/tsci200509209a.
19. Study of liquid hydrocarbons atomization by supersonic air or steam jet / I.S. Anufriev, E.Yu. Shadrin, E.P. Kopyev, S.V. Alekseenko, O.V. Sharypov // *Applied Thermal Engineering*. – 2019. – Vol. 163. – Art. 114400. – DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114400.
20. УСУ «Крупномасштабный термогидродинамический стенд для исследования тепловых и газодинамических характеристик энергоустановок». – URL: <http://ckp-rf.ru/usu/73570/> (дата обращения: 07.12.2023).
21. **Kaskan W.E.** The dependence of flame temperature on mass burning velocity // *Symposium (International) on Combustion*. – 1957. – Vol. 6 (1). – P.134–143.
22. Experimental study of liquid hydrocarbon combustion under conditions of steam gasification in the presence of diluent gas / E.P. Kopyev, I.S. Sadkin, M.A. Mukhina, E.Yu. Shadrin, D.V. Krasinsky, S.Yu. Shimchenko // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2022. – Vol. 2233. – Art. 012015. – DOI: 10.1088/1742-6596/2233/1/012015.

STUDY OF COMBUSTION OF LIQUID HYDROCARBON FUEL WHEN SPRAYED WITH SUPERHEATED WATER VAPOR, CARBON DIOXIDE AND THEIR MIXTURE

Kopyev E.P.¹, Shadrin E.Yu.¹, Mukhina M.A.¹, Sadkin I.S.^{1,2}

¹ *Kutateladze Institute of Thermophysics, SB RAS, Novosibirsk, Russia*

² *Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia*

Reducing the anthropogenic impact on the environment is one of the priority tasks of our time. One of the sources of pollution is the burial of a large amount of substandard combustible waste, including hydrocarbon waste, which is not currently in demand, as well as solid and toxic substances generated during combustion. The solution to the identified problems is possible through the Waste-to-Energy approach, aimed at involving combustible waste in the fuel balance, with the organization of low-temperature combustion by adding various diluent gases - carbon dioxide or water vapor. In this work, using diesel fuel as an example, the combustion characteristics of liquid hydrocarbons in the presence of a mixture of superheated steam and carbon dioxide in a spray burner were experimentally obtained and compared to identify the features and advantages of their use in Waste-to-Energy approaches. It is shown that for all studied modes a high completeness of fuel combustion is observed. Analysis of the composition of combustion products shows that when replacing superheated steam with carbon dioxide, the content of CO and NO_x in combustion products increases by 25%. At the same time, all studied modes comply with the EN:267 standard. The results show that it is possible to implement approaches of adding carbon dioxide, water vapor and a mixture of both to convert waste into energy.

Keywords: burner device, combustion of liquid hydrocarbons, fuel atomization, reduction of harmful emissions, dilution.

DOI: 10.17212/1727-2769-2023-4-45-57

REFERENCES

1. IEA. *Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021*. Paris, 2022. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2> (accessed 07.12.2023).
2. IEA. *World Energy Balances: Overview*, 2021. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview> (accessed 07.12.2023).
3. Enerdata. *Global Energy Statistical Yearbook 2020*. Available at: <https://yearbook.enerdata.ru/co2-fuel-combustion/CO2-emissions-data-from-fuel-combustion.html> (accessed 21.09.2022).

4. Miller B. *Fossil fuel emissions control technologies: stationary heat and power systems*. Butterworth-Heinemann, 2015. 514 p. DOI: 10.1016/C2014-0-00392-9.
5. Black J. *Cost and performance baseline for fossil energy plants*. Vol. 1. *Bituminous coal and natural gas to electricity*. Report DOE/NETL-2010/1397. Pittsburgh, PA, National Energy Technology Laboratory, 2010. 626 p.
6. Wang T. Stiegel G., eds. *Integrated gasification combined cycle (IGCC) technologies*. UK, 2017. 890 p.
7. Rogoff M., Screve F. *Waste-to-energy: technologies and project implementation*. 3rd ed. Elsevier, 2019. 228 p. DOI: 10.1016/C2017-0-03296-2.
8. Breeze P. *Energy from Waste*. Elsevier, 2018. 100 p. DOI: 10.1016/C2015-0-05948-2.
9. Bosmans A., Vanderreydt I., Geysen D., Helsen L. The crucial role of Waste-to-Energy technologies in enhanced landfill mining: a technology review. *Journal of Cleaner Production*, 2013, vol. 55, pp. 10–23. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.05.032.
10. Malekli M., Aslani A., Zolfaghari Z., Zahed R., Moshari A. Advanced bibliometric analysis on the development of natural gas combined cycle power plant with CO₂ capture and storage technology. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2022, vol. 52 (D), art. 102339. DOI: 10.1016/j.seta.2022.102339.
11. Lu X., Han D., Huang Z. Fuel design and management for the control of advanced compression-ignition combustion modes. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2011, vol. 6 (37), pp. 741–783. DOI: 10.1016/J.PECS.2011.03.003.
12. Kook S., Bae C., Miles P.C., Choi D., Pickett L.M. The influence of charge dilution and injection timing on low-temperature diesel combustion and emissions. *SAE Technical Papers*, 2005. DOI: 10.4271/2005-01-3837.
13. Yao M., Zheng Z., Liu H. Progress and recent trends in homogeneous charge compression ignition (HCCI) engines. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2009, vol. 5 (35), pp. 398–437. DOI: 10.1016/J.PECS.2009.05.001.
14. Anufriev I.S., Kopyev E.P., Sadkin I.S., Mukhina M.A. NO_x reduction by steam injection method during liquid fuel and waste burning. *Process Safety and Environmental Protection*, 2021, vol. 152, pp. 240–248. DOI: 10.1016/j.psep.2021.06.016.
15. Sadkin I.S., Kopyev E.P., Mukhina M.A., Anufriev I.S. Experimental study of the characteristics of heptane combustion in a high-speed steam jet. *Journal of Physics: Conference Series*, 2022, vol. 2233, art. 012001. DOI: 10.1088/1742-6596/2233/1/012001.
16. Alekseenko S.V., Anufriev I.S., Vigriyanov M.S., Kopyev E.P., Sadkin I.S., Sharypov O.V. Burning of heavy fuel oil in a steam jet in a new burner. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 2020, vol. 61 (3), pp. 324–330. DOI: 10.1134/S0021894420030025.
17. Donohoe N., Heufer K.A., Aul C.J., Petersen E.L., Bourque G., Gordon R., Curran H.J. Influence of steam dilution on the ignition of hydrogen, syngas and natural gas blends at elevated pressures. *Combustion and Flame*, 2015, vol. 162 (4), pp. 1126–1135. DOI: 10.1016/j.combustflame.2014.10.005.
18. Anufriev I., Kopyev E., Alekseenko S., Sharypov O., Butakov E., Vigriyanov M., Sadkin I. Cleaner crude oil combustion during superheated steam atomization. *Thermal Science*, 2021, vol. 25 (1, pt. A), pp. 331–345. DOI: 10.2298/tsci200509209a.
19. Anufriev I.S., Shadrin E.Y., Kopyev E.P., Alekseenko S.V., Sharypov O.V. Study of liquid hydrocarbons atomization by supersonic air or steam jet. *Applied Thermal Engineering*, 2019, vol. 163, art. 114400. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114400.
20. Unique scientific installation “Large-scale thermohydrodynamic stand for the study of thermal and gas-dynamic characteristics of power plants”. (In Russian). Available at: <http://ckp-rf.ru/usu/73570/> (accessed 07.12.2023).
21. Kaskan W.E. The dependence of flame temperature on mass burning velocity. *Symposium (International) on Combustion*, 1957, vol. 6 (1), pp. 134–143.
22. Kopyev E.P., Sadkin I.S., Mukhina M.A., Shadrin E.Yu., Krasinsky D.V., Shimchenko S.Yu. Experimental study of liquid hydrocarbon combustion under conditions of steam gasification in the presence of diluent gas. *Journal of Physics: Conference Series*, 2022, vol. 2233, art. 012015. DOI: 10.1088/1742-6596/2233/1/012015.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ



Копьев Евгений Павлович – родился в 1991 г., канд. техн. наук, заведующий лабораторией экологических проблем теплоэнергетики, ФГБУН Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН. Область научных интересов: энергетика, сжигание топлива. Опубликовано 100 научных работ (РИНЦ). (Адрес: 630090, Россия, Новосибирск, пр. ак. Лаврентьева, 1. E-mail: kopyev.evgeniy@mail.ru).

Kopyev Evgeny Pavlovich – (b. 1991), Candidate of Sciences (Eng.), Head of Laboratory of Environmental Problems of Thermal Power Engineering, Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS. His research interests are currently focused on Thermal Engineering and Combustion of Fuels. He is author of about 100 scientific papers (RSCI). (Address: 1, Ac. Lavrentiev Av., Novosibirsk, 630090, Russia. E-mail: kopyev.evgeniy@mail.ru).



Шадрин Евгений Юрьевич – родился в 1992 г., канд. физ.-мат. наук, младший научный сотрудник лаборатории экологических проблем теплоэнергетики, ФГБУН Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН. Область научных интересов: энергетика, сжигание топлива. Опубликовано 100 научных работ (РИНЦ). (Адрес: 630090, Россия, Новосибирск, пр. ак. Лаврентьева, 1. E-mail: evgen_zavita@mail.ru).

Shadrin Evgeny Yurievich – (b. 1992), Candidate of Sciences (Phys. & Math.), Junior Researcher of Environmental Problems of Thermal Power Engineering, Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS. His research interests are currently focused on Thermal Engineering and Combustion of Fuels. He is author of about 100 scientific papers (RSCI). (Address: 1, Ac. Lavrentiev Av., Novosibirsk, 630090, Russia. E-mail: evgen_zavita@mail.ru).



Мухина Мария Андреевна – родилась в 1998 г., аспирант ИТ СО РАН, инженер-исследователь лаборатории экологических проблем теплоэнергетики, ФГБУН Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН. Область научных интересов: энергетика, сжигание топлива. Опубликовано 33 научные работы (РИНЦ). (Адрес: 630090, Россия, Новосибирск, пр. ак. Лаврентьева, 1. E-mail: mary-andr@yandex.ru).

Mukhina Mariia Andreevna – (b. 1998) student of IT SB RAS, engineer researcher of Environmental Problems of Thermal Power Engineering, Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS. Her research interests are currently focused on Thermal Engineering and Combustion of Fuels. She is author of about 33 scientific papers (RSCI). (Address: 1, Ac. Lavrentiev Av., Novosibirsk, 630090, Russia. E-mail: mary-andr@yandex.ru).



Садкин Иван Сергеевич – родился в 1998 г., аспирант НГТУ, инженер-исследователь лаборатории экологических проблем теплоэнергетики, ФГБУН Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН. Область научных интересов: энергетика, сжигание топлива. Опубликовано 58 научных работ (РИНЦ). (Адрес: 630090, Россия, Новосибирск, пр. ак. Лаврентьева, 1. E-mail: sadkinvanya@mail.ru).

Sadkin Ivan Sergeevich – (b. 1998) student of NSTU, engineer researcher of Environmental Problems of Thermal Power Engineering, Kutateladze Institute of Thermophysics SB RAS. His research interests are currently focused on Thermal Engineering and Combustion of Fuels. He is author of about 58 scientific papers (RSCI). (Address: 1, Ac. Lavrentiev Av., Novosibirsk, 630090, Russia. E-mail: sadkinvanya@mail.ru).

Статья поступила 26 сентября 2023 г.
Received September 26, 2023

To References:

Kopyev E.P., Shadrin E.Yu., Mukhina M.A., Sadkin I.S. Issledovanie parametrov goreniya zhidkogo uglevodorodnogo topliva pri ego raspylenii peregretyym vodyanym parom, uglekislym gazom i ikh smes'yu [Study of combustion of liquid hydrocarbon fuel when sprayed with superheated water vapor, carbon dioxide and their mixture]. *Doklady Akademii nauk vysshei shkoly Rossiiskoi Federatsii = Proceedings of the Russian higher school Academy of sciences*, 2023, no. 4 (61), pp. 45–57. DOI: .10.17212/1727-2769-2023-4-45-57.