

14
ОКТАБРЯ
МОСКВА
2020



**V МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ**

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО
ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА**

СБОРНИК ДОКЛАДОВ



ВТЭ
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ
И Н С Т И Т У Т

Открытое акционерное общество
«Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени
Теплотехнический научно-исследовательский институт»
(ОАО «ВТИ»)

V МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО И ЭКОЛОГИЧЕСКИ
ЧИСТОГО ПРОИЗВОДСТВА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА»

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

Под общей редакцией д-ра техн. наук Г.А. Рябова

14 октября 2020 г.

Москва

УДК 662.617:[621.18+621.311.22]

ББК 31.35

И 88

И-88 Использование твердых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла [Текст]: сб. докл. / под общ. ред. д-ра техн. наук Г.А. Рябова // V Международная научно-техническая конференция. — М.: ОАО «ВТИ», 2020. — 132 с.: ил.

ISBN 978-5-905858-32-1

Представлены доклады российских и зарубежных специалистов. Рассмотрены вопросы состояния угольной генерации в России и мире. Приведены результаты анализа возможностей и путей реализации наилучших доступных технологий на российских угольных ТЭС. Рассмотрены вопросы повышения параметров пара, технического перевооружения котлов и модернизации вспомогательного оборудования, использования биомассы и отходов для производства тепла и электроэнергии. Приведены результаты внедрения технологии циркулирующего кипящего слоя и рассмотрены перспективы дальнейшего использования её в России, а также результаты исследований в области газификации и пиролиза, очистки дымовых газов от вредных выбросов.

Для инженерно-технического персонала электростанций, энергетических компаний, заводоизготовителей энергетического оборудования, наладочных организаций, научно-исследовательских, проектных и учебных институтов.

Научно-техническое издание

V МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА»

ISBN 978-5-905858-32-1

© ОАО «ВТИ», 2020

Уважаемые коллеги!



Россия обладает одним из крупнейших в мире угольным сырьевым потенциалом, который может быть использован в национальных интересах на благо её населения.

В середине прошлого века отечественная угольная энергетика была среди передовых в мире. К сожалению, сейчас мы так и остались на старом уровне, а мир шагнул далеко вперёд. Теперь надо догонять: совершенствовать технологии и оборудование, проекты энергоблоков и эксплуатацию тепловых электростанций, уменьшать их вредное воздействие на окружающую среду.

Несмотря на трудность этих задач, угольная энергетика играет важную роль в мировом энергобалансе, а во многих странах остаётся главенствующей.

Сохраняются возможности её дальнейшего технологического совершенствования с повышением экономичности и социальной привлекательности.

В программе конференции представлены доклады специалистов о новых отечественных разработках и передовом зарубежном опыте. Они охватывают широкий круг вопросов.

Мы очень надеемся на конструктивный обмен мнениями, который поможет находить оптимальные решения. Уверен, что интересные доклады, представленные участниками конференции, а также их активное обсуждение будут способствовать укреплению взаимовыгодных связей между наукой и производством, повышению экономической эффективности, надежности и безопасности работы энергетического оборудования, увеличению престижа современной экологически чистой угольной генерации, обладающей высоким научно-техническим потенциалом.

Желаю всем участникам и гостям конференции успехов в работе, плодотворных идей, интересных творческих и деловых контактов.

*С уважением,
Президент ОАО «ВТИ»
чл.-кор. РАН*

A stylized handwritten signature in blue ink, consisting of a large loop followed by several smaller, connected strokes.

Г.Г. Ольховский

ОРГАНИЗАТОР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ТЕХНОЛОГИЯ ЦИРКУЛИРУЮЩЕГО КИПЯЩЕГО СЛОЯ ДЛЯ СЖИГАНИЯ НИЗКОСОРТНЫХ ТОПЛИВ И ОТХОДОВ

А.В. ХРЯЦЕВА (Sumitomo SHI FW, Espoo, Финляндия)

Энергетика изменилась

Мировые тенденции с точки зрения производителя котлов

- Декарбонизация существующих энергоблоков
- Увеличение количества отходов
- Тенденция использования местной возобновляемой биомассы и переработанного топлива (RDF)
- Средняя мощность котла снижается
- Требование гибкости в отношении топлива - требуется конструкция многотопливного котла
- Более строгие ограничения выбросов
- COVID 19 влияет на рынок электроэнергии и экономику

“Мусорная 'гора Эверест' в Индии
растет так быстро, что ей нужны
сигнальные огни для самолетов”
Science Alert, 10 июня 2019г.

“Индонезия отправляет обратно тонны
австралийских отходов”
CNA, 13 августа 2019г.

“Малайзия отправит 3000 тонн
пластиковых отходов обратно в
страны происхождения”
Reuters, 28 мая 2019г.

Рынок изменился: декарбонизация, местные
источники топлива, экономика замкнутого цикла

Sumitomo
SHI FW 2

Отходы как топливо

Обычные виды отходов, сжигаемые и совместно сжигаемые в ЦКС



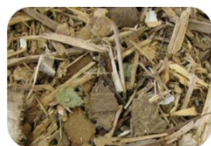
RDF, топливо из отходов
измельченное, гранулы или
брикеты



SRF топливо из
вторичных ресурсов
измельченное, гранулы
или брикеты



Промышленные
отходы



Вторичная
древесина
щепа



Стружка из отходов
древесины
брикеты или гранулы



Топливо из
автопокрышек

Sumitomo
SHI FW 4



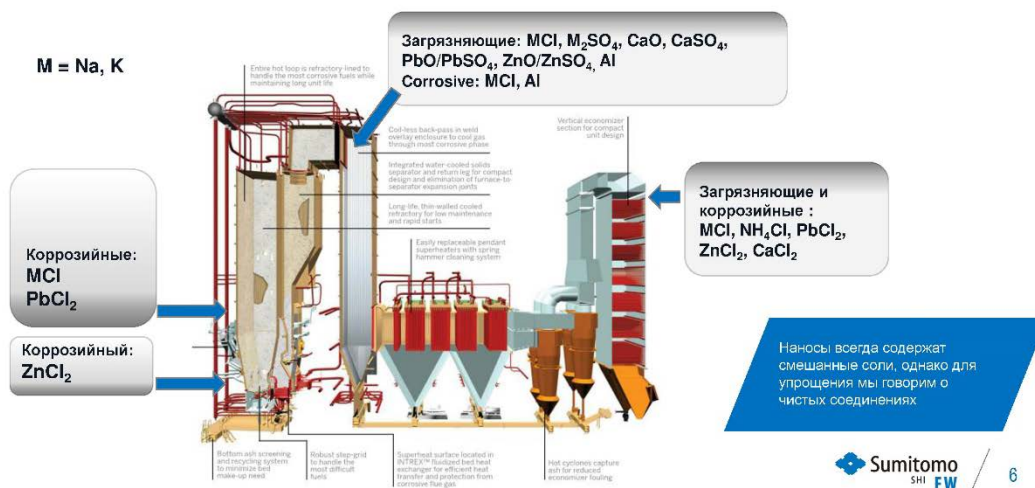
Отходы как топливо

Коррозионные элементы сильно различаются для разных отходов

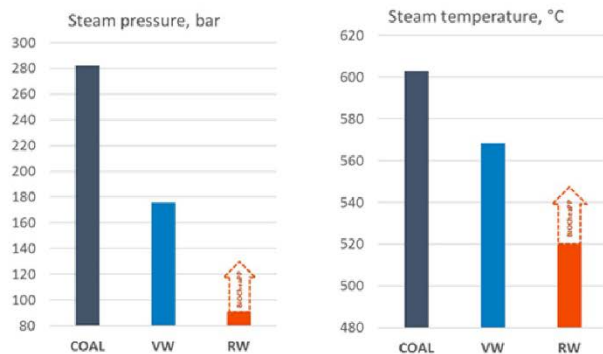


- Графики показывают относительное содержание коррозионных элементов в различных отходах по сравнению с уровнем чистой древесины.
 - Результаты основаны на базе данных химических анализов SFW.
- Коррозионная среда состоит прежде всего из хлоридов щелочных и тяжелых металлов.

Агрессивные и загрязняющие вещества образуются и разлагаются вдоль пути дымовых газов



Более низкие параметры пара по сравнению с ископаемым топливом и топливом из биомассы

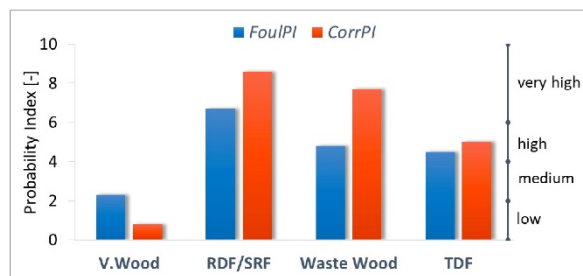


- Для уменьшения зашлакованности, загрязнения и износа теплообменников:
 - Содержание вредных элементов ограничено
 - Температура и давление пара снижены

Модели SFW для выбора материала

Расчет индекса вероятности коррозии исходя из параметров топлива

- Полуэмпирические компьютерные инструменты
 - Теория в сочетании с эмпирическими корреляциями. Корреляции, основанные на опыте SFW и термодинамических соображениях.
 - Индекс вероятности $\neq$ интенсивность/ степень загрязнения
 - Модель описывает склонность топлива к загрязнению и коррозии и не учитывает конкретную конструкцию котла и рабочие параметры.
 - Исходными данными для модели является подробный состав топлива, включая химическое фракционирование SFW. Результат модели, индекс вероятности коррозии CorrPI, используется в качестве входных данных для модели интенсивности коррозии.



Sumitomo SHI FW 8

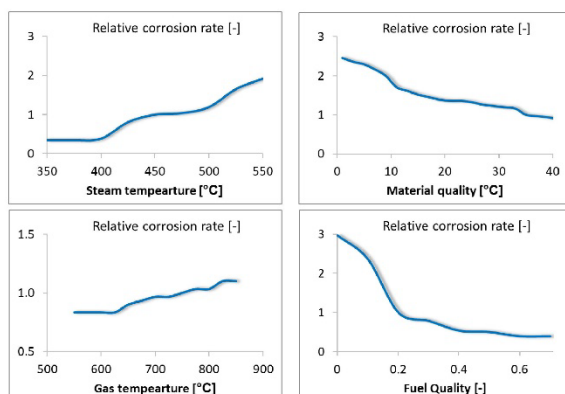
Модель коррозии оценивает скорость коррозии для выбранной конструкции теплообменника

- Модель SFW для оценки скорости коррозии теплообменников разрабатывается с 90-х годов для большого разнообразия видов топлива и смесей топлива, включая отходы и биомассу.
- Модель скорости коррозии используется для поддержки выбора материала:
 - при выдаче новых предложений (ТКП)
 - для плановых изменений и модификаций существующих теплообменников, например, в связи с переходом на новый вид топлива или режим работы котла



Sumitomo SHI FW 9

Модель скорости коррозии используется для уточнения конструкции теплообменников



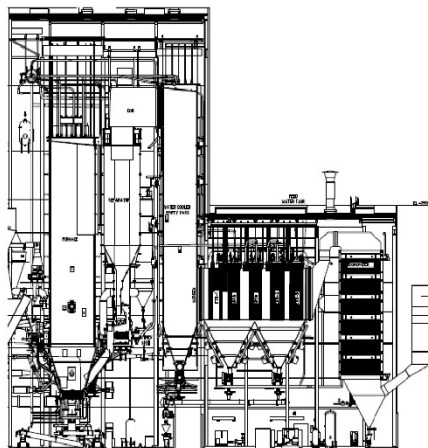
- Проводится обширный анализ чувствительности для проверки влияния изменений в:
 - условиях процесса (например, температура пара и дымовых газов)
 - подборе материалов (качество материала)
 - топливе / топливной смеси (качество топлива)
- Характеристики модели подтверждены измерениями толщины стенок труб теплообменников на работающих котлах

Sumitomo SHI FW 10



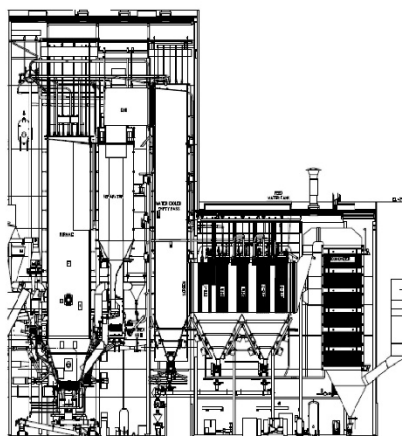
Особенности котла с ЦКС для топлива из отходов

- Подача топлива наклонным конвейером, отводящим каналом и продувочным воздухом
 - 2 x 100 % или 3 x 100 % линии подачи
- Ступенчатая решетка
 - ровная поверхность, без выступающих насадок и сопел
 - Большие отверстия для удаления камней и металла
- Камера сгорания является испарителем
 - Покрывается обмуровкой
 - Время нахождения в топке 2 с > 850 °C
 - Избыточный воздух ~40 %
- Водно-охлаждаемые циклоны
 - Испарительные поверхности
 - Покрываются литым огнеупором толщиной 30-50 мм
- INTREX—последний перегреватель
 - Защищен от хлорной коррозии дымового газа
 - Предусмотрена быстрая замена за 3 дня
- Донная зола
 - Просеивается и частично перерабатывается



Sumitomo
SHI FW

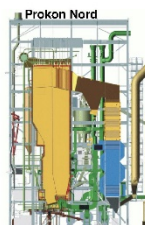
- Пустой газоход (испаритель) для снижения температуры газа до ~650°C
 - Очистка пружинными молотками и водяными пушками
- Подвесной испаритель (принудительная циркуляция)
 - Очистка пружинными молотками
- Подвесной пароперегреватель SH1
 - Очистка пружинными молотками
 - Максимальная температура пара на выходе 380°C
 - Низкая скорость газа
- Испаритель и змеевики пароперегревателей могут заменяться мобильным подъемным краном
 - Идентичные змеевики пароперегревателей
- Экономайзер
 - Паровая обдувка сажи
 - Концепция водного байпаса



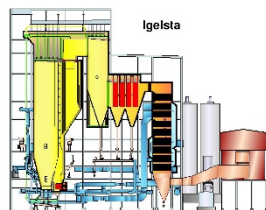
CFB WTE video

Sumitomo
SHI FW

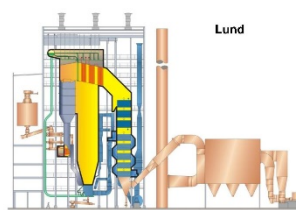
Различные конструкции ЦКС SHI FW для топлива из отходов и биомассы



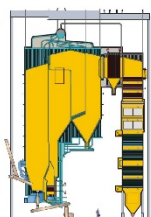
Prokon Nord



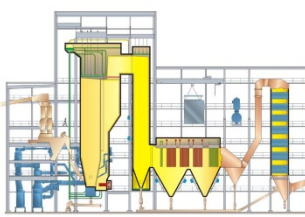
Igelsta



Lund



Högdalen



E.ON Händelsö P15



Mälarenergi

Sumitomo
SHI FW

Опыт эксплуатации ЦКС

- 100% топлива из отходов (RDF)
- совместное сжигание отходов

ТЭЦ с ЦКС 30 МВт в Швеции

85 МВт тепл, 30 МВт, 31 кг/с, 112 т/ч, 66 бар(а), 450 °С

- ТЭЦ E.ON Varmer Sverige находится в г. Norrköping, Швеция. ТЭЦ поставляет электроэнергию в местную электросеть, а также тепло и пар для соседнего промышленного предприятия
- На заводе используется наш ЦКС для производства 30 МВт электроэнергии из местного топлива, полученного из отсортированных бытовых и промышленных отходов.
- Наш ЦКС производит 112 т/ч пара при 66 бар и 450 °С для получения энергии из отходов со свалок.
- Начало коммерческой эксплуатации установки – 2010 год

ЦКС КОТЕЛ 30 МВт

ТОПЛИВО	RDF
Калорийность, МДж/кг _{раб.}	12.9
Влажность, % _{раб.}	27.0
Зольность, % _{раб.}	14.3
Сера, % _{раб.}	0.08
Азот, % _{раб.}	0.22
РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	
КПД котла	90.2%
Гарантии выбросов (dry gas, 6% O ₂)	
NO _x , мг/нм ³	<110
SO ₂ , мг/нм ³	<50
ГРАФИК	
Подписание контракта	июль 2008
Начало монтажа	авг 2009
Ввод в эксплуатацию	фев 2011



Успешная эксплуатация в течение 9 лет

Sumitomo
SHI FW 16

GS Engineering and Construction, Green Energy Centre BTO, Daegu, Южная Корея

71 МВт_{тепл.}, 32 кг/с, 115 т/ч, 37 бар(а), 255 °С

- Установка по производству пара из топлива из местных отходов
- ТЭЦ на отходах по технологии ЦКС SFW, которая использует топливо, переработанное из муниципальных ТБО на той же территории
- Технология ЦКС SFW является идеальным решением для топлива из отходов RDF по сравнению с традиционным мусоросжигательным заводом
- Начало коммерческой эксплуатации 2016

ЦКС КОТЕЛ 23 МВт

ТОПЛИВО	RDF
Калорийность, МДж/кг _{раб.}	17.08
Влажность, % _{раб.}	24.0
Зольность, % _{раб.}	5.3
Сера, % _{раб.}	0.21
Азот, % _{раб.}	1.22
РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	
КПД котла (ASME PTC 4.1)	79.5%
Гарантии выбросов (dry gas, 6% O ₂)	
NO _x , ppm	<70
SO ₂ , ppm	<50
ГРАФИК	
Подписание контракта	сент 2013
Начало монтажа	май 2015
Ввод в эксплуатацию	июль 2016



Чистая энергия из отходов в Южной Корее

Sumitomo
SHI FW 17



Fortum Heat Polska sp. Z o.o., Zabrze, Польша

203 МВт_{тепл}, 75 МВт, 75 кг/с, 270 т/ч, 92 бар, 536 °С

- Проектирование, поставка, строительство и ввод в эксплуатацию многотопливной котельной установки ЦКС с очисткой дымовых газов для ТЭЦ в Польше.
- Подписание контракта с Fortum Zabrze S.A
- Коммерческая эксплуатация началась в 2019 году, обеспечивая централизованное отопление около 70 000 домохозяйств.
- Новая установка заменила угольные котлы.
- Увеличение эффективности и снижение выбросов CO₂ и других выбросов в районе ТЭЦ.

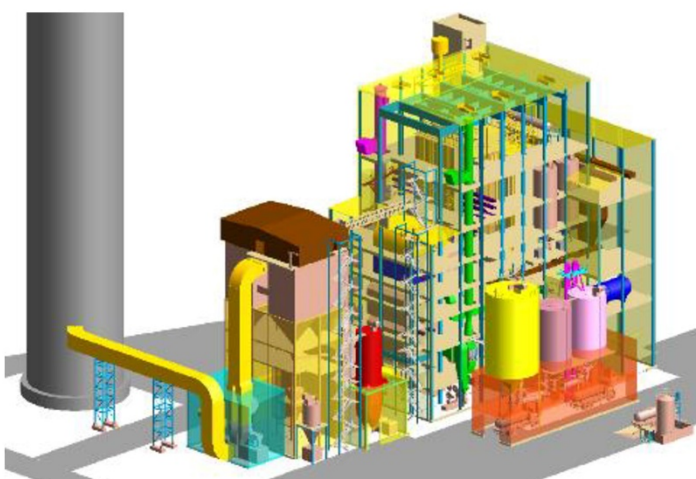


ТЭЦ с многотопливным котлом ЦКС

Sumitomo
SHI FW 18

Fortum Heat Polska sp. Z o.o., Zabrze, Польша

203 МВт_{тепл}, 75 МВт, 75 кг/с, 270 т/ч, 92 бар, 536 °С



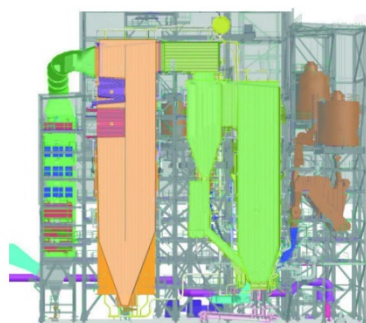
ЦКС КОТЕЛ 75 МВт

ТОПЛИВО	% _{сLHV}
RDF	0 - 40
Уголь	0 - 100
Биомасса	0 - 100
Угольный шлам	0 - 60
РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	
Уголь + RDF	
КПД	92.2%
Гарантии выбросов (сух. газ, 6% O ₂)	
NO _x , мг/нм³	150
SO ₂ , мг/нм³	120
Пыль, мг/нм³	10
ГРАФИК	
Подписание контракта	июль 2015
Начало монтажа	сент 2016
Ввод в эксплуатацию	нояб 2018

Sumitomo
SHI FW 19

Cheng Loong Corporation (CLC), Chupei Mill, Тайвань

19 МВт, 25 кг/с (90 т/ч), 60 бар(а), 450 °С



ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ЦКС КОТЛА

Топка покрыта обмуровкой
Ступенчатая решетка для эффективного удаления твердых примесей
Водо-охлаждаемый высокоэффективный циклон
Последняя ступень перегрева INTREX
Пустой газоход перед конвективной частью



ТОПЛИВО	%
Отходы бумажного комбината (измельченные и пеллеты RDF)	30 - 100
Осадок бумажного комбината	0 - 28
Уголь	0 - 70
ГРАФИК	
Подписание контракта	июль 2019
Ввод в эксплуатацию	июль 2021

Sumitomo
SHI FW 20

Криогенные накопители энергии (LAES)

**Крупномасштабное длительное
хранение энергии**

На пути к 100% возобновляемой энергии Sumitomo и Highview: партнерство для глобального расширения

- Sumitomo Heavy Industries и Highview Power объединились в феврале 2020 года, чтобы вывести на мировые рынки крупномасштабные системы длительного хранения энергии.
- SFW становится центром SHI для бизнеса по хранению энергии на жидком воздухе, расширяя географическое присутствие этой технологии в Европе, Азии и Америке.

Накопители CRYOBattery™: наиболее экономичные и гибкие (расположение, размер, конфигурация)





К ВОПРОСУ АКТУАЛИЗАЦИИ ОТРАСЛЕВОГО СПРАВОЧНИКА: ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ

М.И. САПАРОВ, Н.А. ЗРОЙЧИКОВ, Е.В. ЛИЦАРЕВА, О.Ю. КОНЕНКОВ
(АО «ЭНИН», г. Москва, Россия)

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2019 г. № 866-р утвержден поэтапный график актуализации информационно-технических справочников (ИТС) по наилучшим доступным технологиям (НДТ), согласно которому ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» должен быть актуализирован не позднее 2024 г.

Пакет документов, регламентирующих разработку новых, а также корректировку и актуализацию принятых ИТС НДТ, размещенный на сайте Бюро НДТ, включает в себя 12 наименований. При этом четыре документа, принятые в 2015–2016 гг. оставлены без изменений, два документа приняты вновь, а в шесть документов внесены изменения, учитывающие опыт разработки 51 справочника.

При актуализации ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» целесообразно использовать зарубежный опыт, в том числе опыт Республики Казахстан по разработке нормативно-методического обеспечения перехода на принципы НДТ, а также опыт работы по актуализации отраслевого европейского справочника «НДТ для крупных топливосжигающих установок» (BREF for Large Combustion Plants, далее — BREF LCP).

Необходимо учитывать, что в 2025 г. должен заработать общий рынок электроэнергии и топлива стран Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Функционирование этого рынка предполагает гармонизацию соответствующих технологических и экологических норм и требований пяти стран входящих в ЕАЭС, в том числе Республики Казахстан, электроэнергетика которой работает, в основном, на угле.

Анализ нормативно-методического обеспечения перехода на НДТ в Республике Казахстан показал следующее:

- общие требования по применению НДТ содержатся в одном законодательном акте — Экологическом кодексе Республики Казахстан, включившем в себя основные положения отмененных законов: «Об охране окружающей среды», «Об охране атмосферного воздуха» и «Об экологической экспертизе»;

- все подзаконные акты утверждены практически одновременно с Экологическим кодексом РК — это перечень НДТ, правила выдачи комплексных разрешений, оценки воздействия на окружающую среду и экономического ущерба, определения целевых показателей и другие необходимые документы системы экологического нормирования и применения НДТ;

- обязательные требования к экологической безопасности промышленных объектов включены в технические регламенты (ТР), в том числе в ТР «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электрических станций», в котором содержатся требования по удельным выбросам и срокам их применения на ТЭС;

- при разработке пакета нормативных документов по экологии в качестве основы были использованы модельные законы СНГ, а также соответствующие документы ЕС и РФ.

Особо следует отметить, что Технические удельные нормативы эмиссий в атмосферу от котельных установок (то есть технологические показатели) ТЭС в Республике Казахстан различаются для котельных установок до реконструкции; реконструируемых и вновь вводимых котельных установок на действующих ТЭС; вновь вводимых ТЭС.

Работа по актуализации европейского справочника BREF LCP была начата в январе 2011 г., в рамках этой работы, в июне 2013 г. была подготовлена первая редакция справочника, а в июне 2016 г. — окончательная (финальная) редакция. В июне 2017 г. европейский BREF LCP был опубликован. Детальный план-график актуализации справочника представлен в тексте его оригинального документа.

В ходе работы по актуализации BREF LCP специалистами технической рабочей группы (ТРГ) были проанализированы анкеты 583-х конкретных объектов, включая 130 КТУ, сжигающих уголь, 190 КТУ, работающих на газе, и 73 установки на жидком топливе. Кроме того, были рассмотрены 61 КТУ, работающие на технологических газах, образующихся на предприятиях металлургической промышленности и 31 КТУ на жидком и/или газообразном технологическом топливе, получаемом от предприятий химической и нефтехимической промышленности. Также был изучен ряд установок, работающих на биомассе, торфе и на других видах топлива и/или отходах.

Следует отметить, что в европейской практике перехода на НДТ, кроме справочников НДТ, разрабатываются и издаются Заключение по НДТ (BAT Conclusions, далее — BATC). Заключение по НДТ публикуются в Официальном журнале Европейского союза (Official Journal of the European Union) в виде самостоятельных Исполнительных решений Комиссии (Commission Implementing Decisions), в них представлено описание, отобранных в качестве НДТ, методов и их ожидаемая экологическая результативность. Надо отметить, что объем актуализированного BREF LCP составляет почти 1000 стр., а BATC LCP — 80 стр.

Обязательные экологические нормы и требования к КТУ в ЕС установлены в Директиве 2010/75/ЕС «О промышленных выбросах (о комплексном предотвращении загрязнения и контроле над ним)» в Приложении V «Технические характеристики топливосжигающих установок».



Важно отметить, что в этой Директиве содержится Глава 3 «Специальные положения для топливосжигающих установок» (объем около 30 стр.), включающая в себя 14 статей, в ряде которых регламентируются особенности правоприменения Директивы на крупных топливосжигающих установках, в том числе:

- частичное отступление, связанное с ограниченным сроком эксплуатации;
- районные отопительные котельные;
- неисправность или сбой в работе очистного оборудования;
- переходный национальный план.

Таким образом, в ЕС работа по актуализации справочника BREF LCP продолжалась в течение 6,5 лет, были проанкетированы 583 объекта теплоэнергетики, эксплуатирующиеся в различных секторах экономики.

В нашей стране, по данным информационно-аналитического доклада «Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014–2018 годах», подготовленного ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, по состоянию на 2018 г. (табл. 1) общее количество ТЭС составляет 566. При этом количество так называемых блок-станций составляет 250, а остальные 316 — ТЭС отрасли электроэнергетики.

Таблица 1

Число ТЭС и котельных в системах центрального теплоснабжения, ед.

	2014	2015	2016	2017	2018	2018 к 2017, ед.	2018 к 2014, ед.
Число тепловых электростанций	528	505	512	522	566	+44	+38
Число котельных, в том числе мощностью:	75236	75955	73770	74900	74782	–118	–454
до 3 Гкал/ч	58191	58822	56904	58089	57946	–143	–245
от 3 до 20 Гкал/ч	13649	13770	13529	13500	13464	–36	–185
от 20 до 100 Гкал/ч	2732	2691	2673	2654	2713	59	–19
выше 100 Гкал/ч	664	672	664	657	659	+2	–5
работающих на твердом топливе	25080	25065	24776	24610	24298	–312	–782
работающих на газе	45884	46426	45195	46496	46810	+314	+926
работающих на жидком топливе	2442	2404	2306	2223	2126	–97	–316

Кроме ТЭС в стране работают почти 75 тыс. котельных (см. табл. 1), из которых в 2018 г. было 659 крупных, мощностью свыше 100 Гкал/час, в основном, подведомственных Министерству строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России).

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2019 г. № 866-р) ответственными исполнителями за актуализацию ИТС 38-2017 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» определены Минэнерго России, Минпромторг России и Росстандарт. Нам представляется необходимым участие в актуализации ИТС 38-2017, Минстроя России, в ведении которого находятся крупные отопительные котельные.

В рамках комплекса работ по актуализации ИТС 38-2017 необходимо решить три основные задачи:

1) Формирование перечня всех ТЭС и крупных котельных, ранжированных по величине выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) с учетом их токсичности, исходя из базовых требований Федерального закона № 7-ФЗ (далее — 7-ФЗ) по категорированию объектов. В соответствии с п. 2 Статьи 4.2 7-ФЗ при установлении критериев, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к соответствующей категории, учитываются, в том числе:

- уровень воздействия на окружающую среду видов хозяйственной и (или) иной деятельности (отрасль, часть отрасли, производство);
- уровень токсичности загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах, сбросах загрязняющих веществ.

Используя методический подход, разработанный АО «ЭНИН», можно определить конкретный перечень объектов тепло-электроэнергетики совокупная масса ЗВ которых с учетом токсичности составляет 60, 70, 80 и 90 % соответственно. Предварительные расчеты, выполненные в АО «ЭНИН», показывают, что 60 % вклада валового выброса ЗВ с учетом их токсичности в отрасли электроэнергетика формируют 30 ТЭС, из которых только одна работает на газообразном топливе, в качестве основного. Результаты расчетов могут стать объективной основой для формирования актуализированного перечня энергетических объектов 1 категории и обоснования внесения изменений в ППРФ № 1029, которое в настоящее время находится в стадии корректировки.

2) Проведение детальной оценки влияния (вклада) энергетических объектов в загрязнение окружающей среды с использованием результатов сводных расчетов и экологического мониторинга специализированными организациями Росприроднадзора и Росгидромета.

Важно отметить, что в настоящее время абсолютное большинство ТЭС отрасли «Электроэнергетика» обеспечивают соблюдение предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ.

В табл. 2 и на рис. 1 представлена динамика валовых выбросов ЗВ ТЭС отрасли электроэнергетика за период с 1990 г. по 2018 г. Видно, что по сравнению с 1990 г. валовый выброс основных ЗВ сократился на 5 млн т или более чем в три раза.

Таблица 2

Валовые выбросы основных загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, млн т

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018
Выбросы загрязняющих веществ	7,15	4,6	3,40	3,02	2,91	2,36	2,17	2,11
в том числе:								
зола твердого топлива	2,42	1,38	1,02	0,92	0,90	0,59	0,50	0,46
диоксид серы	3,12	2,05	1,44	1,19	1,12	0,97	0,91	0,90
оксиды азота	1,61	1,17	0,94	0,91	0,89	0,80	0,76	0,75

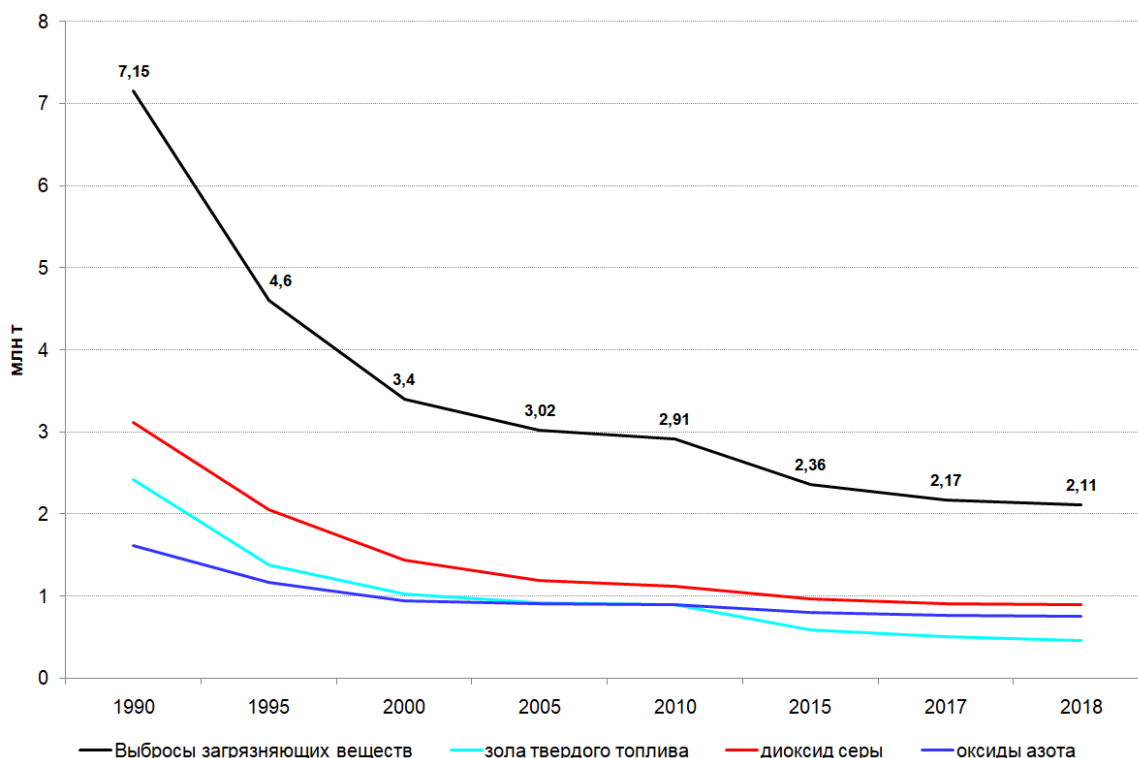


Рис. 1. Динамика валовых выбросов основных загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетики, млн т

Значительное уменьшение негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду обусловлено:

- существенным сокращением потребления жидкого топлива;
- внедрением комплекса технологических мер подавления оксидов азота на котлах ТЭС;
- внедрением высокоэффективных электрофильтров;
- внедрением на газовых ТЭС ПГУ;
- переводом ряда КТУ с угля на газ;
- выводом из эксплуатации низкоэкономичного и выработавшего свой ресурс оборудования, в том числе работающего на твердом топливе.

В то же время на угольных ТЭС практически не используются технологии серо- и азотоочистки, большинство установленных золоуловителей работают с низким КПД и по устаревшей технологии, утилизация золошлаковых отходов не превышает 15–17 %, только единицы ТЭС работают по схеме сухого золоудаления, экологические показатели (удельные выбросы ЗВ) значительно уступают зарубежным аналогам.

3) Проведение комплекса эколого-экономических расчетов с разработкой научно-обоснованных предложений по синхронизации поэтапного перехода энергообъектов на НДТ с реализацией программы модернизации ТЭС (ДПМ 2), разработкой «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России», утверждаемой Минэнерго России ежегодно на семь лет, а также с «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 г.», которая в настоящее время находится в стадии корректировки.

Результаты расчетов могут служить основой для:

- формирования энергокомпаниями долгосрочного заказа природоохранного оборудования и технологий предприятиям отрасли «Экологическое машиностроение» в рамках национального проекта «Экология»;

- обоснования различных нормативных значений технологических показателей: для действующих энергетических объектов, с учетом срока ввода их в эксплуатацию; для модернизируемых (реконструируемых) объектов; для вновь вводимых объектов. Очевидно, что для модернизируемых энергоустановок в качестве базовых могут быть приняты требования ГОСТ Р 50831-95, ГОСТ Р 55173-2012, а вновь вводимые на новых площадках энергоустановки должны отвечать самым высоким экологическим требованиям, достигнутым в мировой практике;

- формирования перечня КТУ выводимых из эксплуатации в среднесрочный (семь лет) и долгосрочный (до 2035 г.) периоды. Для оборудования, запланированного к выводу из эксплуатации, в соответствии со Статьей 23.1 7-ФЗ устанавливаются временно разрешенные выбросы, временно разрешенные сбросы на основе фактических показателей объема и массы выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ. В соответствии с п. 5 указанной статьи: «При установлении временно разрешенных выбросов, временно разрешенных сбросов на период осуществления мероприятий по выводу объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, из эксплуатации включение мероприятий по достижению нормативов допустимых выбросов, нормативов допустимых сбросов в планы мероприятий по охране окружающей среды и разработка программ повышения экологической эффективности **не требуются**».

В рамках актуализации отраслевого справочника необходимо решить и ряд системных и важных задач. Среди них можно выделить следующие:

1. Противоречия в правовых нормах, установленных в Федеральных законах «Об охране окружающей среды» и «Об охране атмосферного воздуха».

С одной стороны, согласно п. 2 Статьи 21 7-ФЗ *«Соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, за исключением технологических нормативов и технических нормативов, должно обеспечивать соблюдение нормативов качества окружающей среды»* при установлении технологических нормативов выбросов не предусматривается соблюдение нормативов качества окружающей среды, а с другой стороны, согласно п. 1 Статьи 16 Федерального закона № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» *«При проектировании, размещении, строительстве, реконструкции и эксплуатации объектов хозяйственной и иной деятельности, при застройке городских и иных поселений должно обеспечиваться не превышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с экологическими, санитарно-гигиеническими, а также со строительными нормами и правилами в части нормативов площадей озелененных территорий»*, должны соблюдаться санитарно-гигиенические нормативы, которые в настоящее время отождествлены с нормативами качества окружающей среды.



2. Имеется нестыковка или дублирование требований Градостроительного кодекса и 7-ФЗ в отношении объектов, которые обязаны разрабатывать ППЭЭ, и для этого им необходимо проводить реконструкцию или капитальный ремонт установки. Согласно Кодекса документация, включающая, раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» по всем проектам реконструкции объектов капитального строительства в обязательном порядке проходит Государственную экспертизу. Согласно требованиям 7-ФЗ материалы ППЭЭ должны рассматриваться и получить одобрение Межведомственной комиссии Минпромторга России.

3. В отраслевом ИТС 38-2017, межотраслевом справочнике ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения» и Европейском справочнике BREF LCP прямоточные системы охлаждения отнесены к НДТ, но согласно Статьи 60 п. 4. Водного кодекса России *проектирование прямоточных систем технического водоснабжения не допускается*.

4. До настоящего времени нет положительного решения по проблеме применения «рыбохозяйственных ПДК», которая является весьма чувствительной для электроэнергетики и многих отраслей промышленности.

5. Представляется важным формирование перечня объектов теплоэлектроэнергетики, входящих в состав энергокомпаний, имеющих стратегическое значение и/или энергообъектов, расположенных в монопрофильных образованиях Российской Федерации, для которых, в соответствии с действующим законодательством (7-ФЗ, п. 1 и п. 6 Статьи 67.1. «План мероприятий по охране окружающей среды, программа повышения экологической эффективности»), срок реализации программы повышения экологической эффективности (ППЭЭ) не может превышать более 14 лет, а не семь лет как для остальных промышленных объектов. Таким образом, создаются неравные условия для участников рынка, что противоречит требованиям Федерального закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

6. В рамках перехода на НДТ важным является учет особенностей правоприменения отдельных норм и требований природоохранного законодательства к энергетическим объектам, относимых к вынужденной генерации и оказывающих услуги по обеспечению системной надежности. Порядок отнесения и отбора указанных объектов, регулируется, соответственно, распоряжением Правительства Российской Федерации от 15 октября 2015 г. № 2065-р «Об отнесении генерирующего оборудования к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 г. № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг».

7. Требуют своего решения вопросы, связанные с определением так называемых «взвешенных» веществ и определением расхода уходящих газов в автоматизированных системах контроля выбросов загрязняющих веществ на угольных ТЭС.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ ТКО В РОССИИ

А.Н. ТУГОВ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Объем ежегодно образующихся твердых коммунальных отходов (ТКО) во всех странах с каждым годом растет. Если в 2016 г. в Европе их количество было 392 млн т в год, то к 2030 г. это значение увеличится на 12 % и достигнет 441 млн т в год, а к 2050 г. составит 490 млн т. В странах Азии и Африки темпы образования отходов еще больше — к 2030 г. прогнозируется увеличение их объемов уже на 40–45 %, а к 2050 г. — в 2,5 раза (рис. 1).

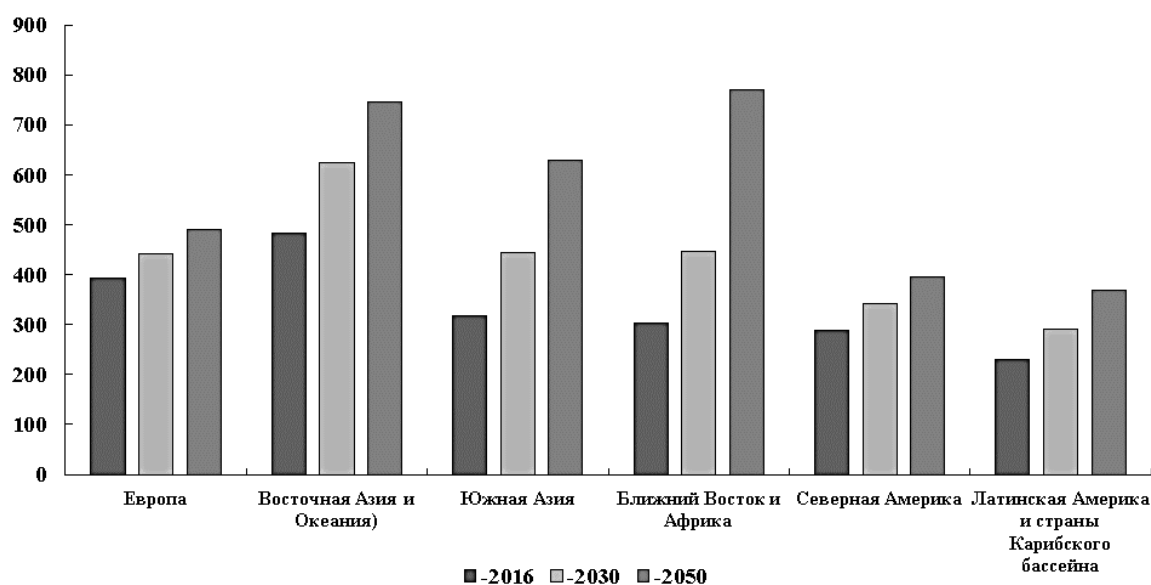


Рис. 1. Прогноз образования отходов в регионах мира, млн т в год [1]

Чтобы не превратить планету в свалку, во всем мире наблюдается тенденция сокращения полигонного захоронения ТКО. В ЕС основы в области обращения с отходами определены в «Стратегии Европейского Сообщества в области управления с отходами», впервые опубликованной в 1989 г. в коммюнике Комиссии ЕС, и законодательно закреплены в Рамочной Директиве 2008/98/ЕС «Об отходах» [2]. В соответствии с положениями этих правовых актов определены базовые принципы европейской политики в области обращения с отходами, в том числе, иерархия приоритетов, где в качестве предпочтительного ва-

рианта рассматривается предотвращение образования отходов, а в качестве наименее благоприятного варианта — размещение на полигонах (захоронение отходов) и сжигание без получения энергии.

Практическая реализация иерархии приоритетов получила в так называемой циркулярной экономике [3] (рис. 2).



Рис. 2. Управление ресурсами в циркулярной экономике [3]

Confederation of European Waste-to-Energy Plant (CEWEP) провело исследования, в результате которого установлено, что даже при 100 % ее практической реализации, все равно не менее 30 % ТКО необходимо утилизировать термическим способом (рис. 3) [4]. Дело в том, что ряд отходов не подлежит вторичной переработке: использованные гигиенические средства, некоторые виды пластиков, композитная упаковка, загрязненная бумага и полиэтиленовая пленка, бумага и полимеры низкого качества и т. д., уже прошедшие несколько стадий рециклинга, мелкие фракции отходов. Для подобных отходов их переработка в энергию является единственным возможным способом безопасной утилизации.

Таким образом, энергетическая утилизация ТКО, то есть термическая переработка отходов с выработкой электрической и тепловой энергии, является полноценным участником циркулярной экономики, и будет в любом случае, основным и завершающим этапом на пути комплексного решения проблемы санитарной очистки населенных пунктов от отходов. Она не только позволяет утилизировать непригодные к повторному использованию отхо-

ды, но и заменяет природные ресурсы, добываемые для получения энергии, сокращает захоронение отходов и уменьшает выбросы парниковых газов.

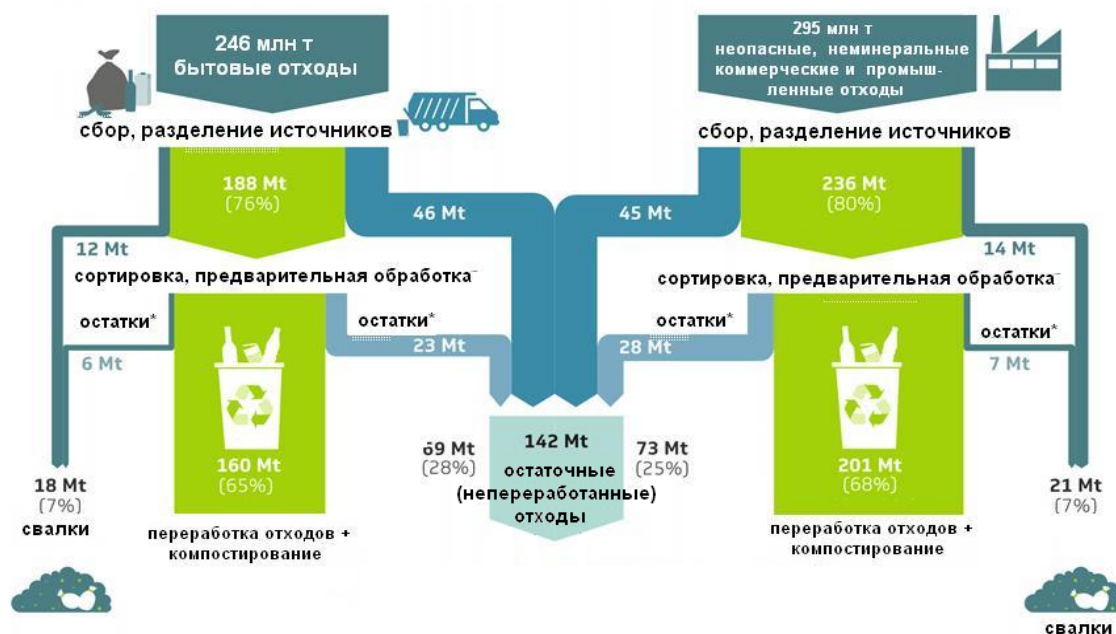


Рис. 3. Реализация циркулярной экономики в Европе в 2035 г. [4]
(* — остатки от сортировки, предварительной обработки и утилизации)

ТКО уже сейчас во многих странах рассматривают не только как отходы, но и как топливо, которое по теплоте сгорания сопоставимо с торфом и некоторыми марками бурых углей; образуется в местах, где энергия наиболее востребована, то есть в крупных городах, и имеет гарантированное предсказуемое возобновление, пока существует человечество. Четыре десятка государств официально считают предприятия для термической переработки ТКО с отпуском теплоносителей перспективным возобновляемым источником энергии (ВИЭ). В отличие от других ВИЭ их работа не зависит от природных условий, географического расположения и в результате эксплуатации решается важная социальная задача — санитарная очистка населенных пунктов от отходов.

Сейчас в мире насчитывается примерно 2450 предприятий для термической переработки ТКО общей производительностью 368 млн т отходов в год. В 2018 г. было построено более 60 новых заводов мощностью более 14 млн т ТКО в год. Прогнозируется, что к 2028 г. общее количество предприятий для термической переработки ТКО составит около 2700 (даже с учетом закрытия старых заводов), на которых будет перерабатываться более 530 млн ТКО в год [5].

По данным SEWER в 2017 г. только в Европе эксплуатировалось 492 предприятия для термической переработки ТКО, на которых ежегодно сжигается почти 96 млн т ТКО [6], в 1,3 раза больше, чем в 2010 г. (рис. 4).

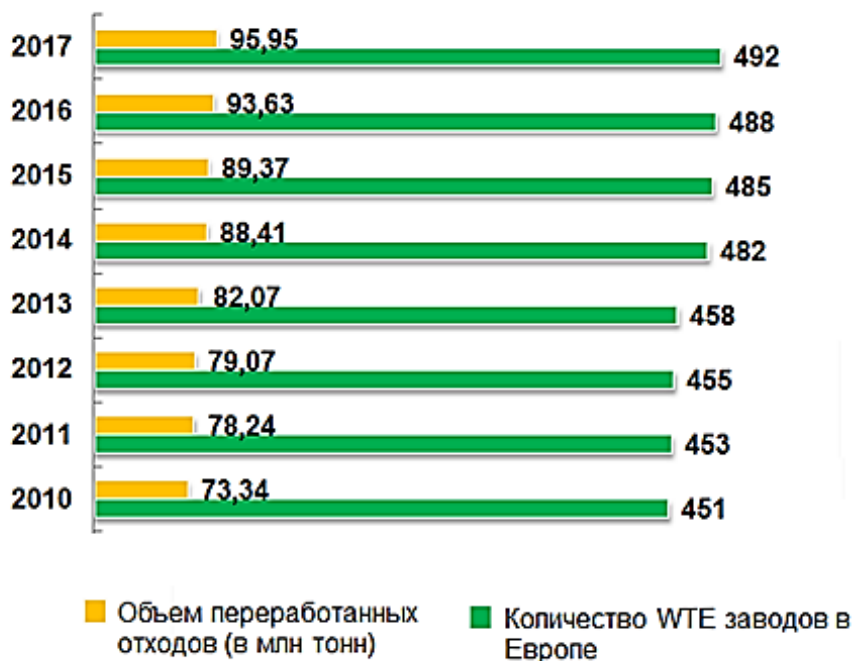


Рис. 4. Динамика развития сжигания ТКО в Европе в последние годы
(по данным CEWEP)

Современные предприятия для термической переработки ТКО по существу являются ТЭС, на которых основным топливом являются ТКО (ТЭС на ТКО) (за рубежом — Waste-to-Energy Plant (WTE) или Energy from waste (EfW)). Суммарная электрическая мощность таких ТЭС в 2015 г. уже превысила 15 ГВт. Общий объем отпускаемой электроэнергии из ТКО в период с 1994 по 2014 г. увеличился в 2,6 раза и составил в 2015 г. более 53 млрд кВт·ч [7, 8]. Как правило, ТЭС на ТКО не только отпускают потребителю электроэнергию, но и подключены к городской тепловой сети, играя заметную роль в обеспечении населения теплом. Показательным примером является одна из крупнейших в мире сетей централизованного теплоснабжения Копенгагена, которая простирается более чем 50 км с востока на запад. К сети подключены три завода для термической переработки ТКО. В результате более 30 % от общей потребности в тепле в районе Большого Копенгагена удовлетворяется за счет сжигания отходов. В Париже к сети централизованного теплоснабжения подключены три предприятия (St Ouen, Исси-ле-Мулино и Иври). Около 50 % потребляемого тепла приходится на их долю. Завод в Мальмё (Швеция) обеспечивает 60 % потребности города в тепле, а завод Brescia WTE (Италия) — до 75 %.

Производство и доля электрической и тепловой энергии, производимой из ТКО в отдельных странах мира, представлены на рис. 5.

Видно, что в ряде стран (Германия, Великобритания, Италия, Нидерланды, Тайвань, Швеция, Швейцария, Бельгия, Сингапур, Финляндия) доля электрической энергии из ТКО составляет от 1 до 3,5 % от общей выработки, а в Дании достигает почти 6 %. Доля ТЭС

на ТКО в производстве тепловой энергии в пяти странах (Германия, Швеция, Дания, Франция, Нидерланды) находится в диапазоне 13–23 %, а в Норвегии и Швейцарии — на уровне 50 и 60 % соответственно.

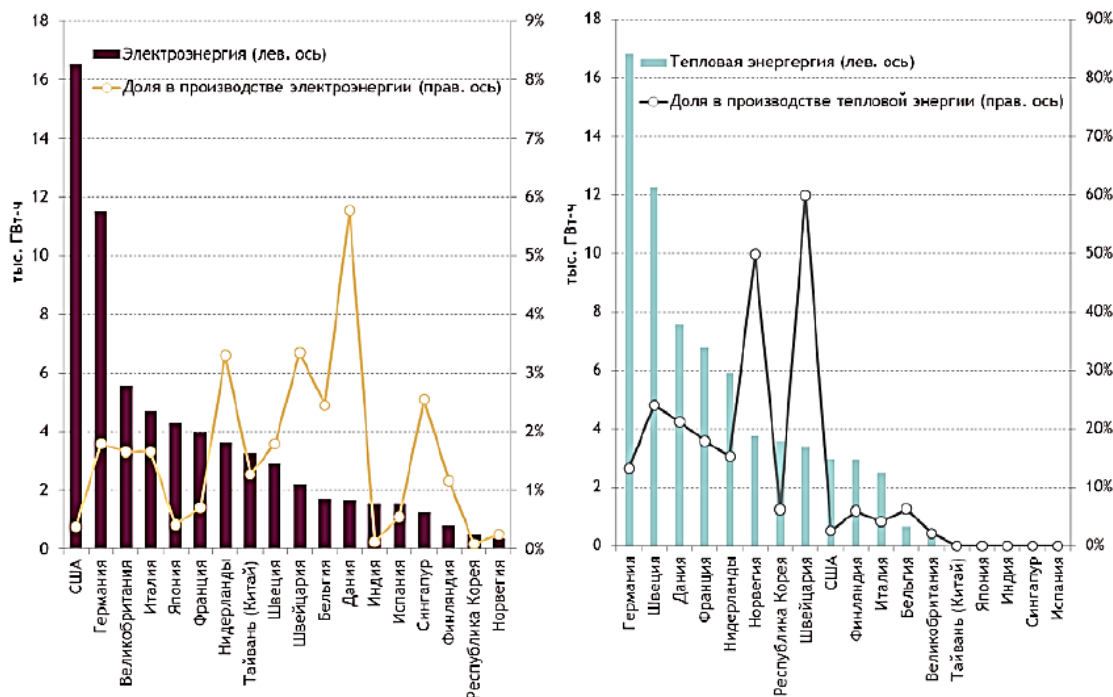


Рис. 5. Производство и доля электрической и тепловой энергии, производимой из ТКО в отдельных странах мира [7]

Тем не менее, следует еще раз отметить, что в соответствии с базовыми принципами мировой политики в области обращения с отходами, их энергетическая утилизация осуществляется в том случае, когда другие, более предпочтительные варианты утилизации (повторное использование, рециклинг, получение вторичных материальных ресурсов) не возможны или не целесообразны. Она должна являться лишь завершающим этапом на пути комплексного решения проблемы с этими отходами, причем проводиться с максимальной энергоэффективностью.

Под энергетической утилизацией отходов обычно понимают их термическую переработку, в результате которой энергопотенциал отходов преобразуется в тепловую и/или электроэнергию с последующим отпуском этой энергии потребителю. При этом должны соблюдаться определенные критерии. Например, в ЕС, термическую переработку ТКО приравнивают к утилизации только в том случае, если энергоэффективность (Э) предприятия составляет не менее 0,65.

Эта величина рассчитывается как:

$$\mathcal{E} = \frac{(E_p - (E_f + E_i))}{(0,97 \cdot (E_w + E_i))} \quad (1)$$



где E_p — энергия, отпущенная потребителю в виде тепла или электроэнергии, ГДж/год (эта величина умножается на коэффициент 1,1 при отпуске тепла и на 2,6 при выработке электроэнергии); E_f — теплота дополнительного топлива, затраченного на производство энергии, ГДж/год; E_w — энергия, содержащаяся в перерабатываемых отходах, рассчитанная с учетом их теплоты сгорания, ГДж/год; E_i — импортируемая энергии, получаемая от внешнего поставщика, ГДж/год, исключая E_w и E_f , ГДж/год; 0,97 — показатель для расчета тепловых потерь с золошлаками в окружающую среду.

С 01 января 2020 вступил в силу Федеральный закон РФ от 27 декабря 2019 г. № 450-ФЗ, в котором использование ТКО в качестве вторичных энергетических ресурсов трактуется как энергетическая утилизация. С его принятием открываются реальные перспективы создания отечественных предприятий для энергетической утилизации ТКО в нашей стране. Но вряд ли можно ожидать, что головные образцы таких предприятий будут иметь значение энергоэффективности такое же, как за рубежом — выше 0,65. В [9] показано, что для этого, помимо отпуска электроэнергии в городские сети, необходимо иметь гарантируемый сбыт тепловой энергии, что весьма проблематично в России в настоящее время.

Кроме того, в мире, в отличие от России, накоплен достаточно большой опыт в вопросах повышения энергоэффективности предприятий для сжигания ТКО. Известны и апробированы в промышленных условиях различные способы ее увеличения. Однако, в любом случае, целесообразность внедрения тех или иных мероприятий на конкретных установках определяется на основании технико-экономических оценок и местных условий.

Россия же достаточного опыта в области энергетической утилизации ТКО не имеет. За все время в стране построено только три завода, которые условно можно считать ТЭС на ТКО. Это введенный в 2001 г. после реконструкции московский спецзавод № 2 (МСЗ № 2), на котором установлены три турбоагрегата электрической мощностью 1,2 МВт каждый, МСЗ № 4 (год пуска 2005 г., установленная электрическая мощность 12 МВт) и МСЗ № 3 (введен в эксплуатацию в 2007 г., установленная электрическая мощность 11 МВт). Поэтому не стоит предпринимать попытки достичь на головных отечественных предприятиях европейских значений энергоэффективности. Это приведет к неоправданным экономическим затратам и снижению надежности их работы.

Головные отечественные предприятия для энергетической утилизации ТКО в большинстве случаев будут конденсационными ТЭС с $\eta_{эл} = 0,2$, на которых будут сжигать отходы с $Q_i^r = 7-9$ МДж/кг. Энергоэффективность таких ТЭС на ТКО, как показано в [9], не превысит 0,45.

Для отнесения непосредственно *технологии* переработки ТКО с применением термических методов к энергетической утилизации следует использовать формулы, представленные в справочнике Европейского союза по наилучшим доступным технологиям (НДТ) [10].

Для установок с отпуском только электрической энергии энергоэффективность рассчитывается как:

$$\eta_e = \frac{W_e}{Q_{th}} \times (Q_b / (Q_b - Q_i)). \quad (2)$$

Если ТЭС на ТКО работает в когенерационном режиме (с комбинированным отпуском тепловой энергии и электрической энергии), то для расчета энергоэффективности применяют следующую формулу:

$$\eta_h = \frac{W_e + Q_{he} + Q_{de} + Q_i}{Q_{th}}, \quad (3)$$

где в этих формулах: W_e — вырабатываемая электрогенератором электрическая мощность, МВт; Q_{he} — тепловая мощность, подводимая к теплообменникам сетевой воды (теплота, используемая для отопления и горячего водоснабжения), МВт; Q_{de} — тепловая мощность, отпускаемая потребителю в виде пара или горячей воды за вычетом тепловой мощности обратного потока отработанного теплоносителя, МВт; Q_b — общая тепловая мощность котла за вычетом тепловых потерь, МВт; Q_i — тепловая мощность собственных нужд (в виде пара или горячей воды), которая используется непосредственно в самом процессе термической переработки отходов (например, для подогрева дымовых газов), МВт; Q_{th} — подводимая тепловая мощность к котлу, включая удельную энергию, содержащуюся в перерабатываемых отходах, рассчитанную с учетом их теплоты сгорания; а также удельную теплоту дополнительного топлива, внешних теплоносителей (пара, импортируемой электроэнергии) и т. д., которая используется в номинальном режиме (исключая, например, пуско-остановочные режимы), и непосредственно в самом процессе термической переработки отходов.

Обобщенная схема процесса с указанием всех потоков, которой следует руководствоваться при определении энергоэффективности по формулам (2–3), представлена на рис. 6.

Процесс термической переработки ТКО может считаться энергетической утилизацией, если его энергоэффективность, рассчитанная по формуле (2), будет выше 0,2 (при работе ТЭС в конденсационном режиме с отпуском только электроэнергии) или более 0,75 по формуле (3) при работе в когенерационном режиме (с комбинированным отпуском тепловой энергии и электрической энергии).

Именно такой подход следует принять сейчас для России в качестве критерия отнесения процесса термической переработки ТКО к энергетической утилизации. В дальнейшем по результатам опытной эксплуатации головных промышленных образцов этот показатель может быть скорректирован в сторону увеличения, а в пределе даже сравняться с принятым в ЕС значением, рассчитанным по формуле (1).

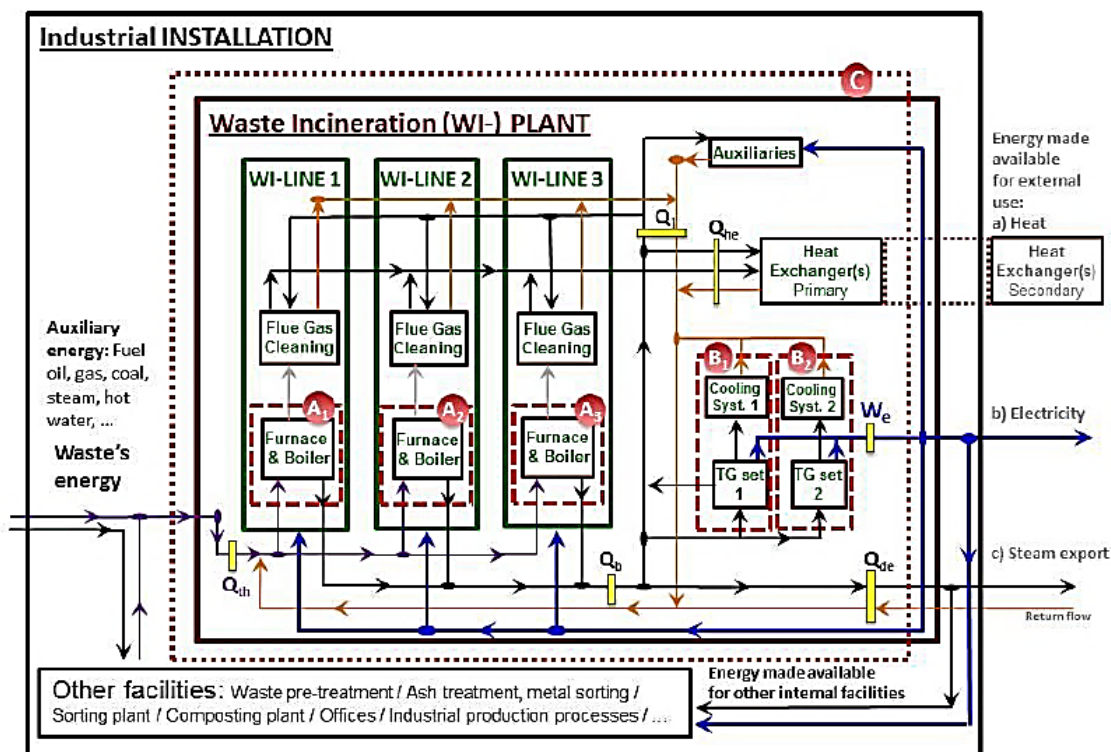


Рис. 6. Схема ТЭС на ТКО с указанием тепловых потоков [10]

Зарубежный опыт показывает, что указанные значения энергоэффективности можно достигнуть, если используются наилучшие доступные технологии. Апробированными технологиями термической переработки ТКО являются слоевое сжигание на механических колосниковых решетках, в кипящем слое, а также комбинированные технологии с использованием процессов пиролиза и газификации. Сравнительный анализ тепловых процессов, лежащих в основе этих технологий, показал, что сжигание в колосниковых топках является приоритетным, поскольку при сопоставимом влиянии на окружающую среду имеет более высокую энергоэффективность по сравнению с другими технологиями. Именно эти технологии считаются в Европе НДТ для термической переработки ТКО [10, 11]. В мире на большинстве предприятий для термической переработки (почти 90 %) ТКО сжигают на механических решетках в слоевых топках (примерно 8 % предприятий сжигают отходы в кипящем слое, доля заводов, где используют газификацию или пиролиз ТКО, — менее 5 %).

В Российской Федерации продолжается рост объемов образования ТКО, и практически все они направляются на объекты захоронения (рис. 7).

Если принять среднюю плотность отходов на уровне $0,2 \text{ т/м}^3$, то можно считать, что ежегодно в России образуется около 55 млн т. Средняя теплота сгорания российских ТКО в рабочем состоянии составляет примерно 8 000 МДж/т [12]. Эффективность преобразования энергетического потенциала ТКО в электрическую энергию на современных предприятиях, как отмечалось ранее, должна находиться на уровне 20 %. Обычно количество часов работы такого предприятия составляет примерно 8 100 ч/год.

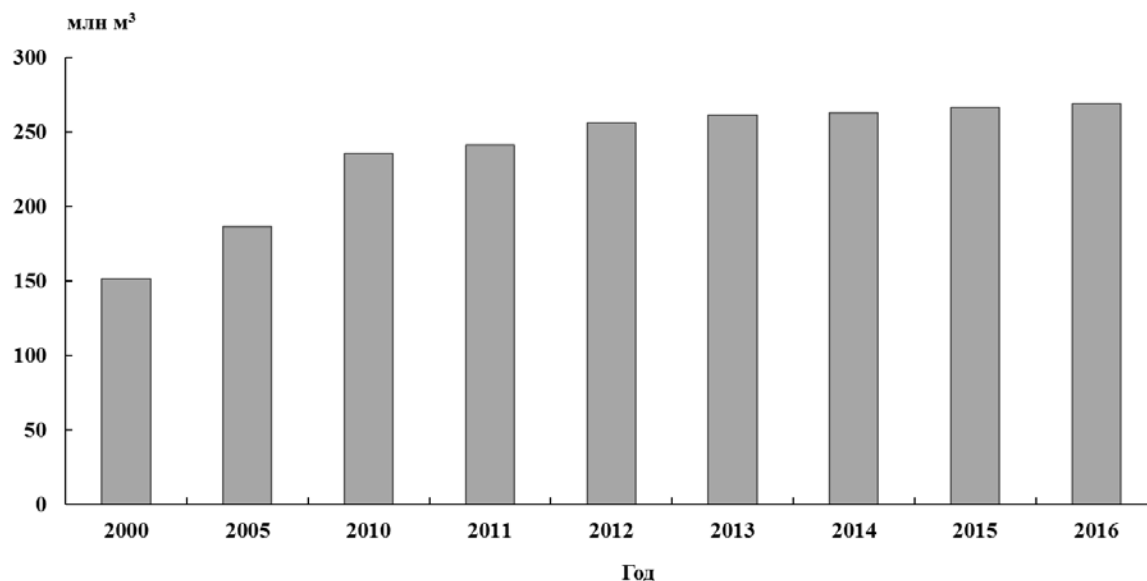


Рис. 7. Динамика вывоза ТКО на объекты захоронения в России

Тогда потенциальная суммарная электрическая мощность при условии сжигания всех образующихся в России ТКО будет:

$$N_{эл} = (55 \cdot 10^6 \cdot 8000 \cdot 0,2) / (8100 \cdot 3600) = 3018 \text{ МВт (примерно 3 ГВт)}.$$

Понятно, что сооружение предприятий для энергетической утилизации ТКО целесообразно только в крупных городах. Кроме того, повсеместно внедряется раздельный сбор отходов и растет количество предприятий по их сортировке. С учетом этого, на энергетическую утилизацию в перспективе можно будет направлять лишь половину всех образующихся ТКО. Тем не менее и в этом случае энергопотенциал ТКО России будет достаточно весомым и при существующем объеме образования ТКО (примерно 270 млн м³ отходов в год) составлять примерно 1,5 ГВт.

Для освоения этой мощности в России уже имеется нормативно-законодательная основа. Кроме упомянутого Федерального закона № 450-ФЗ, Правительство Российской Федерации утвердило Постановление от 28 февраля 2017 г. № 240 «Об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (далее Постановление) и Распоряжение от 28 февраля 2017 г. № 355-р «Перечень субъектов Российской Федерации, в которых предусматривается строительство (реконструкция, модернизация) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления» (далее Распоряжение).

В соответствии с Распоряжением в августе 2018 г. уже начато строительство первого завода по термической переработке 700 тыс. т ТКО в год вблизи деревни Свистягино (Воскресенский район). На ПАО «ЗиО-Подольск» изготовлены три котла Е-95,2-7,0-430 (П-152) для этого завода, а на Уральском турбинном заводе завершено производство паровой турбины Кп-77-68, мощностью 77 МВт. Разработана и прошла госэкспертизу



проектная документация для трех других заводов в Наро-Фоминском, Солнечногорском и Ногинском районах. В 2022 гг. планируется ввод всех заводов в эксплуатацию.

Тем не менее, дискуссия о целесообразности строительства заводов такой мощности и в указанных районах продолжается. У специалистов возникают серьезные замечания к этим заводам: выбранная единичная мощность заводов — 700 тыс. т ТКО в год — не является базовой (масштабируемой) для внедрения по всей России; не обоснован выбор их мощности как с учетом логистики, так и с учетом ситуации с ТКО в Московском регионе; установленная электрическая мощность заводов рассчитана для заведомо завышенной теплоты сгорания ТКО; эксплуатация заводов по сжиганию ТКО в рамках ДПМ (гарантийная выдача электрической мощности не менее 70 МВт) может приводить к «пережогу» природного газа в количестве примерно $7\,600\text{ м}^3/\text{ч}$ и дополнительным ежегодным выбросам оксидов азота в количестве 255 т [8, 12].

Последнее замечание связано со следующим обстоятельством. Уже отмечалось, что термическая переработка ТКО является завершающим этапом обращения с отходами и, именно, она обеспечивает «нулевое» захоронение. Именно с целью сократить объем вывозимых на свалки отходов строят предприятия для термической переработки ТКО. Строительство ТЭС на ТКО только ради получения энергии, пусть даже возобновляемой, — бессмысленно. Безусловно, эффективные работы ТЭС на ТКО во многом зависят от теплоты сгорания перерабатываемых отходов и рыночной ценой на отпускаемую электроэнергию. Но даже в Европе, где теплота сгорания отходов и цены на энергоносители от ВИЭ выше, выручка от продажи энергии (в виде тепла и электроэнергии) в лучшем случае, покрывает только эксплуатационные расходы ТЭС на ТКО, а доля в общей потребности города в электроэнергии не превышает 5 %. Если не учитывать доходы, получаемые от переработки ТКО, то себестоимость отпускаемой электроэнергии будет намного выше рыночной цены. Надо иметь в виду, что основная и определяющая статья доходов любого предприятия для термического обезвреживания отходов — это плата за их переработку.

Несмотря на этот принятый за рубежом подход, в упомянутом ранее Постановлении определяется возможность использования возобновляемых источников энергии на основе отходов производства и потребления (ТЭС на ТКО) на оптовом рынке электрической энергии и мощности и определен порядок финансирования затрат на строительство этих объектов через плату за мощность по договорам поставки мощности на оптовый рынок электрической энергии и мощности. Именно этот порядок финансирования, как показано в [12], приводит к упомянутым выше необоснованному увеличению мощности предприятий по сжиганию ТКО, дополнительным выбросам NOx, пережогу дополнительного топлива.

Вряд ли подобные предприятия получат дальнейшее распространение. Развитие энергетической утилизации ТКО в Российской Федерации может быть только при условии учета зарубежного опыта и тесного взаимодействия энергетиков, экологов и специалистов в области управления отходами.

Представляется, что наиболее перспективной для России является ТЭС для энергетической утилизации 360 тыс. т ТКО в год, с установленной электрической мощностью 24 МВт (рис. 8). ВТИ, который давно считает установки для сжигания ТКО возобновляемым источником энергии и занимается этой проблемой с 1992 г., совместно с ведущими проектными и машиностроительными организациями, разработал проект этой ТЭС во исполнение реализации Постановления Правительства Москвы [13]. ТЭС разработана, исходя из современных экологических требований европейской Директивы 2000/76/ЕС «О сжигании отходов» [14], Рамочной Директиве 2008/98/ЕС «Об отходах» [2], а также с учетом мировой и отечественной практик использования наилучших доступных технологий в области термической утилизации отходов [11]. Кроме соблюдения современных требований к охране окружающей среды, в комплекс заложен целый ряд других передовых тенденций в области энергетической утилизации ТКО.

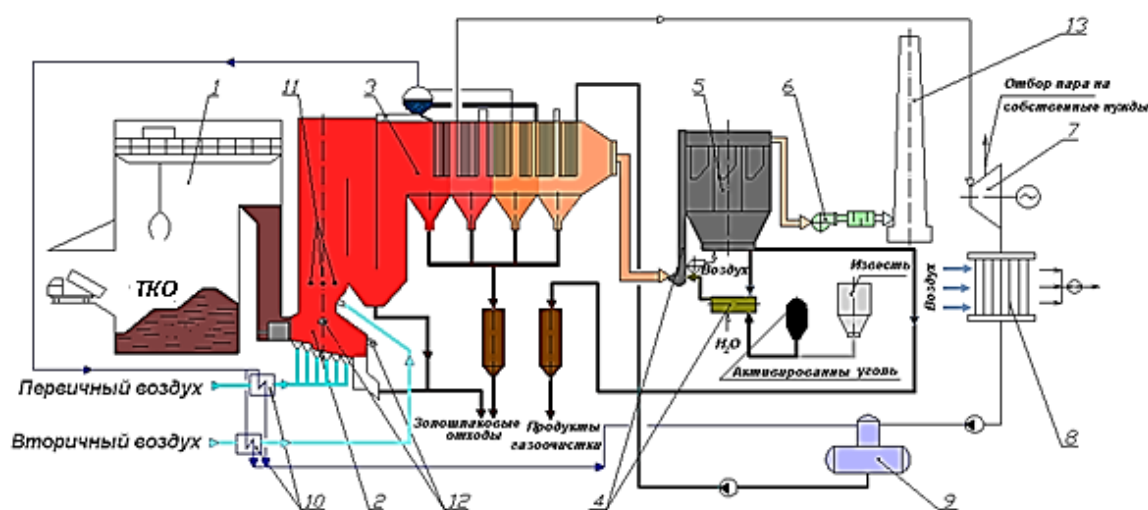


Рис. 8. Принципиальная технологическая схема слоевого колосникового сжигания ТКО с отпуском электроэнергии: 1 — приемный бункер ТКО; 2 — топка; 3 — котел-утилизатор; 4 — реактор со смесителем; 5 — рукавный фильтр; 6 — дымосос; 7 — турбина; 8 — воздушный конденсатор; 9 — деаэратор; 10 — воздухоподогреватели; 11 — ввод карбамида; 12 — газовые горелки; 13 — дымовая труба

В соответствии с Постановлением [13] предполагалось, что по периметру столицы будет построено шесть таких ТЭС, что позволило бы решить проблему с ТКО в Москве уже к 2015 г. Близость потребителей тепла позволяла бы работать ТЭС как в теплофикационном, так и в конденсационном цикле со средней годовой энергоэффективностью на уровне европейских значений.

Экспертные оценки показывают, что только в России востребовано, по крайней мере, 34 таких ТЭС в 22 городах.

Список литературы

1. Рынок производства энергии из отходов. Его состояние и прогноз развития [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://zen.yandex.ru/media/w2e/energiia-iz-othodov-v-mire-5d91f4bee6cb9b00ad469efd>.



2. Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives [Text with EEA relevance] / Official Journal of European Union, November 22, 2008.
3. Waste to Energy: Considerations for Informed Decision-Making [Text]: August 6, 2019. — Режим доступа: <https://www.ctc-n.org/resources/waste-energy-considerations-informed-decision-making>.
4. Spoiler alert: Circular Economy still needs residual waste treatment in 2035 [Text]: June, 2019. — Режим доступа: <https://www.cewep.eu/cewep-capacity-calculations/>.
5. Waste to Energy 2018/2019: Technologies, plants, projects, players and backgrounds of the global thermal waste treatment business [Text] / 11th edition Ecoprog GmbH. — 2018. — 1100 p.
6. <https://www.cewep.eu/waste-to-energy-plants-in-europe-in-2017/>.
7. Энергетическая утилизация ТБО // Энергетический бюллетень [Электронный ресурс]: аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. — Выпуск № 48 — 2017. — С.14–18. — Режим доступа: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/8435.pdf>.
8. **Тугов, А.Н.** Энергетическая утилизация ТКО в России [Текст] / А.Н. Тугов, В.И. Родионов // Твердые бытовые отходы. — 2017. — № 8. — С.6–10.
9. **Тугов, А.Н.** К вопросу об энергетической утилизации твердых коммунальных отходов в России [Текст] / А.Н. Тугов // Энергетик. — 2020. — № 9. — С.15–18.
10. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU: Best Available Techniques (BAT). Reference Document for Waste Incineration [Text] / European Commission, 2019. — 730 p.
11. Integrated Pollution Prevention and Control [Text]: Reference Document on Best Available Techniques for Waste Incineration / European Commission, 2006. — 638 p.
12. **Тугов, А.Н.** К вопросу о строительстве в Московской области заводов по сжиганию ТКО [Текст] / А.Н. Тугов, О.А. Смирнова // Твердые бытовые отходы. — 2018. — № 10. — С.6–12.
13. Постановление Правительства Москвы № 313-ПП от 22 апреля 2008 года «О развитии технической базы городской системы обращения с коммунальными отходами в городе Москве» [Электронный ресурс] / Электронная Москва. — MosOpen.ru. — Режим доступа: http://mosopen.ru/document/313_pp_2008-04-22.
14. Directive 2000/76/EC of the European Parliament and of the Council of 4 December 2000 on incineration of waste [Text] // Official Journal of European Communities, 28.12.2000. — P. 332/91–332/111. — Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2000L0076:20001228:EN:PDF>.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СХЕМЫ КОТЛОВ С ЦИРКУЛИРУЮЩИМ КИПЯЩИМ СЛОЕМ

Е.М. ПУЗЫРЁВ, В.А. ГОЛУБЕВ, М.Е. ПУЗЫРЁВ, И.В. ПЛАТОВ
(ООО «ПроЭнергоМаш-Проект», г. Барнаул, Россия)

В зарубежной энергетике с 1980 г. наибольшее развитие получили котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), экономичные, эффективные по экологии и дающие главный вклад в строительство ТЭЦ. В России применяются схемы с кипящим слоем (КС) первого уровня, топки с высокотемпературным КС на узкой цепной решетке и котлы с форсированным КС (ФКС). Освоение ЦКС в зарубежном варианте не дало прорыва и для ликвидации отставания требуется, помимо интереса энергетиков, создание разработок более высокого уровня, причем здесь не пригодны имеющиеся нормы тепловых и аэродинамических расчетов пылеугольных котлов.

Влияние частиц на вынос и аэродинамику в модели ЦКС изучалось в плоском стенде с прозрачной фронтальной стенкой с замером расхода циркулирующих частиц (ЦЧ) и полей скорости воздуха приборами собственной разработки.

Опыты показали, что без циркуляции частицы выносятся, не влияя на аэродинамику, и замеренные доли χ выноса монофракций частиц 198 и 410 мкм соответствовали теоретическим. При включении циркуляции появляется донный КС и χ многократно снижается, теоретические модели не пригодны в ЦКС даже для оценок.

Далее изучался вынос донного КС с измерением расходов монофракций песка 410 мкм и полиэтиленовой крошки 3600 мкм в ЦКС отдельно и в бинарной смеси. Опыты показали, бинарный ансамбль ЦЧ ведет себя как поток ЦЧ осредненного размера, мелочь задерживается в донном КС, расширяя диапазон работы ЦКС. Это объясняет высокую эффективность улавливания ЦЧ в огромных, диаметром до 10 м циклонах, крупные частицы удерживают более мелкие. В итоге переход к сжиганию дробленого топлива при высокой скорости газов и циркуляции частиц привел к качественному скачку, повышению КПД циклонов до 99 %, возникли топки ЦКС.

Касаясь наладки котла ЦКС блока № 9 Новочеркасской ГРЭС, проблему можно решить не заменой угольных дробилок, а помолом золы донного КС с ее возвратом.

В горячих опытах, также на монофракциях различных углей были определены времена: сушки, воспламенения летучих и кокса и их догорания. Изучены процессы формирования



механического недожога с уносом и выявлены: бимодальный закон формирования уноса, три стадии горения и три стадии формирования уноса, характерных для антрацита, тощего, каменных и бурых углей. Рассчитывалась площадь горячей поверхности и интенсивность истирания, ее непрерывное обновление с формированием мелкого уноса, частицы 65 мкм, особенность горения в КС и ЦКС.

Рассмотрены котлы с топками ФКС. ФКС это специфический ЦКС с внутритопочной циркуляцией частиц за счет форсировки донного КС до 7–12 МВт/м² при внутритопочной сепарации ЦЧ в вихре над наклонным экраном при подаче в него вторичного дутья. По схеме реконструированы все котлы Читинской ТЭЦ-2 с повышением нагрузки на 20 % сверх номинала. Также рассмотрены и более эффективные схемы ФКС. Потоки ЦЧ на наклонных экранах и в других элементах ЦКС предложено описывать в рамках динамики тела переменной массы, задача Мещерского.

Обсуждены предложенные упрощенные конструкции котлов ЦКС без вынесенных циклонов с заменой их встроенными охлаждаемыми циклонами, выполняемыми топочными экранами. Также предлагаются новые возможности повышения эффективности технологии ЦКС, например, с применением испытанного наклонного экрана 12 (рис. 1) в многоцелевом котле 1 с ЦКС. Котел 1 имеет камеру сгорания 2, газоотводящие сопла 3, циклоны квадратного сечения 4 с экранами 15, которые скашивают углы, газоотводящими патрубками 5 и стояками 6 ЦЧ, а также дозаторы 8 ЦЧ, и эти элементы образуют контур управляемой циркуляции частиц через донный КС 9.

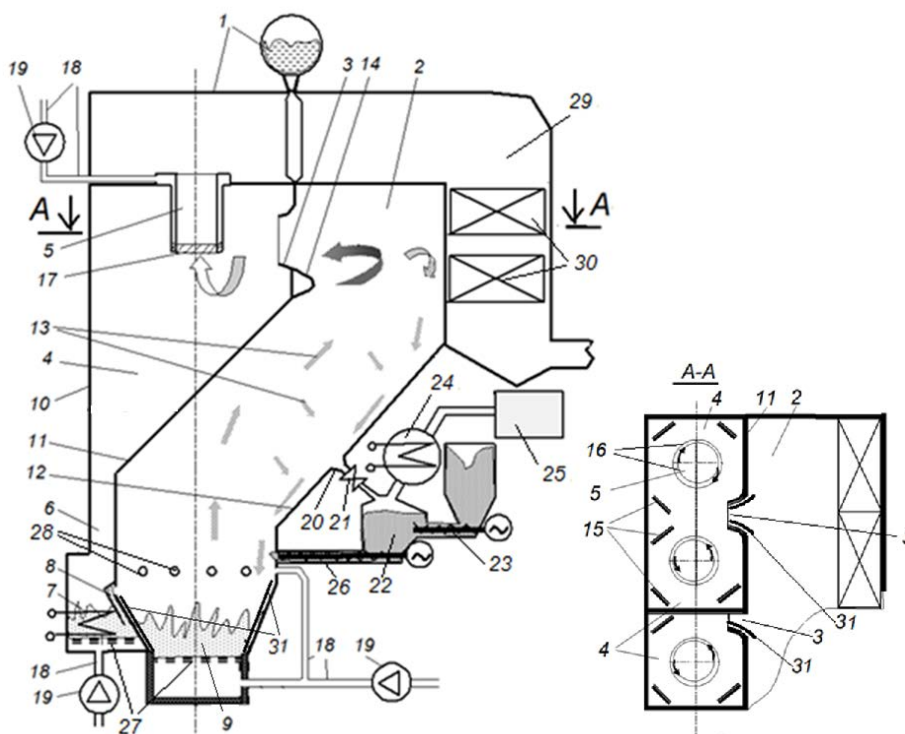


Рис. 1. Схема многоцелевого котла ЦКС

Наклон топки и аэродинамический выступ 14 вызывают сепарацию, удержание и циркуляцию ЦЧ в камере сгорания 2, по стрелкам 13. Поток раскаленных ЦЧ может управляемо отбираться через сливные отверстия 20 для термоконтактной обработки топлива в камере 22 с удалением влаги из загружаемого питателем 23 топлива или его пиролиза. Летучие и смолы используются в блоке 25 для получения жидкого топлива, а пары влаги топлива конденсируются в теплофикационном подогревателе 24, повышая КПД котла. Котел является многоцелевым. Он может перерабатывать горючие отходы с высокой влажностью и работать экономично с подачей в камеру сгорания 2 сухого топлива. В другом варианте он может перерабатывать высокосольные углесодержащие отвалы на жидкое и газообразное топлива с производством тепловой энергии и выжженной золы как стройматериала.



О СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА И УГЛЯ В ПГУ

Н.В. УСИКОВ, Е.М. ДЬЯКОНОВ (ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, г. Новочеркасск, Ростовская обл.),
В.В. МИХАЙЛОВ (ОАО «ТКЗ Красный котельщик», г. Таганрог, Ростовская обл.)

В данной статье рассмотрены различные варианты совместного использования парогазовых и паросиловых технологий. Дана оценка их возможной области применения, проведен сравнительный анализ их эффективности.

«Вся история теплоэнергетики отмечена своеобразным соревнованием между паровыми и газовыми циклами. Однако, наряду с противопоставлением газообразных и парообразных агентов в качестве рабочих тел для энергетических установок, можно заметить и другую тенденцию — стремление максимально использовать положительные качества как тех, так и других рабочих тел путем их совместного применения в едином энергетическом комплексе» [1].

Историю развития парогазовых технологий в энергетике можно разделить на два основных этапа:

1) период внедрения на ТЭС парогазовых установок монарного типа (контактные ПГУ) и частично бинарных ПГУ;

2) появление более совершенных с термодинамической точки зрения (КПД по первому закону термодинамики) парогазовых установок утилизационного типа.

Одно из важнейших требований, предъявлявшихся к ПГУ указанного типа, заключалось в надстройке парового цикла газотурбинной частью с целью снижения капитальных затрат. В итоге идея совмещения циклов Ренкина и Брайтона путем использования уходящих газов ГТУ в качестве окислителя процесса горения в топочной камере парового котла без изменения существующей тепловой схемы паросиловой установки (ПСУ) привела к созданию парогазовых установок с низконапорным парогенератором (ПГУ с НПГ). Особенностью работы ПГУ с НПГ является больший расход топлива в паровой котел по сравнению с расходом топлива в камеру сгорания ГТУ. Поэтому, мощность парового цикла ПГУ с НПГ в среднем в три раза превышает мощность газового цикла, что обуславливает невысокие значения повышения КПД ПГУ. Экономичность «сбросных» ПГУ находится в пределах $\eta_{\text{ПГУ с НПГ}} = 43\text{--}48\%$.

Использование ПГУ с низконапорным парогенератором оправдывается возможностью использования практически любого вида топлива, начиная от твердого (каменный уголь,

бурый уголь) и заканчивая газообразным или жидким. По аналогии со схемой ПГУ с «вытеснением» регенерации для подогрева питательной воды могут использоваться отборный пар паровой турбины или уходящие газы ГТУ, а также реализоваться промежуточный перегрев частично отработавшего в турбине водяного пара. Следует отметить, что такие схемы могут потребуют в паровом котле топливо меньшей стоимости, чем ГТУ, и, соответственно, меньшей стоимостью отпускаемой электро- и теплоэнергии.

Для повышения эффективности использования ископаемого топлива непрерывно совершенствуются и ГТУ, и ПТУ и технологические схемы ПГУ [2–24].

Совершенствование ГТУ идет в основном по пути повышения температуры газов после камеры сгорания применением все более и более жаростойких материалов.

Технологические схемы ПГУ очень многообразны и им трудно дать достаточную классификацию, что может быть объяснено относительно небольшим сроком их практического развития.

В настоящее время в энергетике при реконструкции пылеугольной паротурбинной ТЭЦ в парогазовую посредством газотурбинной надстройки считаются перспективными ПГУ следующих основных типов [7]:

- со сбросом газов в топку низконапорного парогенератора (ПГУ с НПГ);
- с газоводяным подогревателем (ПГУ с ГВП).

Наша страна располагает громадными запасами угля — около 20 % его мировых запасов. Использование угля соединением в энергоблоке газотурбинных и паротурбинных установок, работающих по высоко- и низкотемпературным циклам, позволяет при модернизации ПТУ существенно повысить эффективность использования топлива. Одним из путей решения этой задачи может быть применение модернизации пылеугольных паротурбинных ТЭЦ (ПТ-ТЭЦ) посредством перевода в парогазовые ТЭЦ (ПГ-ТЭЦ) с использованием газотурбинной надстройки (ГТН) [7].

Новые технологии включают системы сероочистки и азотоочистки дымовых газов, системы термической и плазмотермической подготовки и газификации угля, парогазовые схемы, энергохимические комплексы, системы утилизации теплоты уходящих газов, газотурбинные и (или) паротурбинные надстройки. При этом энерготехнологические угольные энергоблоки могут вырабатывать и отпускать потребителям два и более вида продукции (электрическую и тепловую энергию, синтетические жидкие и газообразные топлива, полукокс, товарную серу, продукцию для сельского хозяйства в виде аммонийных удобрений, продукцию для стройиндустрии, дорожного строительства и некоторые другие). К технологиям использования твердого топлива предъявляются следующие основные требования: высокая эффективность термодинамических циклов; возможность использования продуктов комплексной переработки топлива; приемлемая капиталоемкость и быстрая окупаемость [7].



Очевидно, что в современных условиях, невозможен резкий переход на использование в энергетике угольных парогазовых технологий, разрабатываемых за рубежом. Целесообразен планомерный переход от классического паросилового к угольному парогазовому циклу, осуществляемый в два этапа:

- надстройкой паротурбинного угольного блока газовой турбиной на природном газе по параллельной схеме;
- перевод ГТУ на генераторный газ и преобразование паротурбинного угольного блока в ПГУ с внутрицикловой газификацией.

Выполнение первого этапа приведет к повышению КПД нетто не менее, чем до 45...48 %. Второй этап находится в стадии демонстрационных работ и за рубежом. Отработка конструкций газификаторов, повышение температуры газа перед ГТУ позволят получить КПД до 50 % на твердом топливе [9]. Предлагаемый в [9] подход к созданию ПГУ позволяет существенно сократить объем инвестиций на реализацию проекта ПГУ, получить компактный агрегат, который может быть установлен на существующих ТЭС с использованием имеющегося котельного и турбинного оборудования¹. При этом решаются следующие задачи:

- снижение удельного расхода топлива на выработку электроэнергии на 10...15 %;
- снижение инвестиционных затрат на создание новых ТЭС на основе угольных ПГУ;
- создание компактной и динамичной генерирующей установки на твердом топливе, которую можно использовать как при реконструкции действующих ТЭС, так и при создании новых;
- возможность реализации данного проекта в короткие сроки.

Парогазовые установки с внешним сжиганием были предложены А. М. Капланом (ЦКТИ) в 1947 г. Воздух, сжатый в компрессоре, поступает в высокотемпературный воздухоподогреватель (ВВП) котла, нагревается в нем и направляется в газовую турбину. После расширения воздух имеет еще достаточно высокую температуру, поэтому, в качестве топлива котла может быть использовано любое топливо: газообразное, жидкое, твердое. Если топливом является природный газ низкого давления, то при внешнем сжигании не требуется установка дожимного компрессора.

В России исследованиями циклов с внешним сжиганием занимаются сотрудники НГТУ (г. Новосибирск), ВТИ, ЦКТИ, МЭИ, СЭИ и др. Подобные установки работают на пылеугольных электростанциях во Франции, Шотландии, Германии, а также опытно-промышленная установка мощностью 12 МВт на Каширской ГРЭС (на буром угле) [4, 6–8, 10, 12]. В рамках этой программы рассматриваются некоторые новые схемы теплофикационных ГТУ.

¹ Предлагаемый в [9] подход имеет следующие недостатки: при его реализации на действующей ТЭС неизбежно возникают проблемы с компоновкой газовой турбины и котла-утилизатора, снижение инвестиционных затрат весьма сомнительно, как и реализация в короткие сроки.

В ГТУ камера сгорания замещается «воздушным» котлом, где происходит нагревание сжатого в компрессоре воздуха до температур 800–1000 °С, необходимых для работы газовой турбины. При использовании развитых систем охлаждения, жаропрочных и жаростойких материалов температура воздуха перед турбиной может быть повышена до 1260...1400 °С, в результате сжигания топлива в дополнительной камере сгорания.

Горячий воздух расширяется в газовой турбине до давления ниже атмосферного и после охлаждения в специальных воздушных теплообменниках сжимается в повышающем компрессоре (эксаустере¹) до атмосферного давления. Далее, часть воздуха подается на первый воздушный теплообменник ТВП1, где нагревается до необходимых по характеристике сжигания топлив температур. Нагретый в ТВП1 воздух сбрасывается в топку котла, где происходит сжигание твердого топлива. Остальная часть воздуха сбрасывается в конвективную шахту котла, где полученное в ТВП1 тепло передается сетевой воде. Охлаждение сработавшего в газовой турбине воздуха происходит в два этапа: сначала воздух из турбины охлаждается в ТВП1 воздухом, выходящим из эксгаустера, затем происходит охлаждение в ТВП2 за счет воздуха, забираемого из атмосферы. Сжигание угля и очистка дымовых газов производится при давлении, близком к атмосферному, как в обычных энергетических паровых котлоагрегатах. В «воздушном» котле также устанавливаются поверхность подогрева сетевой воды [6, 12].

Перспективной и заслуживающей исследования является технология, разработанная в Институте систем энергетики Сибирского отделения Российской академии наук под руководством А. М. Клер, основанная на использовании в качестве рабочего тела газотурбинного цикла воздуха, нагреваемого в регенеративных керамических теплообменниках периодического действия продуктами сгорания угольной пыли. При этом рабочее тело может быть нагрето до существенно более высоких температур, чем при сжигании угля в кипящем слое под давлением. Причем, лишь малая часть золы, содержащейся в продуктах сгорания угля, оседает в керамическом теплообменнике и попадает затем в нагреваемый воздух. Это позволяет обеспечить высокую температуру воздуха перед турбиной (1200–1300 °С) при приемлемом уровне концентрации золы на входе в газовую турбину. Указанные керамические теплообменники циклического действия достаточно хорошо отработаны на опытных моделях МГД-генераторов замкнутого цикла, где показаны их работоспособность и надежность [13, 17].

В [22] на основании 35-летнего опыта эксплуатации приведены данные о работе ГТУ замкнутого цикла электрической мощностью $N_{эл}^{max} = 6,6$ МВт и тепловой $Q_{тепл}^{max} = 16$ МВт, работающей на угольной пыли. Специалистами Технического университета Фрайбергской горной академии (г. Фрайберг, Германия) и Дрезденского технического университета спроектирована и в 2000 г. в г. Зибенлээнэ введена в эксплуатацию когенерационная ТЭС

¹ Эксгаустер — вентилятор для удаления пыли, паров, газов и т. п. В котельной технике является синонимом мельничного вентилятора (запыленный поток).



на генераторном газе, получаемом из древесины. Воздух перед воздушной турбиной подогревается до $800\text{ }^{\circ}\text{C}$ [23]. По данным [24], разрабатывается комбинированный цикл с внешним сжиганием, то есть в газовую турбину подается только горячий воздух от котла на твердом топливе со следующими показателями: $N_{\text{ГТ}}^{\text{эл}} = 18\text{ МВт}$, $N_{\text{ПТ}}^{\text{эл}} = 44\text{ МВт}$, $t_{\text{к(возд)}}'' = 360\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{ГТ(возд)}}' = 888\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{ГТ(возд)}}'' = 375\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{пе}}'' = 360\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{ух}}'' = 127\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В атомной энергетике для использования тепла охлаждающего гелия применяется подогрев циклового воздуха ГТУ в воздушно-гелиевом подогревателе. Много внимания уделяется разработке тепловых схем энергоблоков с газификаторами различных типов [1, 9, 11–15, 18–21]. Однако к настоящему времени существенных результатов на этом направлении пока не достигнуто.

В работе [25] рассматривается парогазовый цикл с внешним сжиганием топлива и впрыском пара. Для сравнительных расчетов приняты следующие исходные данные:

Массовый расход воздуха	$\dot{m}_{\text{возд}} = 30\text{ кг/с}$
Отношения давлений в компрессоре	$\pi_{\text{к}} = 10$
Изэнтропическая эффективность компрессора	$\eta_{\text{к}} = 0,82$
Температура окружающей среды	$t_0 = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$
Давление окружающей среды	$p_0 = 1,013\text{ бар}$
Показатель адиабаты, воздух	$k = 1,4$
Температура на выходе из турбины	$t_{\text{ГТ}}'' = 800\text{ }^{\circ}\text{C}$
Изэнтропическая эффективность турбины	$\eta_{\text{т}} = 0,88$
Падение давления в камере сгорания (смешения)	$\Delta p = 2\text{ \%}$
Механическая эффективность	$\eta_{\text{мех}} = 99\text{ \%}$
Эффективность генератора	$\eta_{\text{ген}} = 98\text{ \%}$
Показатель адиабаты, уходящие газы	$k = 1,33$

Увеличение выходной мощности газовой турбины может быть достигнуто впрыском пара (*STIG* — цикл), вырабатываемого котлом, в камеру смешения, расположенную перед ВВП. Параметры перегретого пара: $p_0 = 12\text{ бар}$, $t_{\text{пе}}'' = 320\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура питательной воды $t_{\text{пв}} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$. Условия работы компрессора будут считать не зависящими от условий работы турбины.

Фактически сравнивались показатели работы для трех вариантов: вариант 1 — обычная газовая турбина со сжиганием метана ($Q_{\text{н}}^{\text{r}} = 50000\text{ кДж/кг}$, $\rho_0 = 0,717\text{ кг/м}^3$) в камере сгорания; вариант 2 — *STIG* — цикл со впрыском пара в количестве 5 % от расхода воздуха; вариант 3 — подогрев воздуха в ВВП со впрыском пара перед ВВП в количестве 0, 2,5; 5 и 7,5 % от расхода воздуха. Основные результаты расчетов сведены в табл. 1 [26].

Данные по вариантам 1 и 2 взяты из [25]. Большая мощность, развиваемая газотурбинной установкой, работающей на горячем воздухе, в сравнении со стандартной схемой по-

дачи топлива в камеру сгорания, может быть объяснена большим теплоперепадом, срабатываемым в турбине из-за более высокого значения показателя адиабаты для воздуха.

Следует отметить, что высокая термодинамическая эффективность впрыска пара в принципе еще не гарантирует столь же высоких экономических показателей работы ПГУ в целом.

Таблица 1

Параметр	Способ определения	Варианты					
		1	2 (STIG)	3а	3б	3в	3г
Расход пара, $\Delta \dot{m}_{пар}$, кг/с	задано	0	1,5	0	0,75	1,5	2,25
Температура за компрессором, T_2 , К	$T_1 \left(1 + \frac{\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_K} \right)$	615	615	615	615	615	615
Температура перед турбиной, T_3 , К	задано	1073	1073	1073	1073	1073	1073
Показатель адиабаты, $k_{см}$	[5]	1,330	1,330	1,400	1,398	1,397	1,396
Температура за турбиной, T_3 , К	$T_4 \left\{ 1 - \left[1 - \frac{1}{\left(\frac{p_3}{p_4} \right)^{\frac{k_{см}-1}{k_{см}}}} \right] \eta_T \right\}$	665	665	620	621	622	623
Энтальпия, h_1 , кДж/кг	по таблицам	15	15	15	15	15	15
h_2	-/-	349,6	349,6	349,6	349,6	349,6	349,6
h_3	-/-	870,7	872,7	856,0	857,0	858,0	859,0
h_4	-/-	408,4	409,0	354,5	355,7	356,8	357,8
пар, $h_{(3)}$	-/-	-	4155	-	4155	4155	4155
пар, $h_{(4)}$	-/-	-	3261	-	2895	2903	2912
Мощность, потребляемая ком- прессором, N_K , кВт	$\dot{m}_{возд} (h_2 - h_1)$	10038	10038	10038	10038	10038	10038
Мощность, развиваемая газовой турбиной, N_T , кВт	$(\Delta \dot{m}_{пл} + \dot{m}_{возд})(h_3 - h_4) + \dot{m}_{пар}(h_{(3)} - h_{(4)})$	14045	15430	15045	15984	16914	17833
Мощность газотурбинной уста- новки, $N_{ГТ}$, кВт	$\eta_{ген} (N_T \eta_{мех} - N_K)$	3789	5133	4759	5670	6573	7464



Параметр	Способ определения	Варианты					
		1	2 (STIG)	3а	3б	3в	3г
Тепло, расходуемое на нагрев паровоздушной смеси в ВВП, $\dot{Q}$, кВт	$\dot{m}_{\text{возд}}(h_2 - h_3) + \dot{m}_{\text{нар}}(h_{800^\circ\text{C}} - h_{320^\circ\text{C}})$	-	-	15192	16167	17140	18079
Эффективность газотурбинной установки, $\eta_{\text{ГТ}}$, %	$\frac{N_{\text{ГТ}}}{\dot{Q}}$	23,6	29,1	31,3	35,1	38,3	41,3

Полученные результаты свидетельствуют о том, что парогазовые установки с внешним сжиганием и впрыском пара могут найти применение при сооружении или модернизации небольших ТЭЦ или котельных.

Высокая температура горячего воздуха перед воздушной турбиной даже небольшой мощности вызывает определенные сложности с тепловой изоляцией воздухопроводов.

Однако достигаемые высокие значения КПД циклов, аналогичных описанным, заставляет искать возможности их применения на электростанциях (КЭС, ТЭЦ).

Практически известные схемы ПГУ с твердым топливом не рассматриваются при сжигании в паровом (или воздушном) котле таких топлив, как антрацитовый штыб (АШ), экибастузский уголь и им подобных. Эти угли отличаются высокой абразивностью, низким выходом летучих, требуют для экономичного сжигания высокотемпературного подогрева воздуха (АШ).

С учетом сказанного предлагается схема ПГУ, позволяющая сжигать в паровом (в общем случае — паровоздушном котле с отпуском горячей воды), любые твердые топлива (рис. 1).

Схема работает следующим образом: воздух проходит через компрессор К, нагревается, а затем поступает в высокотемпературный воздухоподогреватель ВП. После ВП горячий воздух подается в камеру сгорания КС вместе с топливом и кислородом. Подача кислорода необходима для того, чтобы в топку парового котла поступал воздух из газовой турбины с необходимым по условию горения угля концентрацией кислорода.

Эффективность предлагаемой схемы ПГУ можно определить по выражению (первый закон термодинамики):

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}} + Q_{\text{Г.В.}}}{Q_{\text{H}}^i B_{\text{ГТУ}}^i + Q_{\text{H}}^j B_{\text{ПГУ}}^j}.$$

где: $N_{\text{ГТУ}}$ и $N_{\text{ПТУ}}$ — выработка электроэнергии газовой и паровой турбинами;

$Q_{\text{Г.В.}}$ — выработка тепловой энергии котлом;

Q_{H}^i — теплотворная способность топлива ГТУ;

$B_{\text{ГТУ}}^i$ — расход топлива на ГТУ;

Q_{H}^j — теплотворная способность топлива на котел;

$B_{\text{ГТУ}}^j$ — расход топлива на котел.

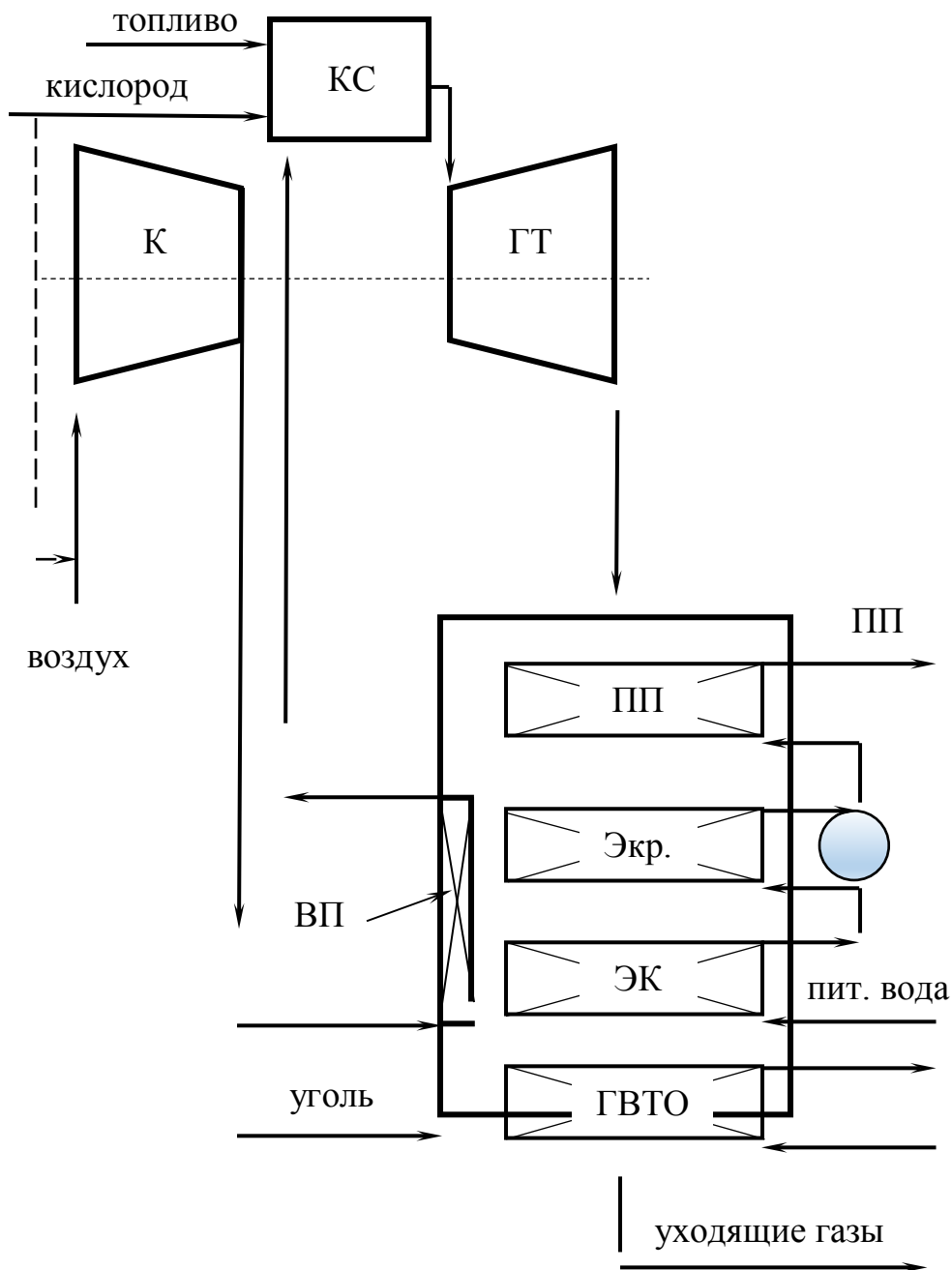


Рис. 1. Схема ПГУ, позволяющая сжигать в паровом (в общем случае — паровоздушном котле с отпуском горячей воды), любые твердые топлива: К — компрессор; ВП — высокотемпературный воздухоподогреватель; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; ГВТО — газовойодяной теплообменник; ЭК — экономайзер; Экр. — экраны топочной камеры; ПП — пароперегреватель

Список литературы

1. **Зысин, В.А.** Комбинированные парогазовые установки и циклы [Текст] / В.А. Зысин. — М.: ГЭИ, 1962. — 186 с.
2. **Манушин, Э.А.** Комбинированные энергетические установки с паровыми и газовыми турбинами [Текст]. Т. 4. Итоги науки и техн. ВИНТИ / Э.А. Манушин // Сер.: Турбостроение, 1990. — 184 с.
3. **Funk, M.** Industrielle Energieversorgung als betriebswirtschaftliches Planungsproblem / Markus Funk. — Heidelberg: Physica-Verl., 1990 (Physica-Schriften zur Betriebswirtschaft; Bd. 32). 397 p. DOI: 10.1007/978-3-642-99759-4.



4. **Зыков, В.В.** Оптимизация параметров и схем пылеугольных газотурбинных мини-ТЭЦ с технологией внешнего сжигания [Текст]: автореф. дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. НГТУ / В.В. Зыков. — Новосибирск, 1999. — 22 с.
5. Advanced gas turbine cycles. J. H. Horlock F.R.Eng., F.R.S. Whittle Laboratory Cambridge, U.K. 2003. An imprint of Elsevier Science. 240 p.
6. **Калошин, А.П.** Схемно-параметрические исследования эксгаустерных пылеугольных газотурбинных ТЭЦ с внешним сжиганием [Текст]: дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. / А.П. Калошин. — Новосибирск, 2006. — 121 с.
7. **Щинников, П.А.** Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования [Текст]: монография / П.А. Щинников. — Новосибирск: НГТУ, 2007. — 284 с.
8. ПГУ с преимущественным использованием твердого топлива [Текст] / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, И.В. Бородихин [и др.] // Проблемы энергетики. — 2007. — № 3–4. — С. 13–22.
9. **Богатова, Т.Ф.** Твердотопливные ПГУ с частичной газификацией. Вопросы современной науки и практики [Текст] / Т.Ф. Богатова, В.А. Бусоргин, А.Ф. Рыжков // Университет им. В.И. Вернадского. — 2007. — № 2 (8). — С. 174–180.
10. **Михайлов, В.Е.** Сбросные ПГУ с угольными паротурбинными блоками большой мощности: термодинамический аспект [Текст] / В.Е. Михайлов, М.А. Верткин, П.А. Кругликов [и др.] // Энергетик. — 2014. — № 1. — С. 11–14.
11. **Трухний, А.Д.** Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов [Текст] / А.Д. Трухний. — М.: МЭИ, 2013. — 648 с.
12. Комплексные исследования энергоблоков электростанций и электростанций [Текст]: монография / под общ. ред. П.А. Щинникова. — Новосибирск: НГТУ, 2020. — 500 с.
13. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов [Текст] / под ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. — Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. — 298 с.
14. **Рыжков, А.Ф.** Парогазовые технологии на твердом топливе: учебное пособие [Текст] / А.Ф. Рыжков, Т.Ф. Богатова, Е.И. Левин. — Екатеринбург: УрФУ, 2018. — 160 с.
15. **Ноздренко, Г.В.** Комплексный энергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями [Текст]: монография / Г.В. Ноздренко, П.А. Щинников. — Новосибирск: НГТУ, 2009. — 190 с.
16. **Боруш, О.В.** Эффективность двухтопливных парогазовых установок в условиях регионального топливно-энергетического баланса [Текст]: дисс. на соиск. уч. степени докт. техн. наук. / О.В. Боруш. — Новосибирск, 2019. — 240 с.
17. **Хусаинов, К.Р.** Повышение эффективности работы парогазовой ТЭС за счет промежуточного перегрева водяного пара [Текст]: дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. / К.Р. Хусаинов. — Иваново, 2017. — 151 с.
18. **Клер, А.М.** Оптимизационные исследования парогазовой установки с газификацией угля и высокотемпературным подогревом дутьевого воздуха [Текст] / А.М. Клер, А.Ю. Маринченко, Ю.М. Потанин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2019. — Т. 330. — № 3. — С. 7–17.
19. Cogeneration, Technologies, Optimisation and Implementation. Edited by Christos A. Frangopoulos. The Institution of Engineering and Technology. 2017. First published 2017. Printed in the UK by CPI Group (UK) Ltd, Croydon. 361 p.
20. Combined-Cycle Gas Steam Turbine Power Plants. Rolf Kehlhofer, Bert Rukes, Frank Hannemann, Franz Stirnimann. Copyright 2009 by PennWell Corporation 1421 South Sheridan Road Tulsa, Oklahoma 74112-6600 USA. 458 p.
21. **Meherwan, P.** Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants / P. Meherwan, P. E. Boyce // New York, Asm press. — 2002. — 565 p.
22. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов [Текст] / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.С. Земцов [и др.]; под ред. С.В. Цанева. — М.: МЭИ, 2011. — 428 с.
23. **Bammert, K.** 25-летний опыт эксплуатации комбинированной ГТУ замкнутого цикла на угле в Кобурге / K. Bammert // Journal of Engineering for power. 1983. — № 4. P. 806–815.
24. **Франке, В.** Разработка когенерационной ТЭС, работающей на генераторном газе древесины и торфа [Текст]: тр. Третьей Российской национальной конференции по теплообмену. Т. 1. Пленарные и общие проблемные доклады / В. Франке, А. Беммани, В. Бергманис, Д.П. Турлайс. — М.: МЭИ, 2002. — С. 166–167.
25. **Баумбах, Г.** Проектирование и эксплуатация ТЭС на твердом топливе — эффективность и технология охраны окружающей среды [Текст]: матер. Междунар. науч.-практ. конф. «Экология энергетики-2000» / Г. Баумбах, Х. Шплитхофф, К. Хайн. — М.: МЭИ, 2000. — С. 266–273.
26. **Erlich, C.** Steam injected gas turbine, Calculation Exercise / Catharina Erlich.
27. **Усиков, Н.В.** Парогазовая установка с внешним сжиганием и впрыском пара. Повышение эффективности производства электроэнергии [Текст]: матер. VI Междунар. науч.-техн. конф., г. Новочеркасск, 22–23 ноября 2007 г. в Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). — Новочеркасск: Оникс, 2007. — С. 116–121.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗИФИКАЦИИ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА В ПОТОКЕ ОКИСЛИТЕЛЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ НА ОПЫТНОЙ УСТАНОВКЕ ОАО «НПО ЦКТИ»

Н.С. ШЕСТАКОВ, Е.О. ТАСС, А.Э. ЛЕЙКАМ, Д.С. КАБЛУЧКОВ
(ОАО «НПО ЦКТИ», г. Санкт-Петербург, Россия),

Газогенераторы, использующие технологии газификации пылевидного топлива в потоке окислителя являются наиболее перспективными для создания мощных энергетических комбинированных установок с внутрицикловой газификацией (КУВГ) и уже сейчас создают высокую конкуренцию прямому сжиганию топлива по стоимости установленного киловатта электроэнергии. Кроме того, данная технология позволяет получать гораздо более высокие экологические показатели, что становится все более весомым фактором в выборе технологии получения электроэнергии и тепла.

На сегодняшний день мощность единичного блока с КУВГ достигает 250 МВт.

Техническая характеристика

Опытный модуль газификации твердого топлива расположен в одном из отсеков стенда камер сгорания ОАО «НПО ЦКТИ». Помещение стенда оборудовано общими системами электроснабжения, водоснабжения, канализации, природного газа, приточно-вытяжной вентиляции, пожаротушения, выхлопа продуктов сгорания.

Для моделирования технологического цикла энергетической установки с внутрицикловой газификацией принято решение дожигать полученный в результате процесса газификации угольной пыли горючий газ (синтез-газ) в одной из камер сгорания стенда. В связи с чем, была проведена модернизация камеры сгорания и ее горелки.

Основные эксплуатационные показатели газификатора и вспомогательного оборудования

Параметр	Размерность	Значение
Рабочее давление	МПа (кгс/см)	0,1(1,0) ÷ 1,6 (16)
Расход угольной пыли	кг/ч	5÷25
Расход кислорода	нм ³ /ч	2,6÷13
Расход воздуха	нм ³ /ч	105÷170
Расход пара	кг/ч	0,1÷20
Расход природного газа	нм ³ /ч	6,0

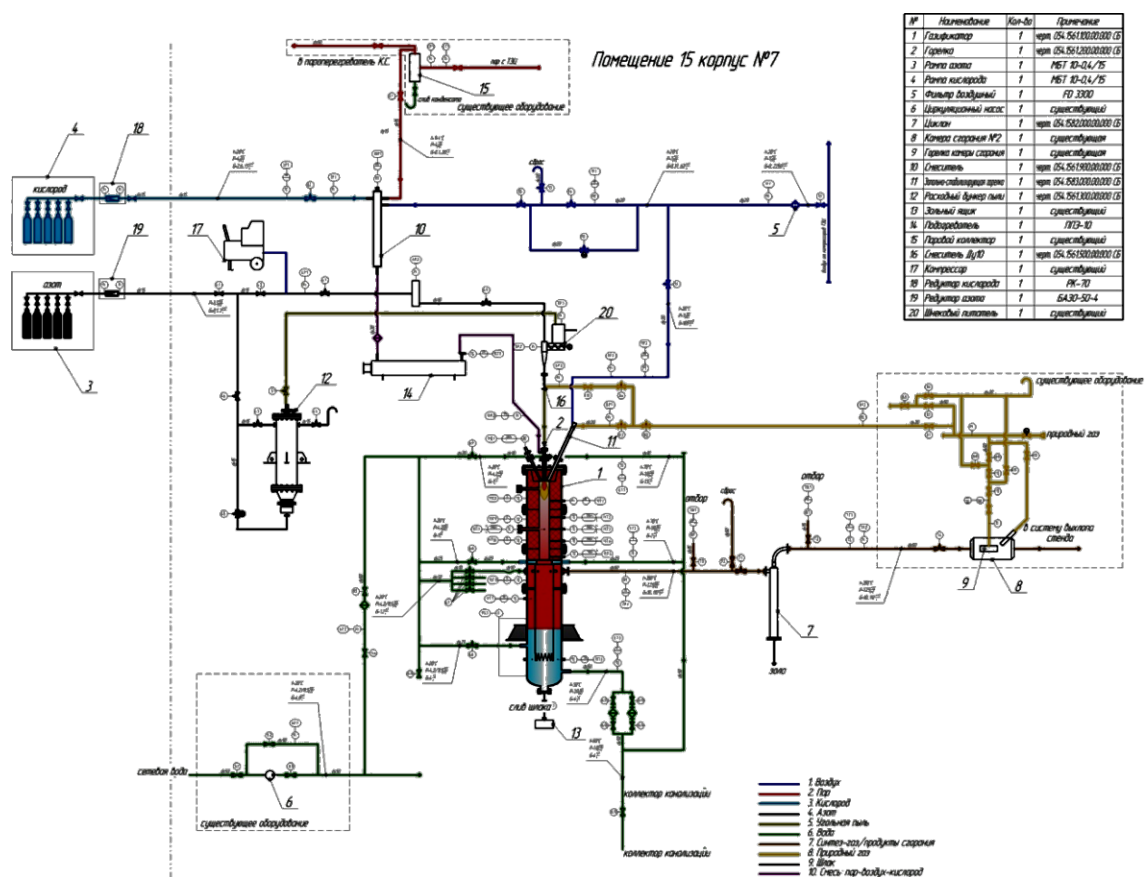


Расход воды	м ³ /ч	4÷10
Расход азота	нм ³ /ч	0,5÷2,5
Выход синтез-газа	нм ³ /ч	10÷112
Теплота сгорания влажного синтез-газа	ккал/м ³	800÷2000
Температура синтез-газа на выходе из газификатора	°C	45÷280
Мощность газификатора	кВт	30÷160

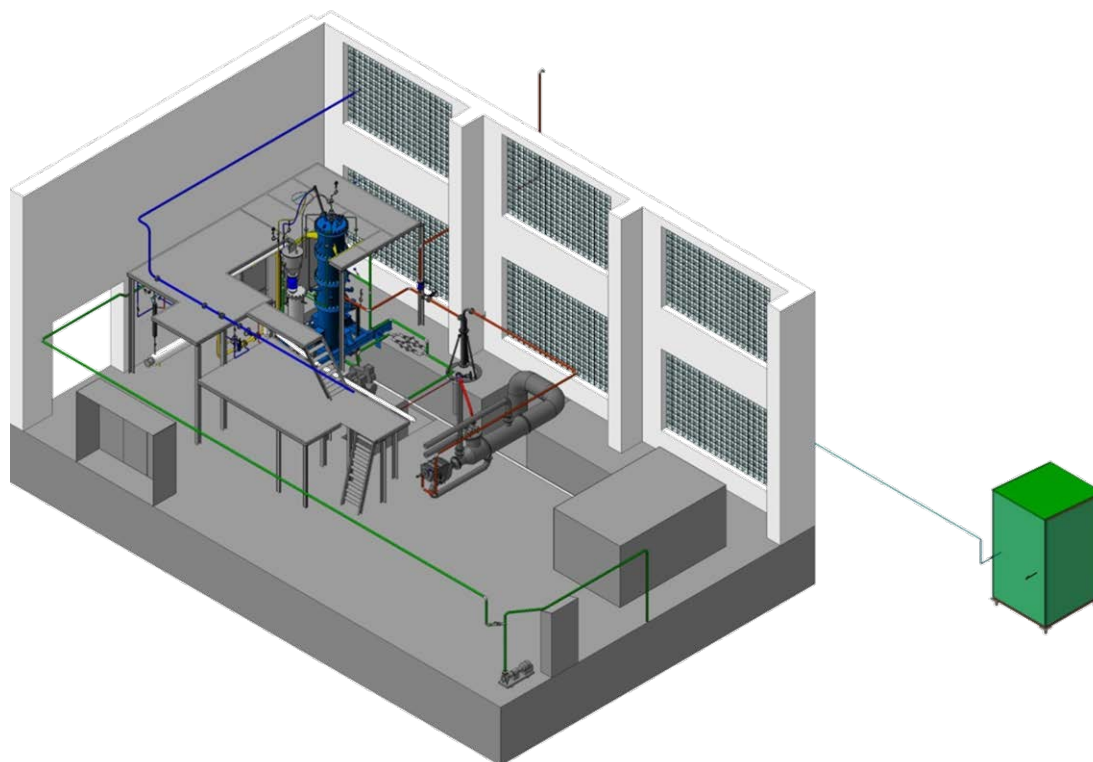
Основные системы и оборудование

- Газификатор
- Система топливоподачи
- Система подачи кислорода
- Система подачи воздуха
- Система подачи пара
- Система подачи азота
- Система подачи дутья
- Система водоснабжения
- Система подачи природного газа
- Система золоудаления
- Система очистки и отвода генераторного газа
- Система растопки и горения

Принципиальная схема установки



Компоновка модуля газификации на стенде камер сгорания ОАО «НПО ЦКТИ»



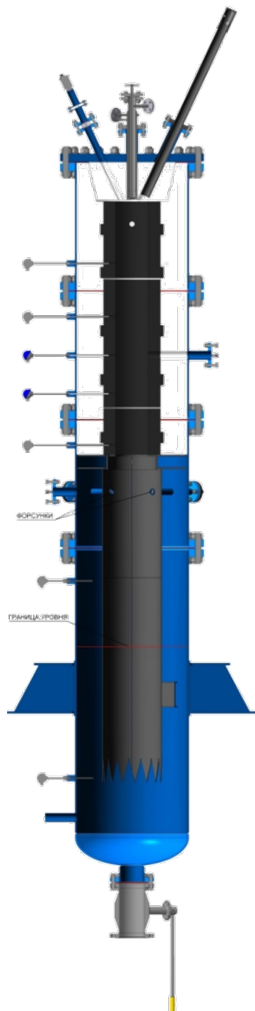
Газификатор

Газификатор представляет собой реакционную камеру диаметром 210 мм высотой 1600 мм, выполненную из комбинированной огнеупорной изоляции внутри сосуда под давлением диаметром 710 мм и высотой 5600 мм. Сосуд состоит из четырех секций и плоской крышки, реакционная камера с горелкой размещены в верхней части сосуда, в нижней части размещена система охлаждения синтез-газа. Реакционная камера оборудована датчиками давления и температуры изоляции и потока. На крышке установлено три патрубка для основной горелки, запально-стабилизирующего модуля и датчика контроля факела. На расстоянии 150 мм от верха реакционной камеры расположена гляделка. Охлаждение синтез-газа и шлака, образующихся в процессе газификации, происходит в двухступенчатой системе охлаждения. Реакционная камера опирается на водоохлаждаемое кольцо, к которому подвешена погружная труба диаметром 370 мм и высотой 1980 мм. На расстоянии 145 мм от кольца в погружной трубе расположено четыре водяные форсунки. Под погружной трубой расположена шлаковая ванна. Синтез-газ и шлак, проходя через водоохлаждаемое кольцо, поступают в погружную трубу, где охлаждаются струями воды. Очистка синтез-газа и окончательное его охлаждение происходит в шлаковой ванне. Гранулированный шлак оседает на дне ванны, а синтез-газ барбатирует через слой воды в пространство между погружной трубой и наружным корпусом газификатора. Данная конструкция также позволяет организовать одноступенчатое охлаждение синтез-газа при снижении уровня воды в шлаковой ванне ниже среза погружной трубы.



Объем шлаковой ванны рассчитан на непрерывную работу газификатора в течение 24 часов при максимальном расходе топлива.

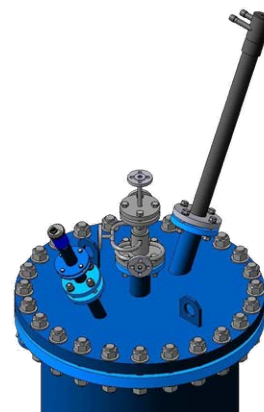
В крышке газификатора размещены основная горелка, запально стабилизирующий модуль (ЗСМ) и датчик контроля пламени.



Газификатор

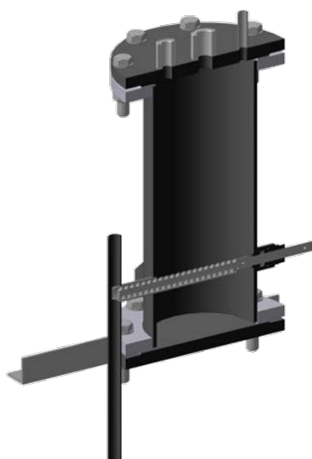


Внутренняя огнеупорная изоляция после серии опытов



Крышка газификатора с установленными
горелкой, ЗСМ и датчиком пламени

Система топливоподачи



Первоначально на установке была реализована система топливоподачи ожиженной пыли транспортирующим агентом (азотом) под давлением. Данная система хорошо зарекомендовала себя на мощных энергетических установках (Siemens, Shell). Транспортирующего агента для ее работы требуется менее 5 % от объема пыли, в качестве агента могут быть использованы различные технические газы, такие как азот, CO_2 и очищенный синтез-газ.

Опытная эксплуатация выявила ряд недостатков данной системы связанных, в первую очередь, с малой мощностью установки. Данная система не позволяет подавать топливную пыль с расходом менее чем 50 кг/ч, также при минимальных расходах в системе появляются пульсации давлений в ожиженном слое, приводящие к колебаниям расхода.

По результатам опытной эксплуатации было принято решение об использовании газоплотного шнекового питателя при расходах топлива до 25 кг/ч. Разработанный шнек имеет расходный бункер рассчитанный на рабочее давление до 1,0 МПа. Приводом питателю служит червячный мотор-редуктор NRMV40 с частотным преобразователем.



Первоначальный вариант системы топливоподачи



Шнековый питатель

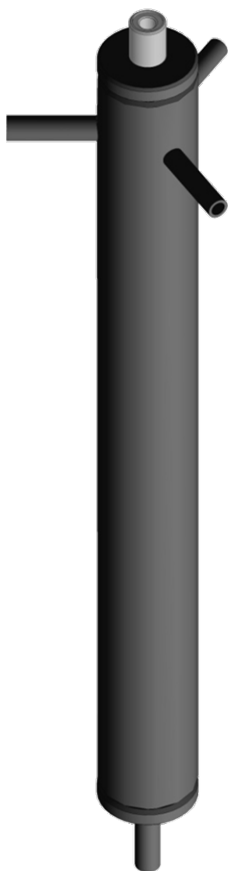


Система подачи газифицирующего агента (система дутья)

Основной задачей системы дутья является приготовление газифицирующего агента и подача его с заданным расходом в газификатор. Данная система позволяет получать газифицирующий агент различного состава (воздух/пар, кислород/пар, воздух/кислород, воздух/кислород/пар). Смешение компонент дутья происходит в смесителе. Подогрев полученной смеси осуществляется в электроподогревателе ППЭ-10 мощностью 10 кВт до температуры 300...600 °С в зависимости от режима работы. Воздух на установку поступает от компрессоров ТЭЦ ОАО «НПО ЦКТИ» с давлением 0,6...0,8 МПа, что на данный момент ограничивает максимальное давление эксплуатации 0,5 МПа. Кислород на установку поступает из газоразрядной рампы из 10 баллонов по 40 л., расположенной за пределами стенда. Насыщенный пар с давлением 1,3 МПа и температурой 144 °С поступает по паропроводу с ТЭЦ ОАО «НПО ЦКТИ».

Для отработки процесса газификации принято три основных режима работы:

1. Работа на паровоздушной смеси (10% пара, 90% воздуха);
2. Работа на парокислородной смеси (30% пара, 70% кислорода);
3. Работа на паро/воздухо/кислородной смеси (20% пара, 40% кислорода, 40% азота¹).



Смеситель компонент дутья



Шкаф газоразрядных рамп (азот и кислород)

¹ Объемное соотношение.



Пароперегреватель ППЭ-10

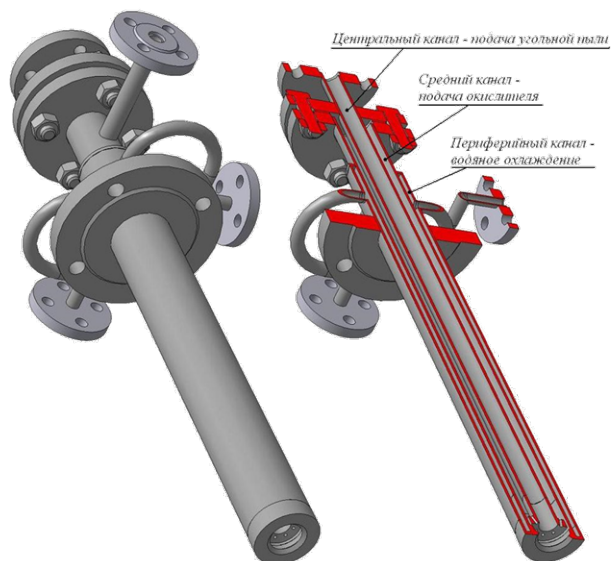


Смеситель компонент дутья

Система растопки

Предварительный прогрев футеровки газификатора и всей установки в целом, а так же розжиг основной горелки на установке осуществляется запально-стабилизирующим модулем. Кроме того, запальный факел ЗСМ может использоваться в качестве «пилотного» или дежурного пламени для стабилизации обедненного факела основной горелки и поддержания процесса газификации. Вихревой запально-стабилизирующий модуль относится к группе газовых запальных устройств факельно-искрового типа с принудительным подводом горючего газа и воздуха. При этом, газ и воздух в конструкцию ЗСМ подается отдельно: горючий газ — радиально в вихревую камеру закручивающего устройства тангенциального типа, а воздух — тангенциально в вихревую камеру.

Основная горелка включается в работу после прогрева огнеупорной изоляции газификатора и всего тракта в целом ЗСМ. Горелка двухканальная вихревая без предварительного смешения с водяным охлаждением корпуса. Угольная пыль подается по центральному каналу Ду20. Дутье (смесь пара и окислителя) подается по среднему каналу с завихрителем. Конструкция горелки позволяет использовать ее так же для прогрева футеровки газификатора. При этом через центральный канал подается природный газ. Контроль факела горелки на всех режимах работы осуществляется фотодатчиком ФДСА.



Основная горелка



Атмосферные испытания горелки на природном газе



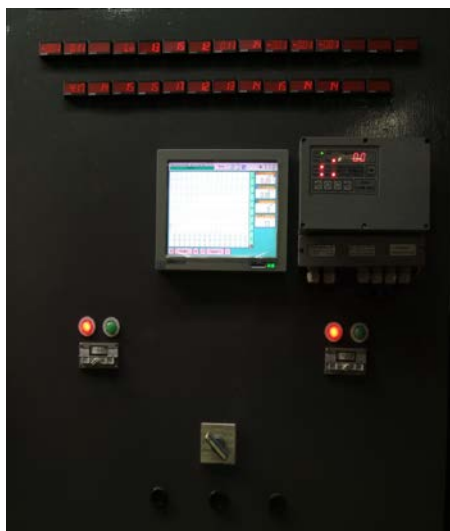
Атмосферные испытания ЗСМ

Система КИПа

Модуль газификации оборудован минимально необходимым количеством регулирующей и запорной арматуры, позволяющим в полной мере обеспечивать регулирование и безопасную эксплуатацию установки. Сигналы с датчиков давления, расходомеров и термопар выводятся на щит управления на безбумажный регистратор «Региграф». Данный регистратор позволяет сохранять показания до 16 приборов КИП.

Анализ состава синтез-газа во время опытной эксплуатации проводился газоанализатором Газохром 3101. Данный газоанализатор позволяет определять содержание четырех компонентов в пробе: водород, кислород, оксид углерода и диоксид углерода.

В процессе опытной эксплуатации была выявлена необходимость в расширении системы КИП, в том числе введения дистанционного и автоматического управления определенными системами модуля газификации с выводом органов управления на щит. Работы по расширению системы КИПа ведутся в настоящее время.



Щит управления

Опытная эксплуатация

Основной задачей опытной эксплуатации являлась отработка процесса газификации угольной пыли на трех основных режимах, о которых упоминалось выше.

Для создания и поддержания процесса газификации необходимо создать требуемые условия: равномерная и непрерывная подача угольной пыли; избыток кислорода в пересчете на воздух в пределах $\alpha = 0,3...0,5$; температура в реакционной камере $t = 1100...1500\text{ }^{\circ}\text{C}$; время пребывания частицы в реакционной камере не менее $\tau = 4-6\text{ с}$.

Перед газификацией угольной пыли на обогащенной кислородом смеси было принято решение провести серию опытов по газификации пыли на воздухе. Температура процесса при этом составила около $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$, при давлении в реакционной камере $0,4...0,8\text{ кгс/см}^2$.



Низкое давление процесса обусловлено начальным этапом опытной эксплуатации. При газификации угольной пыли на воздушном дутье был получен низкокалорийный синтез-газ ($Q_{ig} = 1100 \text{ ккал/нм}^3$).

При работе на обогащенной смеси необходимо наиболее точное регулирование давления в газификаторе. Это связано с уменьшением расхода дутья при том же избытке окислителя. Малый расход окислителя так же опасен из-за возможности обратного тока окислителя в систему топливоподачи и возгоранием пыли в бункере шнека. Для того чтобы этого избежать было принято решение увеличить расхода окислителя в 2...3 раза, для соблюдения баланса топливо/окислитель расхода топлива увеличен до 10...15 кг/ч.

При газификации пыли в потоке обогащенной смеси или кислорода уровень температур в реакционной камере выше на 300...350 °С. При этом калорийность получаемого синтез-газа возрастала с ростом содержания кислорода в смеси. Основной прирост низшей теплоты сгорания газа обеспечивался за счет роста содержания водорода и монооксида углерода. Так же, с ростом доли кислорода в дутье (при сохранении α) росла устойчивость процесса газификации.

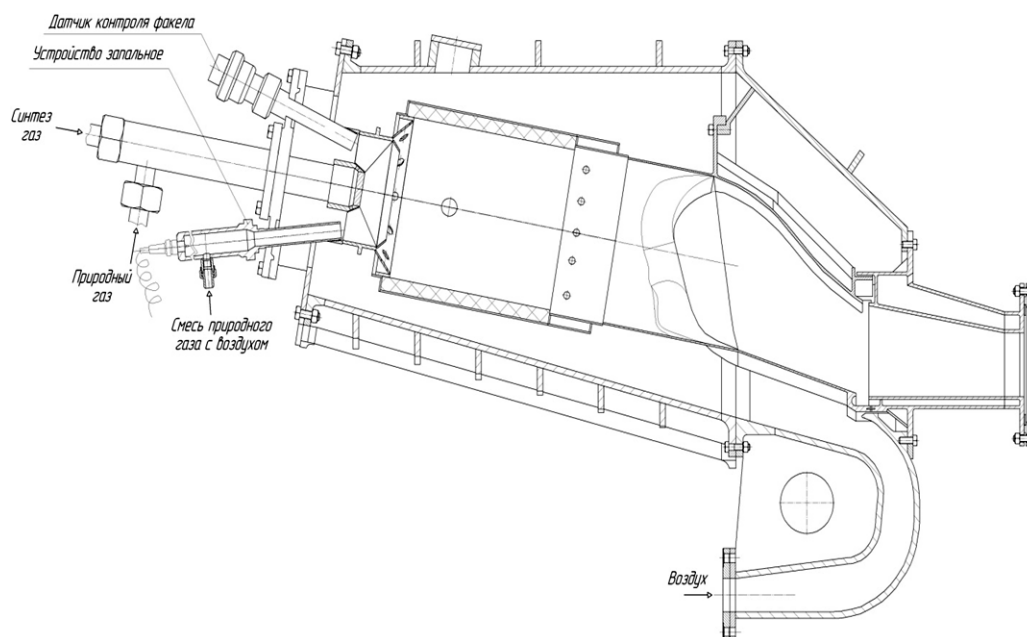
При газификации угольной пыли на воздушном дутье был получен низкокалорийный синтез-газ ($Q_{ig} = 1000...2100 \text{ ккал/м}^3$).

Характеристики синтез-газа за последние три опыта

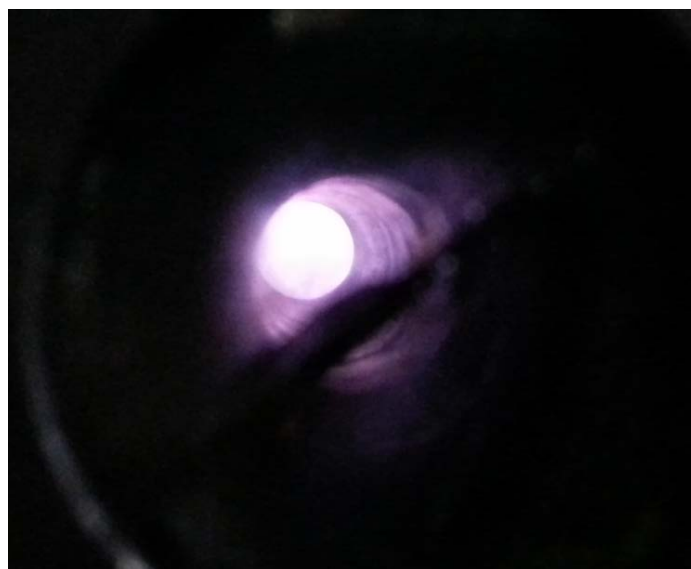
Состав сухого газа			Воздух	Воздух	Воздух	Воздух	Воздух	Смесь	Смесь	Кислород	Кислород
Содержание водорода	H ₂	%	16,33	15,05	12,75	15,38	15,45	21,63	24,86	32,11	34,54
Содержание оксида углерода	CO		15,85	11,28	10,8	8,74	18,33	24,81	26,15	35,48	34,11
Содержание метана	CH ₄		1,9	0,22	0,47	0,085	0,83	1,54	1,224	2,14	2,02
Содержание кислорода	O ₂		2,31	0,65	4,99	2,57	1,564	1,54	0,38	2,17	2,26
Содержание сероводорода	H ₂ S		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Содержание диоксида углерода	CO ₂		11	11	10	10	12,5	21	23	25	24
Содержание азота	N ₂		53	62	61	63	51	29	24	3,21	2,5
Сумма			100	100	100	100	100	100	100	100	100
Плотность при н.у.	$\rho_{с.г.}$	кг/нм ³	1,135	1,156	1,182	1,149	1,160	1,146	1,123	1,052	1,016
Теплота сгорания	Q_{ig}	МДж/нм ³	4,442	3,125	2,906	2,792	4,277	6,015	6,420	8,707	8,753
		ккал/нм ³	1063	748	695	668	1023	1439	1536	2083	2094
Избыток окислителя	α	-	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,7	0,5	0,7	0,6

Сжигание синтез-газа в камере сгорания

В процессе опытной эксплуатации полученный синтез-газ дожигался в камере сгорания (КС). Перед подачей в КС синтез-газ проходил дополнительную ступень очистки от капельной жидкости в циклоне. Конструкция горелки КС позволяет осуществлять совместное сжигание природного и синтезируемого газов. Опыт подтвердил возможность использования полученного синтез-газа для сжигания в КС газовых турбин, а так же в горелках котлов с подсветкой природным газом. При калорийности синтез-газа 1000 ккал/м^3 , необходимо до 15 % природного газа на подсветку (по объему), а при калорийности 2000 ккал/м^3 — не более 5 %.



Камера сгорания



Горение синтез-газа в КС (вид через гляделку)



ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НТВ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОТЛАХ

Е.М. ПУЗЫРЁВ, В.А. ГОЛУБЕВ (ООО «ПроЭнергоМаш-Проект», г. Барнаул, Россия)
Е.Б. ЖУКОВ, М.В. ТИХАНОВ (ФГБОУ ВО «АлтГТУ» им И.И. Ползунова г. Барнаул, Россия)

Появление в 1970–1980-х годах низкотемпературной вихревой (НТВ) топки с горизонтальной осью вихря в холодной воронке и многократной циркуляцией топлива в топочной камере, предложенной В.В. Померанцевым для сжигания в энергетических котлах твердого топлива в дробленном виде, было революционным и широко распространилось в России и зарубежье. Эффективность НТВ наиболее ярко проявилась при реконструкциях котлов, сжигающих высокореакционные топлива: взрывоопасный торф и интенсивно шлакующие прибалтийские сланцы.

С другой стороны, переход на бурые угли выявил большой механедожог топлива в провале и особенно с уносом из-за низкой температурой и неактивной аэродинамикой над вихрем. Потребовался переход к схемам с помолотом угля. Особенно неудачными были реконструкции котлов энергоблоков 500 МВт Назаровской ГРЭС и Экибастузской ГРЭС-1. Кроме того, НТВ топки имеют сложный профиль с нижним и верхним выступами и не эффективное аэродинамическое удержание провала.

На основе рассмотрения опыта работы и недостатков НТВ топок было предложено использовать обычные призматические топки и установить прямоточные V-образные горелки с парой расходящихся струй. Это уменьшает восходящий поток под горелки, повышающий мехнедожог с уносом за счет отклонения горелочных струй вверх и выноса из них топлива. Так же предложено подать вторичный воздух сверху топливовоздушных струй, что дает кислород в струю уноса для дожигания.

Первые реконструкции на НТВ сжигание, причем каменных углей, были выполнены в 1998–1999-х годах в Районной коммунальной котельной г. Междуреченск на пылеугольных водогрейных котлах ЭЧМ-60. Мощность котлов достигла номинала, 60 Гкал/час, вместо 35 Гкал/час с подсветкой мазутом, что стабилизировало ситуацию с теплоснабжением в г. Междуреченск при экономии 5–7 тыс. т/г мазута.

Температура горения понижена, топочные экраны чистые, шлак в пробах из холодной воронки представлен прогоревшими отдельными частицами без сплавленных агломератов и стекловидных кусочков, характерных для исходной схемы. Экология улучшена, выбросы

снизились: CO с $190\text{--}150\text{ мг/м}^3$ до $75\text{--}45\text{ мг/м}^3$, диоксид серы SO_2 с $300\text{--}290\text{ мг/м}^3$ до $150\text{--}120\text{ мг/м}^3$. Потери с мехнедожогом $3\text{--}4\%$.

Эта схема оправдала себя и при реконструкции котла ЧКД-35-39-450 ТЭЦ г. Габрово с переводом его с кузнецких на низкокачественные болгарские угли, причем согласно заданию, нагрузка понижена до $25\text{--}12\text{ т/ч}$, и он работает на турбину.

Разработки по НТВ технологии касались и устранения мехнедожога с провалом. При переводе пылеугольного котла БКЗ-75-39ФБ в г. Братск на совместное сжигание угля и щепы из древесных отходов экраны прямые, под котлом установлен дожигательный колосник с выгрузчиком шлака. Общий мехнедожог минимален, от $0,1\%$ при $D = 40\text{ т/ч}$ до $0,3\%$ при $D = 75\text{ т/ч}$, выгружается выжженная холодная зола.

Последующие разработки направлены на дальнейшее совершенствование и упрощение НТВ топки с подавлением мехнедожога топлива, причем с применением простой ее конструкции, в виде призмы из прямых экранов. Запатентована новая более эффективная аэродинамическая схема котла 1 с НТВ топкой 4 (рис. 1). Горящий топливовоздушный поток 12 из фау горелок 5 проходит по наиболее длинному пути, по заднему 3 и фронтальному 2 экрану через холодную воронку 9

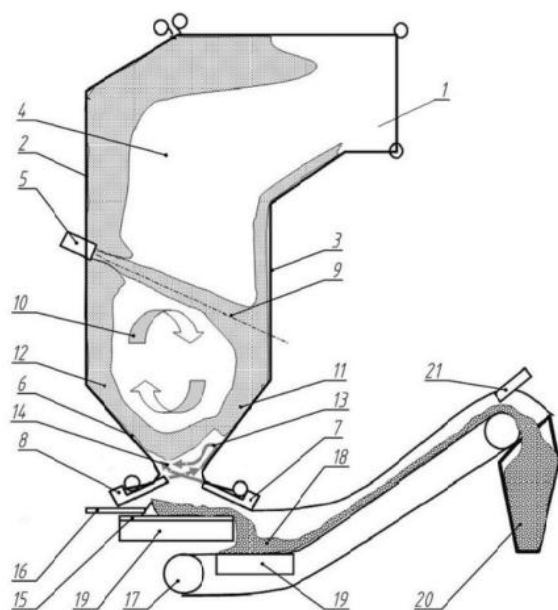


Рис. 1. Схема НТВ топки

с вихрем 10, соплами нижнего дутья 7, 8 и дожигателем с системой выгрузки охлажденной, выжженной золы 15–21. На этом, наиболее длительном по времени пребывания частиц пути, причем с гравитационным замедлением, гравитационной сепарацией и удержанием частиц, горящий поток 13 глубоко выгорает при низкой температуре и активно охлаждается экранами 2, 3 по мере выгорания топлива.

Предлагаемые технические решения позволяют вернуть утерянные перспективы НТВ топок. Они снижают мехнедожог в уносе и провале, могут обеспечить выгрузку золы в охлажденном, пригодном для стройиндустрии виде и использоваться для простой, быстрой реконструкции энергетических котлов. НТВ топки имеют повышенную экономичность, так как могут использовать грубый помол, низкосортные местные топлива, древесные и другие отходы, дают бесшлаковочный режим с повышением мощности и диапазона регулирования.



РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ КОТЛА ТПП-210А НА СМЕСИ АШ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.Ф. ЦЫБУЛИН (ИП Колесников В.В., г. Ростов-на-Дону, Россия),
Е.М. ДЬЯКОНОВ, Н.В. УСИКОВ (ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, г. Новочеркасск, Россия),
В.В. МИХАЙЛОВ (ОАО «Таганрогский котельный завод» (ТКЗ), г. Таганрог, Россия)

Вопросы повышения энергоэффективности угольных электростанций страны всегда были в центре внимания Минэнерго СССР. После известных событий, приведших к расчленению энергетической отрасли, объем работ по наладке и испытаниям оборудования изменился вначале количественно, а затем и качественно, постепенно сводясь к формальным методам, зачастую без понимания того, что и как должно быть сделано. Утрачены связи между электростанциями и организациями, специально созданными для решения этих проблем: ВТИ, ЦКТИ, ОРГРЭС и др.

На объектах теплоэнергетического комплекса там, где сохранились наладочные группы и отделы, стараются максимально своими силами решать проблемы, связанные с наладкой и испытаниями оборудования. В связи с этим вопросы организации, проведения и обработки результатов исследований и испытаний могут быть весьма полезны для специалистов, занимающихся эксплуатацией и разработкой современного оборудования.

Особое значение этих проблемы проявляются при решении вопросов, связанных с повышением эффективности блоков электростанций.

Краткая техническая характеристика котла и вспомогательного оборудования

Котельный агрегат заводская модель ТПП-210А (Таганрогский пылеугольный прямоточный) предназначен для работы в блоке с конденсационной турбиной мощностью 300 МВт. Котел подключается к турбине по схеме «дубль-блока». Каждый котел представляет собой самостоятельный агрегат паропроизводительностью 131,9 кг/с (475 т/ч). Котлы симметричны и могут работать независимо друг от друга [1].

Котел имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры (восходящий газопоток) и опускной конвективной шахты, соединенных в верхней части газопоток верхней радиационной части (ВРЧ). В верхней части топки и в поворотном газопроводе расположены следующие поверхности нагрева: ширмовая, потолочная и экраны поворотной камеры.

В опускной шахте последовательно по ходу газов размещены конвективная часть перегревателя сверхкритического давления, перегреватель низкого давления и водяной эконо-

майзер. За опускающей конвективной шахтой (вне здания станции) размещен регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (два параллельно включенных аппарата на каждый корпус).

Стены полуткрытой топочной камеры полностью экранированы трубами радиационных поверхностей нагрева нижней радиационной части (НРЧ) и верхней радиационной части (ВРЧ). Выступы, образованные фронтным и задним экранами НРЧ, создают пережим, разделяющий топку на две камеры: горения (предтопок) и охлаждения. Угол раскрытия конуса составляет 15° . Экраны топки до отметки 16400 мм полностью ошпированы и покрыты огнеупорной массой. Тепловое напряжение при номинальной нагрузке составляет: камеры горения $q_v^{кг} = 0,54 \text{ МВт/м}^3$, всей топки $q_v^T = 0,173 \text{ МВт/м}^3$. Стены топочной камеры экранированы трубами 60×6 с шагом 64 мм ($s/d = 1,07$), которая в своей нижней части образует скаты двух воронок. Под выполнен с углом наклона к горизонту 8° и покрыт огнеупорным кирпичом. В центре каждой воронки находится охлаждаемая летка.

Топка каждого корпуса котлоагрегата оборудована шестью улиточно-лопаточными горелками тепловой мощностью 70 МВт, установленными в один ярус на фронтальной и задней стенах. Пылевоздушная смесь закручивается улиточным аппаратом. Вторичный воздух подается по наружному и внутреннему каналам. Поток закручивается осевыми регистрами с профилированными лопатками, наклоненными к оси горелок под углом 60° . Расчетная скорость вторичного воздуха составляет 30 м/с, а пылевоздушной смеси — 19 м/с. Параметр крутки горелок $n_r = 2,9$. В нижней части на каждой боковой стенке для улучшения выхода жидкого шлака установлено по одной надподовой газовой горелке.

Для пылеприготовления используются три пылесистемы, выполненные по схеме с промежуточным бункером. Каждая пылесистема оборудована ленточным питателем сырого угля, шаровой барабанной мельницей типа ШБМ 370/850 (Ш-50А), сепаратором, пылевым циклоном и мельничным вентилятором. Транспортируется пыль к горелкам горячим воздухом. Подается пыль в топочную камеру аэрационными пылепитателями. Для нагрева воздуха на котле установлено четыре воздухоподогревателя типа РВВ-68М (по два на каждый корпус). Котел оборудован двумя дутьевыми вентиляторами двухстороннего всасывания типа ВДН-24х2, двумя осевыми дымососами типа ДОД-31,5Ф.

Расчетные параметры котла приведены в табл. 1.

Таблица 1

№№ п/п	Наименование параметра	Размерность	Величина
1	Производительность котла по первичному пару	кг/с (т/час)	(131,9) 475
2	Расход вторичного пара	кг/с (т/час)	(111,1) 400
3	Температура перегрева острого пара	$^\circ\text{C}$	545
4	Температура перегрева промежуточного пара	$^\circ\text{C}$	545



№№ п/п	Наименование параметра	Размерность	Величина
5	Давление питательной воды перед котлом	МПа (кгс/см ²)	(31,2) 306
6	Давление острого пара за котлом	МПа (кгс/см ²)	(26,0) 255
7	Давление промежуточного пара на входе	МПа (кгс/см ²)	(4,03) 39,5
8	Давление промежуточного пара на выходе	МПа (кгс/см ²)	(3,77) 37,0
9	Температура питательной воды	°С	260
10	Температура холодного промперегрева	°С	307
11	Температура горячего воздуха	°С	350
12	Температура уходящих газов	°С	142
13	Расчетный КПД котла	%	89,12
14	Расчетный расход топлива	кг/с (т/час)	(16,7) 60,7

Расчетные параметры приведены для сжигания АШ с низшей теплотой сгорания — 5790 ккал/кг, зольностью 19 % и влажностью 7,5 %.

Методика проведения измерений

Испытания котла проводились в соответствии с [2] по утвержденной программе испытаний. Конкретные условия опытов определялись каждый день проведения испытаний, согласовывались и утверждались в установленном порядке.

На рис. 1 приведена схема размещения точек замеров по пароводяному и газовоздушному трактам котла.

Наблюдения за факелом и леткой производились через штатные лючки в течение всего опыта через 20÷30 мин. Каждый опыт на различных нагрузках длился не менее 4-х часов. Состав продуктов сгорания определялся в режимном сечении слева и справа в районе переходной зоны, перед форкамерами электрофильтров (за РВП) и за дымососами с помощью автоматического газоанализатора *Testo-350*.

Температура уходящих газов также измерялась с помощью термопары газоанализатора.

Характеристики угля принимались по данным топливной лаборатории Новочеркасской ГРЭС (НчГРЭС), а характеристики природного газа — по сертификатам Ростовского управления магистральных газопроводов «Мострансгаз». Тонкость размола пыли принималась по данным экспресс-лаборатории химцеха НчГРЭС. Содержание горючих в золе уноса определялось топливной лабораторией НчГРЭС.

Значения расходов питательной воды на котел, измеренные штатными расходомерами, пересчитывались с учетом изменения давления и температуры питательной воды по коэффициентам ЦТАИ НчГРЭС.

Программа испытаний котла включала проведение подготовительных работ и испытаний по определению минимальной доли природного газа на подсветку факела.

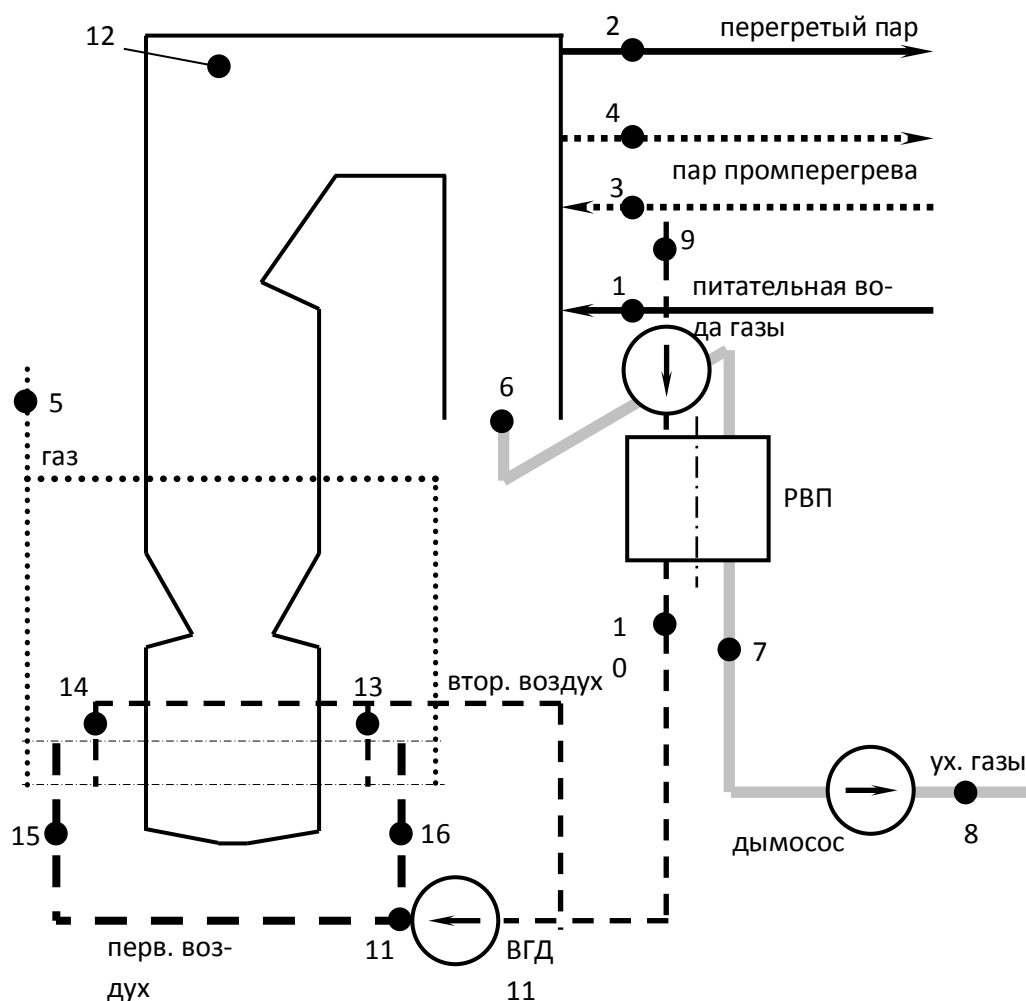


Рис. 1. Схема измерений: 1 — давление, температура и расход питательной воды; 2 — давление, температура и расход перегретого пара; 3 — давление и температура промпрегрева на входе; 4 — давление, температура и расход пара промпрегрева на выходе; 5 — давление, температура и расход природного газа на входе к котлу; 6 — газовый анализ (O_2 , CO , NO_x , SO_2 , α) за переходной зоной (режимное сечение); 7 — газовый анализ (O_2 , CO , NO_x , SO_2 , α , t) перед электрофильтрами; 8 — газовый анализ (O_2 , CO , NO_x , SO_2 , α , t) за дымососом (балансовая точка); 9 — температура холодного воздуха; 10 — температура и давление горячего (вторичного) воздуха; 11 — температура и давление горячего (первичного) воздуха; 12 — разрежение вверх топки; 13, 14 — положение шиберов (вторичный воздух); 15, 16 — положение шиберов (первичный воздух)

Подготовительные работы

После ознакомления с конструкцией и характеристиками основного и вспомогательного оборудования котлоагрегата, расчетными и фактическими ТЭП, заводскими и производственными инструкциями, результатами ранее выполненных наладочных и реконструктивных работ, условиями эксплуатации был произведен внешний и внутренний осмотр основного и вспомогательного оборудования котлоагрегата, составлены перечень дефектов по основному и вспомогательному оборудованию, КИП и А, схема измерений по котлоагрегату, произведены измерения присосов воздуха в газоходы котла и составлен перечень мероприятий по подготовке котла к испытаниям [2]¹.

¹ Мы подробно описываем эту часть подготовки и проведения испытаний, потому что в последнее время этому уделяется недостаточно внимания.



Проведение опытов

При проведении испытаний определялась минимальная величина подсветочного топлива, необходимого для стабильного сжигания угольной пыли и обеспечения выхода жидкого шлака.

Минимальная подсветка определялась на котле ТПП-210А ст. № 6 при нагрузках по питательной воде $D_{пв} = 305 \div 307, 330 \div 343$ и $380 \div 385$ т/ч ($N_3 = 225 \div 270$ МВт). Помимо нагрузки и расхода газа остальные параметры работы оборудования в течение опытов выдерживались постоянными и соответствовали режимной карте. Присосы в топку котлов находились в пределах $5 \div 5,5$ %; состояние карборунда — удовлетворительное. Продолжительность каждого опыта составляла четыре часа и более.

В период проведения испытаний на котле ТПП-210А ст. № 6А сжигались природный газ и угли: донецкий АШ в смеси с кузнецким ТР.

Исходный расход природного газа на подсветку по показаниям штатного расходомера составлял $10000 \text{ м}^3/\text{ч}$ на корпус. Ступенями по $500 \div 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ производилось снижение доли подсветки. На каждой выбранной ступени проводились опыты в течение четырех часов. При проведении опытов природный газ подавался на две основные вихревые горелки, расположенные диаметрально противоположно (горелки № 1 и № 4) и на две надподовые горелки. Снижение расхода газа на горелки осуществлялось путем прикрытия регулирующего газового клапана (РК). Давление природного газа за РК при котором происходит срабатывание сигнализации составляет $0,2 \text{ кгс/см}^2$.

Контроль за выходом жидкого шлака осуществлялся визуально через лючки комода котла. При ухудшении выхода жидкого шлака опыт прекращался, и величина расхода газа на горелки возвращалась на значение расхода предыдущего опыта.

Во время проведения опытов производились измерения в объеме, определенном программой испытаний. Кроме этого, производились измерения температуры ядра факела с помощью переносного оптического пирометра. Температура факела измерялась через лючки комода и гляделки, расположенные в районе горелок. Температура факела в районе леток во время проведения опытов изменялась в пределах $1640 \div 1760$ °С.

Методика обработки результатов измерений

Расход пара промежуточного перегрева определялся по формуле:

$$D_{пр.п} = [1 - 0,00188 (h_{пв} - 174)] D_{пв}, \text{ т/ч}, \quad (1)$$

где $h_{пв}$ — энтальпия питательной воды, ккал/кг;

$D_{пв}$ — суммарный истинный расход питательной воды на котел, т/ч.

Теплопроизводительность котла «брутто» определялась по формуле:

$$Q_K^{бр} = D_{пв} (h_{оп} - h_{пв}) + D_{пр.п} (h_{гпп} - h_{хпп}), \text{ Гкал/ч}, \quad (2)$$

где $h_{он}$ — энтальпия перегретого пара, ккал/кг;

$h_{гпп}$ — энтальпия пара промпрегрева на выходе из котла, ккал/кг;

$h_{хпп}$ — энтальпия пара промпрегрева на входе в котел, ккал/кг.

Величины расходов газа, определенные по штатным расходомерам, пересчитывались с учетом изменения давления и температуры газа, барометрического давления и плотности газа при стандартных условиях по сравнению с расчетными значениями для данных измерительных диафрагм по формуле:

$$g_{\Gamma} = G_{\text{щит}} \sqrt{\frac{\left(\frac{P_{б.ф}}{735,6} + p_{изб.ф}\right)(273 + t_{г.р})\rho_p}{\left(\frac{P_{б.р}}{735,6} + p_{изб.р}\right)(273 + t_{г.ф})\rho_{ф}}}, \text{ нм}^3/\text{ч}, \quad (3)$$

где $G_{\text{щит}}$ — расход газа по штатному прибору на щите управления, нм³/ч;

$P_{б.ф}$ и $P_{б.р}$ — фактическое и расчетное барометрическое давление, мм рт. ст.;

$p_{изб.ф}$ и $p_{изб.р}$ — фактическое и расчетное избыточное давление газа до диафрагмы, кг/см²;

$t_{г.ф}$ и $t_{г.р}$ — фактическая и расчетная температура газа, °С;

$\rho_{ф}$ и $\rho_{р}$ — фактическая и расчетная плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

Расход газа на котел в условном топливе, т:

$$B_{\Gamma} = \frac{g_{\Gamma} \cdot Q_{i,\Gamma}^r}{7000}, \quad (4)$$

где $Q_{i,\Gamma}^r$ — низшая расчетная теплота сгорания природного газа, ккал/м³.

Суммарный расход условного топлива на котел, т:

$$B_{\kappa} = \frac{Q_{\kappa}^{бр} \cdot 100}{\eta_{\kappa}^{бр} \cdot 7}, \quad (5)$$

где $\eta_{\kappa}^{бр}$ — расчетный КПД «брутто» котла, %.

Доля твердого топлива:

$$\ell_{\Gamma} = \frac{B_{\kappa} - B_{\Gamma}}{B_{\kappa}}. \quad (6)$$

Доля газа:

$$\ell_{\Gamma} = 1 - \ell_{\Gamma}. \quad (7)$$



Коэффициент избытка воздуха за последней поверхностью нагрева:

$$\alpha_{yx} = \frac{20,96 - \rho \cdot O_{2yx}}{20,96 - O_{2yx}}, \quad (8)$$

где $\rho = 0,02\ell_T + 0,1\ell_G$ — параметр, зависящий от соотношения видов топлива;

O_{2yx} — концентрация кислорода в продуктах сгорания за последней поверхностью нагрева, %.

Аналогично определялись коэффициенты избытка воздуха в режимном сечении, за дымососом и т. д.

Потеря тепла с уходящими газами, %:

$$q_2 = (K \cdot \alpha_{yx} + C) \left(t_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} - \epsilon} \cdot t_{x,b} \right) (0,982 + 0,00012t_{yx}) (1 - 0,01q_4) 10^{-2},$$

где $K = K_T \ell_T + 3,52\ell_G$; $K_T = a_1 + d_1 \frac{W_T^r 10^3}{Q_{i,T}^r}$; $a_1 = 3,5$; $d_1 = 0,02$;

$$C_T = a_2 + d_2 \frac{W_T^r 10^3}{Q_{i,T}^r}; \quad a_2 = 0,32; \quad d_2 = 0,04;$$

$$\epsilon = \epsilon_T \ell_T + 0,18\ell_G; \quad \epsilon_T = a_3 + d_3 \frac{W_T^r 10^3}{Q_{i,T}^r}; \quad \text{для АШ } \epsilon_T = 0,12;$$

$a_1; a_2; a_3; d_1; d_2; d_3$ — зависят от вида твердого топлива, указанные здесь и выше значения приняты для донецкого АШ по [3].

Дополнительные потери тепла с физическим теплом уноса, %:

$$\Delta q_{23л} = 0,2 \cdot a_{yh} \frac{A^r}{Q_{i,T}^r} t_{yx}, \quad (10)$$

где t_{yx} — температура продуктов сгорания за РВВ, °С.

Потеря тепла с химическим недожогом, %:

$$q_3 = 1,11(\alpha - \rho) Q_{неп.гор} \left(1 + 0,006 \frac{W_T^r 10^3}{Q_{i,T}^r} \right) (100 - q_4) 10^{-3}, \quad (11)$$

где $Q_{неп.гор} = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4$, ккал/м³;

CO, H₂, и CH₄ — концентрации монооксида углерода, водорода и метана в продуктах горения, %.

Концентрации монооксида углерода определялись прямым измерением автоматическими газоанализаторами, остальные компоненты принимались равными нулю.

Потеря тепла с механическим недожогом, %:

$$q_4 = a_{\text{ун}} \frac{C_{\text{Г}}^{\text{ун}}}{100 - C_{\text{Г}}^{\text{ун}}} \cdot \frac{7800 A^{\text{Г}}}{Q_{\text{и.т}}^{\text{Г}}}, \quad (12)$$

где $a_{\text{ун}}$ — доля золы топлива в уносе;

$C_{\text{Г}}^{\text{ун}}$ — содержание горючих в уносе, %;

$A^{\text{Г}}$ — зольность топлива на рабочую массу, %;

$Q_{\text{и.т}}^{\text{Г}}$ — низшая расчетная теплота сгорания твердого топлива, ккал/кг.

Содержание горючих в шлаке по данным ПТО станции принято равным нулю.

Потеря тепла в окружающую среду, %:

$$q_5 = q_5^{\text{ном}} \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр(ном)}}}{Q_{\text{к}}^{\text{бр}}}, \quad (13)$$

где $q_5^{\text{ном}}$ — потеря тепла в окружающую среду при номинальной нагрузке котла, принята по [3] равной 0,2%;

$Q_{\text{к}}^{\text{бр(ном)}}$ — номинальная теплопроизводительность корпуса котла «брутто», принята равной 300 Гкал/ч.

Потери тепла с физическим теплом шлака, %:

$$q_{6\text{шл}} = \frac{(1 - a_{\text{ун}})(ct)_{\text{шл}} A^{\text{Г}} \ell_{\text{т}}}{Q_{\text{и.т}}^{\text{Г}}}, \quad (14)$$

где $(ct)_{\text{шл}} = 430$ ккал/кг — произведение теплоемкости и температуры жидкого шлака, принято по [3].

КПД котла «брутто» по обратному балансу:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - q_2 - \Delta q_{2\text{зл}} - q_3 - q_4 - q_5 - q_{6\text{шл}}. \quad (15)$$

Расход условного топлива на котел, т у. т.:

$$B_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}}}{\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} \cdot 7} 10^2, \quad (16)$$

где $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$ — КПД котла «брутто», определенный по обратному балансу;

$Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$ — теплопроизводительность котла «брутто».



То же в натуральном топливе, т:

$$B_{т.н} = \frac{B_{т.7000}}{Q_{i.т}^r}. \quad (17)$$

Определенные по обратному балансу КПД «брутто» котла далее использовались для определения расхода условного топлива на котел, затем долей твердого топлива и газа и т. д., то есть весь расчет повторялся.

Программа испытаний котла включала проведение подготовительных работ и испытаний по определению минимальной доли природного газа на подсветку факела.

Основные результаты испытаний. Определение доли подсветочного топлива.

Опыты на котле ТПП-210А ст. № 6А на нагрузке $D_{пв} = 305 \div 307$ т/ч ($N_{эл} = 205$ МВт).

На данной нагрузке расход природного газа ступенчато снижался с 10000 $\text{м}^3/\text{ч}$ до 4800 $\text{м}^3/\text{ч}$. Наблюдения за работой котла показали, что при величине подсветки 5000 $\text{м}^3/\text{ч}$ и выше обеспечивается стабильное горение угольной пыли и выход жидкого шлака. При величине подсветки менее 5000 $\text{м}^3/\text{ч}$ происходит потускнение факела и ухудшение текучести жидкого шлака, что приводит к постепенному накоплению шлака на поде топки и «затягиванию» леток. Содержание горючих в золе уноса находилось на уровне 8,9÷12,3 %.

КПД «брутто» находится на уровне ~ 87,4÷89,1 %. Уменьшение доли газа в топливном балансе ведет к снижению КПД котла. Снижение КПД котла при уменьшении доли газа происходит за счет увеличения потерь тепла топлива:

- с механическим недожогом от 2,24 до 3,10 %;
- с физическим теплом шлака от 0,16 до 0,31 %;
- с уходящими газами от 8,15 до 8,75 %.

Измерения температуры факела показали, что при температуре 1690÷1700 °С и выше обеспечивается стабильное горение угольной пыли и выход жидкого шлака. При температурах ниже 1690 °С происходит постепенное «затягивание» леток ухудшение выхода жидкого шлака из топки котла.

Опыты на нагрузке $D_{пв} = 330 \div 343$ т/ч ($N_{эл} = 220 \div 230$ МВт). На данной нагрузке расход природного газа ступенчато снижался с 9100 $\text{м}^3/\text{ч}$ до 4180 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Наблюдения за работой котла показали, что во всем диапазоне изменения расхода газа на корпус обеспечивается стабильное горение угольной пыли донецкого АШ и выход жидкого шлака. Дальнейшее снижение расхода газа ниже 4200 $\text{м}^3/\text{ч}$ ограничивается срабатыванием сигнализации по давлению газа за РК (0,2 кгс/см²). Попытка снижения расхода газа путем отключения одной из надподовых горелок при давлении газа за РК 0,21 кгс/см² приводит к локальному снижению температуры факела в зоне отключенной надподовой горелки и постепенному «затягиванию» летки.

КПД «брутто» находится на уровне ~ 88,4÷89,1 %.

Опыты на нагрузке $D_{\text{нв}} = 380 \div 385$ т/ч ($N_{\text{эл}} = 260$ МВт). На данной нагрузке расход природного газа снижали с 9500 $\text{нм}^3/\text{ч}$ до 4460 $\text{нм}^3/\text{ч}$. При проведении опытов на данной нагрузке сжигался только донецкий АШ. Наблюдения за работой котла показали, что во всем диапазоне изменения расхода газа на корпус обеспечивается стабильное горение угольной пыли и выход жидкого шлака. Дальнейшее снижение расхода газа, как и в предыдущих опытах ограничивается срабатыванием сигнализации по давлению газа за РК ($0,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$). Попытка снижения расхода газа путем отключения одной из подовых горелок при давлении газа за РК $0,21 \text{ кгс}/\text{см}^2$ также приводит к локальному снижению температуры факела в зоне отключенной горелки и постепенному накоплению шлака на летке.

КПД «брутто» находится на уровне $\sim 88,1 \div 88,9$ %. Уменьшение доли газа в топливном балансе ведет к снижению КПД котла.

Измерения температуры факела показали, что при температуре $1690 \div 1700$ °С и выше обеспечивается стабильное горение угольной пыли и выход жидкого шлака. Результаты представлены на рис. 2. Расчетное значение доли подсветочного топлива определялось по [5].

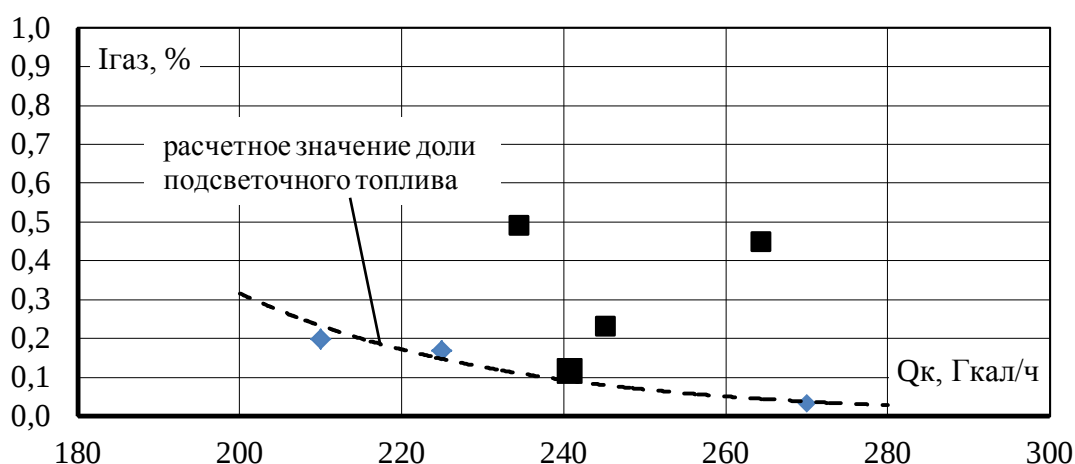


Рис. 2. Зависимость доли подсветочного топлива от нагрузки котла ст. № 6А

Основные результаты тепловых испытаний корпусов 6А, 6Б, 7А и 7Б в обобщенном виде представлены на рис. 3–6. При проведении опытов состав твердого топлива: зольность, влажность и калорийность угля сильно менялись, что влияло на величину подсветки. Хотя уменьшение доли газа в топливном балансе и ведет к снижению КПД котла, но в некоторых случаях является экономически оправданным в связи с более высокими ценами на природный газ по сравнению с углем.

Изменение качества топлива при проведении опытов, состояние оборудования, эксплуатационные условия проведения опытов не позволили получить обобщенную зависимость, поэтому мы представили только результаты испытаний.

При проведении испытаний присосы холодного воздуха на участке «котел-РВП» превышали нормативные значения и составили в среднем: корпус 6А — 59 %; корпус 6Б — 58 %, корпус 7А — 57 %; корпус 7Б — 56 %.



корпус 7А — 40 %; корпус 7Б — 39 %. Котел ст. № 6 был введен в эксплуатацию в 1971 г., а котел ст. № 7 – в 1972 г.

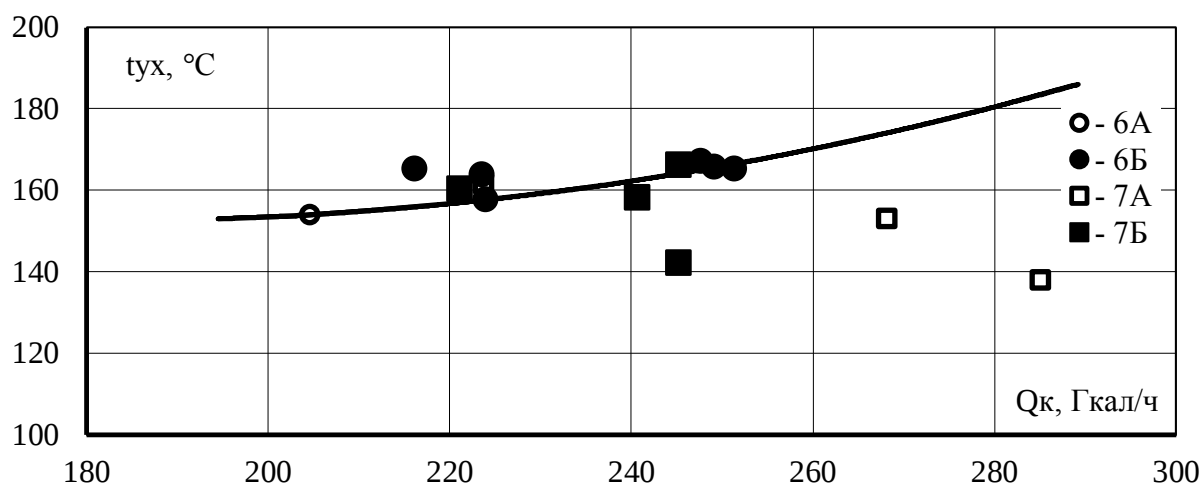


Рис. 3. Зависимость температуры уходящих газов от нагрузки

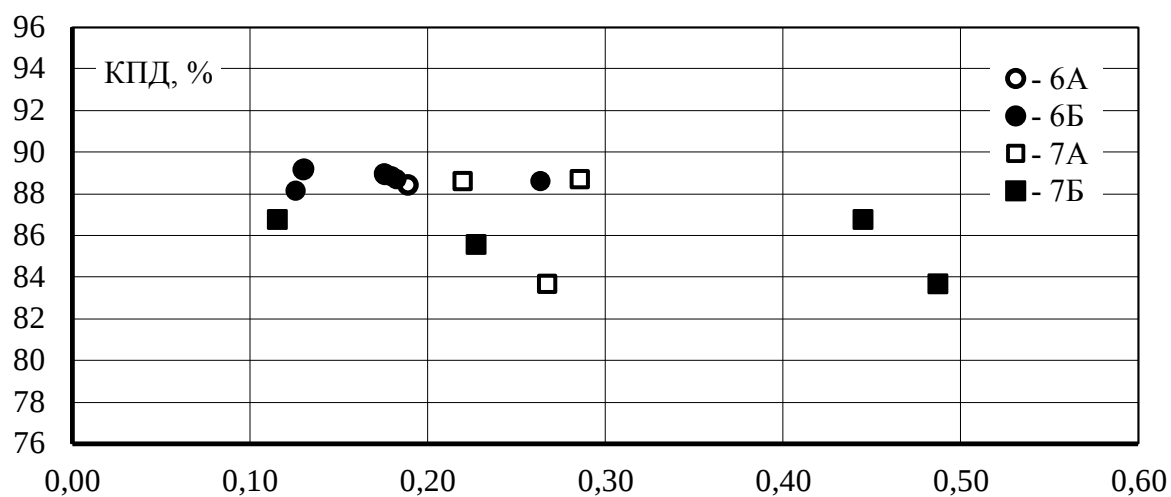


Рис. 4. Зависимость КПД котла «брутто» от доли газа

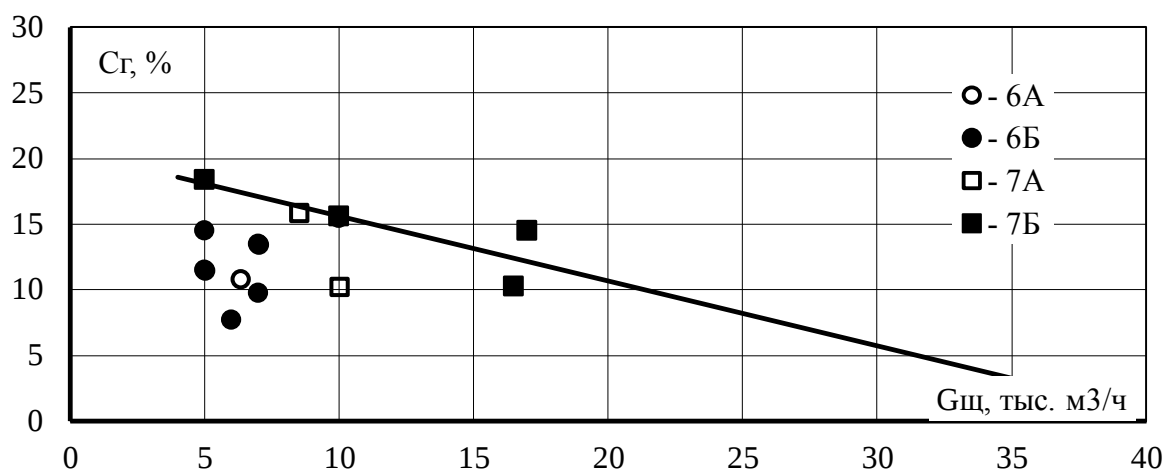


Рис. 5. Зависимость содержания горючих в золе уноса от количества подсветочного топлива

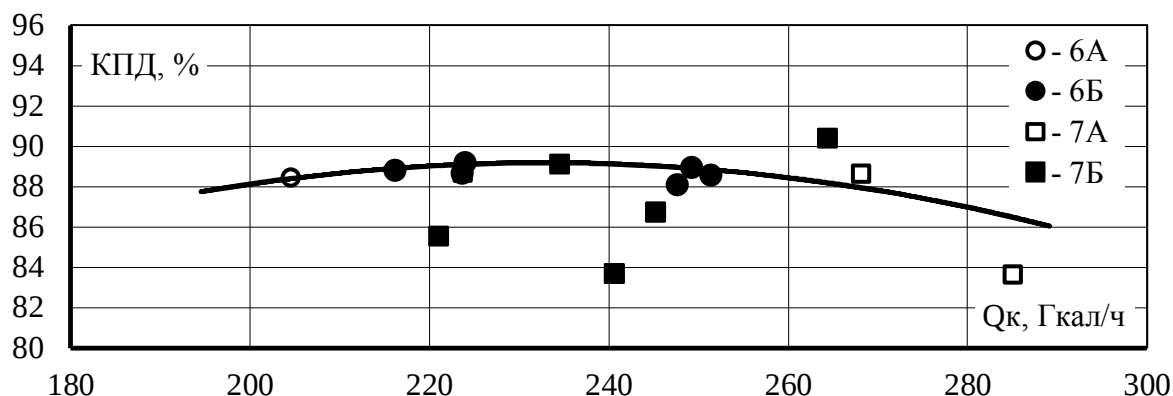


Рис. 6. Зависимость КПД корпуса «брутто» от нагрузки

Наибольшее значение при сжигании АШ имеет техническое состояние котельного агрегата: величины присосов в топку, состояния карборундовой набивки зажигательного пояса, температуры горячего воздуха и т. д. При сжигании донецкого АШ с добавлением других углей необходимо корректировать величину минимальной подсветки в зависимости от соотношения углей. Результаты испытаний показывают, что для увеличения КПД энергоблоков требуется применение новых технологий, включающих использование ПГУ — циклов.

Список литературы

1. Мейкляр, М.В. Паровые котлы электростанций [Текст] / М.В. Мейкляр. — М.: «Энергия», 1974. — 312 с.
2. Трёмбовля, В.И. Теплотехнические испытания котельных установок [Текст] / В.И. Трёмбовля, Е.Д. Фингер, А.А. Авдеева. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 416 с.
3. Типовой алгоритм расчета ТЭП конденсационных электростанций мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт [Текст]: Ч. 1. — М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
4. РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и АО энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования [Текст]. — М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
5. РД 34.10.501-90. Нормы расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих менее 20 % на тепловых электростанциях Минэнерго СССР [Текст]. — М.: СПО ОРГРЭС, 1991. — 24 с.



ОПЫТ ПУСКА БИОТОПЛИВНОГО КОТЛА С КИПЯЩИМ СЛОЕМ

**Е.О. ТАСС, А.Э. ЛЕЙКАМ, Н.С. ШЕСТАКОВ, Д.А. ТИТОВ, В.В. ЕВЛАМПИЕВ, А.И. ДУДИНСКИЙ,
Д.С. КАБЛУЧКОВ** (ОАО «НПО ЦКТИ», г. Санкт-Петербург, Россия),
С.П. УСТЬЯНЦЕВ, А.Л. КУЛЯС (СЦКК, ПГТ Селенгинск, Бурятия)

В ноябре-феврале 2019-2020 годов сотрудниками ОАО «НПО ЦКТИ» производился пуск биотопливного котла WFG 75 производства Уханьского котельного завода в ПГТ Селенгинск, Бурятия.

Котел установлен на опасном производственном объекте — «Площадка главного корпуса ТЭЦ», класс опасности — III, рег. № А64-00138-0006 ОАО «Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат» в результате технического перевооружения и предназначен для выработки пара для нужд производства.

Котел WGF 75/3,82-1 (рис. 1) с естественной циркуляцией выполнен в газоплотном исполнении, имеет два дутьевых вентилятора первичного и вторичного воздуха, а также дымосос, при этом работает в режиме уравновешенной тяги.

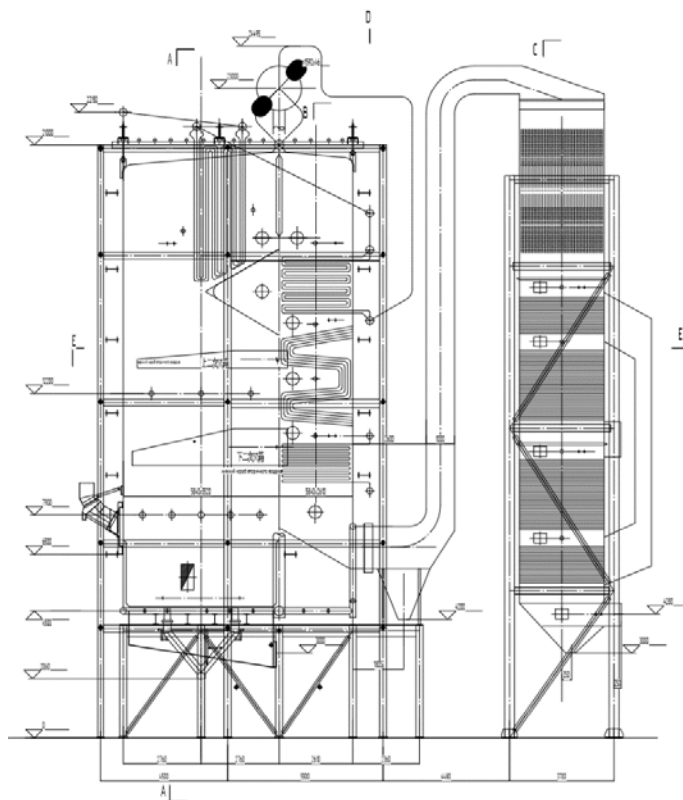


Рис. 1. Поперечный разрез котла WGF 75/3,82-1

Пароперегреватель котла выполнен в двухступенчатом исполнении. Горячая ступень расположена на выходе из топочной камеры — в горизонтальном газоходе, холодная ступень находится в опускном газоходе. Между высокотемпературным и низкотемпературным пароперегревателем расположен впрыскивающий пароохладитель, в котором происходит регулирование температуры перегретого пара путем впрыска питательной воды. Технические параметры котла WGF 75/3,82-1 приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные характеристики котла WGF 75

Номинальная паропроизводительность (BMCR)	75 т/ч
Номинальная температура пара	440 °C
Номинальное давление пара	3,82 МПа
Температура подачи воды	145 °C
Температура дымовых газов котла	145 °C
Коэффициент избытка воздуха в дымовой трубе котла	1,28
Процент продувки	2 %
Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель	20 °C
Гарантийный тепловой КПД	87,5 %
Расход топлива	20,41 т/час
Температура первичного горячего воздуха	180 °C
Температура вторичного горячего воздуха	180 °C
Соотношение первичного и вторичного воздуха	35:65
Соотношение золы и шлака	95:5
Величина выбросов NO _x	<250 мг / нм ³
Величина выбросов SO _x	<380 мг / нм ³
Концентрация золы (после пылеуловителя)	<50 мг / нм ³
Метод сжигания	в кипящем слое
Метод регулировки пара	одноступенчатая подача воды впрыском
Меры снижения выбросов NO _x	поддержание максимальной температуры в топке на уровне не выше 900 °C, ступенчатая подача воздуха по высоте топки
Ширина пода топки (межцентровое расстояние между осевыми линиями труб водяного экрана с обеих сторон)	5840 мм
Глубина пода (межцентровое расстояние между передним и задним водяными экранами)	5520 мм
Высота оси барабана	23000 мм
Глубина котла	18180 мм

Призматическая газоплотная топка шириной 5,84 м и глубиной 5,52 м выполнена из труб 60 мм с шагом 80 мм. В нижней части топки расположена колпачковая воздухораспределительная решетка, состоящая из 1197 колпачков, распределенных равномерно по площади топки (рис. 2 и 3). Первичный воздух из воздухораспределительной камеры попа-



дает в топку котла через колпачковую решетку, оживая при этом слой инертного материала. Вторичный воздух разделяется на два потока и поступает в топку котла через сопла, расположенные на боковых стенках в районе отметок 10, 100 и 13,400 м.

Топливо поступает в котел через два окна, расположенных на фронтальной части топки. Инертный материал также подается через эти окна. Инертный слой засыпается в топку до уровня 400–600 мм от пода.

Общий объем котловой воды составляет $61,6 \text{ м}^3$, при этом объем барабана $21,2 \text{ м}^3$; экранной системы $25,68 \text{ м}^3$; пароперегревателя $7,76 \text{ м}^3$; экономайзера $6,96 \text{ м}^3$. По всей высоте опускающего газохода и конвективной шахты установлены сажеобдувочные аппараты двух типов: длинновыдвижные и стационарные вращающиеся.

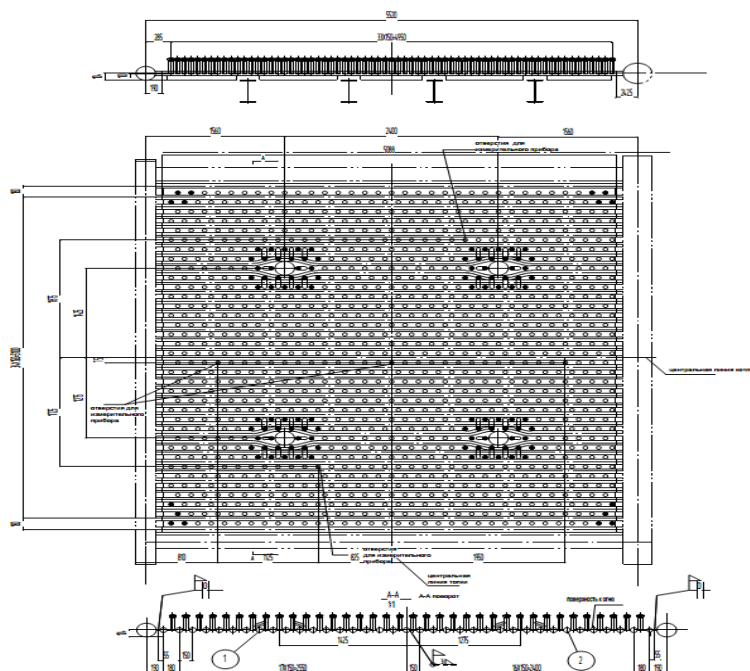


Рис. 2. Эскиз колпачковой воздухораспределительной решетки

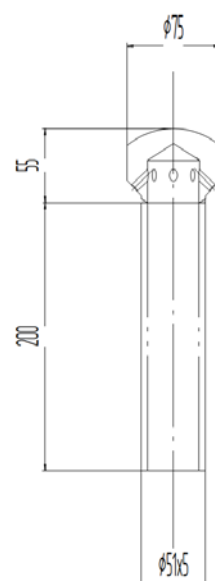


Рис. 3. Конструкция
воздушного колпачка

Низшая теплота рабочей массы топлива менялась от 1630 до 2660 ккал/кг для древесных опилок, и от 1580 до 2590 для коры, при влажности 34 % соответствующей максимальной калорийности, и 55 % для минимальной.

Материалом слоя являлся кварцевый песок, угольная зола или шлак. С целью недопущения шлакования кипящего слоя, необходимо использовать песок с содержанием кальция и магния в нем не более следующих величин: Na_2O 1,0–2,0 %; K_2O 2,0–3,0 %. Фракционный состав песка: максимальный размер частиц $\leq 0,8 \text{ мм}$; 0–0,18 мм 15 %; 0,18–0,28 мм 25 %; 0,28–0,38 мм 35 %; 0,35–0,8 мм 25 %.

Максимальный размер частиц золы или шлака при пуске не должен превышать 3 мм, а полный остаток на сите 0,8 мм должен быть равен 50 % ($R_{800} = 0,8 \text{ мм}$).



В ноябре-декабре 2019 г. было выполнено комплексное опробование основного и вспомогательного оборудования котла WGF 75/3,82-1 ст. № 4 ТЭЦ Селенгинского ЦКК. В ходе опробования были выявлены основные замечания по работе котла и его основного оборудования:

1. На промывочной линии пароперегревателя (линия подачи питательной воды в пароперегреватель для промывки последнего от отложений) был установлен лишь один запорный клапан. С целью недопущения его пропускания станции было предложено установить дополнительный запорный клапан на промывочную линию.

2. Неверно выбран привод шнека подачи песка, вследствие чего перегревался его двигатель, что делало невозможным подачу песка в топку по проектной схеме.

3. В систему подачи мазута к котлу были внесены изменения с целью повышения температуры жидкого топлива в форсунке, до изменения которая составляла 30–50 °С. В результате изменений труба диаметром 32 мм была заменена на трубу 60 мм, кроме того, была установлена изоляция на всем пути подачи мазута и рециркуляции. В итоге эти меры позволили увеличить температуру мазута до 80–90 °С, что положительно сказалось на воспламенении жидкого топлива в форсунке и горении.

4. Был обнаружен наброс мазутной струи из форсунки на нижнюю часть.

5. Как показало комплексное опробование оборудования и пуско-наладочные испытания, в целом арматура котла работает крайне ненадежно, повсеместно наблюдается выход из строя автоматики управления электроприводами.

В ходе растопки котла была выявлена проблема воспламенения мазута в мазутной форсунке. Распыл жидкости в мазутной форсунке при этом был удовлетворительным, угол раскрытия факела соответствовал проекту, структура распыленной жидкости была мелко-дисперсной (рис. 4). При этом фактическая температура мазута перед форсункой находилась на уровне 30–50 °С, что в основном и приводило к ухудшенному воспламенению. С целью повышения температуры мазута, а также уменьшения его гидравлического сопротивления на тракте подачи, был увеличен диаметр трубы подводящей магистрали с 32 до 60 мм, кроме того, была установлена теплоизоляция по всей длине подводящей линии мазута, что позволило повысить температуру мазута до 80–90 °С.

В ходе проведения пуско-наладочных работ были выявлены проблемы с транспортировкой КДО (коро-древесных отходов) в топку котла, а именно, выявилось два проблемных места:

- запрессовка топлива на входе в звездочный питатель;
- зависания топлива при переходе точки в горизонтальную плоскость.

По нашему мнению, запрессовка топлива перед звездочным питателем является следствием неправильно выбранной производительности последнего, с целью решения данной проблемы было вырезано три из шести лопастей питателя через одну.



Рис. 4. Испытание мазутной форсунки на распыл

С целью недопущения скапливания топлива в месте поворота течки топлива был подведен воздух КИПиА давлением 0,6 МПа в точку над указанным местом. Задачей данного сопла является побуждения слегающегося топлива к ссыпанию в топку котла. Кроме того, в результате осмотра было выявлено, что сопло подвода первичного воздуха в течку топлива отличается от проектного по высоте. Так проектная высота данного сопла составляет 7 мм, а фактическая 1–2 мм. С целью соблюдения проектных скоростей и расходов, данное сопло было расширено до проектного значения.

После месячного периода эксплуатации котла была произведена замена материала кипящего слоя на новый, крупнофракционный кварцевый песок. В ходе осмотра отработанного шлака были обнаружены спекшиеся стекловидные окатыши, представленные на рис. 5.



Рис. 5. Спекшиеся стекловидные окатыши

Окатыши представляют из себя полые легковесные сферические образования различных диаметров — от 5 до 30 мм. Их внутренняя поверхность представляет из себя расплавленный до стекловидного состояния вспененный белого цвета кварцевый песок, который по мере приближения ко внешнему краю сферы приобретает свой первоначальный цвет и гранулометрическую структуру. Наличие данных образований в шлаке говорит о том, что температура слоя во время эксплуатации периодически достигала критически высокой величины. Не смотря на небольшое количество данных образований в процентном соотношении к основной массе шлака, следует иметь ввиду, что превышение температуры слоя выше 900 °С нежелательно, а выше 950 °С недопустимо ввиду высокого риска шлакования пода котла.

Также в ходе осмотра пода топки после сброса основной части шлака, были обнаружены характерные для процессов начала шлакования спекшиеся конгломераты, представленные ниже на рис. 6.



Рис. 6. Пластовые конгломераты кварцевого песка

В ходе осмотра пространства между колпачками воздушной решетки пода топки после сброса основной части шлака, были обнаружены посторонние включения представленные на рис. 7.



Рис. 7. Посторонние включения среди шлака
на поде топки рядом с трубой сброса шлака в шлакоохладитель



Обнаруженные посторонние включения представляли собой как каменные, так и металлические объекты. Данные крупные и тяжелые включения ложились в пространство между колпачками и забивали его, приводя кипящий слой в неработоспособное состояние. Единственным возможным источником их появления является попадание вместе с топливом через течки.

До устранения причин попадания данных включений в кипящий слой будет регулярно возникать необходимость в остановке котла и ручной чистке его пода. Для исключения попадания металлических объектов в топку необходима установка мощного многоступенчатого магнитного уловителя на узле топливоподачи перед поступлением топлива в топливные бункера. Для исключения попадания крупных каменных включений в топку, необходима установка специального отсеивающего устройства перед поступлением топлива в топливные бункера. ОАО «НПО ЦКТИ» готово разработать конструкцию опытного образца вышеуказанного отсеивающего устройства для последующей его установки на одной из линий топливоподачи и провести его испытания с последующей доработкой конструкции.

На рис. 8 представлены результаты холодной продувки слоя после полной замены инертного материала.

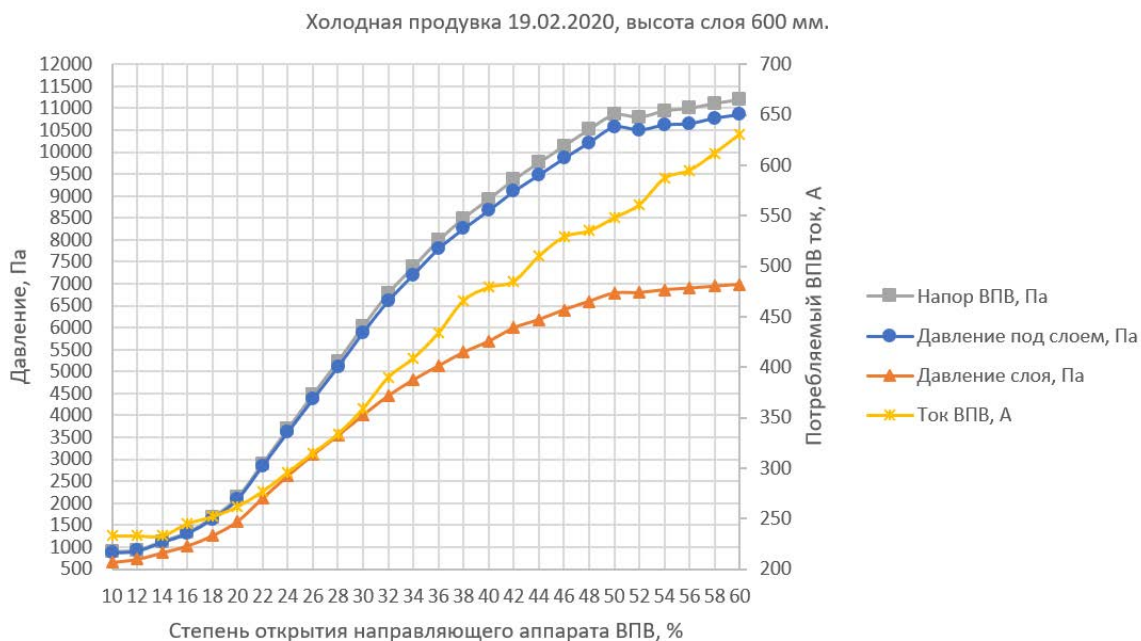


Рис. 8. Результаты холодной продувки слоя

После проведения полной разгрузки и очистки пода топки от шлака и посторонних включений, в котел был загружен новый крупнофракционный песок в количестве 30 т, слой при этом достиг проектного уровня в 600 мм, после чего была выполнена его холодная продувка, результаты которой показаны на рисунке выше. На графике представлены зависимости напора, создаваемого вентилятором первичного воздуха (ВПВ), давления под кипящим слоем, давления кипящего слоя и тока, потребляемого ВПВ от степени открытия

направляющего аппарата ВПВ в процентах. Контроль степени кипения слоя осуществлялся как по датчикам, так и по месту — визуально и тактильно с помощью специального щупа для проверки качества ожигения слоя. Результаты холодной продувки показали, что кипение слоя начинается при показании давления под слоем 5900 Па, при этом давление слоя составляет 4000 Па, а степень открытия направляющего аппарата ВПВ составляет 30 %. При этом полноценное кипение слоя начинается при показаниях давления под слоем 10500 Па, давлении слоя 6790 Па и степени открытия направляющего аппарата ВПВ 52 % соответственно.

В результате проделанной работы обеспечена устойчивая работа котла в диапазоне нагрузок от 38 до 75 т/час (проектный диапазон нагрузок — 37,5...75 т/час), при этом КПД брутто котельного агрегата менялся от 89,7 до 90 %, что выше чем проектное значение КПД — 87,5 %. Температура уходящих газов на номинальном режиме составила 140 °С, коэффициент избытка воздуха при этом составил 1,5, а потери тепла с уходящими газами q_2 — 8,8 %. Содержание горючих в уносе изменялось от 3,9 до 4,1 %.

В процессе пусконаладочных работ выявлена низкая надежность арматуры котла. Практически вся арматура вышла из строя по электронной части: не управляется дистанционно или рассогласуется с системой DCS.

Также на настоящий момент можно констатировать, что необходима реконструкция системы топливоподачи в части улавливания металла и крупных неорганических включений, повышения надежности транспортировки топлива.

Список литературы

1. ГКД 34.20.661-2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей.
2. ГКД 34.20.507-2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.
4. **Алехнович, А.А.** Шлакование пылеугольных энергетических котлов [Текст] / А.А. Алехнович. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013.
4. **Трембовля, В.И.** Теплотехнические испытания котельных установок [Текст] / В.И. Трембовля, Е.Д. Фингер, А.А. Авдеева. — М.: Энергоатомиздат, 1991.
5. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) [Текст]: под ред. Н.В. Кузнецова и др. — М.: «Энергия», 1973. — С. 94–98.
6. Инструкция по отбору уноса на электростанциях [Текст]. — М.: Госэнергоиздат, 1963.
7. РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций.



ПРИМЕНЕНИЕ РУКАВНЫХ ФИЛЬТРОВ НА ТЭС

К.И. КОЛЧИН, О.А. КИСЕЛЕВА (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Введение

Рынок рукавных фильтров постоянно увеличивается и по прогнозу исследовательской платформы MarketsandMarkets, охватывающей более 200 000 рынков мира, к 2023 г. достигнет 10,21 млрд долл. Особенно сильный рост наблюдается в Азиатско-Тихоокеанском регионе, что, в первую очередь, связано с бурным развитием угольной энергетики Китая. Доля рукавных фильтров на ТЭС Китая увеличилась практически с 0 % в 2000 г. до 31 % в 2015 г. и продолжает расти.

В наиболее развитых промышленных странах наблюдается тенденция замены электрофильтров, установленных на ТЭС, на рукавные фильтры. Это связано с постоянным ужесточением нормативов выбросов (в особенности, введением норматива на выброс тонких частиц PM_{2.5}). Кроме того, рукавные фильтры начинают применять там, где электрофильтры становится использовать экономически невыгодно, например, при улавливании золы с высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС).

В России первые рукавные фильтры были установлены на ТЭС, улавливающих золу экибастузского угля, которая обладает очень высоким УЭС (более 10^{11} Ом*м).

1. Конструкция рукавного фильтра

Принцип работы рукавных фильтров заключается в фильтрации запыленных газов через пористую перегородку из фильтрующего материала.

При фильтрации через материал твердые частицы с диаметром, превышающим диаметр сквозных пор этого материала, задерживаются на его поверхности, образуя слой уловленных частиц. В дальнейшем, фильтрация газов происходит через этот слой, который может задерживать более мелкие частицы.

Уловленные частицы периодически удаляются с поверхности фильтрующего материала путем механического воздействия на слой ударной волны газов от специального импульсного источника.

Устройство одной камеры рукавного фильтра показано на рис. 1. Число рукавов в одной камере может составлять от нескольких десятков до нескольких тысяч. Дымовые газы проходят снаружи внутрь рукавов. Осаждение частиц пыли происходит на поверхности рукава.

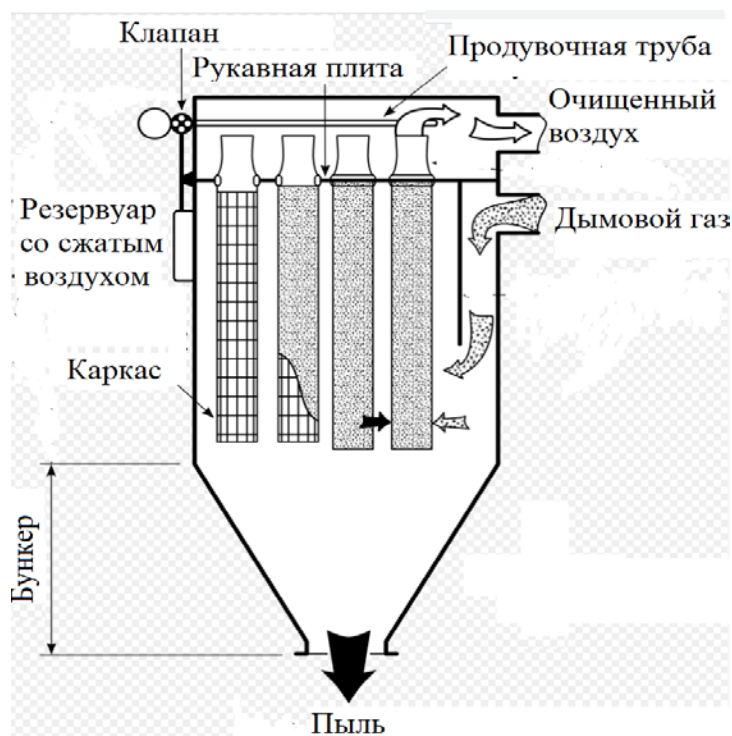


Рис. 1. Конструкция одной камеры рукавного фильтра

Обычно рукавный фильтр выполняется в многокамерном исполнении.

2. Сравнение рукавного фильтра и электрофильтра

С помощью рукавных фильтров можно получить высокую степень улавливания золы — до 99,99 %, что практически недостижимо для электрофильтров.

Другим достоинством рукавных фильтров по сравнению с электрофильтрами (ЭФ) является отсутствие влияния удельного электрического сопротивления (УЭС) золы на эффективность золоулавливания. Поэтому, габариты рукавных фильтров не зависят от УЭС.

Важным преимуществом рукавных фильтров является возможность проведения их ремонта без останова котла. Многокамерные рукавные фильтры позволяют отключить одну камеру рукавного фильтра и произвести замену необходимого оборудования. Ремонт внутреннего оборудования ЭФ возможен только при останове котла.

Короткое замыкание хотя бы одного коронирующего электрода на осадительный электрод приводит к выходу из строя всего поля электрофильтра. Ликвидировать данный отказ можно только при останове котла. Разрыв одного или нескольких рукавов рукавного фильтра можно устранить, не останавливая котел. При отсутствии запаса рукавов обычно допускается временная установка до 10 % заглушек в каждой камере рукавного фильтра.

Однако некоторые показатели рукавных фильтров оказываются хуже, чем у электрофильтров.

Во-первых, аэродинамическое сопротивление рукавных фильтров является достаточно высоким (около 1,5–2,0 кПа) и увеличивается в процессе эксплуатации фильтра. Для оди-



наковых объемов очищаемых газов мощность высоконапорных дымососов в случае установки рукавных фильтров примерно в 1,5–2 раза превышает мощность дымососов, используемых при установке электрофильтра.

Во-вторых, эксплуатация рукавных фильтров в настоящее время обходится дороже, чем эксплуатация ЭФ. Ежегодные эксплуатационные затраты на ЭФ не превышают 5–10 % от его стоимости. Однако аналогичные затраты на рукавный фильтр обычно в 1,5–2 раза больше. Это объясняется высокой стоимостью рукавов (обычно около 30 % от стоимости фильтра) и необходимостью их полной замены один раз в 3–5 лет. Замена электродной системы ЭФ требуется один раз в 10–15 лет.

Таким образом, рукавные фильтры по сравнению с электрофильтрами обладают как преимуществами, основным из которых является более высокая эффективность золоулавливания, так и недостатками, среди которых, в первую очередь, необходимо отметить увеличенные эксплуатационные затраты.

3. Проблемы, возникающие при улавливании экибастузской золы:

- Высокая концентрация золы (до 75 г/нм³), приводящая к быстрому забиванию внутренних пор фильтрующего материала;
- Повышенная абразивность золы, требующая применения износостойкого материала;
- Присутствие оксидов серы в дымовом газе, что может привести к осаждению паров серной кислоты на поверхности рукавов.

4. Пути совершенствования рукавных фильтров

Капитальные и эксплуатационные затраты на рукавный фильтр, в первую очередь, зависят от фильтрующего материала, из которого изготавливаются рукава.

Одной из основных проблем рукавных фильтров, установленных на российских ТЭС и улавливающих золу экибастузского угля, является быстрое забивание внутренних пор фильтрующего материала золой, что приводит к резкому росту аэродинамического сопротивления фильтра и необходимости замены всех рукавов.

Таким образом, главная задача для российских рукавных фильтров, установленных на ТЭС, повышение срока службы рукавов.

4.1 Применение новых материалов

Одним из возможных вариантов увеличения срока службы рукавов, является применение новых материалов.

4.1.1 Полиимид P84

Австрийская компания Evonik Fibres GmbH представила в 2010 г. фильтрующий материал — полиимид (P84). Отличием данного материала является трехлепестковая (либо многолепестковая) форма волокон (рис. 2).

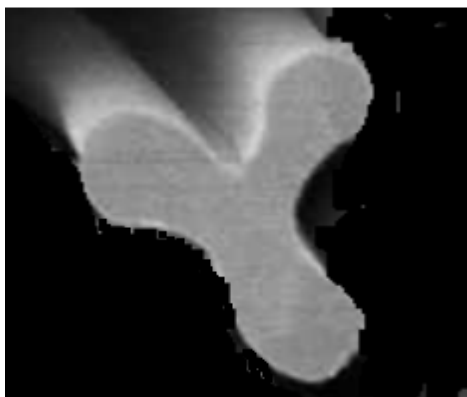


Рис. 2. Форма поперечного сечения волокон полиимида Р84

Исследования данного материала привели к следующим выводам:

- полотно, изготовленное из волокон полиимида, имеет максимальную площадь поверхности, из-за повышенной неравномерности и пористости данных волокон;
- пылевой слой, образовавшийся на поверхности рукава из полиимида, стабилен во время его регенерации;
- многолепестковые нити могут собирать очень тонкие частицы в отличие от нитей круглого сечения, что объясняет повышенную эффективность Р84.

Самым важным с точки зрения улавливания экибастузской золы оказался тот факт, что при прочих равных условиях частота импульсов регенерации для рукавов, изготовленных из полиимида, была на 60 % ниже, чем для рукавов, изготовленных из волокон PPS и арамида круглого сечения. Это объяснялось меньшим забиванием пор данного материала золой из-за стабильности пылевого слоя, образывавшегося на поверхности рукава.

Недостатками полиимида являются его высокая стоимость (примерно в два раза выше PPS и мета-арамида), а также низкая устойчивость к щелочам и повышенному содержанию оксидов азота.

4.1.2 Материалы с мембранным слоем

4.1.2.1 Мембранный слой материала ПТФЭ наносится в виде пленки каландрированием на фильтрующий материал (рис. 3).

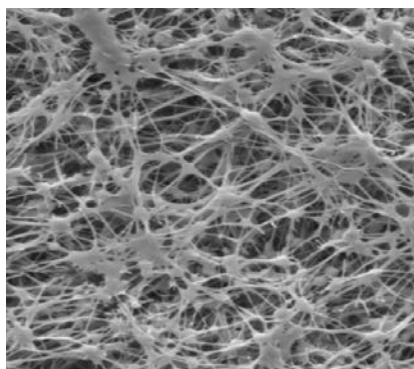


Рис. 3. Структура мембранного слоя, нанесенного каландрированием на фильтрующее полотно PPS



Толщина мембран из PTFE, как правило, составляет 200–350 мкм, пористость 50–60 %, размер пор от 0,1 до 1,0 мкм.

Конечно, нанесение пленки на фильтрующий материал сильно увеличивает его аэродинамическое сопротивление. Однако материал с мембранами обладает большими преимуществами по сравнению с обычным материалом. Даже мелкие частицы задерживаются на мембранах. В результате не происходит забивание пор в глубине материала. Поэтому, аэродинамическое сопротивление материала с мембранным слоем в отличие от сопротивления обычного материала со временем увеличивается очень медленно.

Кроме высокого начального аэродинамического сопротивления, недостатком мембранного слоя является также его низкая устойчивость к истиранию. С учетом высокой абразивности экибастузской золы поверхностная пленка может быстро повредиться и рукава выйдут из строя.

4.1.2.2 Материал с напыленным мембранным слоем (слой образуется в результате напыления пенного раствора PTFE на стекловолоконное полотно и имеет объемную структуру, рис. 4).

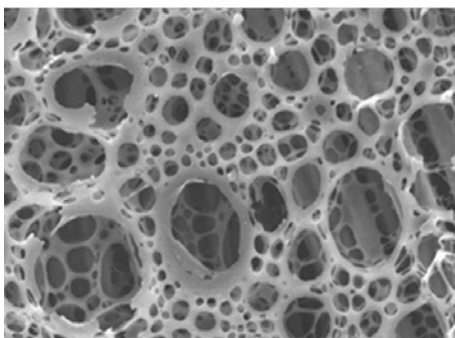


Рисунок 4 - Структура мембранного слоя, нанесенного напылением на стекловолокно.

Новый фильтрующий материал с мембранным слоем, который образовался в результате напыления пенного раствора PTFE на стекловолоконное полотно, имеет трехмерную структуру пор, что обуславливает очень низкое аэродинамическое сопротивление чистого материала.

Достоинства материала с напыленным мембранным слоем: медленное увеличение аэродинамического сопротивления при работе фильтра из-за снижения скорости забивания пор внутри материала; устойчивость к щелочам и кислотам; низкое начальное аэродинамическое сопротивление.

Недостатки: высокая стоимость; низкая устойчивость к абразивному истиранию.

4.2 Применение комбинированных материалов для изготовления рукавов

В настоящее время все чаще применяются комбинированные материалы, в которых иглопробивным способом скрепляются слои и сетка, изготовленные из разных типов волокон (рис. 5).

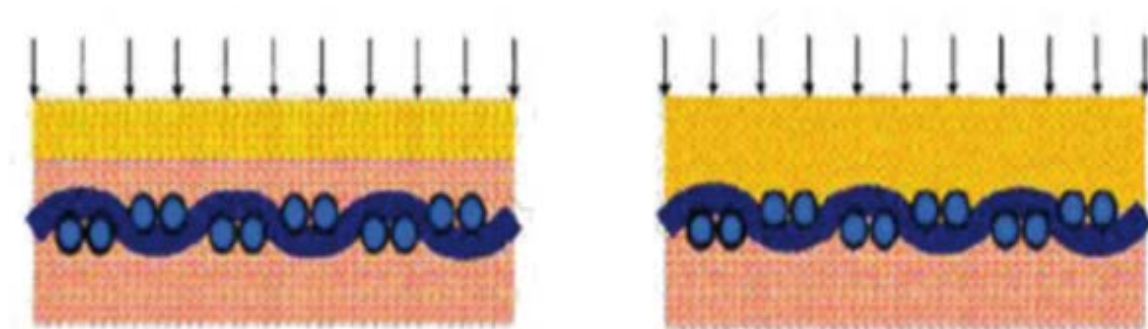


Рис. 5. Структура комбинированного материала

Например, применяя сетку из волокон PTFE, можно значительно увеличить прочность, химическую и температурную стойкость фильтрующего материала, а фильтрующие слои можно изготовить из более дешевых волокон.

Другим примером может служить материал, применяемый компанией Evonik Fibres GmbH в рукавных фильтрах для очистки воздуха на 17 энергоблоках. Этот материал состоит из слоев P84 и PPS, между которыми располагается сетка PTFE. P84 обеспечивает низкое аэродинамическое сопротивление материала за счет снижения скорости забивания внутренних пор, PTFE — достаточную прочность и кислотоустойчивость, а изготовление одного слоя из материала PPS уменьшает общую стоимость материала.

4.3 Повышение эффективности работы системы регенерации рукавного фильтра

Еще одним способом снижения эксплуатационных затрат на рукавный фильтр является совершенствование системы регенерации рукавов.

На ТЭС применяются рукавные фильтры с импульсной продувкой, когда рукава очищаются импульсами сжатого воздуха. Обычно длительность импульса сжатого воздуха составляет 50–150 мс. В традиционной конструкции системы регенерации импульсы вводятся через трубу Вентури, установленную либо снаружи, либо внутри каркаса рукава (рис. 6).

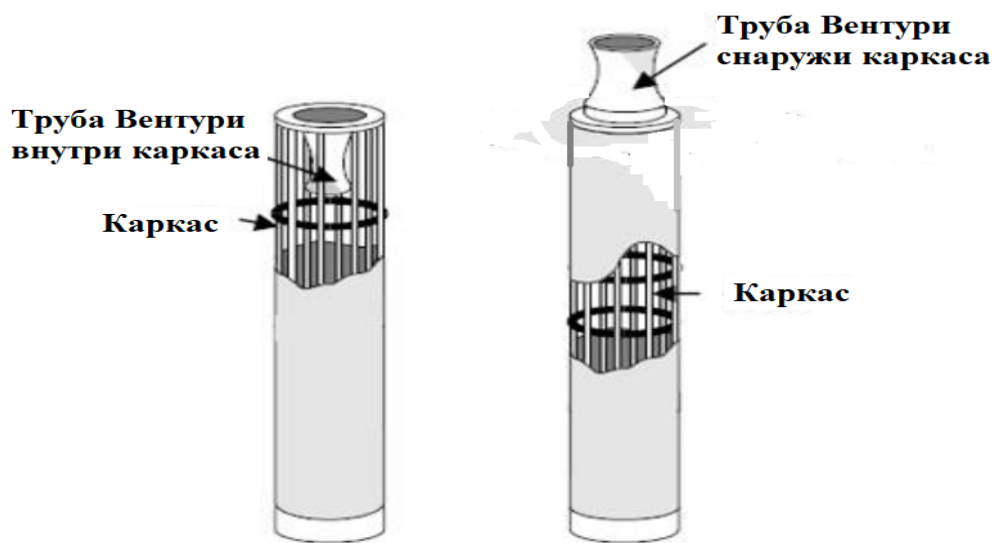


Рис. 6. Конструкция системы ввода в рукав импульса сжатого воздуха

Идея установки трубы Вентури в каркас рукава состоит в том, чтобы использовать импульс нагнетаемого воздуха для формирования области сильно пониженного давления в горловине трубы Вентури. Тогда в верхнюю часть рукава поступит большое количество очищенного воздуха из выпускной камеры рукавного фильтра, усиливая импульс очистки.

4.3.1 Применение форсунок, вставляемых в отверстия продувочной трубы, для направления продувочного воздуха по оси трубы Вентури

На эффективность очистки влияют следующие величины: конструкция устройства вывода воздуха из продувочной трубы, конструкция трубы Вентури, расстояние от продувочной трубы до начала рукава; а также объем и начальное давление сжатого воздуха в ресивере. В каждом конкретном случае для оптимизации процесса очистки необходимо провести расчет различных вариантов инжектора и параметров трубы Вентури на CFD модели системы регенерации.

Даже при выборе оптимальных параметров конструкции традиционной системы очистки она имеет недостатки. Струя воздуха сильно отклоняется от оси при входе в трубу Вентури, причем — это смещение тем больше, чем ближе отверстие на продувочной трубе находится к резервуару со сжатым воздухом. Это объясняется высокой осевой скоростью струи, которую имеет общий поток воздуха в продувочной трубе. Ясно, что рукав будет очищаться неравномерно, если струя воздуха не проходит по оси трубы Вентури.

Для направления струи воздуха по оси трубы Вентури были предложены специальные конструкции форсунок, которые вставляются в отверстия продувочной трубы (рис. 7).

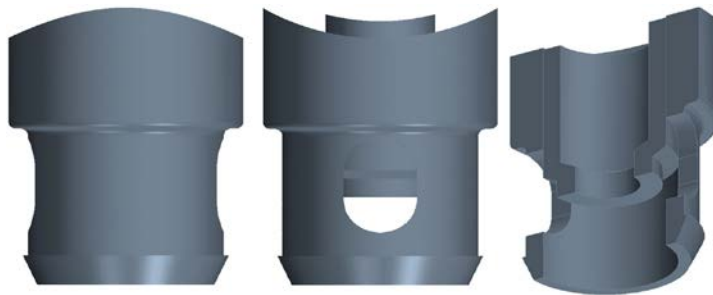


Рис. 7. Конструкции форсунок для их установки в продувочную трубу

Зарубежные фирмы, производящие газоочистное оборудование, выпускают готовые форсунки, которые можно закреплять в отверстиях продувочной трубы для повышения эффективности очистки рукавов.

4.3.2 Системы регенерации со сверхзвуковыми форсунками (без труб Вентури)

Другим недостатком традиционной системы регенерации с трубой Вентури, расположенной внутри рукава, является наличие зоны нестабильного давления в верхней части рукава при подаче импульса воздуха. В этой зоне можно выделить четыре участка. На первом участке, который занимает от 5 до 15 см, давление отрицательное, поток воздуха входит

внутри рукава. На втором участке (6–25 см), который начинается чуть ниже выходного отверстия трубы Вентури, давление резко увеличивается, и из рукава выходит поток воздуха с очень высоким расходом, что может привести к запылению соседних рукавов и повреждению очищаемого рукава в данной зоне. На третьем участке (26–50 см) давление снова становится отрицательным, и воздух втягивается внутрь рукава, компенсируя поток воздуха, выходящий из второго участка. Наконец, на четвертом участке давление стабилизируется. Таким образом, на расстоянии около 50 см, начиная от верха рукава, очистка в традиционной системе регенерации с трубой Вентури, расположенной внутри рукава, происходит неэффективно (рис. 8).

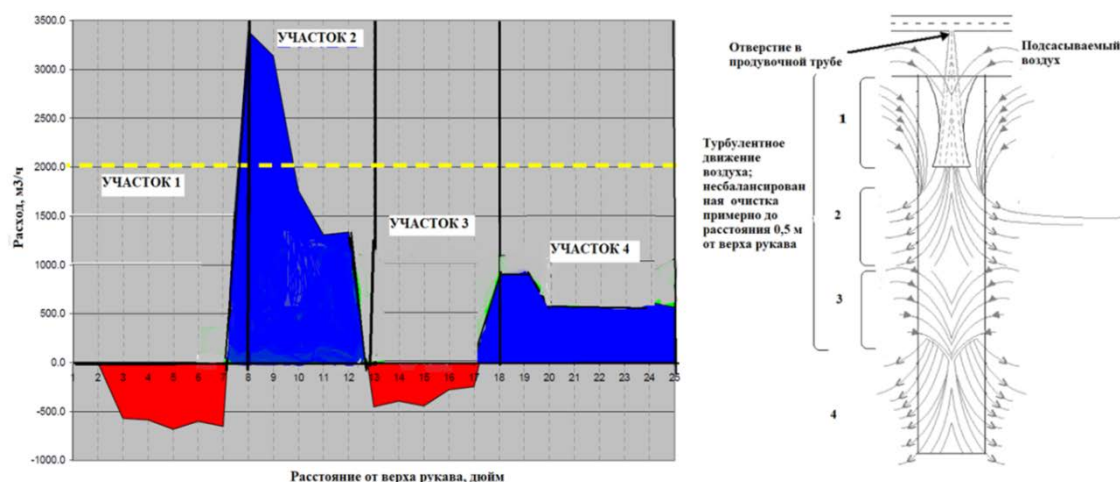


Рис. 8. Зоны нестабильного давления в верхней части рукава в традиционной системе с трубами Вентури

В отличие от трубы Вентури форсунка SDC формирует стабильное давление внутри рукава (показано зеленым цветом на рис. 9). Кроме того, для очистки одинаковых рукавов форсунке SDC требуется меньше сжатого воздуха, чем традиционной системе с трубой Вентури. К сожалению, информация о конструкции форсунки отсутствует.

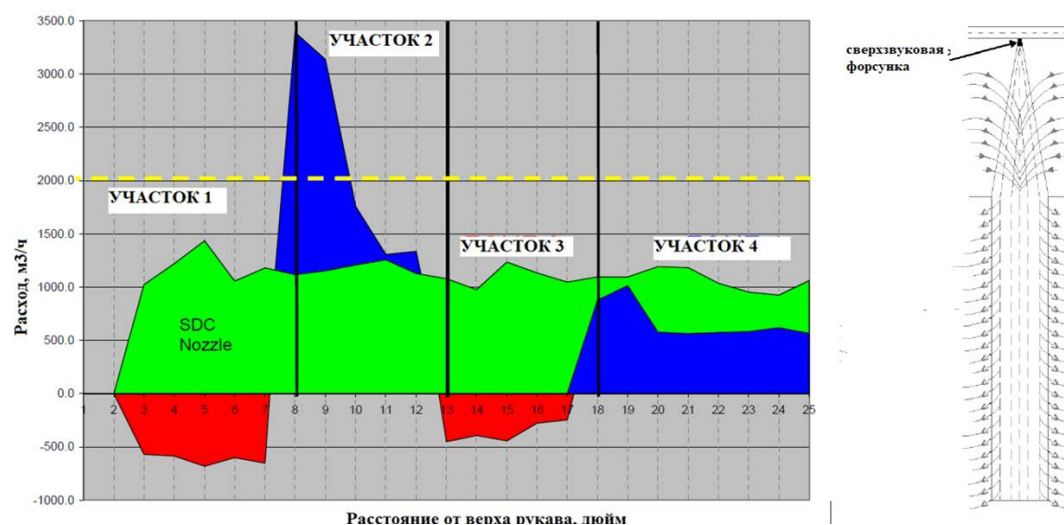


Рис. 9. Получение стабильного давления в верхней части рукава при помощи сверхзвуковой форсунки

4.3.3 Системы регенерации с двухщелевыми форсунками (без труб Вентури)

Другим примером нетрадиционной системы регенерации является система регенерации с двухщелевыми форсунками (рис. 10).

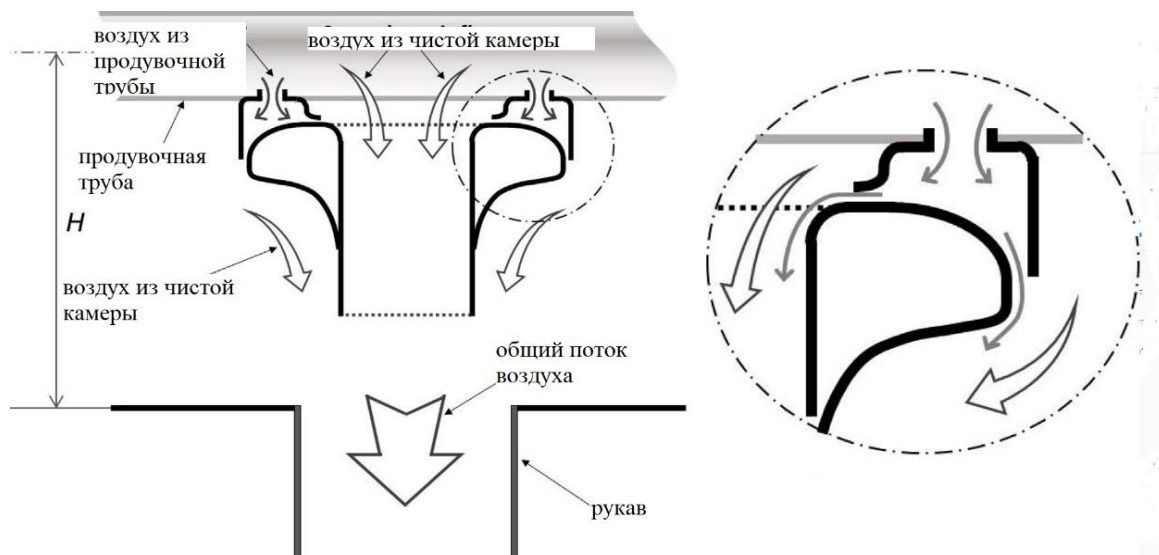


Рис. 10. Конструкция и принцип действия двухщелевой форсунки

Эксперименты показали, что двухщелевая форсунка стабильно работала во всем диапазоне изменения давления сжатого воздуха от 3 до 5 кг/см². В то же время для отверстия в продувочной трубе и цилиндрической вставки эффективная очистка рукава осуществлялась только при давлении 5 кг/см². Более того, интервал между импульсами регенерации рукава для двухщелевой форсунки оказался почти в два раза больше, чем для отверстия в продувочной трубе и цилиндрической вставки, что свидетельствует о более высокой эффективности очистки рукава, производимой двухщелевой форсункой.

Таким образом, предложенная двухщелевая форсунка осуществляет эффективную очистку рукава даже при невысоких давлениях сжатого воздуха и не требует установки трубы Вентури в каркас рукава.

Выводы

1. Рукавные фильтры являются наиболее эффективными золоуловителями для ТЭС, что становится, в особенности, актуальным при ужесточении нормативов на выбросы золы.
2. Основной недостаток рукавных фильтров — высокая стоимость эксплуатации, связанная с ограниченным сроком службы рукавов и их высокой стоимостью.
3. Применение новых материалов и их комбинированных конструкций, а также совершенствование системы регенерации позволит снизить стоимость эксплуатации рукавных фильтров.

ОРГАНИЗАЦИЯ ТОПОЧНОГО ПРОЦЕССА «ТОРНАДО» В ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ КОТЛАХ

Е.М. ПУЗЫРЁВ, В.А. ГОЛУБЕВ, М.Е. ПУЗЫРЁВ
(ООО «ПроЭнергоМаш-Проект», г. Барнаул, Россия)

Постперестроечный период характеризуется быстрым вытеснением отечественной котельной техники в зарубежье и проблемами перехода на нерасчетные топлива и собственные угли стран и новых собственников ТЭЦ, включая взрывы пылесистем. Модернизация или замена на экологически эффективные котлы, работающие с укрупненным помолом, позволит возвратиться на утерянные рынки.

На сегодня отсутствие глубоких проработок по технологиям сжигания твердых топлив и их практического обоснования предопределено малым числом заказов от энергетиков. Нами выделены как эффективные, использующие вихрь и весь объем топки с холодной воронкой схема БКЗ-ЦКТИ с угловыми горелками и нижним дутьем [1] и низкотемпературные вихревые [2] топки (НТВ). Но на сегодня НТВ топки имеют большой мехнедожог, топка над вихрем работает неактивно, реконструкции мощных котлов энергоблоков 500 МВт Назаровской и Экибастузской ГРЭС-1 были неудачны. Схема БКЗ-ЦКТИ также превышает экологические нормы развитых стран.

Рассматривается инновационная низкотемпературная технология «Торнадо», обоснованная многолетними научными и промышленными исследованиями. На основе промышленных исследований высокотемпературной миграции соединений калия и других щелочных металлов и карбонатов, был раскрыт конденсационный механизм формирования натрубных отложений и прочных кусков золы из возгонов хрупких мелких, до 20 мкм, частиц золы подсолнечной лузги, золы эталонной, так как в углях золы уже выщелочены в геологическом процессе метаморфизма.

В совокупности с экологическими требованиями это обосновывает низкотемпературный топочный процесс со ступенчатым дутьем и дожиганием выхлопа, причем из-за пониженной температуры загруженных частицами топлива и золы. Удержание в вихревой топке легких парусных частиц [1, 2] в свою очередь требовало длительных разработок с физическим, численным моделированием и оптимизацией геометрии. В итоге — это привело к созданию топок «Торнадо», использующих вихри с горизонтальной или вертикальной осью, а также радиальные с двухсторонним выходом и сдвоенные дубль топки с различными типами дожигающих слой устройствами.

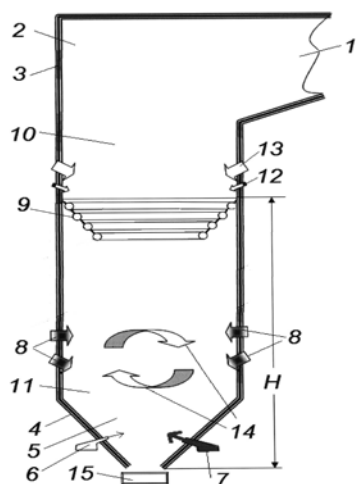


Рис. 1. Схема топки «Торнадо»

Котлы уровня промышленной энергетики, а их более 200, позволили быстро и уверенно продвинуться по пути обоснования и совершенствования инновационной технологии «Торнадо», которая повысит эффективность и экологические характеристики ТЭЦ при простоте регулирования — управление для топки с одной горелкой.

Дан анализ предложения для энергетического котла с сечением топки, близким к квадрату (рис. 1). Топка «Торнадо» [3] с вертикальной осью вихря 14, двумя ярусами двухпоточных угловых грелок 8, специфическим нижним дутьем 6 и 7 и дожигающей провал колосниковой решеткой 15 выделена пережимом 9 с дожигающими выхлоп

устройствами 12, 13. Высота H задает теплонапряжения. «Торнадо» дает добавку 10–20 % площади экраном 9, пригодна для реконструкции котлов, в том числе газомазутных.

Рассмотрены также топки радиального типа. По промышленным испытаниям они имеют чистый выхлоп (рис. 2), хорошо удерживают частицы пережимом в объеме вихревой топки (рис. 3). При реконструкции дают большую добавку топочных экранов, изотермичны и стабильны.



Рис. 2. Чистый выхлоп

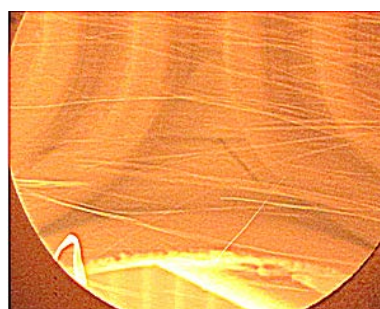


Рис. 3. Треки частиц, зола

Предлагаемые технические решения интенсифицируют горение и теплообмен, комплексно решают проблемы организации безшлаковочных, экономически и экологически эффективных топочных процессов. Заполнение топки золой приближает схему к циркулирующему слою с преимуществами пылеугольного сжигания.

Список литературы

1. Тильде, Е.Э. Повышение эффективности работы котлов с применением системы нижнего дутья конструкции НПО ЦКТИ [Текст] / Е.Э. Тильде, Н.С. Клепиков, Л.Н. Гусев [и др.] // Теплоэнергетика. — 2003. — № 2. — С. 55–57.
2. Котлер, В.Р. Специальные топки энергетических котлов [Текст] / В.Р. Котлер. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 104 с.
3. Пузырёв, Е.М. Разработка вихревых топок для энергетических котлов [Текст] / Е.М. Пузырёв, В.А. Голубев, М.Е. Пузырёв // Энергетик. — 2017. — № 4. — С. 44–47.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ИСПЫТАНИЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ЗОЛО(ПЫЛЕ)УЛОВИТЕЛЕЙ

Н.В. УСИКОВ (ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, г. Новочеркасск, Россия),
Н.В. РЫЖИКОВ (ООО «ТеплоПроект» (группа компаний Пауэрз), г. Таганрог, Россия)

В промышленности в результате переработки различного сырья и полуфабрикатов путем механического, термического и химического воздействия на них образуются отходящие промышленные газы, в которых содержатся взвешенные частицы.

Пыль в газах, отходящих от углеразмольных мельниц, аспирационном воздухе пневмотранспортных устройств и т. д., является следствием осуществления механических процессов измельчения твердых тел (дробления, размалывания, перемешивания, истирания и др.), пересыпки и транспортировки сыпучих материалов. В дымовых газах содержится зола, образующаяся в процессе горения топлива. Как продукт неполного сгорания органических веществ и топлива при недостатке кислорода образуется и уносится сажа. Если в газах содержатся какие-либо вещества в парообразном состоянии, то при охлаждении до определенной температуры пары конденсируются и переходят в жидкое или твердое состояние. Примерами взвесей, образовавшихся путем конденсации, могут служить туманы серной и сернистой кислот в уходящих газах котлов [1].

Массы золы, поступающей с газом в золоулавливающую установку, а также содержащейся в газе, выбрасываемом в атмосферу после очистки, могут быть определены путем отбора проб запыленного газа пылеотборными зондами различных типов соответственно до и после золоулавливающей установки.

Представительная проба золы запыленного газа может быть отобрана при условии равенства скоростей газа в заборном канале зонда и в газоходе в точке отбора пробы. Для этого должны быть правильно выбраны места отбора проб согласно [1–3] и ГОСТ 50820, а также правильно организована работа с зондом.

Сечение газохода разбивают на равновеликие элементарные площадки в соответствии с требованиями [1–3]. Пробы отбираются во всех намеченных точках, расположенных в центре этих площадок. Время отсоса газа из каждой точки должно быть одинаковым (не менее 0,5 мин). Суммарное время отбора проб газа из всех намеченных точек сечения газохода выбирают с таким расчетом, чтобы масса отобранной пылеотборным зондом золы составляла не менее 0,1 массы чистого фильтра. Отбор считается законченным, когда пробы запыленного газа взяты во всех намеченных точках.



Для проведения испытаний используются системы с внешней и внутренней фильтрацией уловленных твердых частиц [1–3]. При внешней фильтрации чаще всего используется заборная трубка нулевого типа конструкции ОАО «ВТИ» (рис. 1). Ее применение целесообразно при грубодисперсной пыли со значительной концентрацией в несущем газе.

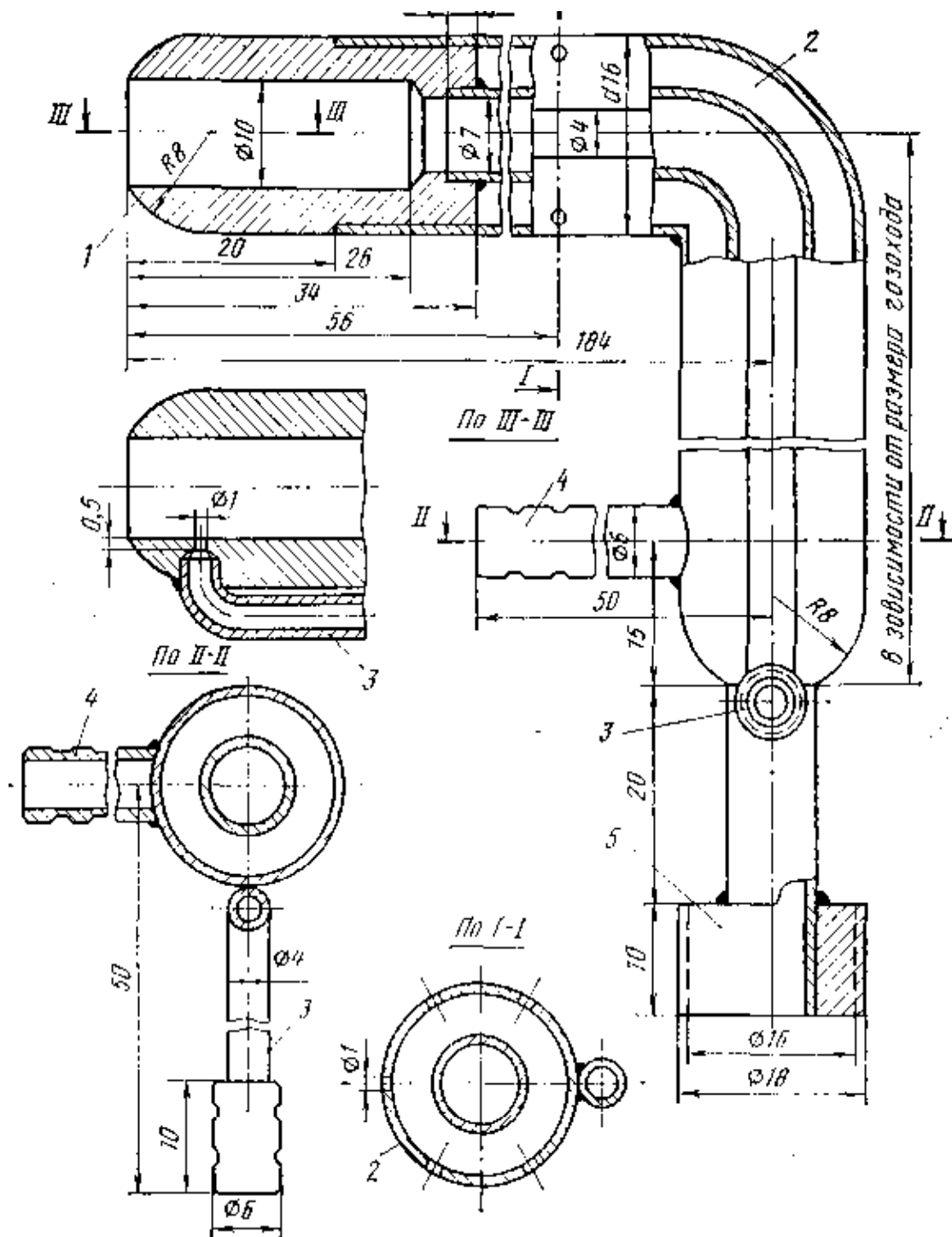


Рис. 1. Заборная трубка нулевого типа конструкции ОАО «ВТИ»:
1 — носик с боковым отверстием для измерения статического напора в газоходе; 2 — внешняя трубка для измерения статического напора в газоходе; 3 — патрубок внутреннего статического напора; 4 — патрубок внешнего статического напора; 5 — муфта с резьбой для присоединения к циклону

Для мелкодисперсной пыли чаще используются схемы отбора проб с внутренней фильтрацией конструкции ЮО ОРГРЭС (г. Львов) и УО ОРГРЭС (г. Свердловск) — рис. 2–3.

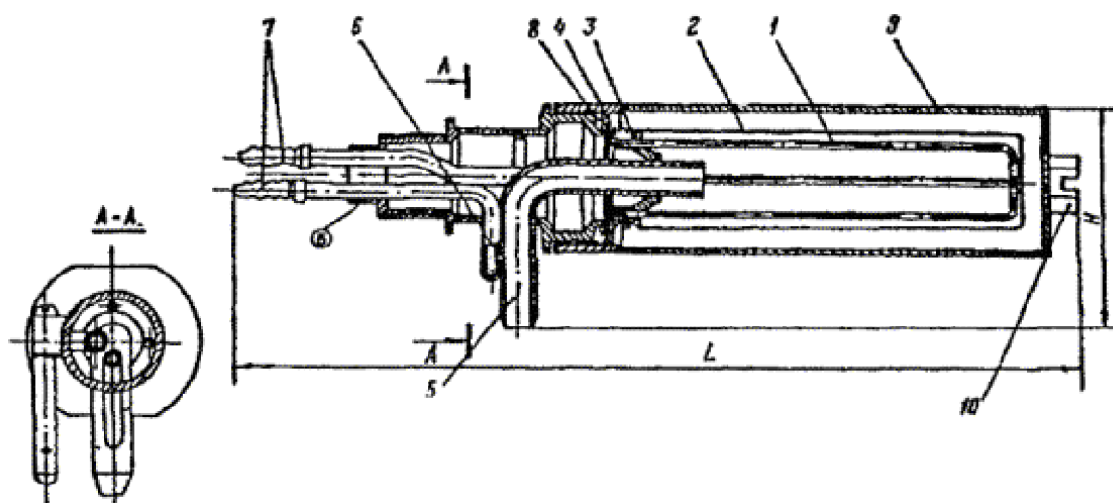


Рис. 2. Головка пылеотборной трубки нулевого типа конструкции «УралОРГРЭС»:
1 — рамка; 2 — фильтр; 3 — медная проволока; 4 — держатель; 5 — заборный канал; 6 — датчик;
7 — штуцеры; 8 — прокладка; 9 — стакан; 10 — гайка

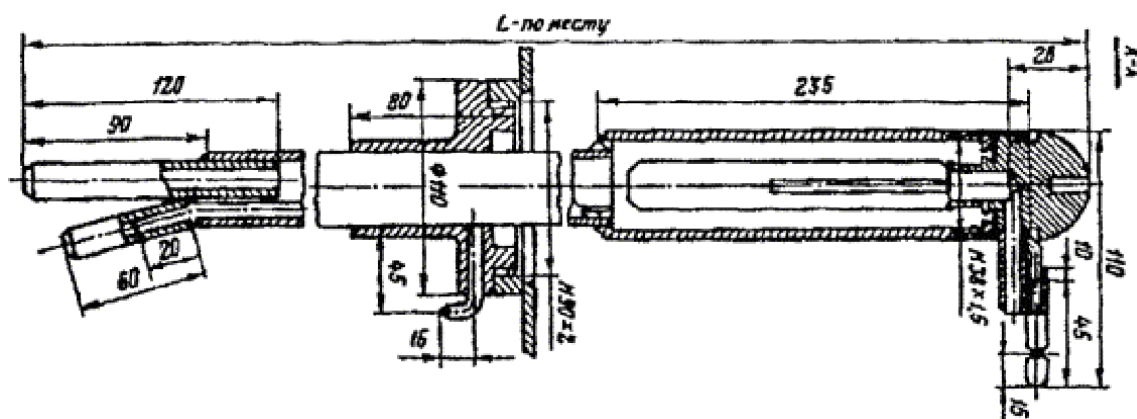


Рис. 3. Пылеотборная трубка нулевого типа с внутренней фильтрацией конструкции «УралОРГРЭС»

При использовании пылеотборных трубок нулевого типа с внутренней фильтрацией нет осаждения пыли на участке от зонда до пылеулавливающего циклончика, сама схема является более компактной и удобной.

В [3] приведено много других схем и конструкций пылеотборных зондов как отечественных, так и зарубежных.

Эффективность работы пылеуловителей можно характеризовать двумя показателями:

- абсолютной величиной запыленности очищенного газа;
- степенью улавливания пыли (КПД) в пылеуловителе.

Определение абсолютной величины запыленности очищенного газа имеет очень важное значение, например, в экологическом отношении (количество вредных выбросов в атмо-



сферу) и т. п. В этих условиях, кроме выходной запыленности, необходимо также знать количество газа, выходящего из пылеуловителя. В последнее время в связи с более жесткими требованиями по охране воздушного бассейна знание абсолютной величины запыленности очищенного газа даже более важно, чем определение КПД [3].

Для оценки эффективности пылеуловителя в данных условиях более показательной величиной является КПД. На первый взгляд определение этой величины сравнительно просто — нужно только знать количество пыли в газе до и после пылеуловителя. Практически этот вопрос осложняется следующими обстоятельствами:

- из-за несовершенства методов замеров количество пыли, осаждаемой в пылеуловителе, всегда в той или иной степени не балансируется с количеством пыли, рассчитанным по замерам запыленности входящего и выходящего газа и количества очищаемого газа.

- в каждом пылеуловителе могут быть подсосы воздуха или утечки несущего газа, что необходимо учитывать при подсчете КПД пылеуловителя. В частности, при установке золоуловителей-эмульгаторов для предотвращения сернокислотной коррозии газоходов количество подаваемого горячего воздуха достигает значительной величины.

Следует также иметь в виду, что пылеуловители различных типов в разной степени улавливают различные по размеру частицы фракции пыли. Например, большинство пылеуловителей более полно улавливает крупные пылинки, чем мелкие, поэтому в некоторых случаях требуется знать не общий КПД пылеуловителя, а КПД улавливания пыли различных фракций (фракционные КПД).

То же самое можно сказать и относительно химического состава улавливаемых пылей. Поэтому, в некоторых случаях требуется знать КПД пылеуловителя по тому или иному химическому элементу или соединению (химический к. п. д.).

При подсчете средней запыленности газа можно пользоваться формулой:

$$Z_{\text{ср}} = \frac{f_1 w_1 Z_1 + f_2 w_2 Z_2 + \dots + f_n w_n Z_n}{f_1 w_1 + f_2 w_2 + \dots + f_n w_n}, \quad (1)$$

где $f_1, f_2, \dots, f_n$ — площади сечения отдельных участков газохода, м²;

$w_1, w_2, \dots, w_n$ — средние скорости потока газа на этих участках, м/с;

$Z_1, Z_2, \dots, Z_n$ — средние значения запыленности газа на этих участках, г/м³.

Если $f_i = idem$, то формула (1) приобретает следующий вид:

$$Z_{\text{ср}} = \frac{w_1 Z_1 + w_2 Z_2 + \dots + w_n Z_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}. \quad (2)$$

Если обозначить через n число точек отбора проб в сечении газохода, то общая длительность измерений составит $n\tau_0$, сек. Согласно [3] введем обозначения: d — диаметр входного сечения газозаборной трубки, м; S — площадь сечения газохода, м²; q — масса уловленной пыли, кг. За время $n\tau_0$ через входное сечение газозаборной трубки прошло q кг пыли, а через поперечное сечение всего газохода — $(4S/\pi d^2)q$, кг пыли.

Отсюда общее количество пыли можно определить формуле:

$$M = \frac{qS \times 4}{n\tau_0 \pi d^2}, \text{ кг/с.} \quad (3)$$

Из выражения (3) можно определить τ_0 в зависимости от КПД золоуловителя или от концентрации пыли после золоулавливающей установки:

$$\tau_0 = \frac{4qS}{Mn\pi d^2}. \quad (4)$$

Практически при определении времени проведения измерений целесообразно оценить общее время $n\tau_0$. Из выражения (4) следует, что

$$n\tau_0 = \frac{4qS}{M\pi d^2}. \quad (5)$$

Формулу (5) необходимо применять с учетом рекомендуемого времени отбора пробы пыли в каждой точке. Рассчитаем время отбора пробы по сечению газохода в зависимости от эффективности пылеуловителя. Здесь и далее принятые значения являются в определенной степени условными, но на выводы это не повлияет.

Пусть на котле сжигается 60 т/ч угля с зольностью 25 %. Без учета типа шлакоудаления (сухое или жидкое) в золоуловитель будет поступать $60 \times 0,25 = 15$ т/ч $\approx 4,17$ кг/с золы. Задаваясь значениями КПД золоуловителя $\eta_{3y} = 0,90, 0,95, 0,97, 0,98, 0,985, 0,99, 0,991, 0,992, 0,993, 0,994$ и $0,995$, находим массу выбрасываемых золовых частиц (после золоуловителя):

$$M = 4,17 \times (1 - \eta_{3y}).$$

Результаты расчетов сведены в табл. 1.

Таблица 1

η_{3y}	0,90	0,95	0,97	0,98	0,985	0,99	0,991	0,992	0,993	0,994	0,995
M	0,417	0,209	0,125	0,08	0,052	0,042	0,038	0,033	0,029	0,025	0,021

По формуле (5) можно определить общее время отбора пробы. Принимаем q равным $1 \text{ г} = 10^{-3} \text{ кг}$, $S = 20 \text{ м}^2$, $d = 0,01 \text{ м}$. Тогда

$$n\tau_0 = \frac{4qS}{M\pi d^2} = \frac{4 \times 10^{-3} \times 20}{M\pi \times 0,01^2} \approx \frac{255}{M},$$

и определяем общее время отбора $n\tau_0$.



Результаты представлены в табл. 2:

Таблица 2

$\eta_{3у}$	0,90	0,95	0,97	0,98	0,985	0,99	0,991	0,992	0,993	0,994	0,995
$n\tau_0$	612	1220	2040	3188	4904	6071	6711	7727	8793	10200	12142

Общее время отбора $n\tau_0$ в табл. 2 приведено в секундах.

С учетом изложенного, можно сделать вывод о том, что «Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных. СО 34.27.301-2001» нуждается в доработке в связи с появлением высокоэффективных золоуловителей.

Список литературы

1. **Алиев, Г.М.** Техника пылеулавливания и очистки промышленных газов [Текст]: справ. изд. / Г.М. Алиев. — М.: Металлургия, 1986. — 544 с.
2. СО 34.27.301-2001 (РД 153-34.1-27.301-2001). Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных [Текст]. — М.: ОАО «ВТИ», 2003. — 82 с.
3. **Гордон, Г.М.** Контроль пылеулавливающих установок [Текст] / Г.М. Гордон, И.Л. Пейсахов. — М.: Металлургия, 1973. — 384 с.

ПРИМЕНЕНИЕ РУКАВНЫХ ФИЛЬТРОВ НА ТЭС

Г.А. РЯБОВ, Д.С. ЛИТУН, О.М. ФОЛОМЕЕВ, О.А. СМИРНОВА (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Введение

Актуальность результатов исследования связана с постоянно увеличивающейся долей биомассы, как наиболее доступного возобновляемого источника энергии, в производстве тепла и электроэнергии. Нарастающий интерес к возобновляемым энергетическим ресурсам в мире связан с неуклонным ростом энергопотребления, а также с ростом выбросов парниковых газов в атмосферу. Биоэнергетика, основанная на получении топлива и энергии из биомассы, в том числе из органических отходов растительного и животного происхождения, любыми высокорентабельными технологиями, является быстроразвивающейся отраслью современной мировой энергетики. До недавнего времени мощность ТЭС на биомассе ограничивались уровнем мощности небольших промышленных установок. Это было связано в основном, как с ограниченным количеством местной биомассы, так и с отсутствием эффективной технологии, в которой было бы возможно организовать сжигание широкого диапазона биомасс. Сегодня, рынок биомассы перешел с локального на глобальный уровень. Для улучшения экономики и логистики транспортировки на большие расстояния биомасса высушивается и спрессовывается в пеллеты. Пеллеты производятся в Бразилии, США, Канаде, России, а также в других странах для продажи в страны Европы и Азии. С развитием технологий сжигания и газификации в псевдоожиженном слое появилась возможность существенно увеличить единичные мощности энергоустановок на биомассе.

Одной из существенных проблем сжигания биомассы, прежде всего сельскохозяйственных отходов и некоторых промышленных отходов, в кипящем слое с традиционным наполнителем слоя песком является агломерация слоя. Она может приводить к укрупнению материала слоя, ухудшению и даже прекращению оживления [1]. В [2] выполнен анализ зарубежных и отечественных исследований, направленных на выявление основных механизмов процессов агломерации в котлах с кипящим слоем при сжигании биомассы. Показано, что наибольшее влияние на процессы агломерации оказывают щелочные компоненты золы, которые, вступая в реакцию с силикатами, образуют легкоплавкие эвтектики. Поэтому, важным является определение критической концентрации, прежде всего калия (наиболее легкоплавкие эвтектики) в слое, при которых начинается спекание частиц.



Данные по критической концентрации довольно сильно отличаются. В [3] указывается, что при температуре более 800 °С для K_2CO_3 критическим является 1 % содержания его в слое, что соответствует 0,6 % содержания K в соответствующей химической форме. В [4] по результатам сжигания кукурузных початков в котле с кипящим слоем дается диапазон критических концентраций калия в слое 1,25 % при температуре 800 °С и 0,93 % при температуре 850 °С.

О начале агломерации можно судить по разности температур в двух и более точках по высоте слоя. Можно также использовать методику раннего обнаружения агломерации, основанную на статистическом анализе нелинейности колебаний давления в слое. Важно контролировать размеры частиц донной золы: рост доли крупных фракций может свидетельствовать о возможном их спекании. Агломерацию можно предотвратить путем снижения температуры слоя (например, подачи газов рециркуляции), увеличения скорости газов в слое (это приводит к лучшему перемешиванию материала). Значительные перспективы предотвращения агломерации слоя связаны с использованием альтернативных наполнителей с повышенным содержанием оксидов железа и алюминия. Обзор мер по предотвращению агломерации приведен в [1, 5, 6]. Помимо применения технологии совместного сжигания с углем, использования различных аддитивов и наполнителей слоя, традиционным путем снижения негативного влияния агломерации слоя при сжигании биотоплив является повышенный дренаж слоя с соответствующей добавкой свежего инертного материала. При этом используется схема регенерации донной золы, которая заключается в ее отсеиве, удалении крупной фракции и возврате мелкой в топку. В [7] впервые в России сделан анализ собственных данных и обобщение ряда зарубежных исследований для составления рекомендаций по предотвращению агломерации слоя путем повышенного дренажа слоя и добавкой свежего песка.

Задачей наших исследований являлось изучение влияния температуры и концентрации щелочных элементов при сжигании различных видов биомассы, определение критической концентрации и расчетная оценка времени до начала агломерации в условиях накопления концентрации калия в слое и влияние дренажа и совместного сжигания биомассы и угля.

Результаты исследования температуры обработки и концентрации щелочных элементов на агломерацию слоя

Методика исследований приведена в [8]. Опыты проводились в печи на золе биомасс, песке и смеси песка и золы с массой пробы 5 г. Слой материала насыпался на подложку с высотой засыпки на уровне 2–3 диаметра частиц (1–2 мм). Диапазон температур составлял 670–900 °С. Выдержка проб варьировалась от 15 минут до часа при постоянной температуре. Затем пробы вынимались, охлаждались и взвешивался не спекшийся материал. В качестве биомассы использовалась зола подсолнечной лузги ООО «Элеватор» (г. Кумертау), золы пеллет из подсолнечной лузги (г. Тамбов), золы древесных строительных отходов.

дов (Подмосковье) и зола пеллет из торфа. Элементный состав золы различных видов биомассы существенно отличается друг от друга. Так, в золе торфяных пеллет очень много оксида кремния (более 50 %), также имеется значительное количество оксидов железа и алюминия, но мало оксидов щелочных металлов (1,47 %) и карбонатов. Максимальная доля щелочных металлов в золе подсолнечника (до 37,2 %), причем в пеллетах из подсолнечника (Тамбов) заметно больше Na_2O , чем в золе подсолнечника (Кумертау). Необходимо отметить, что все пробы золы обладают довольно высокими температурами плавления. Так, для золы (1), наиболее склонной к агломерации, температура начала размягчения составляет 1280–1300 °C.

Следует отметить, что для всех зол имеется фоновая доля агломерированных частиц при низких температурах. Если принять в качестве тестовой золы совершенно не склонной к агломерации, золу пеллет из торфа (4), то это значение составляет 3–5 %. По-видимому, это связано с прилипанием небольшой доли частиц к металлической сетке в процессе термической обработки. При последующем росте температуры доля агломератов лишь немного увеличивается. Эта температура примерно соответствует температуре плавления тетра- и дисиликатов калия [9]. Таким образом, можно заключить, что при высокой концентрации калия в золе агломерация наступает уже при 750 °C. Агломераты при относительно низких температурах не являются прочными и могут распадаться. Однако, даже интенсификация массообмена в кипящем слое лишь замедляет этот процесс во времени.

Увеличение концентрации калия и натрия выполнялось путем добавки раствора KCl и NaCl с последующей сушкой при комнатной температуре. Методически наш подход подобен примененному в [3]. Опыты проводились с добавкой растворов KCl разной концентрации (от 3 до 36 %) в золу (4). Диапазон температур составил от 670 до 900 °C, концентрации калия в смеси с песком от 538 ppm до 8450 ppm (от 0,054 до 0,845 %), выдержка была одинакова – 1 час. На рис. 1 показано влияние температуры на долю агломератов для золы (1), (2) и золы (4) с добавкой максимального количества калия и натрия. Все кривые практически совпали, что не удивительно, так как концентрация щелочных элементов в смеси очень велика и находится в узком диапазоне 1,08–1,53 %.

Последняя серия опытов была проведена с изменением материала слоя. Известно, что при большом содержании оксидов железа и алюминия в слое агломерация маловероятна. Температура размягчения образующихся по реакциям щелочных элементов с этими оксидами превышает 1100 °C. Таким образом, при наличии большого количества Fe_2O_3 в золе щелочные компоненты могут реагировать, прежде всего, с Fe_2O_3 , не образуя легкоплавких соединений. В работах [4, 10] приведены результаты опробования на экспериментальной установке и промышленном котле различные материалы слоя: корунд (Al_2O_3), чистый оксид железа (Fe_2O_3) и железная руда (39,5 % Fe_2O_3) при сжигании кукурузных початков. Оказалось, что критическая концентрация для температур слоя 800–850 °C при использовании железной руды снижается в три раза.

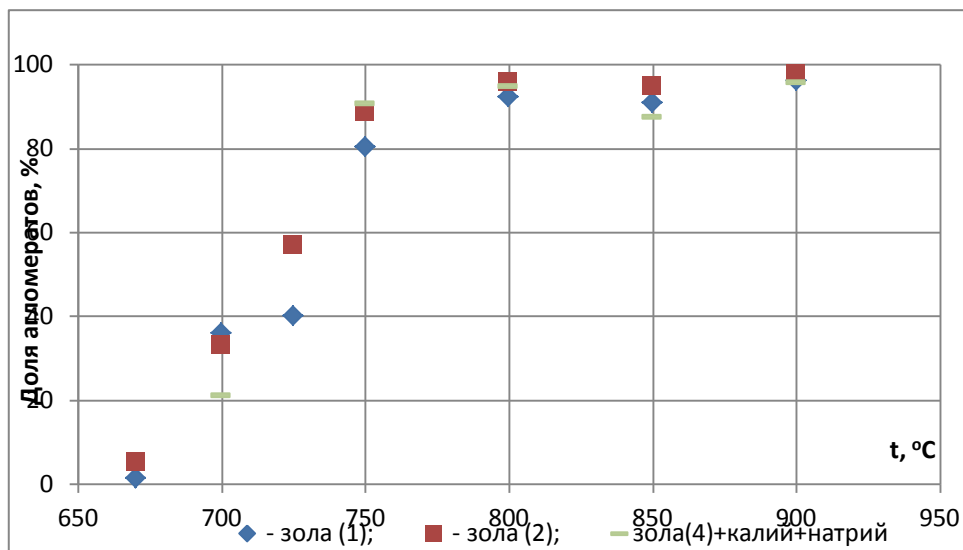


Рис. 1. Влияние температуры на долю агломератов для золы (1), (2) и золы (4) с добавкой максимального количества калия и натрия

Результаты опыта с золой 1 и долей Fe_2O_3 100 %, 50 % и без оксидов железа приведены на рис. 2. Для смеси 50/50 % песка и Fe_2O_3 агломерация проявляется только при высоких температурах (850 °C и более). Для реальных условий кипящего слоя доля оксидов железа безусловно ниже. Поэтому для предотвращения агломерации слоя при сжигании топлив с очень высоким содержанием оксидов натрия и калия можно применять оливиновый песок с содержанием оксидов кремния около 40 % или ильменит. Оливин практически не взаимодействует с газообразными соединениями калия, но взаимодействует с соединениями кальция в топливе.

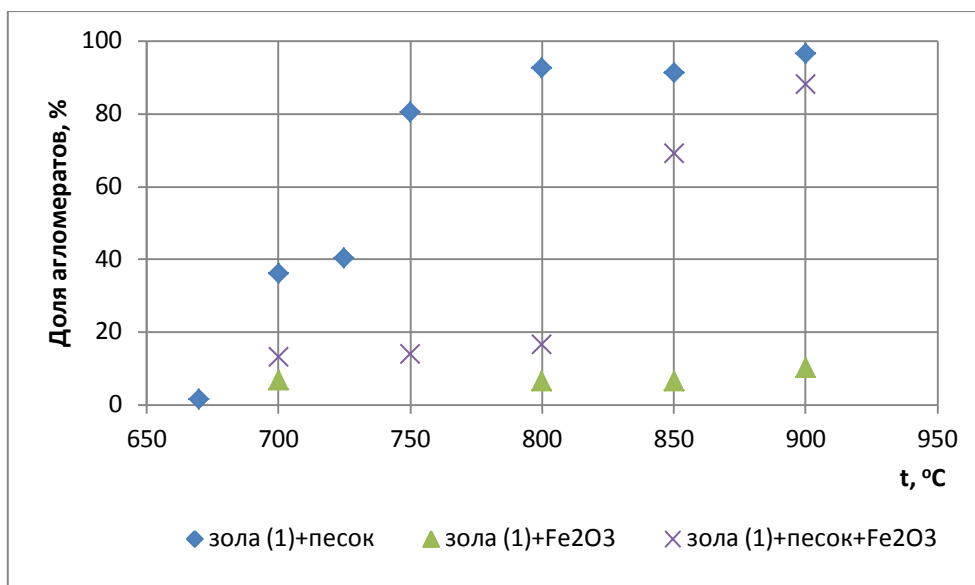


Рис. 2. Зависимость доли агломератов для золы (1) от температуры для различных наполнителей слоя — песка, Fe_2O_3 и смеси (50/50) Fe_2O_3 и песка

Анализ результатов и сопоставление с данными при псевдоожижении

В приведенных выше данных эксперименты проводились на не ороженном тонком слое смеси песка и золы с возможностью поступления окислителя как сверху, так и снизу слоя. Поэтому важным является сопоставление результатов с подобными опытами при орожении. Для переноса данных на реальные объекты и сопоставления с опытами с псевдоожижением важно определить влияния скорости орожения, размеров частиц и избытка воздуха. Увеличение скорости орожения приводит к увеличению времени дефлюидизации, так как улучшается перемешивание и увеличиваются силы от пузырьков, разрушающие агломераты. По данным [11] (сжигание измельченных пеллет из соломы на лабораторной установке диаметром 68 мм) увеличение скорости воздуха в два раза привело к небольшому росту времени дефлюидизации (по утверждению авторов — на 30 %). Однако это заметно, только при температуре ниже 830 °С, при высоких температурах точки практически совпадают. Увеличение размеров частиц приводит к снижению времени дефлюидизации. Этот факт авторы [11] объясняют как худшим перемешиванием (это не вполне точно и возможно только для наименьшей скорости газов) и относительно меньшей поверхностью, которая может быть покрыта пленкой расплавленных щелочных элементов. Изменение избытка воздуха в пределах 1–2,5 при температуре 830 °С давало очень маленькое увеличение времени дефлюидизации.

Накопление калия в слое в опытах [11] показано на рис. 3. Прямая — расчетные значения по концентрации калия в золе, расходе золы и массе песка в случае, если весь калий аккумулируется в слое.

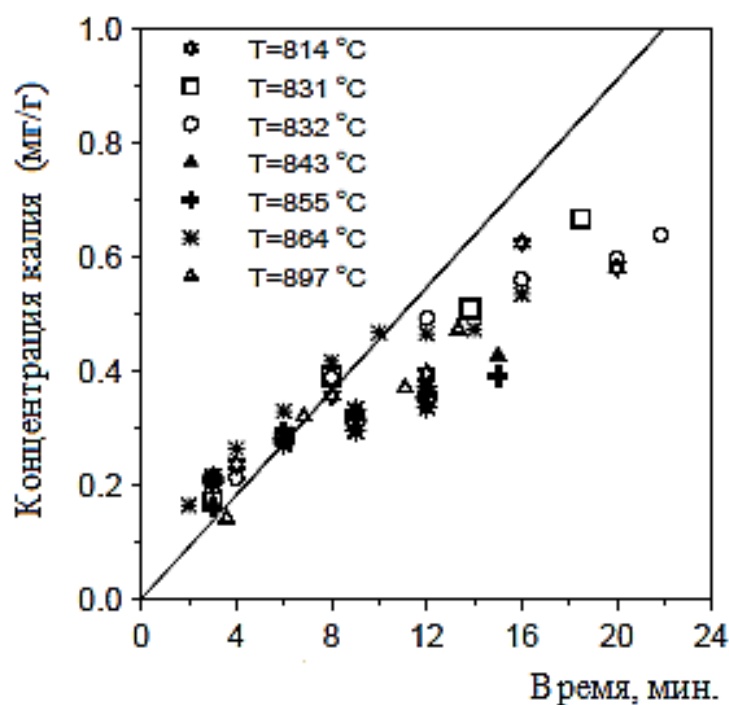


Рис. 3. Накопление калия в слое при разных температурах [11]



На начальном участке опытные значения при температурах 814–697 °С не отличаются от расчетных. При времени более 10 мин наблюдается снижение опытных концентраций калия по сравнению с расчетными. Это может быть связано с уносом мелких частиц золы, содержащих калий, количество которых должно увеличиваться со временем. Из рис. 3 следует, что влияние температуры горения на рост концентрации калия не значительно, по крайней мере, до 900 °С. Очевидно, что при лежащем слое критическая концентрация и начальная температура будут ниже, значит, наши данные должны давать их минимальные значения. Так как концентрация калия в слое является наиболее важным фактором процесса агломерации частиц, на рис. 4 приведена зависимость доли агломератов от концентрации калия при различных температурах. Исходя из этой зависимости, можно определить предельную концентрацию калия в слое, при которой происходит агломерация неподвижного слоя частиц.

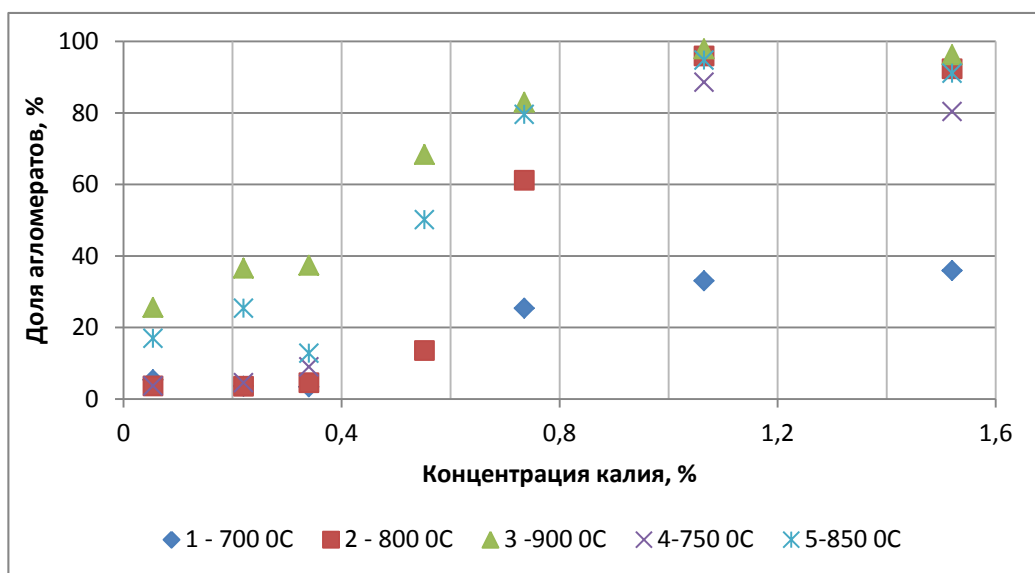


Рис. 4. Зависимость доли агломератов от концентрации калия при различных температурах

Для сравнения полученных данных с данными при псевдоожижении была выполнена обработка данных [11]. Зная размеры установки, массу песка, расход биомассы и содержание в ней калия, можно рассчитать значения предельных концентраций для различных температур слоя. Такой расчет был сделан как для условий расчетного накопления частиц, так и с учетом снижения концентраций калия в соответствии с рис. 3. На рис. 5 приведено сопоставление наших данных с обработанными в двух вариантах данными [11], а также результатами работ [4, 10]. Данные [4, 10], полученные на небольшом котле с кипящим слоем при высоких скоростях оживления, находятся вблизи опытных данных [11] (между пересчетом по балансу и данными с учетом снижения концентрации калия в слое) при относительно низких скоростях оживления. Наши данные дают наименьшее значение критических концентраций, особенно для условий относительно низких температур слоя — ниже

800 °С. Вместе с тем, необходимо отметить, что в работах [4, 10, 11] критическая концентрация соответствует потере псевдооживления, а не началу агломерации слоя.

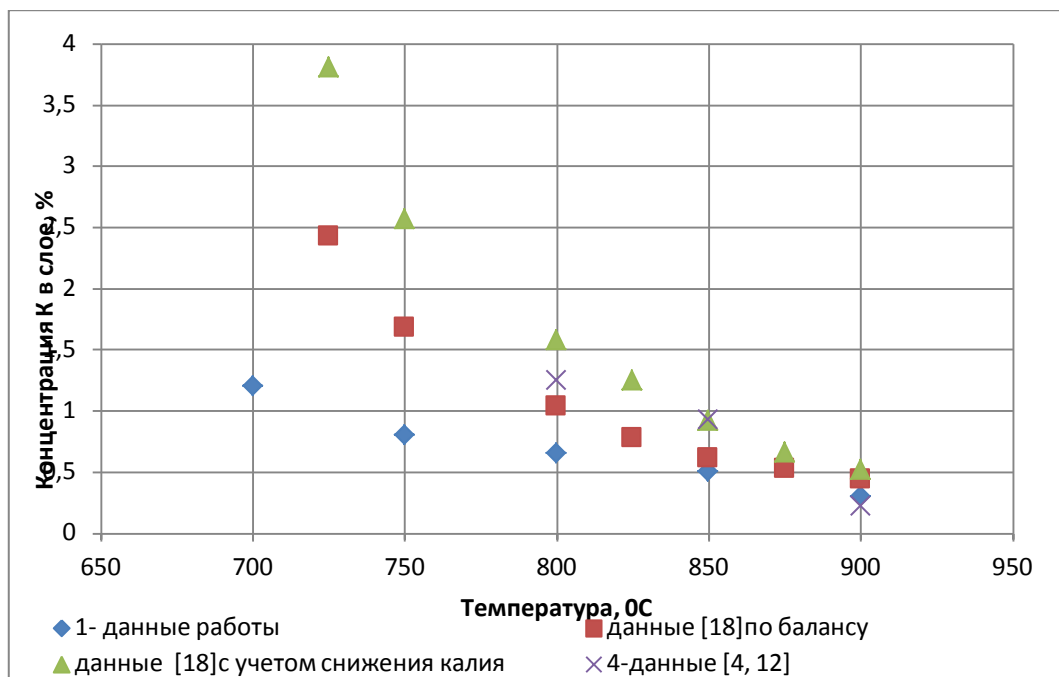


Рис. 5. Критическая концентрация калия в слое в зависимости от температуры

В указанных работах, особенно [11] потеря псевдооживления происходила достаточно быстро — в течение нескольких минут или часов. Это связано с малым размером установки, в которой отношение массы частиц песка к расходу поступающей биомассы (соответственно и калия) было мало. Поэтому, интерес представляет изучение изменения концентрации калия в слое во времени эксплуатации для реальных объектов. Эта задача важна для практики использования одного из методов борьбы с агломерацией слоя — дренаж материала слоя с добавкой отсеянного материала или свежего песка.

Расчетная оценка изменения концентрации калия в слое. Влияние расхода дренажа слоя и совместного сжигания биомассы с углем

Впервые попытка оценить требуемый расход дренажа слоя была сделана в [7]. Для такой оценки были записаны уравнения материального баланса и баланса соединений натрия и калия. Такой подход аналогичен расчетам для баланса солей в барабане котла с естественной циркуляцией. Следует напомнить, что непрерывная и периодическая продувка воды из барабана котла является необходимой мерой для поддержания требуемого качества пара и котловой воды. Ее доля обычно составляет 0,5–1 % от расхода пара, а периодическая продувка может достигать 5 %.

Уравнение изменения концентрации калия в слое может быть записано следующим образом:



$$M \cdot \frac{dC_c}{d\tau} = G_z \cdot C_z \cdot a_{унз} \cdot G_z \cdot C_{ун} - (1 - a_{унз}) \cdot G_z \cdot C_{др.} - G_{унп} \cdot C_{пс} + G_n \cdot C_n, \quad (1)$$

где C_c — концентрация в слое; τ — время, с.; M — масса слоя, кг; G_z — расход золы топлива, кг/с; C_z — концентрация калия в золе топлива; $C_{др.}$ — концентрация калия в дренаже слоя; $G_{унп}$ — расход песка в уносе, кг/с; $C_{пс.}$ — концентрация калия в песке слоя; G_n — расход добавленного песка, кг/с; C_n — концентрация калия в добавленном песке.

Расход поступающей золы равен:

$$G_z = B_p \cdot A_p, \quad (2)$$

где B_p — расчетный расход топлива, кг/с; A_p — зольность топлива на рабочую массу.

Масса слоя определяется сечением слоя (F_c), его высотой (h_c) и насыпной плотностью песка (ρ_n):

$$M = F_c \cdot h_c \cdot \rho_n. \quad (3)$$

Сечение слоя выбирается исходя из заданной скорости газов в слое (U_c), формулу для его определения можно записать так:

$$F = \frac{B_p \cdot \beta_c \cdot V_r}{U_c} \cdot \frac{273 + T_c}{273}, \quad (4)$$

где β_c — доля воздуха в слое от теоретически необходимого; U_c — скорость газов в слое, м/с; V_r — теоретически необходимый объем газов, м³/кг; T_c — температура в слое, °C.

Отношение массы слоя к расходу поступающей золы зависит от свойств топлива и скорости газов в слое, при этом расход топлива сокращается:

$$\frac{M}{B_p \cdot A_p} = K = \frac{h_c \cdot B_p \cdot \beta_c \cdot V_r}{B_p \cdot A_p \cdot U_c} \cdot \frac{273 + T_c}{273}. \quad (5)$$

Оказалось, что для реальных аппаратов с кипящим слоем отношение меняется в довольно узких пределах 60–110 1/час. Исходя из данных [7] доля уноса составляет 0,95, из этой доли 0,07 приходится на песок (доля уноса золы топлива — 0,88). В этих условиях принимаем, что $C_n = 0$, а $C_{др.} = C_c$. Тогда уравнение (1) упрощается, и может быть записано следующим образом:

$$K \cdot \frac{\Delta C_c}{\Delta \tau} = 0,12 \cdot C_z - C_c (0,07 + a_{др.}), \quad (6)$$

$$\text{где } a_{др.} = \frac{G_{др.}}{G_z}.$$

Если дополнительный дренаж и добавка песка отсутствуют, то $a_{др.} = 0,05$.

Расчеты выполнены для двух биомасс — кородревесных (КДО) отходов ЦБК (содержание калия в золе около 10 %, [7]) и подсолнечной лузги. На рис. 6 показано изменение концентрации калия во времени при сжигании лузги без дополнительного дренажа слоя.

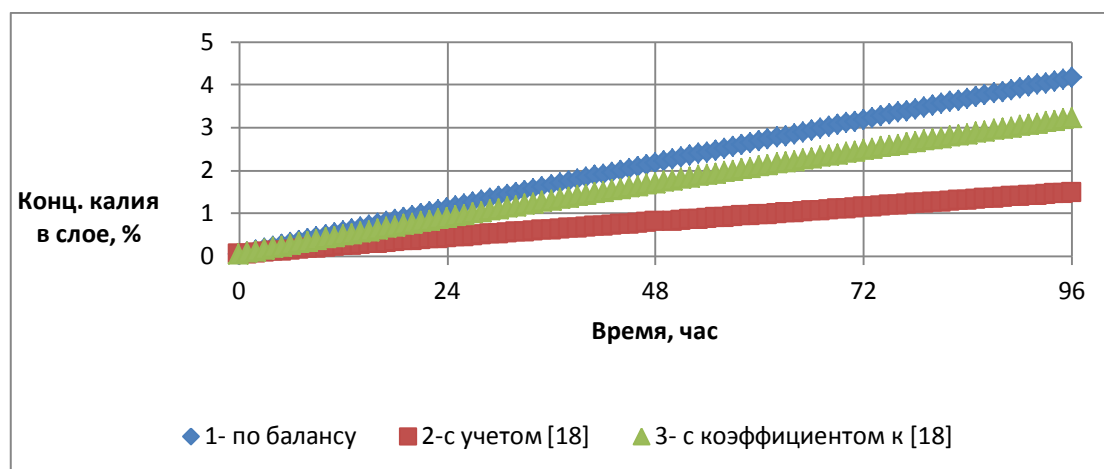


Рис. 6. Изменение концентрации калия во времени при сжигании лузги без дополнительного дренажа слоя

Наибольшие значения (кривая 1) относятся к расчету в случае изменения концентрации калия по балансу его поступления. Если учитывать, что концентрация в слое снижается в соответствии с [11] (в расчет введен понижающий коэффициент, зависящий от времени процесса по опытным данным [11]), то концентрация калия становится минимальной. В [11] указывается, что снижение концентрации калия происходит в основном за счет истирания и уноса мелких частиц, а также потери калия в газовой фазе. Унос уже в основном учтен в формулах (1, 6), поэтому достаточно было экспертно учесть долю перехода в газовую фазу (кривая 3). Учитывая качественный характер с оценкой сравнительных характеристик режимных параметров на рост концентрации калия в слое, такой упрощенный подход является вполне целесообразным. На рис. 7 показано влияние доли дренажа на рост концентрации калия в слое во времени при сжигании КДО (температура слоя 800 °С).

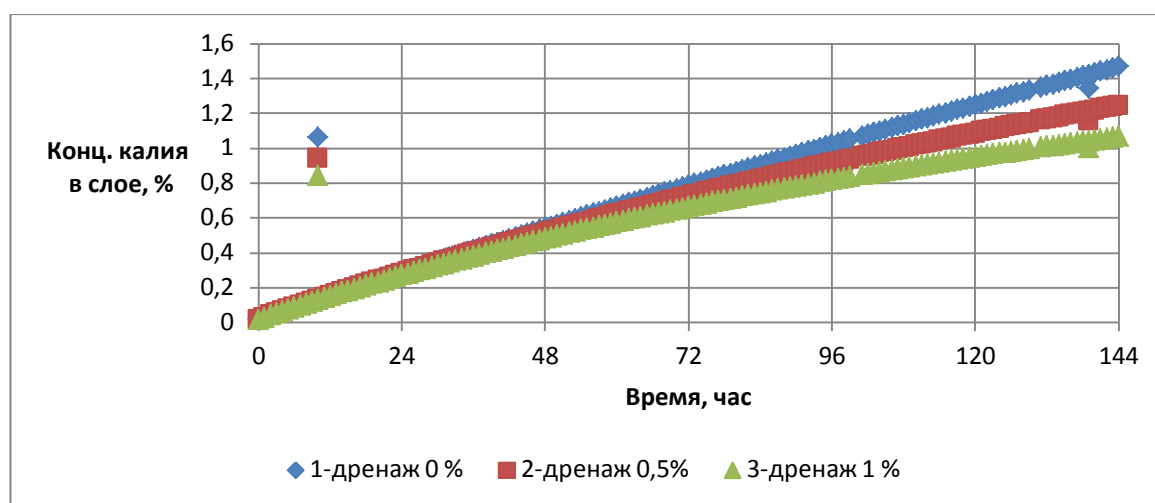


Рис. 7. Влияние доли дренажа на рост концентрации калия в слое во времени при сжигании КДО (температура слоя 800 °С)



Критические концентрации для условий ожиженного слоя достигаются только спустя пять суток работы. При этом, увеличение расхода дренажа до 1 % от расхода топлива снижает концентрацию калия в слое на 40 %. Для сжигания лузги требуется значительно больший дренаж слоя — 5 %.

Еще одна серия расчетов была выполнена для условий повышенного отвода агломератов из слоя с дренажом. Считалось, что после достижения критической концентрации и начала образования агломератов с дренажом отводится не только материал слоя, но и агломераты с концентрацией калия, такой же, как концентрация калия в поступающей золе. Доля этих частиц оценивалась по нашим данным об изменении доли агломератов от температуры слоя и концентрации калия. При учете вывода агломератов с дренажом (кривая 1, рис. 8) концентрация калия в слое быстро стабилизируется по сравнению с результатами расчета (кривая 3, см. рис. 8) без учета этого. По-видимому, достаточно иметь дренаж на уровне 5 % для исключения агломерации слоя при сжигании подсолнечной лузги.

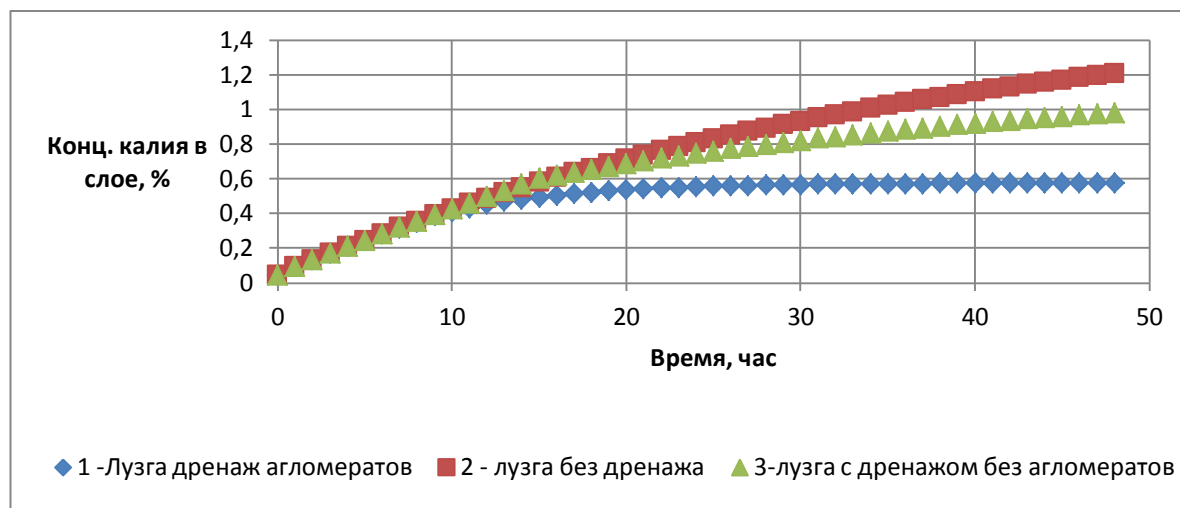


Рис. 8. Сравнение данных по лузге при учете агломерации с дренажом (1) и без него (2) и данных с максимальным дренажом без учета дренажа агломератов (3)

Результаты расчетов изменения концентрации калия в слое при совместном сжигании подсолнечной лузги и антрацитового штыба (АШ) приведены на рис. 9.

Расчеты сделаны для условий 50 % сжигания лузги и 50 % АШ по теплу. Даже такие условия сжигания не дают сильного изменения роста концентрации калия в слое (кривые 1 и 2), если не учитывать возможной реакции с оксидами железа. Этот учет выполнен исходя из данных [10], в которых показано, что в слое из железной руды с концентрацией Fe_2O_3 39 % критическая концентрации увеличивается примерно в три раза. В наших опытах она также увеличивалась примерно в 3 раза при 50 % Fe_2O_3 в слое до 1,6 % в слое песка при температуре 850 °С. Это значит, что около 2/3 калия реагирует с оксидами железа, соответственно, условная концентрация калия в слое, приводящая к агломерации пропорционально снижается. При такой упрощенной оценке получается, что совместное сжигание АШ и лузги подсолнечника не приводит к агломерации слоя.

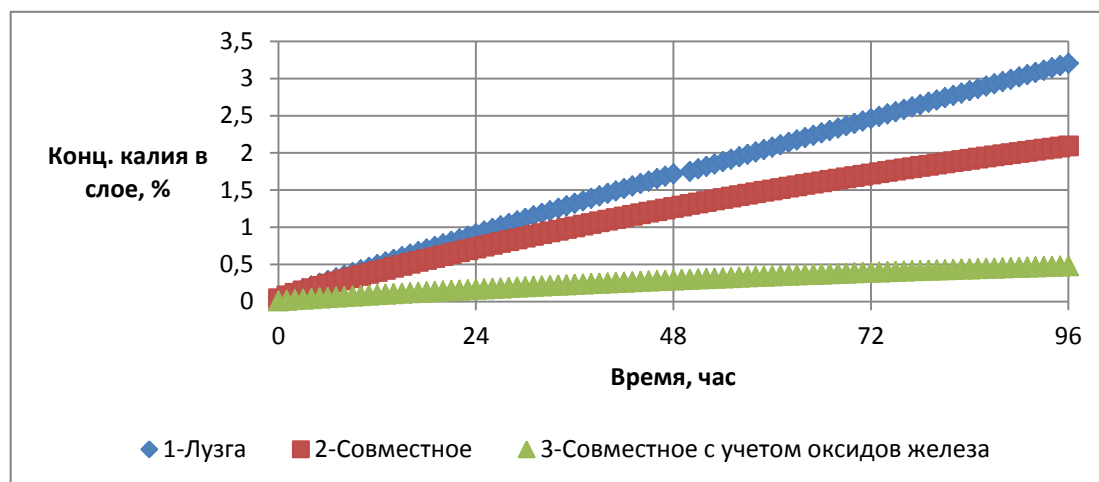


Рис. 9. Совместное сжигание лузги и угля

Заклучение

Температура начала агломерации в наибольшей степени зависит от концентрации калия. При высокой концентрации калия в золе агломерация наступает уже при 750°C . Агломераты при относительно низких температурах не являются прочными и могут распадаться. При замене материала слоя с песка, но оксиды железа и их смесь с песком, агломерация проявляется только при высоких температурах (850°C и более), а критическая концентрация калия в слое увеличивается в три и более раза.

Выполнено сопоставление результатов с подобными опытами при ожигении, рассмотрены механизмы агломерации, влияние скорости ожигения, размеров частиц и избытка воздуха. На основе сопоставления отмечено, что опыты с неподвижным слоем дают наименьшее значение критических концентраций, особенно для условий относительно низких температур слоя — ниже 800°C .

Разработана методика расчета и приведены расчетные данные по изменению концентрации калия в слое в различных условиях. Показано, что для КДО увеличение расхода дренажа до 1 % от расхода топлива снижает концентрацию калия в слое на 40 %. Для сжигания лузги требуется значительно больший дренаж слоя — 5 %.

Результаты расчетов изменения концентрации калия в слое при совместном сжигании подсолнечной лузги и антрацитового штыба (АШ) показали, что для условий 50 % сжигания лузги и 50 % АШ по теплу агломерация резко снижается по причине большого содержания оксидов железа в золе АШ.

Список литературы

1. **Scala, F.** Particle Agglomeration in Fluidized Beds: Mechanisms, Early Detection and Possible Countermeasures [Text] / F. Scala // Proc. of 12th Int. Conf on Fluidized Bed Technology, 2017, may 23–26. — Poland, Krakow, 2017. — P. 65–76.
2. **Ryabov, G.A.** Agglomeration during Fluidized Bed Combustion and Gasification of Fuels [Text] / G.A. Ryabov, D.S. Litun // Thermal Engineering. — 2019. — Vol. 66. No. 9. — P. 635–650. DOI: 10.1134/S0040601519090040.



3. **Yrjas, P.** Bed agglomeration due to addition of KCl And K_2CO_3 — first results from a laboratory fluidized bed reactor [Text] / P. Yrjas, C. Sevoni and M. Hupa // Proc. of 21st Int. Conf. on fluidized bed combustion, 2013, June 3–6. — Italy, Naples, 2013. — P. 203–210.
4. **Grubor, B.G.** Biomass FBC Combustion — Bed agglomeration problems [Text] / B.G. Grubor, S.N. Oka, M.S. Ilic [et al.] // Proc. of 13 th.Conf on Fluid.Bed Comb., 1995, May 7–10. — USA, Florida, Orlando, 1995. — Vol 1. — P. 515–522.
5. **Mettanant, V.** Agglomeration of Biomass Fired Fluidized Bed Gasifier and Combustor [Text] / V. Mettanant, P. Basu, J. Butler // The Canadian Journal of Chemical Engineering. — 2009. — Vol. 87. — P. 656–684.
6. **Niy, Y.** Ash-related issues during biomass combustion: Alkali-induced slagging and related countermeasures [Text] / Y. Niy, H. Tan, S. Hui // Progress in Energy and Combustion Science. — 2016. — Vol. 52. — P. 1–61.
7. **Ryabov, G.A.** Agglomeration of bed material: influence on efficiency of biofuel fluidized bed boiler [Text] / G.A. Ryabov, D.S. Litoun, E.P. Dik // Thermal Science. — 2003. — Vol. 1. — P. 5–17.
8. **Рябов, Г.А.** Особенности структуры и химического состава биомассы и агломерированных частиц при пиролизе и сжигании [Текст] / Г.А. Рябов, Д.С. Литун, О.М. Фоломеев, Е.А. Шорина, О.А. Смирнова // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. — 2019. — Т. 7. — № 4. — С. 9–14. DOI: 10.24892/RIJE/20190402.
9. **Горшков, В.С.** Физическая химия силикатов и других тугоплавких соединений [Текст]: [учебник для вузов по специальности «Химическая технология тугоплавких неметаллов и силикатных материалов»] / В.С. Горшков, В.Г. Савельев, Н.Ф. Федоров. — М.: Высшая школа, 1988. — 399 с. ISBN 5-06-001389-8.
10. **Grubor, B.** Hematite- A Definite Solution for FB Combustion of Biomass [Text] / B. Grubor, M. Ilec, D. Dakic // Heat and Mass Transfer MIF-96, 1996, May 20–24. — Minsk, 1996. — P. 227–234.
11. **Lin, W.** Agglomeration in bio-fuel fired fluidized bed combustors [Text] / W. Lin, K. Dam-Johansen, F. Frandsen // Chemical Engineering Journal. — 2003. — Vol. 96. — P. 171–185.

ПРОРАБОТКИ ОАО «ВТИ» В ОБЛАСТИ БЕЗОТХОДНОЙ СЕРООЧИСТКИ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ТЭС ПО АММИАЧНО-СУЛЬФАТНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

А.А. СТРОКОВ (ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

При сжигании серосодержащего органического топлива на ТЭС образуются ДГ, содержащие диоксид серы — один из основных загрязнителей атмосферы. При этом образуется также и некоторое количество триоксида серы, являющегося продуктом окисления диоксида. Оксиды серы при соединении в атмосфере с парами воды образуют сернистую и серную кислоты (H_2SO_3 и H_2SO_4), которые оказывают вредное воздействие на окружающую среду и здоровье людей, а также вызывают коррозию стальных конструкций и разрушение строительных материалов [1].

Существует множество методов очистки дымовых газов от оксидов серы, которые предполагают использование в качестве реагентов различных веществ (известняк, известь, соединения магния, сода, аммиак, морская вода и др.), процесс может проходить в жидкой фазе (мокрые методы), в твердой фазе (сухие методы). Кроме того, существуют полусухие методы, в которых влажный реагент в установке очистки высушивается, и на выходе получается продукт сероочистки в сухом виде.

Конечные продукты сероочистки могут быть пригодны для дальнейшего применения, а могут являться отходом, непригодным для дальнейшего использования.

В тепловой энергетике Российской Федерации на сегодняшний день нет действующих установок сероочистки дымовых газов по причине недостаточно жестких нормативов на выбросы диоксида серы, которые на порядок выше европейских норм. Построенные на основе зарубежных технологий установки сероочистки на Троицкой ГРЭС (мокрая известняковая) и Черепетской ГРЭС (NID-технология) до сих пор не пущены в эксплуатацию.

Тем не менее, существуют отечественные разработки энергосберегающих, эффективных и безотходных технологий сероочистки, уже воплощенные и отработанные в опытно-промышленном варианте и переработанные применительно к новым условиям. В качестве реагента используется аммиак или аммиачная вода, а продуктом является азотное удобрение — сульфат аммония.

В 1988 г. на Дорогобужской ТЭЦ, сжигавшей подмосковный уголь, был реализован аммиачно-циклический способ сероочистки дымовых газов. Установка была выполнена в ви-



де двух параллельных блоков, рассчитанных на очистку $100000 \text{ м}^3/\text{ч}$ дымового газа от четырех котлов типа ПК-20. Эта установка в качестве продукта выпускала жидкий диоксид серы [2].

После трехлетних испытаний, которые выявили некоторые недостатки в самой технологии, установка была переделана по проекту ОАО «ВТИ» под аммиачно-сульфатную технологию (АСТ), схема которой представлена на рис. 1.

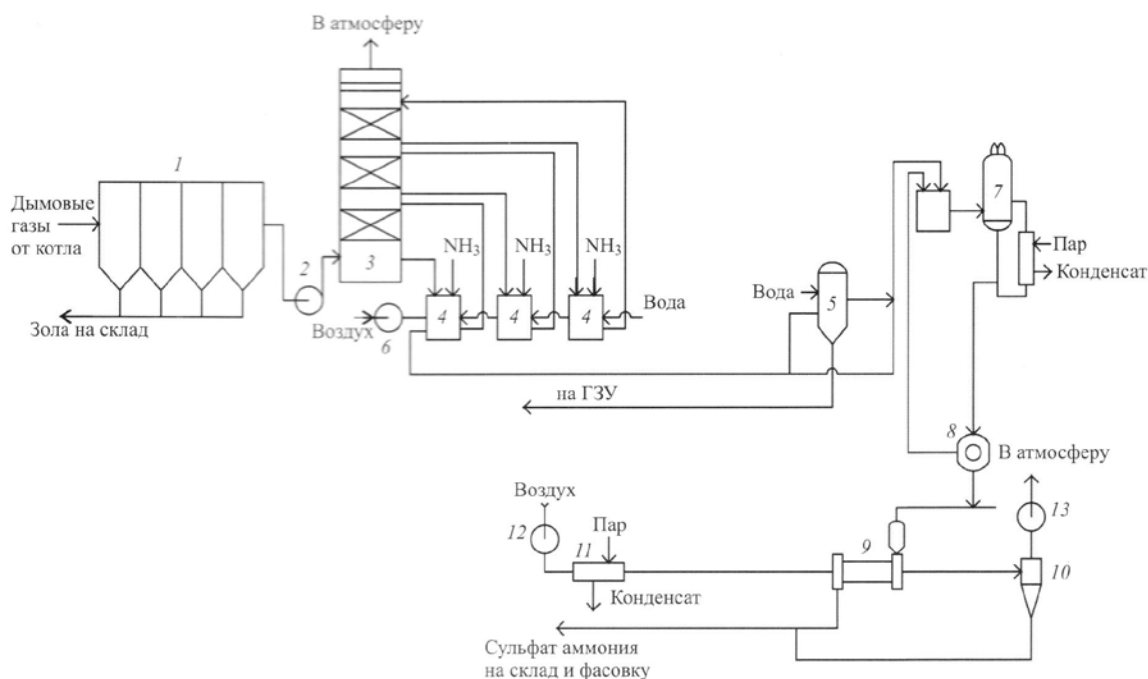


Рис. 1. Технологическая схема очистки дымовых газов от диоксида серы с получением сульфата аммония на Дорогобужской ТЭЦ: 1 — электрофильтр; 2 — дымосос; 3 — абсорбер; 4 — циркуляционный сборник; 5 — фильтр; 6 — компрессор; 7 — выпарная установка; 8 — центрифуга; 9 — сушилка; 10 — циклон; 11 — подогреватель; 12, 13 — вентиляторы; ГЗУ — гидрозолоудаление

Продукт данной технологии — сульфат аммония — ценное удобрение, содержащее 21 % по массе питательного элемента — азота, а также 24 % по массе серы.

Дымовые газы котлов очищали от летучей золы в электрофильтре 1 и подавали с помощью дымососа 2 в нижнюю насадочную часть абсорбера 3, в котором происходило улавливание диоксида серы раствором солей аммония — сульфита, бисульфита и сульфата. Контакт между газами и рабочим раствором происходил в трех ступенях с замкнутым циклом орошения в каждой по схеме противотока. Очищенный дымовой газ через трубу выбрасывался в атмосферу.

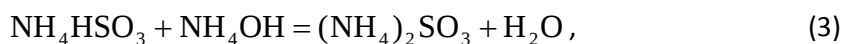
При достижении определенной концентрации сульфата аммония раствор принудительно окисляли в циркуляционных сборниках 4 воздухом, подаваемым компрессором 6. Полученный концентрированный раствор через фильтр 5 поступал в выпарную установку 7, где выпадали кристаллы сульфата аммония, которые затем отделяли в центрифуге 8 и сушили в барабанной сушилке 9 воздухом. Он подавался вентилятором 12 через паровой подогре-

ватель 11 и сбрасывался в атмосферу через циклон 10 вентилятором 13. Полученный кристаллический сульфат аммония расфасовывали. В 2000 г. на него был получен сертификат № РОСС РИ.ХПО5.В0064, код К-ОКП 218121 (сульфат аммония — побочный продукт, марка В; соответствует требованиям ТУ 113-03-625-90), подтверждающий возможность применения в качестве удобрения и сырья для кормовых дрожжей.

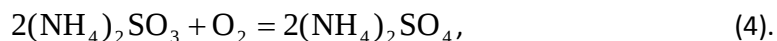
В рассматриваемой аммиачно-сульфатной технологии сначала происходит абсорбция диоксида серы (SO_2) из дымовых газов поглотительным раствором сульфит-бисульфит-сульфата аммония по реакциям (1) и (2):



После абсорбции SO_2 поглотительный раствор идет на нейтрализацию водным раствором аммиака (NH_4OH) по реакции (3):



затем сульфит аммония ($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_3$) в поглотительном растворе подвергается окислению воздухом до сульфата аммония ($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$) по реакции (4):



Далее раствор сульфата аммония направляется на переработку для получения твердого сульфата аммония.

Реализация данной технологии на Дорогобужской ТЭЦ, проведенная под руководством ОАО «БТИ», обеспечивала 99,5 % степень очистки от диоксида серы и получение высококачественного сульфата аммония.

Характеристики опытно-промышленной установки аммиачно-сульфатной сероочистки:

- Степень очистки газов: до 99,5 %.
- Достижимая концентрация диоксида серы на выходе из установки: 100 мг/м³ и менее при н.у. (здесь и далее — н.у.: 0 °С и 101,325 кПа).
- Коэффициент избытка реагента: 1,0.
- Снижение запыленности газов: на 10–15 %.
- Снижение оксидов азота: на 30–35 %.
- Доля потребляемой энергии энергоблока: до 1,5 %.
- Удельная площадь для размещения оборудования: 0,02–0,03 м²/кВт.
- Удельные капитальные вложения: 40–60 \$/кВт.



Опытно-промышленная установка АСТ проработала на Дорогобужской ТЭЦ с 1995 по 2003 гг., после чего ТЭЦ перешла на сжигание газа, а установка сероочистки была сначала законсервирована, а потом демонтирована.

В последние годы возникла необходимость очистки дымовых газов, образующихся при сжигании таких видов топлив как мазут, нефтяной кокс и другие отходы нефтепереработки, отличающиеся по составу и калорийности от обычных углей. Главной особенностью дымовых газов, образующихся при сжигании подобных топлив, является повышенное содержание диоксида серы (0,2 % объемных и более) и наличие большого количества сажистых частиц. Примером такого проекта является реконструкция установленных энергетических котлоагрегатов ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ для сжигания нефтяного кокса. Для данной установки электрической мощностью 450 МВт ОАО «ВТИ» разработало базовый проект установки сероочистки дымовых газов по аммиачно-сульфатному методу, по которому затем при авторском сопровождении ОАО «ВТИ» была разработана рабочая документация, прошедшая впоследствии государственную экспертизу с положительным заключением.

Для дымовых газов с расходом 1755800 м³/час (при н.у.) были запроектированы две независимые линии сероочистки. В газе содержалось 0,23 % об. диоксида серы и 20 мг/м³ золы (после электрофилтра), которая на 90 % состояла из несгоревшего углерода. Температура исходного газа составляла 167 °С. При этом установка должна была обеспечить следующие гарантийные показатели:

- Диапазон устойчивой работы установки: 35–110 %.
- Содержание диоксида серы в очищенном дымовом газе: не более 200 мг/м³ при н.у. (на сухие газы при 6 % об. O₂).
- Проскок аммиака с очищенными дымовыми газами: не более 10 ppm (на сухие газы при 6 % об. O₂).
- Производимый сульфат аммония должен соответствовать требованиям ГОСТ 9097-82 (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики производимого сульфата аммония по ГОСТ 9097-82

Внешний вид	Белые или прозрачные кристаллы
Массовая доля азота в пересчете на сухое вещество, % не менее	21
Массовая доля воды, % не более	0,2
Массовая доля свободной серной кислоты, % не более	0,03
Массовая доля фракции размером: более 0,5 мм, % не менее менее 6 мм, %	80 100
Рассыпчатость, %	100
Массовая доля нерастворимого в воде остатка, % не более	0,02

Жесткие условия по гарантийным показателям, необходимость получения сульфата аммония не по ТУ, а по ГОСТу, где особо прописывается доля влаги и фракционный состав, наличие сажи в дымовых газах, пусть и в небольшом количестве, высокая исходная температура дымовых газов, а также необходимость недопущения солевого тумана на выходе из абсорбера требовали кардинального изменения и усовершенствования существующей технологической схемы. В результате были приняты следующие решения:

1. Перед абсорбером диоксида серы в технологическую схему добавлен предскруббер, охлаждаемый слабым раствором сульфата аммония, что позволяет:

- охладить газ до температуры несколько выше точки росы;
- провести улавливание остаточной золы;
- осуществить концентрирование раствора сульфата аммония без выпадения его кристаллов и снизить расход тепла на выпарку.

2. В качестве реагента используется аммиачная вода, применяемая также и для улавливания оксидов азота по технологии СКВ.

3. Аммиачная вода подается не в абсорбер, а в специальный смеситель, в который также поступает циркулирующий поглотительный раствор (нет контакта с газом).

Предварительное охлаждение газа, разделение потоков аммиачной воды и дымового газа, а также установка в абсорбере туманоуловителя позволяют не допустить образование солевого аэрозоля.

4. Концентрация рабочего раствора в абсорбере поддерживается такой, чтобы обеспечить минимальные значения по диоксиду серы и аммиаку на выходе из абсорбера.

5. В качестве контактного элемента абсорбера выбрана регулярная структурированная насадка фирмы Зульцер.

6. Из раствора сульфата аммония, выходящего из предскруббера, в специальной отдувочной колонне удаляется физически уловленный SO_2 .

7. Фильтрация раствора от золы осуществляется на двух рамных фильтр-прессах.

8. Установлена насадочная окислительная колонна, в которой осуществляется окисление воздухом сульфита аммония в сульфат.

9. В узле сушки продукта введена классификация высушенного продукта, позволяющая получить сульфат аммония требуемого гранулометрического состава с возвратом более мелкого и более крупного продукта, а также уноса из сушилки в кристаллизатор.

10. Все образующиеся в технологической схеме отходы используются в других технологических узлах данной установки напрямую или через дренажные емкости, а уловленная зола направляется в общую систему золоудаления.

11. Дымовой газ после абсорбера не подогревается, а по специальному футерованному газоходу подводится к дымососам и далее к дымовой трубе.

Принципиальная технологическая схема аммиачно-сульфатной технологии по вышеизложенному варианту представлена на рис. 2. Схема подразделяется на два узла: I — узел



сероочистки дымового газа с получением раствора сульфата аммония; II — узел получения удобрения в кристаллическом виде. Для упрощения ряд вспомогательных аппаратов не показан.

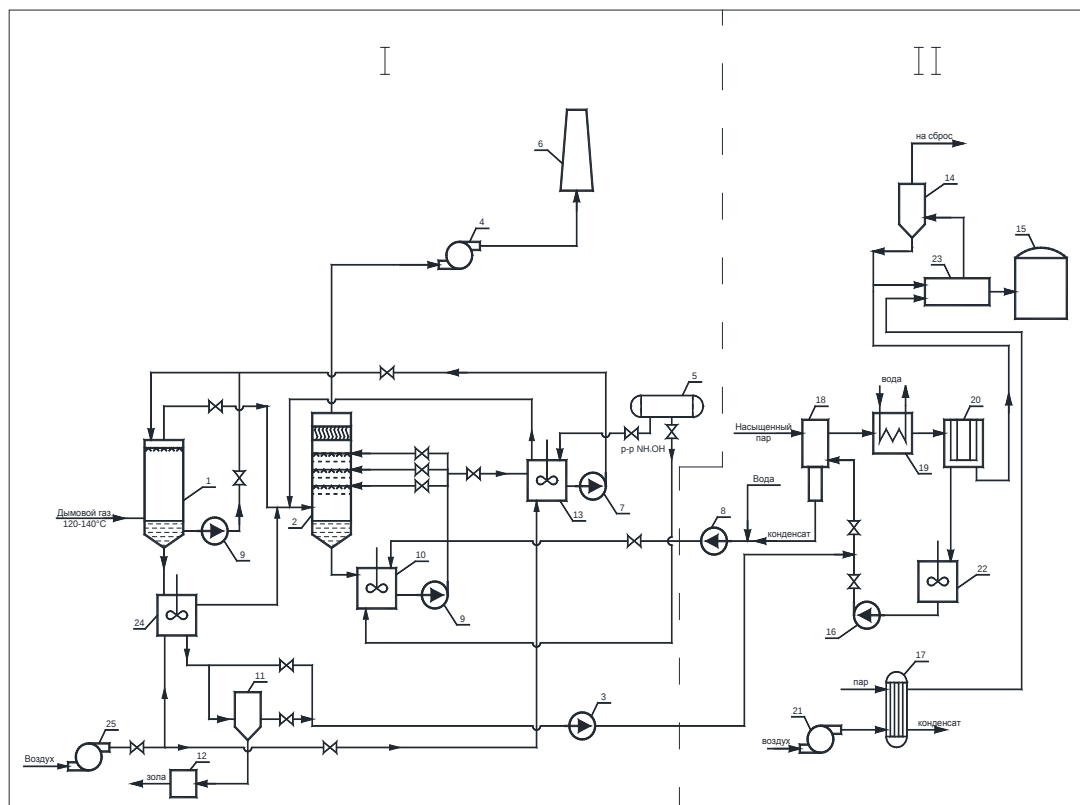


Рис. 2. Технологическая схема очистки дымовых газов от диоксида серы с получением сульфата аммония на Нижнекамской ТЭЦ: 1 — предскруббер; 2 — абсорбер; 3, 7, 8, 16 — насосы; 4 — дымосос; 5 — емкость аммиачной воды; 6 — дымовая труба; 9 — циркуляционные насосы; 10 — циркуляционные сборники; 11 — фильтр; 12 — сушилка для золы; 13 — окислительная емкость; 14 — циклон; 15 — склад сульфата аммония; 17 — подогреватель воздуха; 18 — выпарной аппарат; 19 — кристаллизатор; 20 — центрифуга; 21, 25 — воздухоподогреватели; 22 — емкость маточного раствора; 23 — сушилка, 24 — отдувочная емкость

Описание узла I

Дымовые газы охлаждают в предскруббере 1 и после этого подают в насадочный абсорбер 2. Раствор из нижней части абсорбера самотеком сливается в циркуляционный сборник 10, куда вводят большую часть поглотительного реагента (25 % аммиачную воду) и воду для компенсации потерь при абсорбции, после чего поглотительный раствор подают циркуляционными насосами 9 на соответствующие секции насадки абсорбера.

Очищенные дымовые газы отделяют от капельной влаги в туманоуловителе абсорбера и с помощью дымососа 4 выбрасывают в атмосферу через дымовую трубу 6.

Реагент (аммиачную воду) вводят в циркуляционный сборник 10 по значению pH раствора из напорной емкости аммиачной воды 5, а воду для компенсации испаренной в абсорбере воды — из выпарного аппарата (в виде конденсата) с добавкой некоторого количества подпиточной воды.

Часть поглотительного раствора отводят в окислительную емкость 13, где нейтрализуют аммиачной водой бисульфит аммония до сульфита, а сульфит аммония (исходный и образующийся при нейтрализации бисульфита) окисляют воздухом, подаваемым воздуходувкой 25.

Обедненные кислородом газы из окислительной 13 и отдувочной 24 емкостей присоединяют к исходному газовому потоку в абсорбер, а раствор сульфата аммония насосом 7 — на орошение предскруббера. В предскруббере раствор сульфата аммония за счет тепла дымовых газов упаривают, отделяют от поглощенного в испарителе диоксида серы в отдувочной емкости с помощью воздуха, подаваемого воздуходувкой 25. Отдувочные газы присоединяют к газовому потоку, направляемому в абсорбер.

Освобожденный от SO_2 раствор сульфата аммония фильтруется от уловленной в предскруббере золы на фильтре 11. При необходимости зола высушивается в сушилке золы 12, а из раствора сульфата аммония в блоке II получают готовый кристаллический продукт.

Описание узла II

Отфильтрованный раствор сульфата аммония объединяют с маточным раствором после центрифуги 20 и выпаривают в выпарной установке 18 с принудительной циркуляцией и барометрическим конденсатором. Для выпарки воды в выпарной аппарат подают насыщенный пар с температурой не выше 160°C .

Горячий насыщенный раствор сульфата аммония вместе с кристаллами охлаждают в водяном кристаллизаторе 19, выпавшие кристаллы сульфата аммония отделяют от маточного раствора на центрифуге. Насыщенный маточный раствор самотеком сливают в емкость маточного раствора 22, откуда насосом 16 возвращают на выпарку раствора.

Сульфат аммония после центрифуги подают в сушилку 23, а полученные кристаллы из сушилки — на склад готовой продукции 15.

Сушку готового продукта проводят горячим воздухом, который нагнетают воздуходувкой 21, нагревают в подогревателе 17 насыщенным паром. Запыленные отходящие газы из сушилки очищают от пыли в циклоне 14, после чего сбрасывают в атмосферу. Пыль продукта (регур) возвращают в сушилку.

Расчетные показатели спроектированной установки аммиачно-сульфатной сероочистки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Основные показатели аммиачно-сульфатной сероочистки

Технологические показатели	Значение показателей
Требуемая степень сероочистки, %	97,83
Достижимая конечная концентрация SO_2 , мг/м ³	200
Увеличение расхода энергии на собственные нужды, %	1,65
Продукт сероочистки	удобрение — сульфат аммония по ГОСТ 9097-82



Технологические показатели	Значение показателей
Занимаемая площадь, м ²	7950
Расходные показатели на 1 т сульфата аммония:	
аммиачная вода, т/т	1,028
обессоленная вода, т/т	2,715
воздух, т/т	5,145
электроэнергия, кВт·час/т	199,4
насыщенный пар	2,04
Удельные капитальные вложения, \$/кВт	52,5

ОАО «ВТИ» непрерывно работает над усовершенствованием сероочистки АСТ, поскольку эта технология является одной из наиболее перспективных по причине ее высокой экологичности. Данная технология является полностью безотходной: все образующиеся в технологической схеме отходы используются в других технологических узлах данной установки, уловленная зола направляется в общую систему золоудаления, а продуктом очистки является полезный продукт (удобрение), реализация которого обеспечивает быструю окупаемость капитальных затрат.

Стадией, определяющей качество и выход продукта, является процесс окисления сульфита аммония до сульфата аммония. Если окисление сульфита аммония в рабочем растворе проходит не до конца, то при термической переработке данного раствора в твердый продукт остаточный сульфит аммония разлагается с выделением аммиака и диоксида серы, и происходят потери реагента.

Несмотря на хорошую изученность кинетики и механизма процесса окисления сульфита аммония, на протекание данного процесса способны оказывать влияние примеси, являющиеся продуктами горения и попадающие в раствор с дымовыми газами (органические соединения, частицы сажи и золы), а также ионы металлов, выделяющиеся при коррозии оборудования (преимущественно ионы железа).

Для исследования влияния примесей была проведена работа по исследованию условий реакции окисления водного раствора сульфита-сульфата аммония. Исследование реакции проводилось на лабораторной установке ОАО «ВТИ».

Результаты проведенных исследований показали, что процесс окисления сульфита аммония в производственных условиях аммиачно-сульфатной сероочистки дымовых газов рекомендуется проводить при температуре 50 °С и концентрации сульфата аммония не больше 0,5 М. Это обуславливается тем, что при повышении температуры процесса окисления выше 50 °С происходит образование бисульфита аммония (NH_4HSO_3) из сульфита аммония с выделением аммиака из раствора. А с увеличением концентрации сульфата аммония с 0,5 до 0,8 М при температуре 40–60 °С значение эффективной константы скорости реакции K уменьшается в среднем на 18 %. Это объясняется тем, что сульфат аммония является ингибитором реакции окисления, образуя с сульфитом аммония комплекс.

Кроме того, технологический процесс окисления сульфита аммония должен предусматривать недопущение попадания сажи в рабочий раствор, поскольку частицы сажи способны к блокировке реакции окисления при их содержании от 0,1 % масс. в растворе. Влияние ионов железа на процесс окисления сульфита аммония сказывается благоприятно на процессе окисления, поэтому в промышленных условиях вследствие коррозии металла аппаратов, контактирующих с рабочей средой, скорость окисления сульфита аммония будет повышаться.

Высокоэффективная и полностью безотходная аммиачно-сульфатная технология сероочистки дымовых газов (АСТ) применима на ТЭС при сжигании средне- и высокосернистых топлив различного агрегатного состояния (угли, нефтекокс, мазуты, сырая нефть). При наличии сбыта сульфата аммония, являющегося ценным удобрением (особенно хорошо подходит для культур, требующих подпитку не только азотом, но и серой, таких как рис), установка способна в короткое время (5–6 лет) окупить капитальные вложения.

Сероочистка АСТ хорошо совместима с технологиями азотоочистки газов (СКВ и СНКВ) вследствие использования аналогичных реагентов (аммиака или карбамида). Более того, сероочистка АСТ сама по себе обеспечивает дополнительное (на 30–35 %) улавливание оксидов азота.

В национальный проект «Экология», разработанный Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации в 2019 г., включен Федеральный проект «Внедрение наилучших доступных технологий», в рамках которого планируется до 31.12.2024 г. актуализация справочника наилучших доступных технологий ИТС 38-2017. Данная актуализация должна повлечь ужесточение нормативов по выбросам загрязняющих веществ, в том числе по диоксиду серы. Переход российских ТЭС на более жесткие нормативы потребует модернизации действующего очистного оборудования и внедрения современных воздухоохраных технологий.

В этой связи высокоэффективная и полностью безотходная аммиачно-сульфатная технология сероочистки дымовых газов (АСТ), рекомендованная ИТС 38-2017 к внедрению на энергоустановках, позволяющая в короткие сроки окупить капитальные вложения и приносить дополнительную прибыль при реализации продукционного сульфата аммония, является одной из наиболее перспективных воздухоохраных технологий для ТЭС, сжигающих сернистое топливо.

Список литературы

1. Энергетика и охрана окружающей среды [Текст]: под ред. Н.Г. Залогина, Л.И. Кроппа, Ю.М. Кострикина. — М.: Энергия, 1979.
2. **Володин, А.М.** Опыт освоения установок очистки дымовых газов от оксидов серы при сжигании органического топлива на отечественных ТЭС [Текст] / А.М. Володин, А.Н. Епихин, С.К. Федорова // Электрические станции. — 2015. — № 1. — С. 83–88.



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ CO₂ ИЗ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ТЭС ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СОДЫ КАК СПОСОБ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ И СОХРАНЕНИЯ ШИХАНОВ В РЕСПУБЛИКЕ БАШКОРТОСТАН

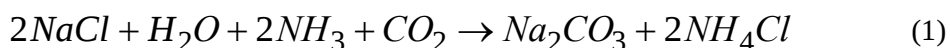
А.Д. НИКИТИН, А.Ф. РЫЖКОВ, Г.Е. МАСЛЕННИКОВ (ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия)

Проблемы ужесточения норм выбросов вредных веществ и выполнение обязательств по сокращению эмиссии парниковых газов требуют разработки экологически и экономически состоятельных технологий улавливания CO₂ и его последующей утилизации [1, 2]. Применение возобновляемых источников энергии может в определенной степени решить проблему снижения загрязняющих атмосферу выбросов, но для промышленно развитых стран необходима диверсифицированная структура энергогенерации, в которой мощности на органическом топливе являются стабилизирующим фактором. Переход к низкоэмиссионной работе в рамках выполнения ратифицированного Российской Федерацией в 2019 г. Парижского соглашения по климату означает, что в перечень основных конечных продуктов тепло-электрогенерирующих компаний будет входить техногенный углерод, отпускаемый в удобной для потребления форме, а органичное сочетание технологий производства энергии и потребления углерода становится ключом к обеспечению жизнеспособности энергетики на экономически приемлемом уровне.

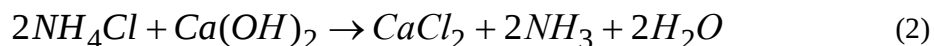
Согласно глобальным экологическим программам сценарий снижения выбросов CO₂ неизбежно будет реализовываться для всех отраслей производства, однако лишь энергетической отрасли требуется переходить в 2050–2060 гг. к безэмиссионным низкоуглеродным технологиям с сокращением выбросов CO₂ на 80–95 % по отношению к 1990 г., а выбросов других вредных веществ на 100 % [3, 4]. Особое место занимает разработка прорывных технологий утилизации CO₂, приближенных по техническим требованиям технологии-потребителя к показателям источника CO₂. Перспективным направлением является утилизация CO₂ из дымовых газов ТЭС при производстве соды. Важными преимуществами являются значительные масштабы производства соды и, как следствие, относительно большая емкость по CO₂, а также близость параметров CO₂ для производства соды к параметрам CO₂ из дымовых газов ТЭС.

Острой региональной проблемой, вышедшей на общероссийский уровень, является истощение запасов известняка (в разрабатываемом настоящее время месторождении) для производства соды АО «Башкирская содовая компания», г. Стерлитамак, Республика Башкортостан. Необходимо отметить, что это предприятие производит около половины потребляемой в стране соды. В качестве нового источника известняка для производства предприятие рассматривает, находящиеся в непосредственной близости от производственной площадки, шиханы — известковые горы. Шиханы являются коралловыми рифами, образовавшимися в бывшем на месте Урала море, и представляют собой уникальные геологические и природные памятники. В настоящее время под воздействием активной гражданской позиции населения принято решение о запрете разработки шиханов и продлении добычи известняка в действующем карьере ниже уровня грунтовых вод, что откладывает принятие принципиального решения проблемы на несколько лет. Внедрение в течение этого времени технологии производства соды, не требующей применения известняка, для России становится важной и актуальной задачей.

Существующая технология производства соды в г. Стерлитамак основана на методе Сольве [5]. Получение кальцинированной соды Na_2CO_3 , которая является основным продуктом, описывается общим уравнением:



Регенерация аммиака осуществляется путем обработки хлорида аммония гашеной известью с образованием в качестве отхода хлорида кальция:



Используемый в производственном процессе известняк CaCO_3 является источником CO_2 непосредственно для процесса получения соды и CaO для получения гашеной извести, применяемой для регенерации аммиака. Известняк обжигается в работающих на твердом топливе (ископаемый уголь) печах, где происходит реакция:



Для производства соды поступает очищенный от пыли газ, содержащий 37–40 % CO_2 и азот, при температуре около 30 °С и атмосферном давлении. Указанные параметры легко достигаются при одноступенчатой абсорбции CO_2 из дымовых газов ТЭС растворами аминов, что является частью общепринятой технологии улавливания CO_2 из дымовых газов после сжигания топлива [6].

Существенным недостатком технологии производства соды по методу Сольве является большое количество жидких отходов — около 9 м³ на тонну соды [5]. Отходы представляют собой водный раствор хлорида кальция и остаточного хлорида натрия (до 25 % от вхо-



дящего в процесс), сбрасываются в отстойники («белые моря»), засаливают почвы, попадают в воды (р. Белая), что наносит значительный ущерб экологии.

Согласно обзору [7] процессы переработки отходов от производства соды по методу Сольве и выделения из них полезных продуктов разрабатывались на протяжении десятилетий. Однако во всех случаях объем потребления выделяемого продукта на порядок ниже объема образующихся отходов. Кроме этого, большинство способов не позволяют отказаться от использования известняка.

Необходимым условием перехода к использованию CO_2 из дымовых газов ТЭС и отказа от использования известняка в процессе производства соды является возможность регенерации аммиака из хлорида аммония без применения известняка. Этот технологический процесс разработан для производства хлороводорода [8]. При взаимодействии хлорида аммония NH_4Cl с гидросульфатом натрия NaHSO_4 при температуре 220–270 °С выделяется хлороводород, а аммиак образует с гидросульфатом двойную соль, которая разлагается при дальнейшем нагреве до 330–380 °С с выделением аммиака. Расплавленный гидросульфат натрия возвращается в технологический цикл.



Материальный баланс процесса производства соды с использованием CO_2 из дымовых газов ТЭС и без применения известняка показан в табл. 1. Видно, что отходом является хлороводород (газ), либо соляная кислота (раствор хлороводорода в воде). Источник хлора (хлорид натрия) выкачивается в виде раствора из скважин. Для замыкания производственного цикла необходимо закачивать раствор соляной кислоты в геологические пласты. Теоретически, в геологических пластах возможна нейтрализация соляной кислоты при взаимодействии с широко распространенными в них натрием и калием. Вне зависимости от этого, экологическое воздействие на важные для жизни на Земле поверхностные слои будет минимизировано.

Таблица 1

Материальный баланс процесса производства соды с использованием CO_2
из дымовых газов ТЭС и без применения известняка
(на 1 т кальцинированной соды Na_2CO_3)

Вход	Выход	
	Продукт	Отход
NaCl — 1,1 т	Na_2CO_3 — 1 т	HCl — 0,69 т
H_2O — 0,17 т		
CO_2 — 0,415 т		

Предлагаемая перспективная схема производства соды с использованием дымовых газов ТЭС и без использования известняка показана на рис. 1 и 2.

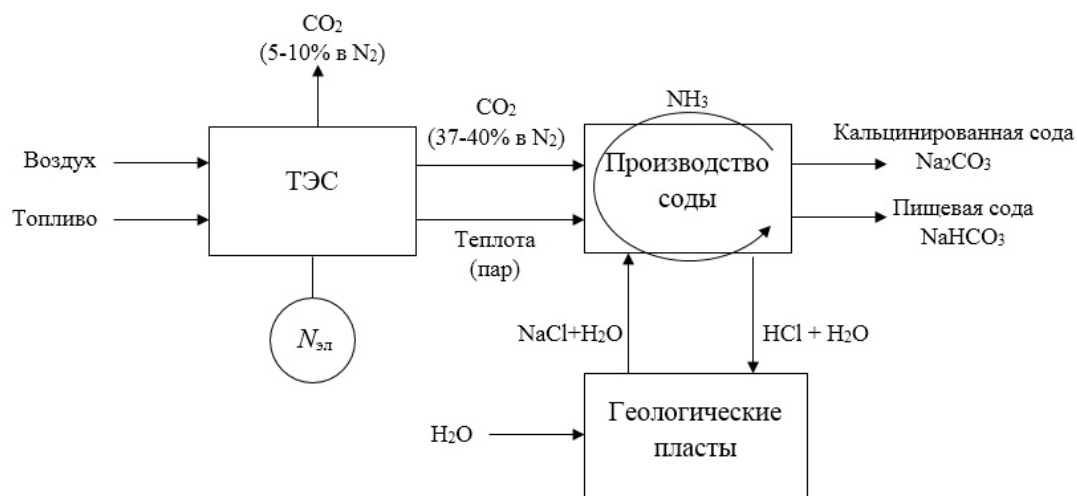


Рис. 1. Принципиальная схема процесса производства соды с использованием дымовых газов ТЭС

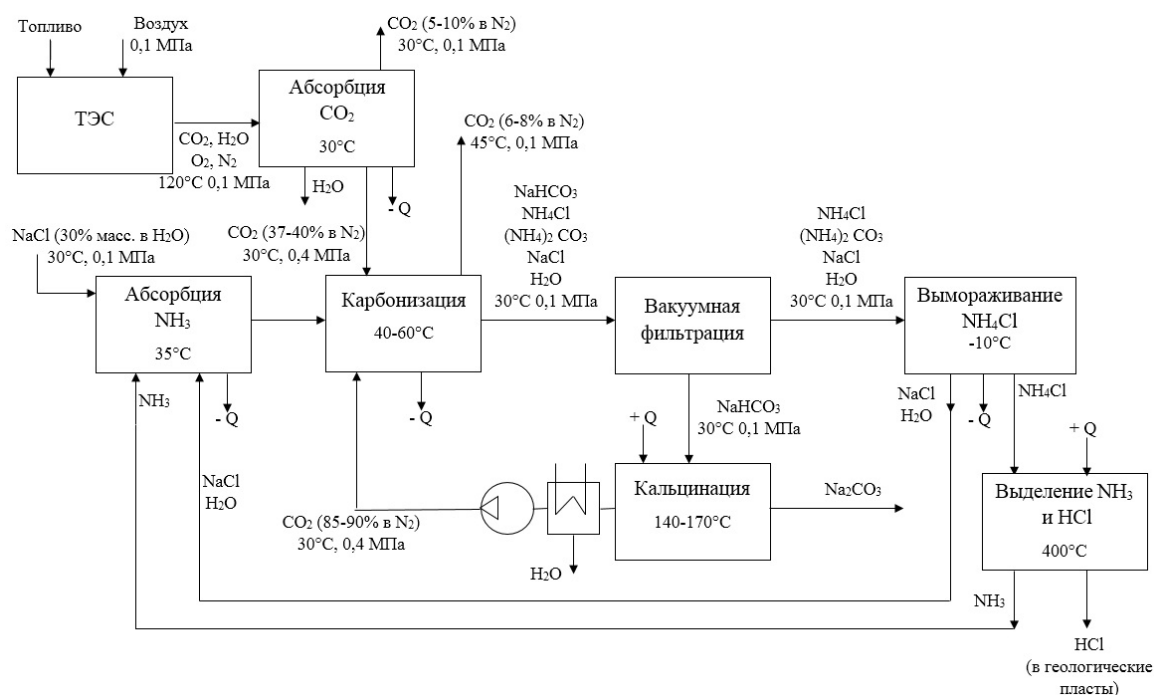


Рис. 2. Примерная технологическая схема процесса производства соды с использованием дымовых газов ТЭС

Необходимо отметить, что в мире имеется опыт применения в промышленных масштабах отдельных процессов из предлагаемой технологической схемы. На Кунградском содовом заводе в Узбекистане осуществляется использование CO_2 из продуктов сжигания природного газа с предварительным увеличением концентрации CO_2 за счет одноступенчатой абсорбции растворами аминов [7]. Однако, для регенерации аммиака применяется известковое молоко, получаемое из известняка. Процесс разделения хлорида натрия и хлорида



аммония имеет широкое промышленное применение в производстве соды по методу Хоу. Данная технология широко распространена в Китае, так как хлорид аммония является удобрением и применяется на рисовых полях [7]. Но метод Хоу требует непрерывного ввода аммиака в технологический цикл.

С учетом материального баланса технологии, при текущем производстве кальцинированной соды около 1,7 млн т в год [7] из дымовых газов ТЭС будет использовано около 0,7 Мт CO_2 /год, что эквивалентно полному использованию годовых выбросов CO_2 от энергоблока мощностью 130–150 МВт (в зависимости от типа топлива и эффективности энергоблока).

Источником CO_2 для Стерлитамакского содового завода может быть находящаяся в непосредственной близости от производственной площадки Стерлитамакская ТЭЦ, установленная электрическая мощность которой составляет 320 МВт.

Преимуществами предлагаемой технологии производства соды являются отсутствие отходов за счет осуществления замкнутого цикла по хлору, а также реальная возможность практического применения, обусловленная реализацией отдельных технологических процессов в промышленном масштабе. Внедрение предложенной технологии производства соды с использованием CO_2 из дымовых газов ТЭС и без применения известняка на Стерлитамакском содовом заводе позволит решать как региональные, так и глобальные экологические проблемы.

Список литературы

1. Putting CO_2 to use [Электронный ресурс]. — IEA, Paris. — URL: <https://www.iea.org/reports/putting-CO2-to-use>.
2. Carbon capture and utilization technology without carbon-dioxide purification and pressurization: a review on its necessity and available technologies / H. Ho [at al] // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. — 2019. — Vol. 58. Iss. 21. — P. 8941–8954. — doi:10.1021/acs.iecr.9b01213.
3. Energy Road Map 2050. European Comission. 15.12.2011.
4. Минэкономразвития РФ. Проект Стратегии долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [Электронный ресурс]. — URL: https://economy.gov.ru/material/file/babacbb75d32d90e28d3298582d13a75/proekt_strategii.pdf.
5. **Егоров, А.П.** Общая химическая технология неорганических веществ [Текст] / А.П. Егоров, А.И. Шерешевский, И.В. Шманенков. — М.: Химия, 1965. — 688 с.
6. Techno-economic comparison between different technologies for a CCS power generation plant integrated with a sub-bituminous coal mine in Italy / Alberto Pettinau [at al] // *Applied Energy*. — 2012. — Vol. 99. — P. 32–39.
7. **Шатов, А.А.** Производство кальцинированной соды — от прошлых к новым технологиям [Электронный ресурс] / А.А. Шатов // *Научное обозрение. Фундаментальные и прикладные исследования*. — 2017. — № 1. — URL: <https://scientificreview.ru/ru/article/view?id=8>.
8. **Позин, М.Е.** Технология минеральных солей (удобрений, пестицидов, промышленных солей, окислов и кислот) [Текст]: Ч. 1 / А.А. Шатов. — Л.: Химия, 1974. — 792 с.

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ ЧИСТКИ ТЕПЛОВОСПРИНИМАЮЩИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТОПКИ, ОСНОВАННАЯ НА ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИИ FTR — ОНЛАЙН ОПТИЧЕСКОГО ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ И ОТРАЖАТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ ШЛАКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

НАФТАЛИ МЕНН (AMS, Израиль), **Б. ЧУДНОВСКИЙ** (IEC, Израиль),
Д.Р. ГРИГОРЬЕВ (ООО «ЭКОГОР», г. Москва, Россия), **М. ГАМБУРГ** (SCA, США)

Сжигание углей сопровождается формированием отложений на поверхностях нагрева, которые снижают эффективность работы котла, повышают температуру на выходе из топki и увеличивают выброс в атмосферу вредных продуктов горения. Для поддержания поверхностей нагрева на уровне максимально возможной тепловой эффективности применяются различные системы обдувки и очистки этих поверхностей. Однако их использование может приводить к механическим повреждениям труб (эрозия), а также сопровождается дополнительными потерями мощности, требуемых для очистки. Таким образом, возникает задача определения оптимального режима очистки — где, когда и насколько времени включать очистные устройства.

Для решения этой задачи, как правило, используют существующие рекомендации, которые разработаны производителями котлов на основе накопленного опыта. Однако, реальный режим работы, когда тип топлива, условия его подготовки и ввода в топку, нагрузка котла и другие параметры, может существенно отличаться от стандартных рекомендаций завода изготовителя, необходимо принимать во внимание. Обычно учет переменных условий работы котла выполняется вручную эксплуатационным персоналом станции, но обилие переменных параметров на практике делает ручную оптимизацию практически невозможной.

Задача была успешно решена Израильской фирмой AMS, которая в течение 30 лет специализируется на электронно-оптических системах для автоматической инспекции в микро-электронной промышленности, на электростанциях и в ряде медицинских приложений.

В Израиле в связи с постоянным изменением поставщика угля, определяемого внешними рыночными факторами и геополитической ситуацией, были вынуждены найти способ оптимизации управления очисткой поверхностей нагрева, который пригоден для разных топлив и разных условий эксплуатации котельного агрегата. Для этого была разработана

система FTR (Fouling Thickness and Reflectivity), выполняющая бесконтактное прямое измерение в режиме реального времени толщины и отражательной способности отложений на трубах топки (шлакования), работающей на угле или биомассе (система запатентована в Америке, Канаде и в большинстве Европейских стран [1]).

Передняя часть FTR датчика (рис. 1) периодически входит в топку и после двух секунд выходит из нее. Находясь внутри топки, лазерный луч создает световое пятно на поверхности отложений. Отраженный от поверхности свет улавливается оптикой детектора, которая строит изображение пятна на светочувствительной поверхности видеокамеры. По мере роста отложений изображение пятна движется по поверхности приемника видеокамеры, а соединенный с ней процессор находит смещение светового пятна и вычисляет толщину накопившегося отложения.

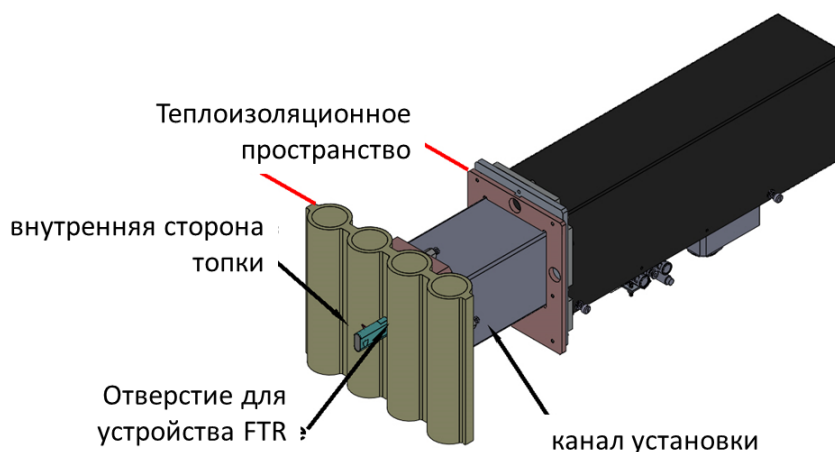


Рис. 1. Устройство выдвижного датчика системы FTR

Видеокамера и процессор также регистрируют интенсивность света, отраженного от поверхности отложения и, сравнивая с интенсивностью света отраженного от калиброванного образца, расположенного внутри датчика FTR, вычисляют отражательную способность отложения — второго параметра, определяющего теплообмен внутри топки.

Количество и место установки датчиков FTR определяется специалистами AMS по апробированной методике в период обследования котла и проведения наладочных работ. Все данные, регистрируемые FTR, доступны для наблюдения на удаленном приемнике.

Измерения проводятся неконтактным способом и передаются в реальном времени в центральный компьютер, где постоянно обрабатывается информация от всех датчиков FTR, расположенных на стенках топки. Измеренные величины локальной толщины и отражательной способности участвуют в расчете локального теплообмена во всех зонах, где располагаются датчики, после чего вычисляется коэффициент общей загрязненности топки и включается специально разработанный алгоритм оптимизации. Этот алгоритм позволяет каждые полчаса определять — чистка в каких зонах даст максимальное улучшения общего коэффициента загрязнения топки. Рекомендация алгоритма получается в виде цифровой

информации, которая немедленно переводится на прием электронных систем, включающих очистные устройства в соответствующих зонах топки. Таким образом, оптимизация очистки полностью автоматизируется и не зависит от функций обслуживающего персонала, существенно облегчая работу эксплуатационного персонала [2]).

Системы FTR установлены и опробованы на блоках мощностью 550 МВт с котлами со встречной компоновкой горелок, блоках мощностью 575 МВт с тангенциальной компоновкой горелок Израильской электрической компании, сжигающих каменный уголь и блоке 450 МВт с тангенциальной компоновкой горелок (Германия), сжигающих бурый уголь. В течение последних пяти лет система FTR непрерывно используется на котлах блоков 550 и 575 МВт Израильской электрической компании.

На рис. 2 представлены графики состояния параметров толщины слоя и отражательной способности при работе котла без системы FTR (рис. 2а) и после ее включения (рис. 2б). Как видно из рисунка 2а, без системы FTR включались все обдувочные аппараты без учета толщины слоя шлака в месте их установки. Включение системы FTR обеспечило многократное сокращение количества включений обдувочных аппаратов при сохранении эффективности работы защитных экранов.

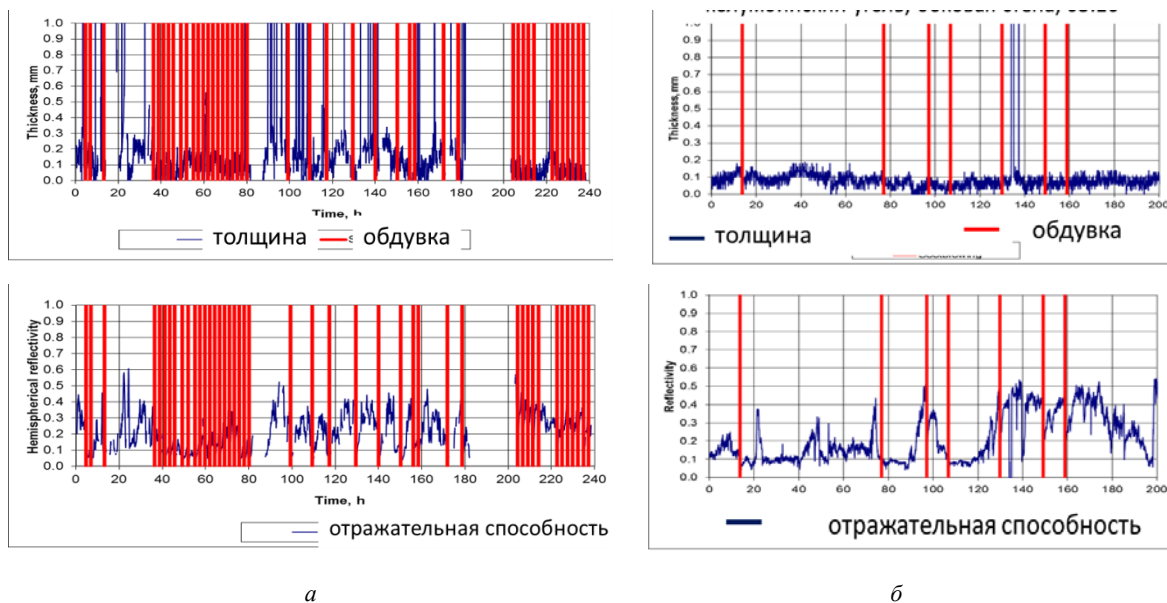


Рис. 2. Характеристики отложений в зависимости от времени на боковой стенке котла при сжигании колумбийского угля: а — работа котла при управления обдувкой по датчикам теплового потока без системы FTR, коэффициент чистоты = 0,7; б — последовательность обдувки отложений контролируется системой FTR, коэффициент чистоты = 0,85

На рис. 3 представлены результаты испытаний котла после внедрения системы FTR, полученных при нагрузке в 350 МВт на блоке 550 МВт. Как видно из представленных данных, фактор чистоты теплообменных поверхностей значительно повысился после того, как последовательность и продолжительность шлакоудаления были оптимизированы с помощью FTR. В испытаниях, которые длились пять часов, активация FTR выполнялась трижды



(серые зоны). За это время температура на выходе из топки понизилась на 70 °С, а КПД котла увеличился на 0,23 % (и, это при том, что котел и до начала испытаний постоянно поддерживался в хорошем состоянии и работает на слабо шлакующих углях).

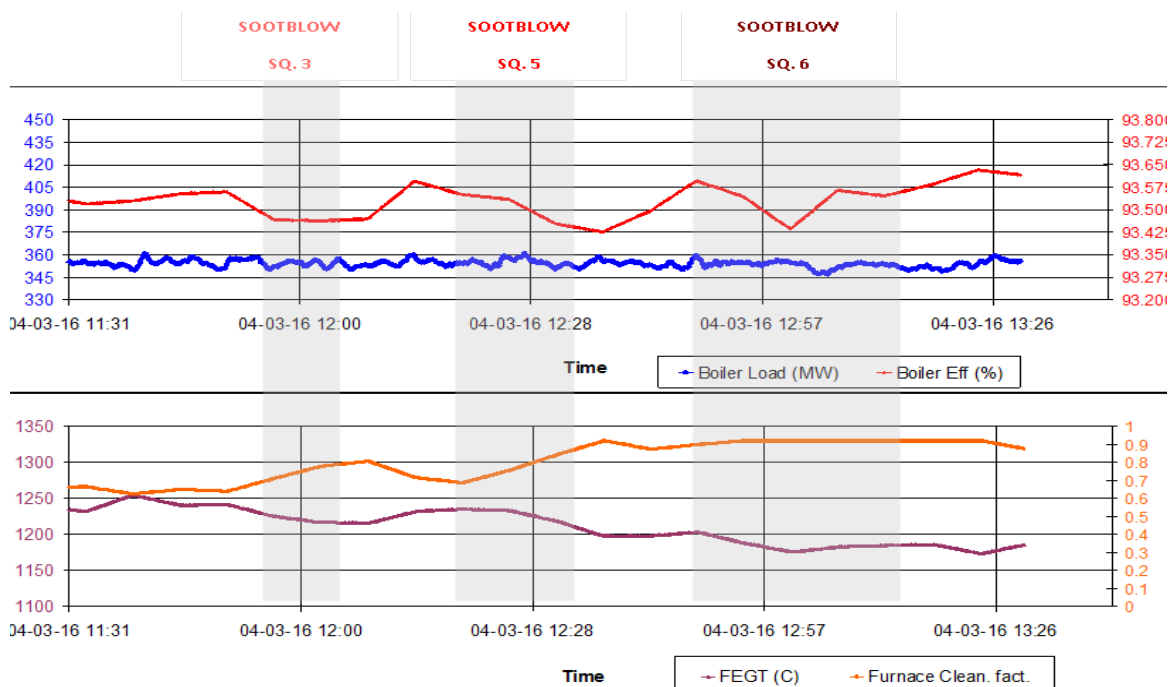


Рис. 3. Характеристики работы котла с применением системы FTR

Понижение температуры на выходе из топки, получаемое в результате оптимизации чистки с помощью FTR, приводит к понижению выбросов окислов азота NO_x. Так на котле блока мощностью 550 МВт зафиксировано стабильное понижение NO_x на 15–20 % [3].

Выводы

1. Прямое измерение толщины и коэффициента отражения шлаковых отложений позволяет оптимизировать работу котла и улучшить теплообмен топки в реальном времени.
2. FTR обеспечивает автоматическое включение оптимального режима шлакоудаления в топке и в зонах конвективного теплообмена.
3. FTR позволяет уменьшить число циклов шлакоудаления и, таким образом, избежать излишнего износа труб в топке.
4. FTR позволяет проводить прямое измерение толщины стенок труб и оценивать износ металла в результате эрозии.
5. FTR вызывает понижение выбросов в атмосферу вредных продуктов горения (CO₂ и NO_x).
6. FTR позволяет оценить эффективность шлакообдучных аппаратов, измеряя толщину отложений в зоне действия аппарата непосредственно перед и после чистки.



FTR экономически эффективна:

- плата за топливо уменьшается в силу возрастания тепловой эффективности котла и уменьшения расхода впрыска воды для регулирования температуры в промежуточном пароперегревателе (ПП), что в итоге оценивается, как минимум, в четверть процента (0,25 %) сбережений на топливе;
- также снижается потребность в сжатом воздухе, в воде или в паре, используемых для шлакоудаления;
- уменьшаются расходы на ремонтные затраты, вызванные увеличением срока службы экранных труб и труб пароперегревателя из-за понижения температуры газов на выходе из топки. Эти оба фактора в совокупности дают дополнительный годовой эффект около 25,0 % от общих расходов на ремонт.

Список литературы

1. Menn N., Krimerman J. The device for measurement fouling deposition in a pulverized coal furnace. US Patent 14/400,770, 05/15/2015.
2. Menn N., Chudnovsky B. FTR Technology and optimal cleaning of boilers with severe Fouling Deposition. VGB Power Tech, 2016, no. 6.
3. Chudnovsky B., Chatsky I. Boiler Emissions and Performance Improvement due to Utilization Real-Time Intelligent Soot blowing Boiler Monitoring Proceedings of the International Power Conference and Nuclear Forum and Exhibition ICONE28-ASME 2020 August 2-6, 2020, Anaheim, CA, USA.



РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ ДЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В КАЧЕСТВЕ КОТЕЛЬНО-ПЕЧНОГО ТОПЛИВА

В.А. КОЖЕВНИКОВ (ООО «НИИ Транснефть», г. Москва Россия),
С.К. ПОПОВ (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия)

Отработанные нефтепродукты (далее — ОНП) — ценный энергетический ресурс [1–3], который при соблюдении экологических норм может использоваться в качестве топлива или компонентов топлива на объектах промышленной тепло- и электроэнергетики.

Согласно ГОСТ на нефтепродукты [4], к ОНП относятся: отработанные масла, промывочные нефтяные жидкости, а также смеси нефти и нефтепродуктов, образующиеся при зачистке средств хранения, транспортирования, извлекаемые из нефтесодержащих вод.

Анализ мировой практики обращения ОНП позволяет выделить направления их использования:

- регенерация с целью восстановления нормативных характеристик масел, топлива, специальных жидкостей;
- вторичное использование:
 - применение на менее ответственном оборудовании в качестве второсортных масел и смазок, промывочных и гидравлических жидкостей, для консервации оборудования;
 - применение в ремонтно-строительных технологиях в качестве пылегазителя, смазки, мыла, гидрофобных и гидроизоляционных компонентов, битумных эмульсий;
 - применение в производстве дорожных и кровельных покрытий, цемента, кирпича и керамических изделий, лакокрасочной продукции;
- переработка с целью получения новых нефтепродуктов, в том числе масел и топлива;
- использование в качестве котельно-печного топлива.

Исследование состава и свойств ОНП в широком диапазоне вязкостей и источников образования [1] показало разную степень загрязнения таких продуктов, что требует предварительной очистки перед их использованием.

При выборе направления использования ОНП следует принимать во внимание следующие организационно-технические аспекты, характерные для России:

1. Образование ОНП происходит не постоянно, а по мере выработки ресурсов или зачистки оборудования на множестве объектов, где производится их сбор в небольших количествах, с разным составом и свойствами.

2. Территориальная разрозненность мест образования ОНП и длинные транспортные дистанции экономически не позволяют свозить и накапливать их на одном-двух объектах для последующей утилизации.

3. Удаленность мест образования ОНП от специализированных предприятий по регенерации / переработке.

4. Неприспособленность стационарных и мобильных центров регенерации / переработки к некоторым видам ОНП и их смесям.

5. Отсутствие технической возможности проводить процедуры регенерации / переработки ОНП в местах их образования и накопления ввиду требований промышленной безопасности отдельных объектов.

6. Образование более опасных отходов после регенерации / переработки, что требует поиска способов последующего обезвреживания вновь образующихся отходов.

7. Относительно высокие удельные энергозатраты или потери ресурса при регенерации / переработке существенной части вязких ОНП.

8. Необходимость лицензирования деятельности по обращению с нефтесодержащими отходами, несвойственной для отраслевой специфики множества организаций.

Анализ отмеченных аспектов приводит к выводу, что в большинстве случаев приоритетным направлением использования ОНП является сжигание в качестве котельно-печного топлива и топливных компонентов в смежных технологиях с получением энергосберегающего эффекта. Данное направление представляется перспективным, актуальным и нуждающимся в разработке новых технических решений, характеризующихся экологическим совершенством и энергоэффективностью, а также в создании нормативной базы.

Результаты исследований состава и свойств ОНП как топлива и выбросов продуктов сгорания при их сжигании в теплогенераторах изложены во множестве работ зарубежных авторов. Несмотря на положительный опыт применения специализированных теплогенераторов, результаты подобных исследований не дают достаточного представления об энергоэффективности производства тепловой энергии с использованием ОНП в схемах теплоснабжения.

В наших исследованиях [5] рассмотрена взаимосвязь теплотехнических и экологических параметров теплогенераторов на отработанных нефтепродуктах. В соответствии с [6–8] предложен и определен количественно нормативный коэффициент $K_{\text{норм}}$ в качестве меры экологичности работы топливопотребляющей установки, составляющий 600 ppm·МВт и представленный формулой:

$$K_{\text{норм}} = c_{\text{топл}} Q, \quad (1)$$

где $c_{\text{топл}}$ — массовая концентрация исходного загрязнителя (галогенов) в топливе, ppm;

Q — тепловая мощность топливосжигающей установки, МВт.



Нормативный коэффициент $K_{\text{норм}} = 600 \text{ ppm} \cdot \text{МВт}$ получен при сопоставлении значений нормативной мощности теплогенераторов по стандарту Великобритании (BSI BS 2869-2017), правилам США (Title 40 CFR part 279), директиве ФРГ (Directive 75/439/EWG) и по отечественному стандарту (ГОСТ 30735-2001) с паспортными характеристиками оборудования, предназначенного для сжигания нефтяных топлив [5].

Анализ отечественной и зарубежной нормативной документации позволил сформулировать рекомендации по выбору мощности теплогенератора в зависимости от концентрации галогенов в топливе из ОНП, отраженных в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1

Мощность источника теплоснабжения на ОНП

Наименование параметра	Значение параметра				
Максимальная концентрация галогенов в топливе из ОНП, ppm	250	500	1000	1500	2000
Максимальная суммарная тепловая мощность источника на ОНП, МВт	2,4	1,2	0,6	0,4	0,3

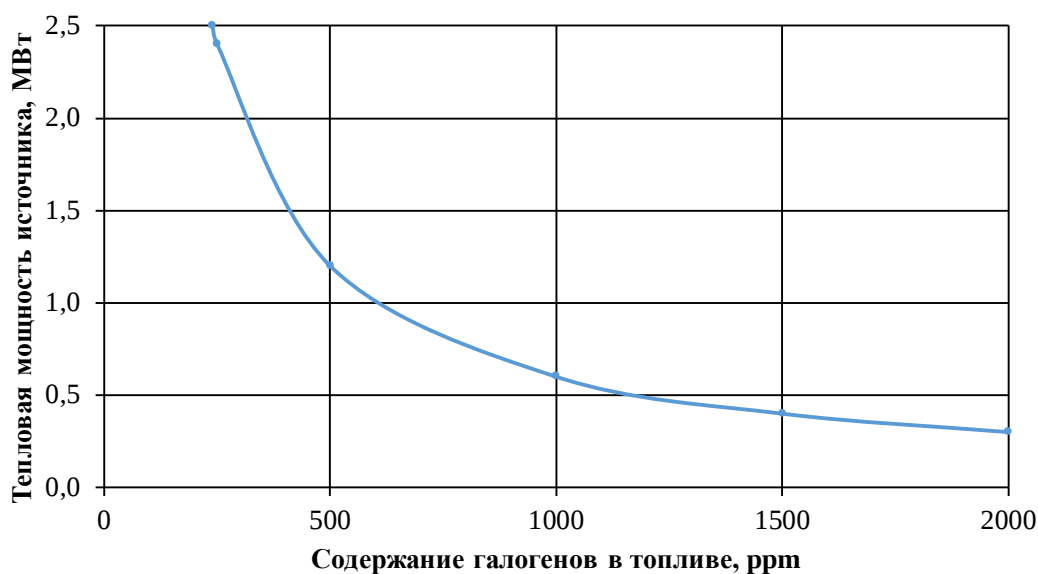


Рис. 1. Зависимость тепловой мощности источника от содержания галогенов в топливе из ОНП

Согласно терминологии Code of Federal Regulations (Свод правил США) [1, 5], ОНП с концентрацией галогенов до 1000 ppm сжигаются как топлива «Used Oil», а ОНП с концентрацией галогенов от 1000 до 4000 ppm сжигаются как отходы — «Waste Oil» (это тоже топливо, но его статус — «Отходы»).

Качество сжигания ОНП [9–11] определяется совокупностью показателей, в том числе составом продуктов сгорания, на который влияет ряд факторов: состав топлива; конструк-

ция горелочных устройств; назначение и конструкция теплогенераторов на ОНП; технология сжигания ОНП.

Опыт сжигания нефтяных видов топлива и данные различных исследований сходятся в выводах о том, что для максимально полного и безопасного сжигания ОНП технологии горения должны обеспечить: температуру факела от 1200 до 1400 °С; достаточный избыток кислорода; длительность пребывания органических компонентов в объеме факела около 2 с.

Исследование таких параметров факела [9], как длина (калибр) и температура горения ОНП, в сопоставлении с осредненными характеристиками исходных ОНП позволило выявить зависимость низшей теплоты сгорания от вязкости топлива из ОНП, иллюстрированную на рис. 2.

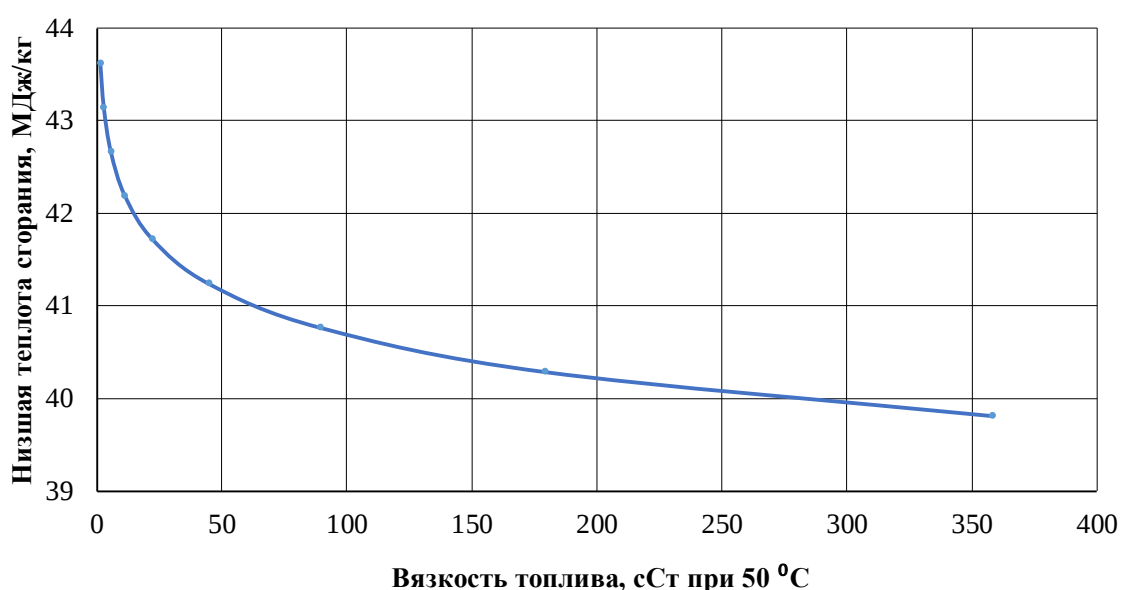


Рис. 2. Зависимость низшей теплоты сгорания от вязкости ОНП

Исследованиями установлены корреляционные связи теплофизических свойств ОНП как топлива с составом загрязнителей в виде галогеносодержащих веществ, серы и тяжелых металлов, механических примесей, которые позволили выработать критерии для нормирования содержания загрязнителей в составе (сортов) топлив из ОНП в зависимости от вязкости и низшей теплоты сгорания для испарительных и распылительных (дутьевых) горелочных устройств топливосжигающего оборудования.

Исследования температур факелов [9] и сопоставление их с нормами Евросоюза [8] позволили установить, что для котельных и тепловых электростанций мощностью топливосжигающих установок свыше 15 МВт максимально допустимое содержание суммы галогенов и полихлорбифенилов в ОНП как топлива в концентрациях не более 40 и 2 ppm соответственно.

Изучение опыта США и Великобритании на предмет нормирования объемов единовременного хранения ОНП как топлива в течение года позволил установить критерий экологического



гичности этих объектов применительно к России, выраженный в произведении массы ОНП (тонн) на нормируемую концентрацию галогенов (ppm) равным 10 000 т·ppm. Нормируемый ряд можно представить в виде табл. 2 и на рис. 3.

Таблица 2

Нормируемый ряд объемов хранения ОНП как топлива

Наименование параметра	Значение параметра				
Максимальное содержание галогенов в ОНП, ppm	1000	500	250	125	50
Разрешенный объем единовременного хранения ОНП, т	10	20	40	80	200
Допустимый объем емкостей хранения ОНП, резервуаров*, м ³	15	30	60	120	300

Примечание: * — объем резервуаров для единовременного хранения ОНП рассчитан из соотношения не более 1,5 м³ на 1 т нефтяного топлива.

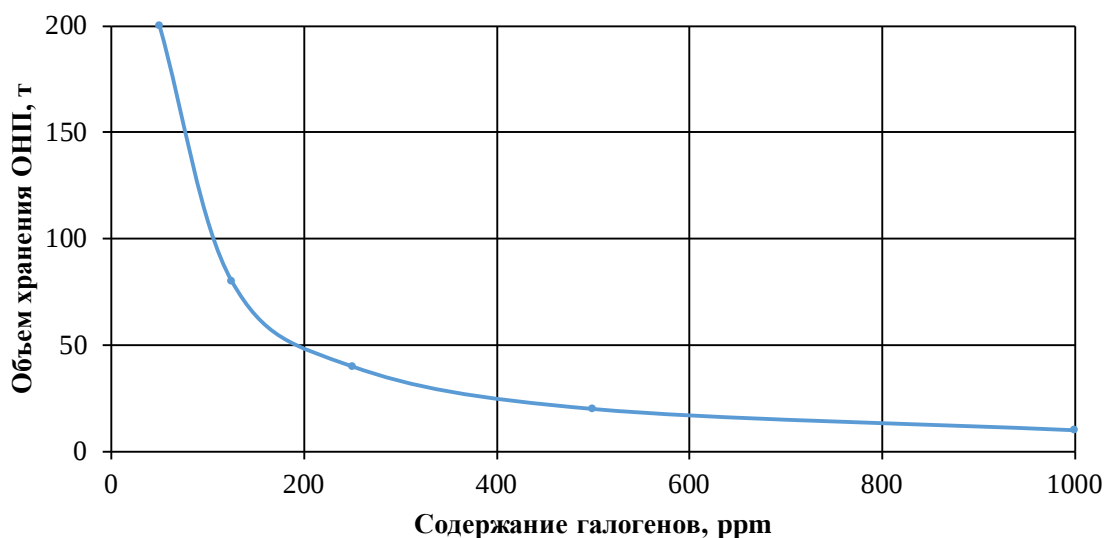


Рис. 3. Зависимость разрешенного объема хранения ОНП как топлива от содержания галогенов

Нормирование объемов единовременного хранения ОНП как топлива для объектов 3 категории опасности (котельные) целесообразно с целью снижения экологических рисков от возможных испарений и разлива топлива при эксплуатации, а также для минимизации риска возникновения взрывопожароопасных ситуаций.

В последние годы за рубежом особое внимание уделяют испарениям органических и неорганических летучих веществ из топлива, которые наряду с потерями массы, влекут экологическое загрязнение окружающей среды. Среди летучих органических соединений (ЛОС) преобладают группы C₄–C₇, далее гомологический ряд продолжается до C₁₂ с одновременным убыванием концентраций. Для предотвращения этого испарения емкости хранения топлива, помимо специального обустройства выхлопных (дыхательных) и спускных клапанов, производят в вертикальном исполнении, что позволяет сократить площадь поверхности испарения по отношению к объему топлива. Оптимальным считается следующее

соотношение: высота емкости должна быть не менее длины половины периметра по внутренним размерам. Извне емкость может быть покрыта теплоизолирующими материалами или защитной окраской (рис. 4).



Рис. 4. Емкость для хранения топлива из ОНП на 10 т

Для оценки энергосберегающего эффекта при использовании ОНП в качестве котельно-печного топлива в работе [5] рассмотрено несколько вариантов размещения теплогенераторов на ОНП в системах теплоснабжения. Моделирование и расчет тепловых балансов этих систем позволил представить методику оценки энергосберегающего эффекта этого ряда вариантов в системах теплоснабжения с учетом таких параметров, как низшая теплота сгорания разных видов топлива, расход теплоты на собственные нужды источника, теплотопотери в тепловых сетях, КПД источника и КПД потребителя. На примерах [3, 5] определено, что максимальный энергосберегающий эффект достигается в децентрализованных системах теплоснабжения, который в среднем по 17 объектам на территории России составил около 32,7 %. На основе данных энергетических обследований такой вариант энергосбережения является особенно актуальным для предприятий, на балансе которых имеются тепловые сети с потерями теплоты, превышающими затраты теплоты на собственные нужды автономных теплогенераторов, и/или с централизованными калориферными установками отопления, а также при необходимости локального обеспечения и контроля температур в рабочей зоне, при наличии альтернативного топлива в виде ОНП. Размещение автономных теплогенераторов на ОНП целесообразно выполнять вблизи или непосредственно у потребителя, что приводит к существенной экономии топлива.



Выводы

Для энергоэффективного использования ОНП предлагается разработать нормативный документ (национальный стандарт), устанавливающий технические условия для котельно-печных топлив из ОНП. Нормативная база должна соответствовать требованиям экологической и промышленной безопасности, способствовать снижению эксплуатационных затрат на содержание топливного и котельного хозяйства, удлинению межремонтных циклов энергетического оборудования, сокращению концентрации опасных выбросов, сокращению объемов и затрат на утилизацию/обезвреживание нефтесодержащих отходов.

Список литературы

1. **Кожевников, В.А.** Энергоэффективное использование отработанных нефтепродуктов как топлива [Текст] / В.А. Кожевников, С.К. Попов // Вестник МЭИ. — 2020. — № 2. — С. 42–51.
2. **Николаева, А.В.** Анализ потенциала использования отработанных нефтепродуктов на собственные нужды в организациях системы «Транснефть» [Текст] / А.В. Николаева, В.А. Кожевников, В.А. Черных // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. — 2020. — Т. 10. — № 1. — С. 70–83.
3. Анализ потенциала использования отработанных масел для нужд теплоснабжения, с примерами [Электронный ресурс] / С.В. Захаров, В.А. Кожевников, 2008. — <http://www.energsovet.ru/stat423.html>.
4. ГОСТ 26098-84 «Нефтепродукты. Термины и определения».
5. **Кожевников, В.А.** Эффективность применения автономных теплогенераторов на отработанных нефтепродуктах [Текст] / В.А. Кожевников, С.К. Попов, И.В. Яковлев // Промышленная энергетика. — 2020. — № 6. — С. 44–52.
6. Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок [Электронный ресурс]: учебно-методическое пособие. — М.: ОАО «ВТИ», 2013. — https://vti.ru/files/public/uchebno-metod_posobie-k_soglasheniyu_0665.pdf.
7. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час [Электронный ресурс]. — <http://docs.cntd.ru/document/1200031340>.
8. Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) [Электронный ресурс]. — <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2010/75/oj>.
9. **Кожевников, В.А.** Разработка горелочного устройства для сжигания отработанных нефтепродуктов [Текст] / В.А. Кожевников, С.К. Попов // Промышленная энергетика. — 2020. — № 4. — С. 26–36.
10. **Кожевников, В.А.** Исследование качества сжигания отработанных нефтепродуктов в испарительной горелке [Текст] / В.А. Кожевников, С.К. Попов // Промышленная энергетика. — 2020. — № 8. — С. 26–36.
11. Пат. 2706168 Российская Федерация, МПК F23D 5/04, C1. Горелочное устройство и способ организации факела горения топлива [Текст] / Ревель-Муроз П.А., Красоткина О.Ю., Кожевников В.А., Найденов О.В.; заявитель и патентообладатель ПАО «Транснефть», ООО «НИИ Транснефть», ООО «Транснефть — Порт Приморск»; — № 2019105925/19; Заявл. 01.03.2019; опубл. 14.11.2019, Бюл. № 32.

СОДЕРЖАНИЕ

	<i>Стр.</i>
<i>Хрящева А.В.</i> Технология циркулирующего кипящего слоя для сжигания низкосортных топлив и отходов	5
<i>Сапаров М.И., Зройчиков Н.А., Лицарева Е.В., Коненков О.Ю.</i> К вопросу актуализации отраслевого справочника: основные задачи	12
<i>Тугов А.Н.</i> Перспективы энергетической утилизации ТКО в России	19
<i>Пузырёв Е.М., Голубев В.А., Пузырёв М.Е., Платов И.В.</i> Перспективные схемы котлов с циркулирующим кипящим слоем	31
<i>Усиков Н.В., Дьяконов Е.М., Михайлов В.В.</i> О сжигании природного газа и угля в ПГУ	34
<i>Шестаков Н.С., Тасс Е.О., Лейкам А.Э., Каблучков Д.С.</i> Исследование газификации пылевидного топлива в потоке окислителя под давлением на опытной установке ОАО «НПО ЦКТИ»	43
<i>Пузырёв Е.М., Голубев В.А., Жуков Е.Б., Тиханов М.В.</i> Перспективы применения НТВ технологии в энергетических котлах	54
<i>Цыбулин А.Ф., Дьяконов Е.М., Михайлов В.В., Усиков Н.В.</i> Результаты испытаний котла ТПП-210А на смеси АШ и природного газа	56
<i>Тасс Е.О., Лейкам А.Э., Шестаков Н.С., Титов Д.А., Евлампиев В.В., Дудинский А.И., Каблучков Д.С., Устьянцев С.П., Куляс А.Л.</i> Опыт пуска биотопливного котла с кипящим слоем	68
<i>Колчин К.И., Киселева О.А.</i> Применение рукавных фильтров на ТЭС	76
<i>Пузырёв Е.М., Голубев В.А., Пузырёв М.Е.</i> Организация топочного процесса «Торнадо» в пылеугольных котлах	85
<i>Усиков Н.В., Рыжиков Н.В.</i> Некоторые вопросы испытаний высокоэффективных золо(пыле)уловителей	87
<i>Рябов Г.А., Литун Д.С., Фоломеев О.М., Смирнова О.А.</i> Результаты исследования агломерации слоя при термической обработке биомассы	93
<i>Строков А.А.</i> Проработки ОАО «ВТИ» в области безотходной сероочистки дымовых газов ТЭС по аммиачно-сульфатной технологии	105
<i>Никитин А.Д., Рыжков А.Ф., Масленников Г.Е.</i> Использование CO ₂ из дымовых газов ТЭС при производстве соды как способ решения экологических проблем и сохранения шиханов в Республике Башкортостан	114
<i>Менн Н., Чудновский Б., Григорьев Д.Р., Гамбург М.</i> Система автоматической оптимизации чистки тепловоспринимающих поверхностей топки, основанная на применении технологии FTR — онлайн оптического измерения толщины и отражательной способности шлаковых отложений	119
<i>Кожеевников В.А., Попов С.К.</i> Разработка нормативной базы для энергоэффективного использования отработанных нефтепродуктов в качестве котельно-печного топлива	124

ISBN 978-5-905858-32-1



9 785905 858321