

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Сибирский Федеральный университет»

Политехнический институт

(наименование института)

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

(наименование кафедры)

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ В.А. Кулагин
(подпись) (инициалы, фамилия)

«__» _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИСТЕННОГО ГАЗОВОГО СЛОЯ ТОПКИ
КОТЛА Е-500 С ТВЕРДЫМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ»

(название темы магистерской диссертации)

13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

(код и наименование направления)

13.04.01.01 – Энергетика теплотехнологии

(наименование программы)

Научный руководитель _____ профессор, д.т.н. А.П. Скуратов
(подпись, дата) (должность, ученая степень)(инициалы, фамилия)

Выпускник _____ Р.А. Никишин
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Рецензент зам. техн. директора АО «СУЭК-Красноярск, д.т.н.
(должность, ученая степень)
_____ С.Г. Степанов
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Нормоконтролер _____ А.П. Скуратов
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
Введение.....	3
1 Практика работы котлов при сжигании бурых канско-ачинских углей...	5
1.1 Поведение пылеугольного топлива в котлах.....	11
1.2 Топочные процессы при сжигании бурых углей.....	17
1.3 Выводы и постановка задачи исследования.....	
2 Особенности сжигания канско-ачинских углей в топке котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2.....	18
2.1 Характеристика основного оборудования ТЭЦ-2.....	25
2.2 Конструкции элементов котла Е-500.....	37
2.3 Опыт эксплуатации котла Е-500.....	44
2.4 Выводы по главе 2.....	
3 Исследование топочного процесса при сжигании канско-ачинских углей в котле Е-500.....	46
3.1 Улучшение топочного процесса по условиям горения и шлакования.....	46
3.2 Исследование структуры пристенного газового слоя у топочных экранов.....	51
3.3 Выводы по главе 3.....	60
Заключение.....	61
Список использованных источников.....	

ВВЕДЕНИЕ

Угли Канско-Ачинского бассейна характеризуются низкой зольностью, относительно высокой для бурых углей удельной теплотой сгорания и в связи с огромными запасами и низкой себестоимостью добычи могут быть широко востребованы в энергетике. Высокая реакционная способность этих углей обуславливает их повышенную взрыво- и пожароопасность, что предъявляет особые требования при проектировании систем топливоподачи и пылеприготовления.

Основные трудности сжигания канско-ачинских углей (КАУ) в топках энергетических котлов связаны с интенсивным шлакованием радиационных и конвективных поверхностей нагрева. Шлакование снижает интенсивность теплообмена в топке и в конвективных поверхностях нагрева, увеличивает гидравлическое сопротивление пароперегревателя и конвективных поверхностей нагрева так, что в ряде случаев ограничивает эксплуатационную паропроизводительность котлов и уменьшает их надежность.

Имеющиеся экспериментальные данные показывают, что высокие шлакующие свойства КАУ обусловлены особенностями химического состава и поведением минеральной части этих углей в процессах подготовки топлива и их сжигания в различных типах топочных устройств. Особенности поведения минеральной части КАУ в топочном процессе затрудняют применение нормативных методов расчета при проектировании котельных агрегатов и требуют использования специальных методов организации их сжигания для уменьшения шлакования и снижения образования вредных выбросов оксидов азота и серы с дымовыми газами.

Цель магистерской диссертации – организация бесшлаковочной работы котельных агрегатов Е-500 с твердым шлакоудалением на основе изучения структуры пристенного слоя газов у топочных экранов при сжигании КАУ.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Рассмотреть особенности конструкции элементов парового котла Е-500 (БКЗ-500-140) Красноярской ТЭЦ-2 с твердым шлакоудалением, имеющего трехъярусную тангенциальную конструкцию топочной камеры.
2. Изучить опыт эксплуатации котла Е-500 при сжигании бородинского и березовского углей Канско-Ачинского бассейна.
3. Провести анализ влияния характеристик пристенного газового слоя у топочных экранов котла Е-500 на условия образования золошлаковых отложений на поверхностях нагрева при сжигании КАУ.

В работе рассмотрено поведение пылеугольного топлива в котлах различных конструкций и его влияние на топочные процессы при сжигании бурых КАУ. На основании проведенного анализа имеющегося опыта сжигания КАУ в топках котла Е-500 представлены основные принципы организации топочного процесса, обеспечивающие по условиям шлакования надежную и эффективную работу котлов этой конструкции. Установлено влияние параметров пристенного газового слоя у топочных экранов котла Е-500 на интенсивность образования золошлаковых отложений при сжигании КАУ.

1 Практика работы котлов при сжигании бурых канско-ачинских углей

1.1 Поведение пылеугольного топлива в котлах

Свойства минеральной части КАУ и особенности ее поведения в котельном агрегате являются одним из важных факторов, определяющих выбор топчного устройства и компоновку поверхностей нагрева.

В таблице 1.1 приведены средние характеристики товарного угля самых крупных месторождений Канско-Ачинского бассейна (Бородинского, Березовского и Назаровского) [1]. Угли этих месторождений имеют малую зольность, высокие влажность и выход летучих. По сравнению с другими отечественными углями канско-ачинские угли имеют лучшие экологические показатели. Однако различия в минеральной части этих углей обуславливают существенные различия их шлакующих свойств, плавкостных характеристик шлака. Это является основной причиной того, что в пылеугольных топках котлов, приспособленных для сжигания, например, бородинского угля практически невозможно обеспечить надежное, по условиям шлакования, сжигание березовского угля. Поэтому особенности минеральной части углей необходимо учитывать для оценки пригодности использования конкретной технологии сжигания по условиям шлакования и выхода жидкого шлака.

Минеральная часть углей представляет собой совокупность минеральных элементов в составе органических соединений и совокупность внешних минералов. В энергетике принято деление минеральной части на внутреннюю и внешнюю. Внутренняя минеральная часть при размоле не отделяется и представляет собой минеральные элементы органических соединений и тонкодисперсные минеральные примеси в углистом веществе. Внутренняя минеральная часть характеризует внутреннюю зольность. Внешняя минеральная часть представлена минералами горных пород, попавших в топливо при разработке месторождения. Их доля в общем количестве примесей зависит от геологии пласта и способа его добычи [2].

Отличительной особенностью КАУ является повышенное содержание в минеральной части оксида кальция (CaO), особенно в малозольном березовском угле – до 60 %. Установлено, что химический состав золы КАУ имеет ярко выраженную зависимость от зольности угля. С уменьшением зольности повышается содержание CaO , а содержание оксида кремния (SiO_2) снижается. Эта закономерность характерна для всех месторождений Канско-Ачинского бассейна (рисунок 1.1) [3, 4] и обусловлена различным происхождением указанных компонентов.

Оксиды кальция, магния и большинство оксидов железа сосредоточены преимущественно в органической массе и образуют внутреннюю минеральную часть. Внешняя минеральная часть на 70...80 % состоит из кислых компонентов (в основном двуокиси кремния). С уменьшением зольности содержание внешней минеральной массы сокращается. Например, для низкзольного березовского угля с зольностью $A_d = 4...5$ % внутренняя минеральная масса составляет около 90 % от всей минеральной части [5, 6].

В органической массе КАУ содержатся активные группы, склонные к катионному обмену. Эти группы насыщены катионами кальция и магния, что обуславливает их равномерное распределение по органической части.

Для разных месторождений концентрация этих элементов различна, однако для конкретного месторождения она изменяется в узких пределах и практически не зависит от зольности (рисунок 1.2). В связи с этим при зольности угля $A^d = 5...15$ % содержание кальция в угольном веществе составляет 2,5...2,7 % для березовского угля и 2,2...2,6 % для бородинского угля [7].

Таблица 1.1 – Характеристики углей Бородинского, Березовского и Назаровского месторождений

Наименование	Значение		
	Бородинский	Березовский	Назаровский
Уголь			
Влага, W^r , %	33,0	35,5	38,5
Зольность, A^d , %	10,5	7,0	12,0
Зольность, A^r , %	7,0	4,5	7,4
Выход летучих, V^{daf} , %	45,2	48,0	48,0
Теплота сгорания низшая, Q^r_i , кДж/кг (ккал/кг)	15920 (3800)	15080 (3600)	12900 (3080)
Содержание серы, S^d , %	0,30	0,31	0,81
Химический состав золы, %:			
оксид кремния SiO_2	52,8	29,1	25,5
оксид алюминия Al_2O_3	11,8	14,0	12,2
оксид железа Fe_2O_3	5,5	8,7	17,6
оксид кальция CaO	22,1	41,1	38,1
оксид магния MgO	3,7	4,1	3,5
оксид калия K_2O	0,3	0,5	0,1
оксид натрия Na_2O	0,2	0,8	0,3
оксид титана Ti_2O	0,8	0,6	0,4
Температурные характеристики золы, °С:			
начала деформации t_a	1130-1280	1250-1500	1150-1190
плавления t_b	1170-1250	1420-1340	1170-1320
жидкоплавкого состояния t_c	1210-1500	1280-1430	1190-1380

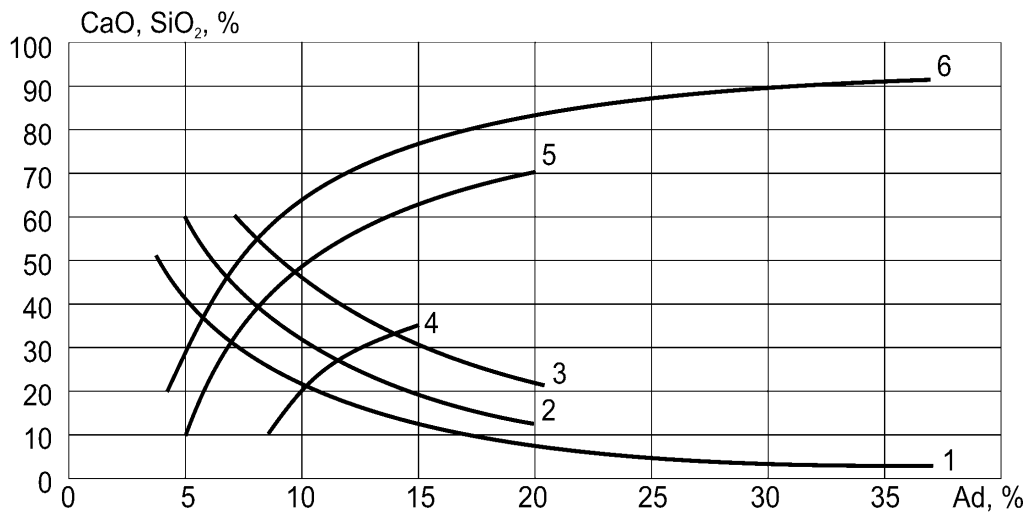


Рисунок 1.1 – Изменение содержания оксида кремния и оксида кальция в золе канско-ачинских углей [3]:

1 – CaO – бородинский;	2 – CaO – березовский;	3 – CaO – назаровский;
4 – SiO ₂ – назаровский;	5 – SiO ₂ – березовский;	6 – SiO ₂ – бородинский.

Канско-ачинские угли относятся к малосернистым ($S^d = 0,30...0,81 \%$). При содержании серы $0,2...0,4 \%$ она почти полностью входит в состав органической части топлива. Избыток серы сверх указанного значения обусловлен в основном пиритом (FeS_2), $70...90 \%$ которого находится в органической массе топлива, остальная часть присутствует в составе внешних минеральных включений. Сульфатная сера при концентрации $0,05...0,08 \%$ распределена по органической массе, а избыточное количество – во внешней минеральной части [8].

При размоле топлива внешняя минеральная масса отделяется от внутренней, что приводит к раздельному попаданию в топку кислых компонентов (внешние минеральные примеси) и основных, содержащихся в органической массе топлива.

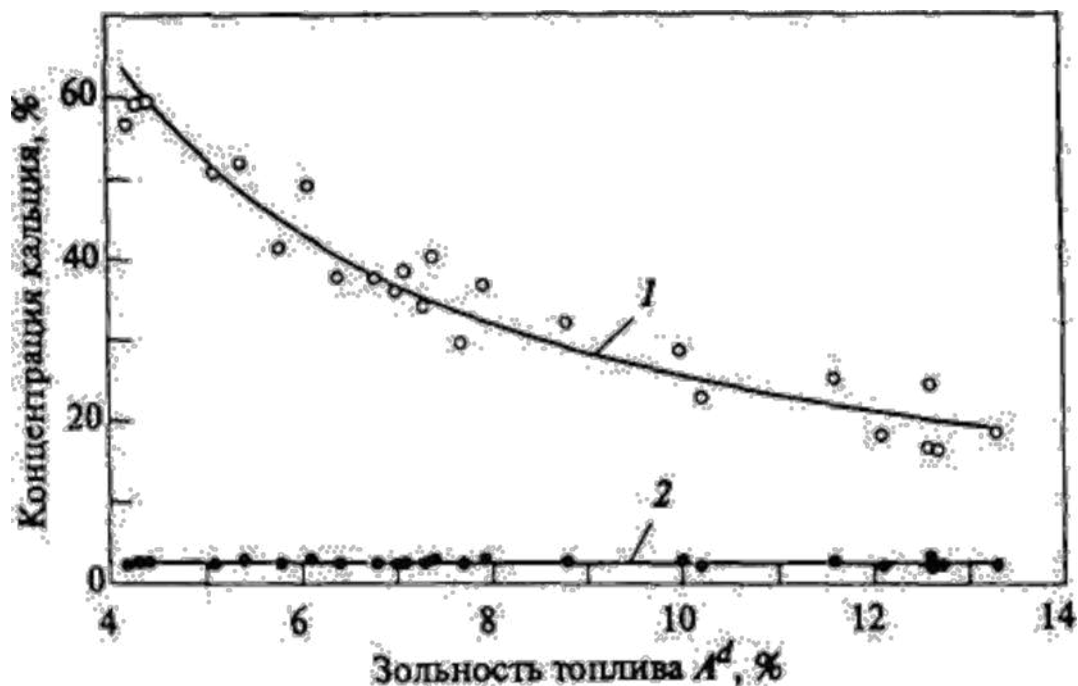


Рисунок 1.2 – Зависимость содержания кальция в топливе (2) и в его золе (1) от зольности березовского угля [7]

Различный состав внутренней и внешней минеральных частей является причиной существенной зависимости поведения ее компонентов в топке от организации топочного процесса. Наиболее отчетливо это проявляется при низко- и высокотемпературном сжигании. При низкотемпературном сжигании практически отсутствует взаимодействие между внутренними и внешними компонентами минеральной части. С одной стороны, непрореагировавшие компоненты остаются весьма тугоплавкими, не вызывают шлакования и оказывают абразивное воздействие на образующиеся загрязнения. С другой стороны, это может приводить к селективному выделению отдельных компонентов на поверхностях нагрева, образованию легкоплавких эвтектик. Например, в опытных сжиганиях березовского угля в топках с твердым шлакоудалением на экранных трубах были обнаружены прочные первичные медленно растущие отложения с содержанием оксидов железа до 80 %. С увеличением их толщины содержание оксидов железа снижалось. Эти шлаковые отложения имели высокую прочность, были сильно просульфатизированы и содержали до 45 % Fe_2O_3 и до 20 % CaO . Вторичные отложения имели состав близкий к летучей золе [9]. Прочные отложения на

топочных экранах образуются и при сжигании бородинского и назаровского углей.

При высокотемпературном сжигании назаровского, бородинского и высокозольного березовского углей ($7\% < A^d < 12\%$) проплавляется значительная масса золы, создаются благоприятные условия для связывания основных и кислых компонентов, удаления в шлак легкоплавких эвтектик, способных вызывать шлакование топочных экранов. При таком способе сжигания в летучей золе почти отсутствуют крупные фракции, способные оказывать абразивное воздействие на отложения. Поэтому образуются рыхлые первичные отложения из мелкодисперсных фракций летучей золы. С течением времени этот слой может уплотняться в результате спекания, сопровождающегося процессами сульфатизации и кристаллизации.

Кроме шлакования поверхностей нагрева важным условием надежности работы топок с жидким шлакоудалением является обеспечение бесперебойного выхода жидкого шлака. Это также обусловлено составом и свойствами минеральной части угля. Например, при увеличении зольности бородинского и назаровского угля свыше 12% появляются серьезные затруднения с выходом жидкого шлака [10].

При снижении зольности березовского угля поведение его минеральной части и процесс загрязнения поверхностей нагрева резко изменяются. Так, с понижением зольности топлива на сухую массу от 8 до 5% коэффициент шлакоулавливания снижается от 30 до 10% [11]. Выход жидкого шлака не прекращается, хотя количество его существенно снижается. Это является одной из закономерностей поведения минеральной части березовского угля и объясняется уменьшением кварцевых частиц внешней золы при постоянном содержании CaO в органической массе топлива. Ввиду недостатка кислых компонентов основные оксиды остаются несвязанными в алюмосиликаты и не удаляются в шлак. Значительная часть CaO остается в свободном виде, что и является причиной образования прочных сульфатносвязанных отложений на поверхностях нагрева. При этом в уносе общее содержание CaO повышается от

34 до 50 %, а его содержание в свободном виде – от 12 до 23 % [3, 12]. Таким образом, при выборе топочных устройств для сжигания КАУ необходимо учитывать особенности и поведение их минеральной части в топочном процессе.

1.2 Топочные процессы при сжигании бурых углей

На тепловых электростанциях для сжигания шлакующих углей в настоящее время применяются котлы с жидким и твердым шлакоудалением.

К первому типу относят котлы БКЗ-320, БКЗ-420, П-49 и реконструированные котлы ПК-38. Наиболее удачными и надежными для сжигания бородинского и назаровского углей являются котлы с двумя восьмигранными предтопками БКЗ-320, БКЗ-420, установленные на Красноярских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Красноярской ГРЭС, Абаканской ТЭЦ, Новосибирской ТЭЦ-3, Иркутской ТЭЦ-6 и других электростанциях. Наличие двухстороннего пережима, отделяющего камеру горения от камеры охлаждения, тангенциальная аэродинамика предтопков обеспечивают эффективное выгорание топлива и высокий уровень температуры, которая в значительной степени влияет на надежность выхода жидкого шлака. Однако и на этих котлах при увеличении зольности угля выше 12 % возникают серьезные проблемы с выходом жидкого шлака и шлакованием поверхностей нагрева.

На котлах П-49 и ПК-38, в связи с нестабильностью химического состава минеральной части назаровского угля, возникает проблема периодического ухудшения выхода жидкого шлака. При удалении накопившегося на поду топки шлака могут возникать взрывы в шлаковом комоме, вызывающие его разрушение. Поверхности нагрева интенсивно шлакуются и загрязняются. Несмотря на регулярное использование средств очистки, паропроизводительность котлов ПК-38 не превышает 240 т/ч, что на 30 т/ч ниже номинальной. Максимальная паропроизводительность двухкорпусного

котла П-49 составляет 80 % от номинальной и ограничивается высокой температурой на выходе из топки.

При опытном сжигании малозольного березовского угля ($A^d = 5...7\%$) в котле БКЗ-320 Красноярской ТЭЦ-1 повсеместно образовывались прочные вторичные отложения. По этой причине в течение 22 суток был полностью забит пароперегреватель, что привело к ограничению тяги и к аварийному останову котла [1, 7, 12, 13]. Работоспособность топки (камеры охлаждения) обеспечивалась регулярной водяной очисткой. Жидкий шлак из топки выходил в очень малом количестве, при этом проблем с затягиванием леток практически не наблюдалось. При сжигании отсевов березовского угля ($A^d = 6,8...9,8\%$) в котле БКЗ-320 интенсивность шлакования и загрязнения поверхностей нагрева оказалась ниже, увеличился коэффициент шлакоулавливания [14], что объясняется более высоким, по сравнению с малозольным углем, содержанием в золе кислых компонентов.

Двухмесячное сжигание березовского угля повышенной с зольностью $A^d = 6...11\%$ в котле БКЗ-420, проведенное СибВТИ, не вызвало серьезных осложнений по шлакованию поверхностей нагрева. Объясняется это следующими причинами. По сравнению с котлом БКЗ-320 температура перед пароперегревателем котла БКЗ-420 оказалась на 50–100 °С ниже. Третья и четвертая ступени пароперегревателя котла БКЗ-420 имеют увеличенный поперечный шаг ($s_1 / s_2 = 240 / 50$ мм против $s_1 / s_2 = 112 / 73,6$ мм котла БКЗ-320), что положительно сказалось на надежности его работы по условиям загрязнения. При зольности угля $A^d > 10\%$ наблюдалось ухудшение выхода жидкого шлака.

Ко второму типу относят котлы с твердым шлакоудалением, которые можно разделить на две основные группы:

1. С воздушной сушкой топлива, размолем его в молотковых мельницах, с фронтальной компоновкой горелок (котлы ПК-38, ПК-10Ш, БКЗ-75, Б-50).
2. С газовой сушкой и размолем угля в мельницах-вентиляторах и с тангенциальным расположением горелок (котлы КВ-ТК-100, Е-500, П-67).

При использовании воздушной сушки топлива в топке развивается высокая температура газов в зоне активного горения (до 1400 °С), что приводит к интенсификации шлакования топочных экранов, повышению температуры газов на выходе из топки и шлакованию конвективных поверхностей нагрева.

Котлы ПК-38 и ПК-10Ш оборудованы горелками ОРГРЭС с регулируемой круткой вторичного воздуха. Ряд котлов оснащен системой третичного заднего дутья различного исполнения, что позволяет уменьшить шлакование заднего экрана и снизить концентрацию оксидов азота в дымовых газах. При регулярной водяной очистке топочных экранов и паровой обдувке пароперегревателя длительная бесшлаковочная паропроизводительность котлов при сжигании бородинского угля составляет 0,7...0,9 от номинальной.

Топки котлов БКЗ-75 и Б-50 оборудованы прямоточными эжекционными горелками различного исполнения, а также прямоточно-вихревыми. В результате реконструкций котлы БКЗ-75 были оснащены различными по конструктивному исполнению системами нижнего и заднего дутья. При сжигании бородинского угля и паровой обдувке поверхностей нагрева котлы обеспечивают длительную бесшлаковочную мощность 80-100 % от номинальной.

Особенностью котлов КВ-ТК-100, Е-500 и П-67 является газовая сушка топлива и тангенциальная двух-, трех- и четырехъярусная компоновка прямоточных горелок. В топках котлов КВ-ТК-100 и Е-500 сжигается преимущественно бородинский уголь. Длительная бесшлаковочная мощность соответствует номинальной. Обдувка топки котла КВ-ТК-100 производится паровыми аппаратами, котла Е-500 – водяными и паровыми аппаратами.

Котлы П-67 эксплуатируются только на березовском угле. Бесшлаковочная электрическая мощность энергоблоков составляла 700 МВт (номинальная – 800 МВт). Выполненный комплекс исследовательских, режимно-наладочных и реконструктивных работ позволил поднять бесшлаковочную мощность энергоблоков до 750 МВт.

Вопросы бесшлаковочной работы топочных экранов являются актуальными при сжигании КАУ. В соответствии с данными [15] для уменьшения шлакования топочных экранов температура газов в зоне активного горения не должна превышать 1250...1270 °С. Это достигается следующими режимными параметрами:

- снижением теплонапряжения зоны активного горения за счет увеличения ее высоты и сечения;
- подачей в зону активного горения низкотемпературных, а также горячих газов рециркуляции.

Аналогичные способы снижения интенсивности шлакования топочных экранов применяются и за рубежом, в частности, в Германии при сжигании рейнских бурых углей [16]. Однако, как показала практика, даже при соблюдении вышеуказанных условий при сжигании КАУ имеет место шлакование топки, что приводит к снижению тепловой производительности котлов. Процесс шлакования топочных экранов является составной частью топочного процесса, который представляет собой сложную многофакторную задачу, включающую:

- воспламенение и горение частиц топлива;
- аэродинамику газового потока;
- движение твердой фазы;
- теплообмен между продуктами сгорания и топочными экранами;
- образование и разрушение золошлаковых отложений на топочных экранах;
- образование и подавление вредных газообразных выбросов, в частности, оксидов азота.

Передача теплоты от факела к экранам в топках котельных агрегатов осуществляется в основном за счет излучения. Чем выше температура газов, тем, в соответствии с законом Стефана-Больцмана, интенсивнее должен быть теплообмен. Значительная разница в температурах факела и топочных поверхностей нагрева обуславливает наличие неизотермической зоны возле них

– термического пограничного слоя. Существование последнего подтверждено экспериментальными исследованиями ТалПИ на пылесланцевых котлах [17]. Интенсивность излучения и температура в этом слое меньше, чем в центральной части топки.

На рисунке 1.3 показаны зависимости падающего в сторону экранов полусферического лучистого потока $q_{\text{п}}$ и температуры газов от расстояния от экранов при сжигании сланцев [17]. Видно, что по мере удаления от экранов происходит возрастание $q_{\text{п}}$ на 30...60 кВт/м², температуры газов – на 100...200 °С. Наиболее резкий подъем $q_{\text{п}}$ и температуры газов в топках исследованных котлов при сжигании сланцев имел место на расстоянии до 0,2...0,4 м от экрана. В пределах глубины топки 0,5...1,5 м рост указанных величин быстро замедлялся.

Толщина термического пограничного слоя и градиент температуры в нем зависят в основном от оптической плотности среды вблизи экранов и степени тепло- и массообмена в топке. При высокой оптической плотности излучающей среды повысить температуру в термическом пограничном слое можно за счет увеличения массообмена, воздействуя на аэродинамику факела. Однако такой способ интенсификации лучистого теплообмена при сжигании шлакующих топлив может привести к усилению шлакования экранов.

Процесс образования золошлаковых отложений на топочных экранах зависит от состояния золовых частиц, которые соударяются с поверхностью экранных труб. Они характеризуются дисперсным составом, скоростью и направлением движения, температурой, степенью выгорания, химическим и минералогическим составом. Состояние частиц золы вблизи экранов зависит не только от температуры и других условий в пристенном слое, но и от параметров топочного устройства – типа и компоновки горелок, режимных параметров (тепловая нагрузка топки, число работающих горелок, избытки воздуха в горелках и в топке в целом), системы очистки топки и режима ее работы. В связи с тем, что пристенный газовый слой у топочных экранов является последним активным отрезком траектории движения золоугольных

частиц в топке, то представляет практический интерес исследование его структуры при разных условиях организации топочного процесса.

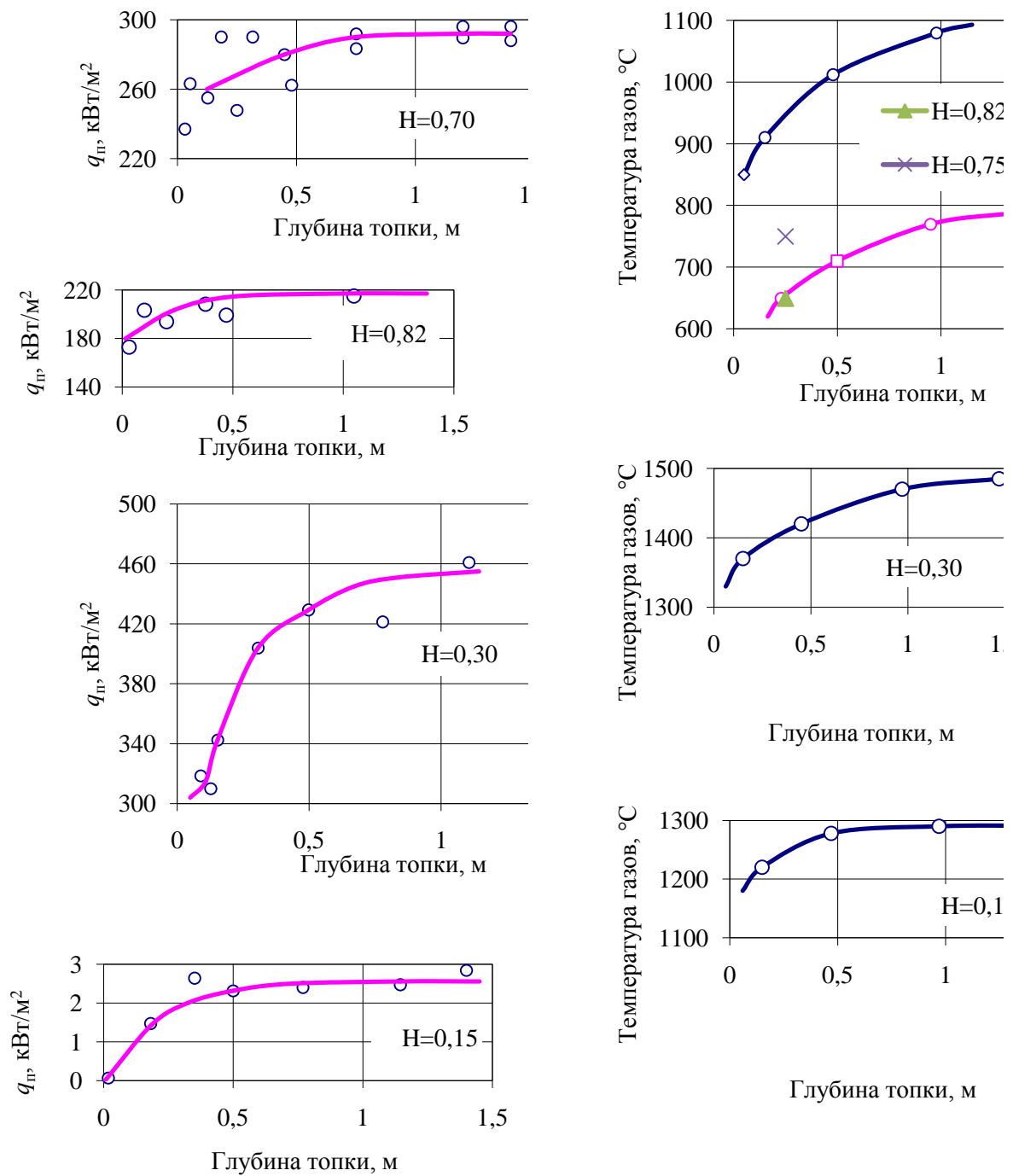


Рисунок 1.3 – Изменение плотности падающего лучистого потока q_p и температуры газов по глубине топки пылесланцевого котла ТП-17 [17] (H – относительная высота топки)

Масштабные исследования характеристик КАУ, поведения минеральной части при сжигании, а также опыт эксплуатации котлов показали высокую их шлаковую способность. Особенно этим отличается березовский уголь. Даже соблюдение требований по проектированию топочных устройств зачастую не обеспечивает надежную по условиям шлакования работу топочных экранов. Поэтому возникает необходимость дальнейших исследований в части детального анализа структуры пристенного газового слоя у топочных экранов с целью оценки влияния его характеристик на шлакование экранных труб, а также влияния конструктивных и режимных параметров топки на показатели пристенного слоя при сжигании КАУ.

1.3 Выводы и постановка задачи исследования

Проведен анализ современного состояния топочных процессов при сжигании в энергетических котельных агрегатах бурых КАУ.

На основе анализа практики работы паровых котлов различных конструкций при сжигании шлакующих углей были поставлены следующие задачи исследования:

1. Рассмотреть особенности конструкции элементов парового котла Е-500 (БКЗ-500-140) Красноярской ТЭЦ-2 с твердым шлакоудалением, имеющего тангенциальную конструкцию топочной камеры.

2. Изучить опыт эксплуатации котла Е-500 его при сжигании борозинского и березовского углей Канско-Ачинского бассейна.

3. На основе имеющихся научно-технических источников провести анализ влияния организации топочного процесса на энергетическую эффективность котлов с многоярусной тангенциальной компоновкой горелочных устройств.

2 Особенности сжигания канско-ачинских углей в топке котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2

2.1 Характеристика основного оборудования ТЭЦ-2

Красноярская ТЭЦ-2 предназначена для централизованного теплоснабжения промышленных предприятий, жилых и административных зданий г. Красноярска, с одновременной выдачей электроэнергии в энергосистему. Установленная электрическая мощность КТЭЦ-2 составляет по проекту 465 МВт.

В связи с перемаркировкой котельных агрегатов, установленная мощность станции снижается до 439 МВт. Установленная тепловая мощность 1080 Гкал/ч. В качестве основного топлива для энергетических котлов КТЭЦ-2 принят бородинский бурый уголь. Основным топливом для водогрейных котлов является топочный мазут. Общие энергетические характеристики котельных агрегатов и топлива приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

На станции установлены: головные котлы БКЗ-420-140 ПТ-1 ст. № 1, 2, 3, опытно-промышленные, предшествующие головным котлы БКЗ-500-140 ст. № 4, 5, 6 и пиковые водогрейные ПТВМ-180 ст. № 1, 2.

Параметры теплоносителей:

- 1) Температура перегретого пара $t_{пп} = 560$ °С.
- 2) Температура холодного воздуха $t_{хв} = 30$ °С.
- 3) Температура воздуха перед ВЗП $t_{вп} = 50$ °С.
- 4) Нагрев воздуха за счет рециркуляции горячего воздуха $\Delta t_{рец} = 20$ °С.
- 5) Температура питательной воды $t_{пв} = 230$ °С.
- 6) Затраты топлива, тепла и электроэнергии на пуски из холодного состояния 51 т, 23 Гкал, 4,7 МВт·ч.

Таблица 2.1 – Состав основного оборудования

Ст. №	Тип Оборудования	Количество	Техническая характеристика		
			Мощность	Параметры острого пара	
	ТУРБОАГРЕГАТЫ		Электрическая мощность, МВт	Давление, ата	Температура, °С
1	T-110/120-130	1	110/120	130	555
2	T-110/120-130	1	110/120	130	555
3	T-110/120-130	1	110/120	130	555
4	T-135/165-130/15	1	135/165	130	555
	ГЕНЕРАТОРЫ		Активная мощность, МВт		
1	ТВФ-120-2	1	120/10	-	-
2	ТВФ-120-2	1	120/10	-	-
3	ТВФ-120-2	1	120/10	-	-
4	ТВВ-160-2	1	160/18	-	-
	КОТЛОАГРЕГАТЫ		Производительность, т/ч		
1	БКЗ-420-140	1	420*	140	560
2	БКЗ-420-140	1	420*	140	560
3	БКЗ-420-140	1	420*	140	560
4	БКЗ-500-140	1	500	140	560
5	БКЗ-500-140	1	500	140	560
6	БКЗ-500-140	1	500	140	560
1	ПТВМ-180	1	180*	-	-
2	ПТВМ-180	1	180*	-	-

Характерные сочетания работающего оборудования

Зимний период:

- 1) Котел БКЗ-420-14 ОПТ-1 – 3 ед;
- 2) Котел БКЗ-500-140 – 2 ед;
- 3) Турбина Т-100/120-130 – 3 ед;
- 4) Турбина ПТ- 135/165-130/15 – 1 ед.

Турбоагрегаты работают в теплофикационном режиме.

Летний период:

- 1) Котел БКЗ-420-140 ПТ-1 – 1 ед;
- 2) Котел БКЗ-500-140 – 1 ед;
- 3) Турбина Т-100/120-130 – 1 ед;
- 4) Турбина ПТ-135/165-130/15 – 1 ед.

Турбоагрегаты работают в теплофикационном режиме.

Таблица 2.2 – Характеристика топлива

Место добычи	1	Бассейн		Канско-Ачинский
		Разрез		Бородинский
Марка	2	группа		Б
		класс		Б2Р
Горючая масса	3	C^r	%	71,5
		H^r	%	5,0
		N^r	%	1,0
		O^r	%	22,2
		$S^r_{орг}$	%	0,3
		S^r		
		V^r	%	48,0
$Q^r_{б}$	МДж/кг	28,26		
Характер легучего остатка	4			Порошкообразный
Сухая масса	5	A^c	%	6
		$A^c_{пред}$	%	16
		$S^c_{об}$	%	0,3
		$W^{гн}$	%	12

1. Котлы и их оборудование.

1). Котлы БКЗ-420-140ПТ-1 вертикальные барабанные с естественной циркуляцией. На котле установлено 16 основных горелок по периметру топки в два яруса и 6 сбросных горелок. Номинальные параметры перегретого пара 560 С, 140 кгс/см². Регулирование температуры пара осуществляется путем

впрыска собственного конденсата. Проектное сопротивление котла по газам – $291,5 \text{ кг/см}^2$, по воздуху – $347,5 \text{ кг/м}^2$. Золоуловитель – электрофильтр типа УГ-2-4-74. Шлакоудаление жидкое. Поверхности нагрева: пароперегреватель – 36530 м^2 , экономайзер – 718 м^2 , воздухоподогреватель - 36530 м^2 . Тягодутьевая установка состоит из дымососа типа ДОД-31.5Ф (частота вращения – 490 об/мин, диаметр колеса 3150 мм, мощность двигателя – 1000 кВт) и дутьевого вентилятора ВНД-28-2.

Воздухоподогреватель трубчатый двухступенчатый, первая ступень вынесена в отдельный газоход, вторая ступень находится в конвективной шахте между ступенями водяного экономайзера. Комплекс очистки поверхностей нагрева включает обдувку аппаратами ОМ-0.35, обдувку пароперегревателя аппаратами ОГ-8, дробеочистку конвективных поверхностей нагрева.

Котлы оборудованы системами пылеприготовления с промбункером пыли, двумя молотковыми мельницами типа ММТ-2000/2950/730 и двумя мельничными вентиляторами ВМ-160/850У. Сушка топлива в мельницах осуществляется топочными газами с присадкой уходящих газов, которые подают дымососами рециркуляции типа ДН-15,5 в газо-заборные шахты. Подача угольной пыли к горелкам осуществляется воздухом от воздуходувок типа ТВФ-80-1,6 под давлением.

Котлы БКЗ-420-140 ПТ-1 ст. № 1, 2, 3 перемаркированы со снижением паропроизводительности до 380 т/ч из-за недостаточного тепловосприятия водяных экономайзеров второй ступени.

Энергетические характеристики котла БКЗ-420-140 ПТ-1.

Условия работы.

1. Топливо – Бородинский марки Б2: $Q_p^H = 3740 \text{ ккал/кг}$, $A_p = 6 \%$, $W_p = 33 \%$, $V_p = 17 \%$, $S_p = 0,2 \%$.
2. Температура перегретого пара $T_{пп} = 560 \text{ }^\circ\text{C}$.
3. Присосы в топку $\Delta\alpha_{тп} = 5\%$.
4. Температура холодного воздуха $T_{хв} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$.

5. Воздух подогревается рециркуляцией горячего воздуха, а при снижении температуры холодного воздуха ниже 30 °С включаются калориферы.

6. Температура воздуха перед воздухоподогревателем $T_{взп} = 50$ °С.

7. Нагрев воздуха за счёт рециркуляции горячего воздуха $\Delta t_{рец} = 20$ °С.

8. Нагрев воздуха в калориферах $\Delta t_{кф} = 30$ °С.

9. Тонина помола топлива $R_{90} = 50$ %.

10. Тип пылесистем – молотковые мельницы ММТ-2000/2590/730 с мельничными вентиляторами ВМ-160/850-У с промежуточными бункерами.

11. Присосы воздуха в систему пылеприготовления $\Delta \alpha_{пс} = 30$ %.

12. Температура питательной воды $T_{пв} = 230$ °С.

Расход непрерывной продувки $D_{нп} = 0,01 D_{пл}$ т/ч.

2.1.4 Котлы БКЗ-500-140-1

2). Котлы Е-500 (БКЗ-500-140) вертикальные, барабанные с естественной циркуляцией. На котле установлено четыре трехъярусных горелки прямого вдувания от мельниц-вентиляторов типа МВ-2700/150/590. Регулирование температуры пара осуществляется путем впрыска собственного конденсата. Проектное сопротивление газового тракта – 297 кг/м², воздушного тракта – 257 кг/м². Золоуловитель – электрофильтр типа ЭГА-2-88-12-6-4. Шлакоудаление твердое. Поверхности нагрева: пароперегреватель – 5052 м², экономайзер – 6888 м², воздухоподогреватель – 28868 м².

Номинальные параметры перегретого пара: давление – 140 кгс/см²; температура – 560 °С.

Воздухоподогреватель трубчатый.

Комплекс очистки поверхностей нагрева включает: обдувку топki – аппаратами ОМ-0,35, обдувку пароперегревателя – аппаратами ОГ-8, а также дробеочистку поверхностей нагрева.

На котле установлено по два дымососа типа ДН 26x2 (частота – 745 об/мин, диаметр колеса – 2600 мм, мощность двигателя – 1000 кВт), по два

вентилятора ВДН 26П-У(частота – 740 об/мин, диаметр колеса – 2600 мм, мощность двигателя – 630 кВт).

Размол и сушка топлива осуществляется в мельницах вентиляторах типа МВ-2700/650/590 топочными газами с присадкой уходящих газов, которые подаются дымососами рециркуляции (ДРГ) типа ДН-21.

Энергетические характеристики котла БКЗ-500-140.

Условия работы.

1. Топливо Бородинский марки Б2: $Q_p^H=3740$ ккал/кг, $A_p=7,4\%$, $W_p=1,2\%$, $V_p=17\%$, $S_p=0,3\%$.
 2. Температура перегретого пара $T_{пп}=560$ °С.
 3. Топка с цельносварными экранами бесприсосная.
 4. Температура холодного воздуха $T_{хв}=30$ °С.
 5. Воздух подогревается рециркуляцией горячего воздуха.
 6. Температура воздуха перед воздухоподогревателем $T_{взп}=50$ °С.
 7. Нагрев воздуха за счёт рециркуляции горячего воздуха $\Delta t_{рец}=20$ °С.
 8. Тип пылесистем – мельницы-вентиляторы МВ-2700/650/590 прямого вдувания.
 9. Присосы воздуха в систему пылеприготовления $\Delta\alpha_{пс}=30\%$.
 10. Температура питательной воды $T_{пв}=230$ °С.
- Расход непрерывной продувки $D_{пп}=0,01D_{пл}$ т/ч.

3). Котлы ПТВМ-180 вертикальные, водогрейные. Режим работы пиковый, предусматривает включение в работу при температуре наружного воздуха ниже -15 °С. Подогрев воздуха не предусмотрен, температура холодного воздуха фактически равна температуре наружного воздуха. На котле установлено 20 механических мазутных форсунок по фронту и тылу. Сопротивление газового тракта – $28,5$ кг/м², воздушного – $74,4$ кг/м². Площадь конвективной части 5500 м². Дымосос типа ДН 26х2У(частота 745 об/мин, диаметр колеса – 2600 мм, мощность двигателя – 1000 кВт), а также 20 дутьевых вентиляторов Ц-14х46 (частота вращения 1000 об/мин, диаметр колеса – 500 мм, мощность двигателя – 10 кВт).

Заводом изготовителем ПО «Сибэнергомаш» установлена теплопроизводительность котлов ПТВМ-180 при работе на мазуте – 135 Гкал/ч.

Энергетические характеристики котлов ПТВМ-180.

Условия работы.

1. Топливо – мазут марки М-100: $Q_p^H=9700$ ккал/кг, $S_p=1,19$ %.

2. Режим работы котла – пиковый, нагрузка котла определяется температурой наружного воздуха.

3. Часовой расход воды через котел $G_{св}=3860$ т/ч.

4. Температура сетевой воды на входе в котел $T_{св}=104$ °С.

5. Подогрев холодного воздуха не предусмотрен, $t_{хв}=-20$ °С.

Температура мазута перед котлом $T_m=140$ °С.

II. Турбинное оборудование.

1). Паровая теплофикационная турбина Т-110/120-130 с двумя регулируемыми отборами пара, предназначена для непосредственного привода турбогенераторов и отпуска тепла на отопление.

Основные параметры турбоагрегата:

1) Номинальная мощность – 110 МВт;

2) Давление свежего пара – 130 кгс/см² ;

3) Температура свежего пара – 555 °С;

4) Тепловая нагрузка – 175 Гкал ;

5) Расход свежего пара номинальный – 480 т/ч ;

6) Частота вращения ротора – 3000 об/мин;

7) Абсолютное давление отработанного пара – 0,05 кгс/см².

В состав турбоустановки наряду с турбиной входят следующие оборудование:

– генератор ТВФ-120-2 с водородным охлаждением;

– четыре подогревателя низкого давления;

– три подогревателя высокого давления;

– конденсатная группа, состоящая из двух конденсаторов КГ-2-620-3 с поверхностью охлаждения 2300 м². В каждом конденсаторе поверхность

охлаждения разделена на два пучка (внутреннее и внешнее). Охлаждающая вода проходит по трубам поверхности охлаждения в два хода.

Два подогревателя сетевой воды:

- верхний ПСГ-2300-3-8-2;
- нижний ПСГ-2300-3-8-1.

2). Паровая теплофикационная турбина ПТ-135/165-130/15 с двумя регулируемыми производственными и двумя отопительными отборами пара. Турбина предназначена для непосредственного привода турбогенератора и отпуска теплоты на производство и отопление.

Основные параметры турбоагрегата:

- 1) Номинальная мощность – 135 МВт;
- 2) Давление свежего пара – 130 кгс/см²;
- 3) Температура свежего пара – 555 °С;
- 4) Расход свежего пара номинальный – 750 т/ч;
- 5) Частота вращения ротора – 3000 об/мин;
- 6) Номинальная величина регулируемых отборов: производственного – 320 т/ч, отопительного – 110 Гкал/ч,
- 7) Абсолютного давления отработанного пара 0,064 кгс/см².

3). В состав турбоустановки наряду с турбиной входит следующее оборудование:

- генератор ТВВ-165-2 с водородным охлаждением;
- четыре подогревателя низкого давления;
- три подогревателя высокого давления;
- поверхностный двухпоточный конденсатор КГ-2-6000-1 с поверхностью охлаждения 3000 м²;
- два подогревателя сетевой воды ПСГ-1300-3-8-1.

2.2 Конструкции элементов котла Е-500

Паровой котел Е-500-140 (модель БКЗ-500-140-1) однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, предназначен для получения пара высокого давления при сжигании Бородинского бурого угля с твердым шлакоудалением (таблица 2.3).

Компоновка котла выполнена по П-образной схеме (рисунок 2.1). Топочная камера является первым восходящим газоходом. Во втором (горизонтальном) газоходе расположен пароперегреватель. В третьем (опускном) газоходе расположены: водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель.

Котел оборудован автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) на базе цифровой системы управления ТПТС 51, включающей в себя рабочую станцию машиниста котла, рабочую станцию старшего машиниста котельного оборудования, инженерную станцию, шкафы контроллеров, шкафы промреле и промклем, шкаф питания контроллеров. Периферийное оборудование: шкафы РТЗО обдувки, розжига горелок, датчиков температуры, давления, расхода, уровня и вибрации.

Система АСУ ТП позволяет:

- повысить культуру производства;
- повысить надежность эксплуатации оборудования за счет более точного поддержания технологических параметров;
- снизить вредное влияние на окружающую среду.

1). Топочная камера.

Топочная камера открытого типа призматической формы полностью выполнена из цельносварных панелей, изготовленных из труб 60х6 сталь 20 с вваркой полосы 6х20. Шаг труб 80 мм.

В нижней части топочной камеры фронтальной и задней экраны образуют скаты «холодной» воронки с углом наклона 50°.

В верхней части трубы фронтального экрана круто отгибаются и образуют слабонаклонный (под углом 15° к горизонту) потолок топочной камеры.

Таблица 2.3 – Основные расчетные характеристики котла БКЗ-500-140-1

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1.	Паропроизводительность котла	500 т/ч
2.	Давление пара в барабане котла	161 кгс/см ²
3.	Рабочее давление в паросборной камере	140 кгс/см ²
4.	Температура перегретого пара	560 °С
5.	Температура питательной воды*	230 °С
6.	Температура уходящих газов	158 °С
7.	Часовой расход топлива	85,9 т/ч
8.	Водяной объем котла	96 м ³
9.	Паровой объем котла	102 м ³
10.	КПД котла, брутто	91,2 %
*Допускается периодическая работа котла с температурой питательной воды до 160 °С при снижении паропроизводительности котла до 89 % от номинальной (445 т/ч).		

Задний экран на уровне нижней отметки выходного окна топки выполнен таким образом, что пятая часть всего количества труб (одна труба из каждой пяти) продолжается прямо до встречи с коллектором, находящимся выше отметки потолка, и образует однорядный фестон с шагом между трубами 400 мм, являющийся подвеской заднего экрана. Остальные трубы (четыре трубы из каждой пяти) выводятся из плоскости экрана и с шагом 100 мм организуют цельносварной под, гладкотрубный фестон и потолок горизонтального газохода. Боковые стены горизонтального газохода экранированы цельносварными газоплотными перегревательными панелями.

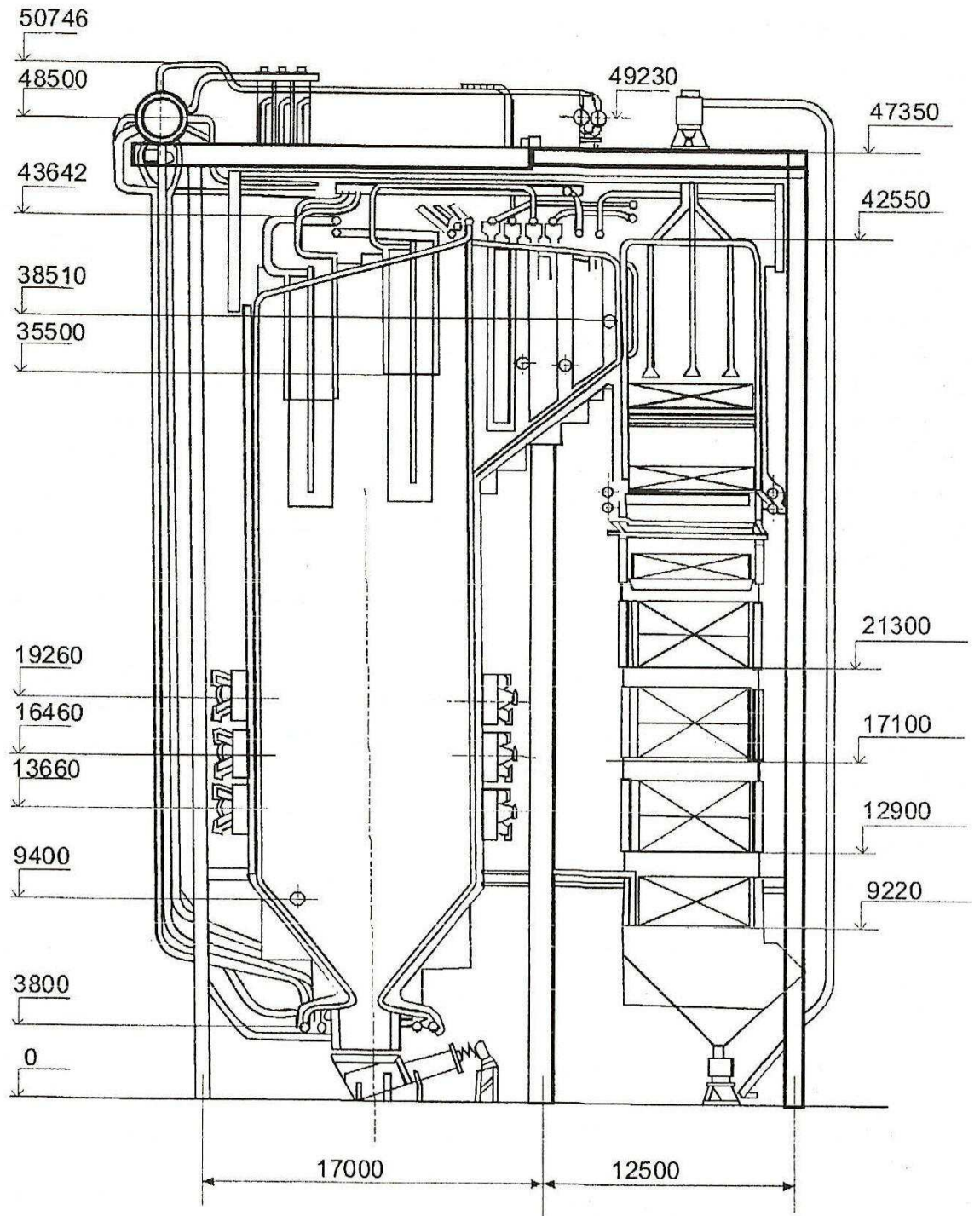


Рисунок 2.1 – Общий вид котла E-500

Топочная камера в горизонтальном сечении по осям труб противоположных экранов имеет размер 11260x10260 мм. Объем топочной камеры составляет 3770 м³.

Котел оборудован прямоточными горелками, тангенциально расположенными в углах топки на каждом из трех ярусов, что обеспечивает закрутку факела в горизонтальной плоскости. Каналы аэросмеси и вторичного воздуха выполнены в виде примыкающих друг к другу вертикальных щелей. Подача вторичного воздуха осуществляется по внешней стороне вращения факела в топке. Для уменьшения потери тепла с механическим недожогом на котле заведено нижнее дутье.

Для растопки котла предусмотрены мазутные форсунки паромеханического распыления, встроенные в пылеугольные горелки нижнего яруса. Производительность одной форсунки 2500 кг/ч, давление мазута 30 кгс/см², давление пара 2...3 кгс/см².

Работа всех форсунок обеспечивает нагрузку котла, примерно равную 30% номинальной производительности.

Для обеспечения плотности горелки приварены к экранным трубам и при тепловых расширениях экранов перемещаются вместе с ними.

Все топочные блоки подвешены с помощью пружинных охлаждаемых подвесок к потолочному перекрытию каркаса котла, в результате чего тепловое расширение их идет вниз. Жесткость и прочность стен топочной камеры обеспечивается установленными по периметру топки горизонтальными поясами жесткости. Горизонтальные нагрузки от стен топочной камеры при случайных «хлопках» в топке воспринимаются основным каркасом котла через пояса жесткости и специальные шарнирные крепления и упоры, не препятствующие тепловым перемещениям экранов.

Изоляция котла может быть выполнена либо вулканитовыми плитами, либо напылением асбоперлитовой массы.

2). Барабан котла и сепарационные устройства.

Барабан котла с внутренним диаметром 1600 мм, длиной цилиндрической части 18000 мм и толщиной стенки 112 мм выполнен из стали 16ГНМА.

Средний уровень воды в барабане расположен на 200 мм ниже геометрической оси барабана. Высший и низший рабочие уровни расположены соответственно на 50 мм выше и ниже среднего уровня.

Для сокращения продолжительности расхолаживания и улучшения температурного режима барабана при останове котла предусмотрено устройство парового охлаждения барабана, которое состоит из одного верхнего и двух нижних распределительных коллекторов.

Верхний распределительный коллектор расположен в паровом объеме барабана между дроссельным потолком и промывочным листом. Направление потоков пара, истекающего в паровой объем, выбрано под углом 45° к продольной оси барабана. Потоки пара к торцам барабана направлены вдоль его оси. При этом часть потоков пара направлена на торцевую перегородку, а часть – в направляющие листы, приваренные к распределительным коллекторам.

Два нижних распределительных коллектора расположены в водяном объеме барабана и при растопках служат для парового разогрева барабана от постороннего источника насыщенным паром давлением 40...160 кгс/см². При остановках котла нижние коллекторы подключаются только при расхолаживании полностью опорожненного барабана (без уровня воды). Потоки пара из данных коллекторов направлены вдоль оси барабана, а в торцах - под углом 45° к оси барабана.

Линия подвода пара к верхнему распределительному коллектору устройства парового охлаждения во время работы котла может быть использована для отбора пара на охлаждение соседних останавливаемых котлов и паровой разогрев при их растопках.

Схема парового разогрева барабана выполнена таким образом, что отбор пара производится от котлов ст. № 1, 3, 5.

Барабаны всех котлов соединены общим коллектором, на линии подвода пара к барабану установлены: обратный клапан, регулирующая и запорная арматура. В барабане установлены верхний и нижний распределительные коллекторы, к которым и подводится пар.

Для предупреждения перепитки котла в барабане установлена труба аварийного слива, позволяющая сбрасывать излишнее количество воды, но не ниже среднего уровня.

На промывку пара подается вся питательная вода, что обеспечивает дополнительную деаэрацию воды и подогрев ее до температуры насыщения. Слив воды с паропромывочного листа двухсторонний.

Для обеспечения требуемого качества пара на котле применена схема двухступенчатого испарения. Первую ступень испарения (чистый отсек) составляют барабан с фронтowymi, задними и боковыми экранами, кроме крайних передних боковых экранов, которые совместно с выносными циклонами составляют вторую ступень испарения.

Пароводяная смесь из экранов, включенных в первую ступень испарения, поступает во внутрибарабанные циклоны, где происходит отделение воды из пароводяной смеси. Вода, отсепарированная в циклонах, сливается в водяной объем барабана. Пар из циклонов поступает под промывочный дырчатый лист и, поднимаясь вверх, проходит через слой питательной воды. Дальнейшая сепарация пара происходит в паровом объеме барабана. Осушенный пар проходит через дроссельный лист, обеспечивающий равномерную по длине барабана работу парового объема, и направляется в пароперегреватель котла.

Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются два встроенных блока выносных циклонов, выполненных из труб 426x6 мм сталь 20. Подвод пароводяной смеси к выносным циклонам выполнен тангенциально по отношению к внутренней образующей циклона. В циклонах вода, отжатая к стенке, стекает вниз, а пар проходит вверх через дырчатый дроссельный лист, выравнивающий подъемную скорость по всему поперечному сечению циклона и по трубам 133x13 мм сталь 20 направляется в паровой объем барабана.

Для предотвращения попадания пара в опускную трубу циркуляционного контура в нижней части каждого циклона установлена крестовина, ликвидирующая вращение воды и препятствующая образованию воронок над входом в опускную трубу. Подвод котловой воды от барабана к циклонам осуществляется трубами 133x13 мм сталь 20.

Циркуляционная схема котла предусматривает глубокое секционирование экранов, что повышает надежность циркуляции в котле. Экранная система разделена на 16 самостоятельных циркуляционных контуров.

Для обеспечения в котле нормального солевого режима предусмотрены:

а) линия снижения кратности солесодержания воды по ступеням испарения; эта линия соединяет водяные объемы левого блока выносных циклонов с нижней камерой фронтального экрана (правый средний блок);

б) линии выравнивания кратности солесодержания; эти линии соединяют водяные объемы выносных циклонов с нижними камерами крайних передних боковых блоков противоположной стены топки;

в) линии непрерывной продувки циклонов;

г) линии периодической продувки нижних коллекторов экранов;

д) линии ввода фосфатов в барабан для обработки котловой воды.

Линии (а, в, д) используются по указанию дежурного персонала химического цеха.

3). Пароперегреватель.

Пароперегреватель котла по характеру восприятия тепла радиационно-конвективного типа. Радиационная часть пароперегревателя состоит из 24 ширм второй ступени, расположенных в два ряда в верхней части топочного объема. Конвективная часть пароперегревателя состоит из пакетов змеевиков первой, третьей и четвертой ступеней, которые расположены в горизонтальном газоходе. К пароперегревательным поверхностям относятся ограждающие поверхности боковых стен горизонтального газохода, потолок, фронтальная задняя стенки опускного газохода, за исключением боковых стен.

Для уменьшения температурных перекосов пара предусмотрены перебросы пара по ширине газохода, полное перемешивание в каждом потоке.

Пароперегреватель имеет два параллельных потока пара. Движение пара следующее.

Пар из барабана котла по десяти трубам 159x14, сталь 20, поступает в пять верхних камер 219x36 сталь 20 панелей боковых стен горизонтального газохода. Пройдя панели сверху вниз, пар направляется в нижние камеры 219x36 сталь 20 боковых панелей. Каждая из четырех панелей выполнена из 20 труб и одна панель из 16 труб 42x5 сталь 20 с шагом 80 мм.

Далее пар десятью трубами 159x14 сталь 20 направляется в пять нижних камер 219x36 сталь 20 фронтальной стенки поворотной камеры опускного газохода, откуда проходит пять панелей экранирующих фронтальную, потолочную и заднюю стенки поворотной камеры и поступает в пять нижних камер 219x36 сталь 20. Две панели выполнены из 20 труб и три панели из 24 труб 60x6 сталь 20 с шагом 100 мм.

Из пяти камер задней стенки поворотной камеры пар по 10 трубам 159x15 сталь 20 направляется в пять входных камер 273x36 сталь 20 первой ступени пароперегревателя, которая состоит из 111 трехниточных пакетов, выполненных из труб 38x4 сталь 20, (выходная петля выполнена из труб 38x4,5 сталь 12X1МФ). Пройдя первую ступень пар поступает в пять выходных камер 273x25 сталь 12X1МФ, откуда по десяти трубам 159x13 сталь 12X1МФ направляется в два растопочных пароохладителя 325x30 сталь 12X1МФ.

После растопочных пароохладителей пар по 12 трубам 133x13 сталь 12X1МФ поступает в 12 входных камер 133x20 сталь 12X1МФ фронтальных ширм второй ступени, выполненных из труб 32x5 сталь 12X1МФ по 22 трубы в каждой, и проходит их противотоком. После фронтальных ширм пар по 12 трубам 133x13 сталь 12X1МФ поступает в два впрыскивающих пароохладителя первой ступени 325x30 сталь 12X1МФ, где происходит переброс пара по ширине газохода слева направо и наоборот.

После пароохладителей первой ступени пар по 12 трубам 133x13 сталь 12X1MФ поступает в 12 входных камер 133x20 сталь 12X1MФ задних ширм второй ступени, выполненных из труб 32x5 сталь 12X1MФ по 22 трубы в каждой, проходит их противотоком и, по 12 трубам 159x17 сталь 12X1MФ, поступает в четыре входные камеры 273x25 сталь 12X1MФ третьей ступени пароперегревателя. Проходит прямотоком 54 пятиниточных пакета пароперегревателя, выполненных из труб 38x6 сталь 12X1MФ, и поступает в четыре выходных камеры 273x36 сталь 12X1MФ, откуда по 12 трубам 159x20 сталь 12X1MФ поступает в два впрыскивающих пароохладителя второй ступени 325x36 сталь 12X1MФ, где происходит переброс пара по ширине газохода из правой части газохода в левую и наоборот.

После пароохладителей пар по 12 трубам 159x20 сталь 12X1MФ поступает в четыре входных камеры 273x36 сталь 12X1MФ четвертой ступени пароперегревателя, проходит прямотоком 54 пятиниточных пакета из труб 38x5 сталь 12X18N12T, и поступает в четыре выходных камеры 325x50 сталь 15X1M1Ф, затем по 12 трубам 159x26 сталь 12X1MФ, поступает в две паросборные камеры 325x50 сталь 15X1M1Ф. Выход пара из каждой камеры односторонний.

Регулирование температуры пара осуществляется путем впрыска «собственного» конденсата в пароохладителях первой и второй ступени. Первый впрыск выполнен после фронтных ширм, второй – после третьей ступени пароперегревателя.

Для впрыска используется конденсат, получаемый в установках «собственного» конденсата путем охлаждения насыщенного пара, поступающего из барабана, питательной водой, прошедшей первый (по ходу воды) пакет водяного экономайзера. Из восьми труб 133x13 сталь 20, выходящих после первого пакета экономайзера, на конденсаторы идут четыре трубы. Другие четыре трубы соединяются с входными коллекторами второго пакета и предназначены для байпасирования конденсаторов (для снижения

скорости воды в змеевиках конденсаторов). После конденсаторов питательная вода направляется во входные камеры второго пакета водяного экономайзера.

Конденсаторы работают в затопленном режиме. Подача конденсата в пароохладители первой ступени осуществляется за счет перепада давления между пароохладителем и конденсатором, а также перепада, создаваемого с помощью паровых эжекторов, расположенных в камерах пароохладителей.

Подача конденсата в пароохладители второй ступени осуществляется за счет перепада давлений между конденсатором и камерой каждого из пароохладителей.

Для защиты металла ширмовых поверхностей нагрева в период растопки на котле предусмотрен растопочный пароохладитель. Для впрыска в него используется питательная вода.

4). Конвективная шахта.

Конвективная шахта представляет собой опускной газоход с размещенными в нем водяным экономайзером и трубчатым воздухоподогревателем. Верхняя часть боковых стен опускного газохода экранирована трубами водяного экономайзера.

Водяной экономайзер скомпонован в три пакета змеевиков, расположенных параллельно фронту котла. Пакеты изготовлены из труб 32x4 сталь 20.

Под водяным экономайзером расположен трубчатый воздухоподогреватель, скомпонованный по четырехпоточной схеме из труб 40x1,6 сталь 3пс. По воздушному тракту воздухоподогреватель выполнен четырехходовым.

Воздухоподогреватель (кроме входных кубов) и нижний пакет экономайзера сварены между собой без промежуточных компенсаторов и при нагревании конвективная шахта расширяется вверх от рамы каркаса. Для компенсации тепловых перемещений и создания возможности свободного расширения конвективной шахты между нижним и средним пакетами водяного

экономайзера установлен песочный компенсатор. Входные кубы воздухоподогревателя подвешены к раме каркаса.

5). Очистка поверхностей нагрева.

Для очистки поверхностей нагрева котла применяются устройства следующего типа:

- для очистки экранов 4 аппарата водяной обдувки типа ОВД;
- для очистки пароперегревателя: глубоковыдвижные обдувочные аппараты типа ОГ-8 в количестве 20 штук;
- для поверхностей нагрева, расположенных в конвективной шахте: 4 контура дробеочистки.

Монтаж, наладка и эксплуатация аппаратов производится по специальной инструкции.

Агентом для обдувки служит перегретый пар давлением 30...40 кгс/см² с температурой 350...400 °С, который берется из пароохладителя первой ступени, и вода давлением 6...15 кгс/см² с температурой не выше 60 °С.

Транспорт дробы осуществляется воздухом при помощи воздушного инжектора, поставляемого совместно с устройством дробеочистки. Воздушные инжекторы рассчитаны на давление 0,6 кгс/см². Для дробеочистки применяется чугунная дробь диаметром 5...6 мм.

Дробеочистка включается в работу после цикла паровой и водяной обдувки топки, пароперегревателя и ширм. Время работы дробеочистки и интервала между ее включениями определяются «Инструкцией по эксплуатации оборудования очистки поверхностей нагрева».

Обдувка поверхностей производится в следующем порядке: сначала обдувается топка, ширмы, конвективный пароперегреватель, затем очистка дробью поверхностей нагрева конвективной шахты.

б). Установка непрерывного механизированного шлакоудаления.

Для удаления шлака из-под топки предусмотрена установка непрерывного механизированного шлакоудаления, состоящая из следующих основных узлов:

- шлаковый бункер с гарнитурой и деталями крепления - 3 штуки;
- шнековый транспортер с приводом - 3 штуки.

Шлаковый бункер, обмурованный изнутри, крепится к экранам холодной воронки топки и свободно опускается вниз при тепловом перемещении экранов.

Нижняя часть бункера погружена под уровень воды в гидрозатворе. При эксплуатации полость гидрозатвора должна быть постоянно заполнена водой.

Шнековый транспортер состоит из корпуса, заполняемого водой, опорной рамы и шнекового вала, вращающегося в текстолитовых подшипниках скольжения.

Смазка подшипников осуществляется водой, подаваемой в корпусы верхнего и нижнего подшипников. Давление воды должно быть не ниже 1 кгс/см^2 .

Во избежание перегрева шлаковой ванны расход воды должен обеспечивать температуру воды не выше $55 \text{ }^\circ\text{C}$.

Шнековое шлакоудаление является надежным и долговечным устройством при правильной эксплуатации транспортера, налаженном топочном режиме и регулярной обдувке экранов и пароперегревателя.

2.3 Опыт эксплуатации котла Е-500

Обобщение результатов исследований и опыта эксплуатации котлов Е-500 с низкотемпературными тангенциальными топками и твердым шлакоудалением показало, что при воздушной сушки угля интенсивное шлакование экранов и конвективных поверхностей нагрева наблюдается при температурах в ядре горения $1300\text{-}1400 \text{ }^\circ\text{C}$ [1, 9, 12]. В то же время при сниженной нагрузке на этих котлах, а также котлах малой мощности (ТП-35, ТП-20) при относительно низкой температуре в ядре горения ($1150\text{...}1300 \text{ }^\circ\text{C}$) шлакование значительно меньше. С пуском в 1975 г. опытно-промышленного разреза на Березовском месторождении появилась возможность провести

исследования работы котлов при газовой и газозвушной сушке топлива [3]. В результате этих работ было установлено, что характер поведения березовского угля сильно отличается от бородинского, несмотря на близость их химических составов. Так, если в случае сжигания бородинского угля отложения были сыпучие, то на березовском угле к концу опытного сжигания образовался плотный слой первичных отложений, прочно связанных с трубами. Состав отложений отличался большим содержанием оксидов железа. При сжигании березовского угля в летучей золе наблюдалось более высокое содержание свободного оксида кальция. При повышении температуры в ядре факела выше 1280 °С (с отключением дымососа газовой рециркуляции) шлакование резко увеличивалось. Сравнительные исследования при опытных сжиганиях бородинского и березовского углей в топках с твердым шлакоудалением при газовой, газозвушной и воздушной сушке показали несомненные преимущества газовой сушки при сжигании КАУ, а также продемонстрировали большую шлаковую способность березовского угля.

Результаты исследования структуры минеральной части угольных частиц позволили сформулировать необходимые технические требования, обеспечивающие надежную по условиям шлакования работу низкотемпературных тангенциальных топок [1, 3, 17-20].

Обеспечение бесшлаковочного режима работы тангенциальных низкотемпературных топок определяется:

- качеством готовой пыли;
- поддержанием оптимального по условиям выгорания пыли скоростного режима работы горелок;
- равномерностью распределения угольной пыли как по отдельным горелкам, так и в пределах самой горелки;
- общей аэродинамической структурой факела в топке;
- эффективностью и режимом работы средств очистки поверхностей нагрева.

При условии соблюдения этих требований состав летучей золы (золовой остаток), образующийся при горении в низкотемпературных топках, представляет собой рыхлый скелет из частиц CaO и стеклофазы, а свободный оксид кальция легко сульфатизируется в объеме топки, не участвуя в шлаковании.

Неудовлетворительная работа котла E-500 в первый период его эксплуатации была связана с угрубленным помолом пыли, выдаваемым мельницами-вентиляторами ($R_{1000} = 0,8 \dots 2,8 \%$; $R_{90} = 42 \%$), неравномерным распределением пыли по ярусам и каналам горелок, неудовлетворительной конструкцией и скоростным режимом их работы, заниженной по сравнению с проектной температурой перегретого пара на $20 \dots 25 \text{ }^\circ\text{C}$ (при полностью отключенных пароохладителях). Воспламенение угольной пыли на начальном участке факела было затянуто, наблюдались неустойчивость и пульсация факела. Потери тепла с механическим недожогом достигали $1,5 \%$. В этих условиях на экранах топки наблюдалось интенсивное образование гребневидных первичных железистых отложений, так прочно связанных с экранными трубами, что их не удавалось удалять водяной обдувкой. После останова котла они сохранялись и могли быть удалены только химической очисткой.

Проектные горелки котла E-500 были выполнены в виде двух вертикальных каналов, по одному из которых поступает воздух (воздушный канал расположен с наружной стороны), а по другому каналу – аэросмесь (рисунок 2.2). Вследствие неравномерного поля концентрации пыли перед горелкой (создается конфигурацией подводящего пылепровода и конструкцией пыледелителя) и неразвитого периметра воспламенения (конструкция горелки) происходило затягивание горения. Результаты исследований полей скорости, температур, газового состава, поля концентраций твердой взвеси и выгорания угольной пыли позволили представить следующую картину топочного процесса.

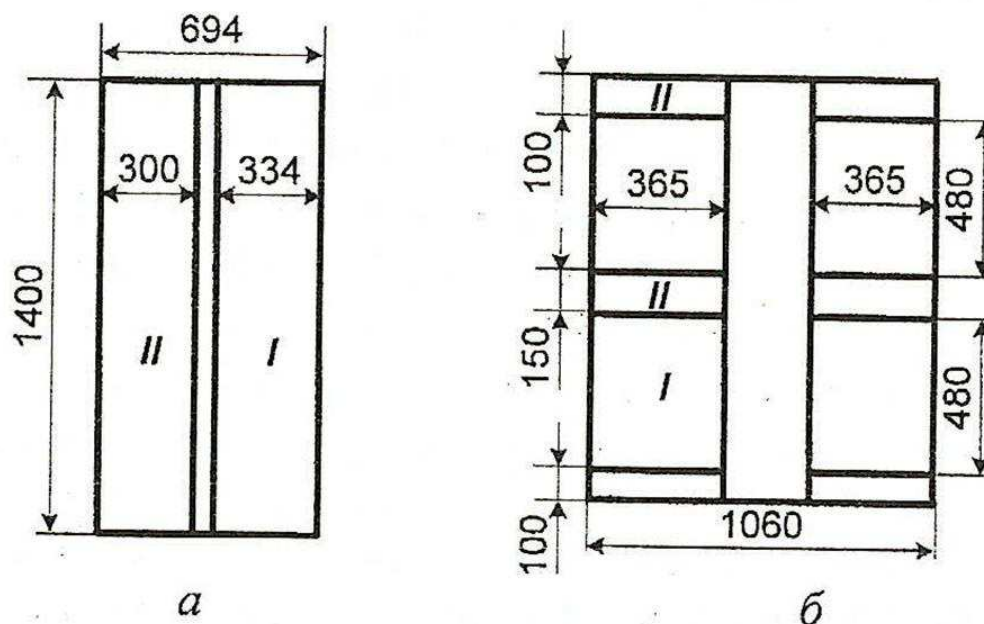


Рисунок 2.2 – Схема горелок котла Е-500:
 а – проектная; б – после реконструкции;
 I –аэросмесь; II – вторичный воздух

На выходящие из горелки струи аэросмеси и вторичного воздуха сбоку воздействуют вращающиеся топочные газы. Под их воздействием горелочные струи отклоняются в сторону стенки топки, при этом в большей степени смещается струя вторичного воздуха. Пылевая часть струи движется практически в первоначальном направлении. На расстоянии 2...3 калибров от устья горелки происходит отделение от горелочной струи воздуха так, что часть пыли, особенно крупной, попадает в центральную область топки и горит в условиях низких избытков воздуха. Таким образом, неудачная конструкция горелок при высоком уровне выходных скоростей (23...28 м/с) наряду с вышеупомянутой неравномерностью распределения пыли явились причиной низких локальных избытков воздуха и, следовательно, высокого механического недожога и темпа шлакования.

В ноябре 1986 г. Красноярской ТЭЦ-2 был реализован комплекс мероприятий, позволяющих избавиться от этих недостатков. Были установлены слоистые делители пыли вместо вихревых пыледелителей, заменены горизонтальные пылепроводы на слабонаклонные с установкой на входе в

горелки разделительных перегородок, установлены горелки с рассредоточенной подачей пыли и увеличенными размерами каналов первичной пылегазовоздушной смеси для снижения скорости до 14...15 м/с, реализованы мероприятия по снижению неравномерности подачи топлива питателями скребкового типа, регулированию вентиляционной и сушильной производительности пылесистем [1, 3].

В результате стендовых исследований было найдено простое и оригинальное решение, позволяющее путем выполнения рабочей кромки выпускного отверстия корпуса скребкового питателя по ширине корпуса в виде косого среза, длиной боковой грани косого среза $R = 0,7...1,2$ шага между скребками цепи (а) повысить равномерность подачи сырого угля в мельницу-вентилятор.

Для регулирования вентиляции мельниц и сушильной производительности пылесистем был предложен и реализован способ регулирования путем подачи холодных газов рециркуляции в газозаборную шахту навстречу либо по ходу движения горячих топочных газов. При этом для большей вентиляционной и сушильной производительности увеличивается расход холодных газов рециркуляции, добавляемых по ходу движения топочных газов в газозаборной шахте при одновременном уменьшении встречного расхода холодных газов рециркуляции, а для уменьшения вентиляционной производительности наоборот.

Для поддержания номинальной температуры перегретого пара был реконструирован ширмовой пароперегреватель.

Эксплуатация котла и выполненные научно-исследовательские работы показали, что процесс воспламенения и выгорания пыли на начальном участке факела улучшился.

При тонкости пыли $R_{1000} \leq 1.0\%$, $W_1 = 14-15$ м/с, $t_m^n = 150^\circ\text{C}$, $t_{\text{ГВ}} = 280^\circ\text{C}$ и температуре газов 1100°C в корне факела горелок первого яруса на участке $l = 1,72$ м, соответствующем 43 ширины сопла (b_c) или 1,62 ширины горелки (b_r), воспламенение всей массы топлива еще не заканчивается – в центральной зоне

факела шириной, равной l температура газов $375...400\text{ }^{\circ}\text{C}$, концентрация пыли $60...95\text{ г/м}^3$, степень выгорания $\varphi = 0$. На периферии же струи температура газов повышается до $900...1000\text{ }^{\circ}\text{C}$, а степень выгорания $\varphi = 20...40\%$. Полное завершение воспламенения наблюдается на участке $l = 7,9\text{ б}_c$ (через $0,162\text{ с}$ после выхода из горелки). В реконструированных горелках происходит быстрое перемешивание пылевзвеси со вторичным воздухом. Даже на участке $1,62\text{ б}_c$ не обнаруживается зон воздуха без значительной концентрации пыли.

Таким образом, после реализации вышеперечисленного комплекса мероприятий удалось резко улучшить работу котла. Снизилась пульсация факела и уменьшился темп шлакования, изменилась структура отложений (стали менее прочными). После завершения комплекса реконструктивных мероприятий КПД котла увеличился на $1,15\%$.

Трехмесячное сжигание в 1987 году на котле Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 березовского угля показало, что наблюдалась интенсификация шлакования экранов. Это обстоятельство привело к необходимости регулярного применения водяной очистки и показало работоспособность котла на высокошлакующем угле с высокими технико-экономическими показателями: $\eta_{\text{бп}}=92,1\%$, $q_2=7,0\%$, $q_4=0,5...0,6\%$.

При сжигании бородинского угля были проведены опыты по определению влияния коэффициента избытка воздуха в топке (α_t) на интенсивность и прочность вторичных отложений. При доле рециркулирующих уходящих газов от 11 до 15% , одних и тех же температурах газов. Установлено, что в пристенной области изменение величины α_t в диапазоне от $1,14$ до $1,26$ практически не повлияло на скорость роста и прочность вторичных отложений. Эти показатели главным образом, зависят от температуры газов. Так, при снижении α_t с $1,3$ до $1,2$ температуры газов повышаются (адиабатическая на $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на выходе из топки на $30\text{ }^{\circ}\text{C}$). При этом скорость роста вторичных отложений возрастает в верхней части топки на 15% .

Предотвратить скорость роста вторичных отложений на существующем котле Е-500, при его работе в режиме пониженных α_t , можно за счет

эффективной водяной очистки топочных экранов. В опытах включение один раз в сутки двух дальнобойных водяных аппаратов приводит к снижению температуры газов на выходе из топки на 30 °С.

Серьезным недостатком котлов Е-500, ограничивающим их применение на электростанциях, являются высокие выбросы оксидов азота. Так при работе котла на трех пелесистемах с коэффициентом избытка воздуха в топке $\alpha_T = 1,25$ концентрация NO_x в дымовых газах достигает 430 мг/нм³, а на четырех пылесистемах – 580 мг/нм³. При зондировании топки установлено, что максимальная концентрация оксидов азота наблюдается на расстоянии 4...5 калибров горелки.

Длительный опыт эксплуатации котла на КАУ (характеризуются умеренной влажностью до 38 %, низким содержанием серы до 0,6 % и зольности до 12 %) и результаты исследований показывают, что особенности поведения их органического и минерального состава в топочном процессе являются определяющим факторами при выборе технологии, обеспечивающей высокую эффективность сжигания таких углей.

Зола КАУ отличается по составу от золы большинства других бурых и каменных углей повышенным содержанием окиси кальция (до 60 %). Химический состав золы сильно зависит от зольности угля. Эта закономерность характерна для всех месторождений Канско-Ачинского бассейна. С уменьшением зольности топлива в золе увеличивается содержание СаО при соответствующем снижении SiO_2 и Al_2O_3 . Поэтому поведение минеральной части КАУ в топочном процессе сильно меняется с изменением зольности в достаточно узком диапазоне (от 5 до 16 %). Это обстоятельство оказывает существенную роль на выбор способа сжигания. Специфический состав минеральной части, ее распределение между внутренней и внешней золой обуславливают, как отмечалось в первой главе, высокие шлакующие свойства КАУ. Высокое содержание СаО в золе вызывает образование на поверхностях нагрева прочных сульфатносвязанных отложений. Кроме того, селективное выделение железосодержащих компонентов обуславливает формирование

прочных первичных железистых отложений с содержанием оксидов железа до 35...80 % в зависимости от условий сжигания.

Шлакование топочных экранов резко интенсифицируется при попадании на них горящих частиц угольной пыли. С повышением температуры газов возрастает интенсивность образования и прочность вторичных отложений.

В целом, многолетние исследования и опыт эксплуатации котлов на сильношлакующих КАУ в низкотемпературных тангенциальных топках с твердым шлакоудалением (котлы Е-500 и П-67) показали, что они обладают способностью надежно сжигать не только бородинский, но и березовский уголь, который является самым неблагоприятным с точки зрения шлакования.

2.4. Выводы по главе 2

На основании проведенного анализа имеющегося опыта сжигания КАУ в топке котла Е-500 представлены основные принципы организации топочного процесса, обеспечивающие по условиям шлакования надежную и эффективную работу котлов этой конструкции.

1. Теплонапряжение сечения топки общее, на ярус горелок, лучистой поверхности экранов в зоне горения не должно превышать соответственно:

$$q_F = 12,55 \dots 14,64 \text{ Гкал/м}^2, q_{\text{Гяр}} = 4,18 \text{ Гкал/м}^2, q_{\text{Флиз}} = 4,18 \text{ Гкал/м}^2.$$

2. Максимальная температура в зоне активного горения не должна превышать 1250...1300 °С;

3. Температура газов перед плотными конвективными пучками не должна превышать 900 °С;

3. Обеспечить необходимую расчетную высоту зоны догорания с оптимальной компоновкой сопел верхнего третичного дутья;

4. Применять горелки, обеспечивающие эффективное воспламенение и горение летучих в условиях недостатка кислорода с последующим его подводом через каналы горелки и сопла третичного дутья в зоне горелок.

Воздушные струи последних будут одновременно играть роль защитных завес у экранов и обеспечивать вблизи экранов окислительную среду;

5. Стабильное распределение угольной пыли, как по отдельным горелкам, так и в пределах самой горелки;

6. Аэродинамика топки должна обеспечивать эффективный массообмен при отсутствии наброса факела на топочные экраны, исключать появление возле них зон с восстановительной газовой средой;

7. Применение эффективных, преимущественно водяных, средств очистки топочных экранов.

8. Обеспечение бесшлаковочного режима работы тангенциальных низкотемпературных топок определяется: качеством готовой пыли; поддержанием оптимального по условиям выгорания пыли скоростного режима работы горелок; равномерностью распределения угольной пыли как по отдельным горелкам, так и в пределах самой горелки; общей аэродинамической структурой факела в топке; эффективностью и режимом работы средств очистки поверхностей нагрева.

3 Исследование топочного процесса при сжигании канско-ачинских углей в котле Е-500

3.1 Улучшение топочного процесса по условиям горения и шлакования

Как ранее отмечалось, первый период эксплуатации котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 после монтажа характеризовался неудовлетворительным топочным процессом. Наблюдались значительная пульсация факела, неустойчивый процесс воспламенения и выгорания угольной пыли, срыв фронта пламени. Дальнейшие исследования показали, что конструкция и режим работы центробежных пыледелителей привели к неравномерному распределению топлива между горелками и пульсирующей подачи топлива из пылесистем в топку [21, 22]. Было установлено, что для принятого режима вентиляции мельниц (расход агента 140...150 тыс. м³/ч) скорость аэросмеси на выходе из горелок составила 25...30 м/с при оптимальной ее величине 14...16 м/с. В результате полученные высокие тангенциальные скорости газов у топочных экранов (20...25 м/с) интенсифицировали процесс сепарации невыгоревших частиц топлива на экраны [23]. Отметим, что топочный процесс был организован при среднем избытке воздуха в горелках $\alpha_{гор} = 0,96$. Однако из-за неудовлетворительной работы центробежного пыледелителя в первый из трех ярусов горелок поступало 42 % топлива, а степень неравномерности распределения топлива по ярусам горелок составила 27 %, что вызывало снижение материального коэффициента подачи воздуха в горелки первого яруса до 0,75...0,80.

Чрезмерно высокая скорость аэросмеси и низкий избыток воздуха в отдельных горелках вызвали образование на топочных экранах со стороны набегания газового потока гребневидных прочных железистых отложений. Такие отложения с высотой гребней до 30 мм были обнаружены уже после 500 часов эксплуатации котла на бородинском угле, интенсивность их роста составляла примерно 30 г/(м²·ч) [24]. При этом лобовая поверхность труб

фестона и четвертой ступени пароперегревателя была покрыта прочным налетом высокожелезистых отложений толщиной 1...2 мм, состоящим в основном из Fe_2O_3 (53...64 %). В отложениях с экранов содержание оксидов железа достигало 77,5 %.

Прочные гребневидные отложения имели сложную трехслойную структуру. Прилегающий к поверхности трубы слой краснокирпичного цвета имел толщину около 5 мм, промежуточный и наружный слои имели серый цвет. Послойный анализ таких отложений выявил существенные различия химического состава. Наибольшее содержание оксидов железа и сульфидной серы наблюдалось в слоях, прилегающих к поверхности трубы, что указывало на роль пирита в первоначальном закреплении на поверхности нагрева железосодержащих частиц.

Анализ характера изменения состава первичных отложений на поверхностях нагрева по ходу газов показал, что количество железа в отложениях со снижением температуры газов непрерывно уменьшается. Так, на трубах водяного экономайзера содержание оксидов железа (в пересчете на Fe_2O_3) практически равно его количеству в уносе. Это также может служить подтверждением того, что причиной образования железистых отложений на поверхности нагрева является попадание на них горящих угольных частиц, содержащих пирит [12].

С целью снижения скорости роста отложений и шлакования поверхностей нагрева специалистами ОАО «СибВТИ» предложено интенсифицировать процесс воспламенения и выгорания угольной пыли. В 1985 году ими были разработаны технические решения по реконструкции горелочных устройств и системы пылеприготовления. Проведенный по разработанному проекту первый этап реконструкции котла позволил улучшить топочный процесс по условиям горения и шлакования. Интенсивность роста отложений на неохлаждаемых зондах снизилась в 1,5, прочность – в 5 раз. Отложения с топочных экранов стали удаляться под воздействием водяной очистки.

Для повышения надежности работы котлов Е-500 по условиям шлакования были рекомендованы следующие дополнительные мероприятия: многоярусное расположение горелок по тангенциальной схеме; подача до 8 % воздуха через сопла нижнего дутья; рециркуляция газов в верхнюю часть топочной камеры в количестве до 10 %; подача газов рециркуляции в горелки, исходя из обеспечения температуры газов в зоне активного горения на уровне ≤ 1200 °С; оснащение котлов комплексом средств очистки поверхностей нагрева.

Достигнутый положительный результат подтвердил правильность принятых решений. Поэтому на всех пылесистемах были реконструированы сепараторы для утонения угольной пыли, установлены слоистые пыледелители, изменена компоновка пылепроводов, установлены горелки с периферийной и рассредоточенной подачей аэросмеси. Скорость аэросмеси в горелках была снижена с 20 до 14,5 м/с, вторичного воздуха – с 40 до 35 м/с.

На рисунках 3.1 и 3.2 представлены измеренные температуры газов в ядре горения T_{max} , а также рассчитанные значения потери тепла с уходящими газами q_2 [1, 3, 12]. Характеристики режимов работы котла после реконструкции и опытных сжиганий бородинского и березовского углей приведены в табл. 3.1.

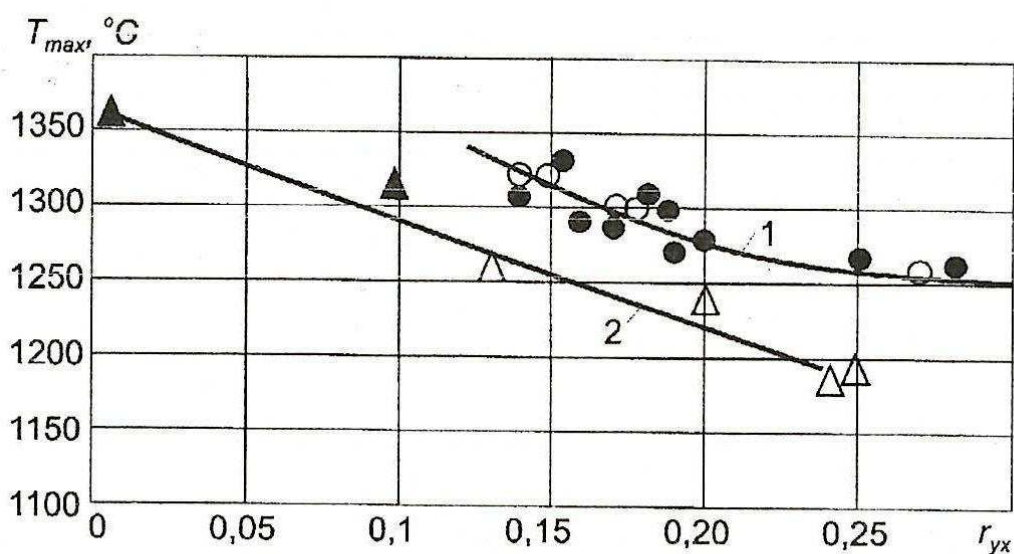
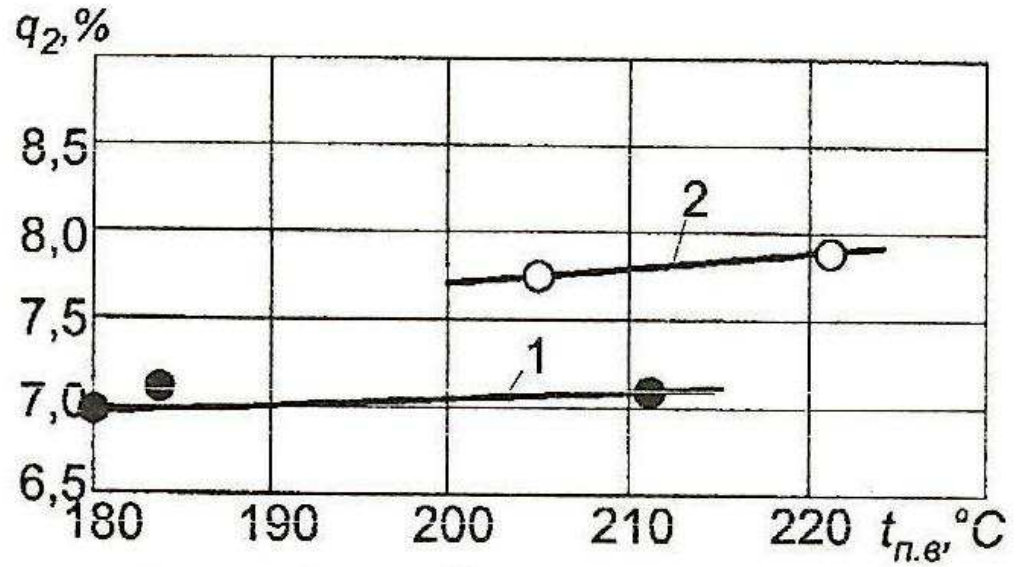


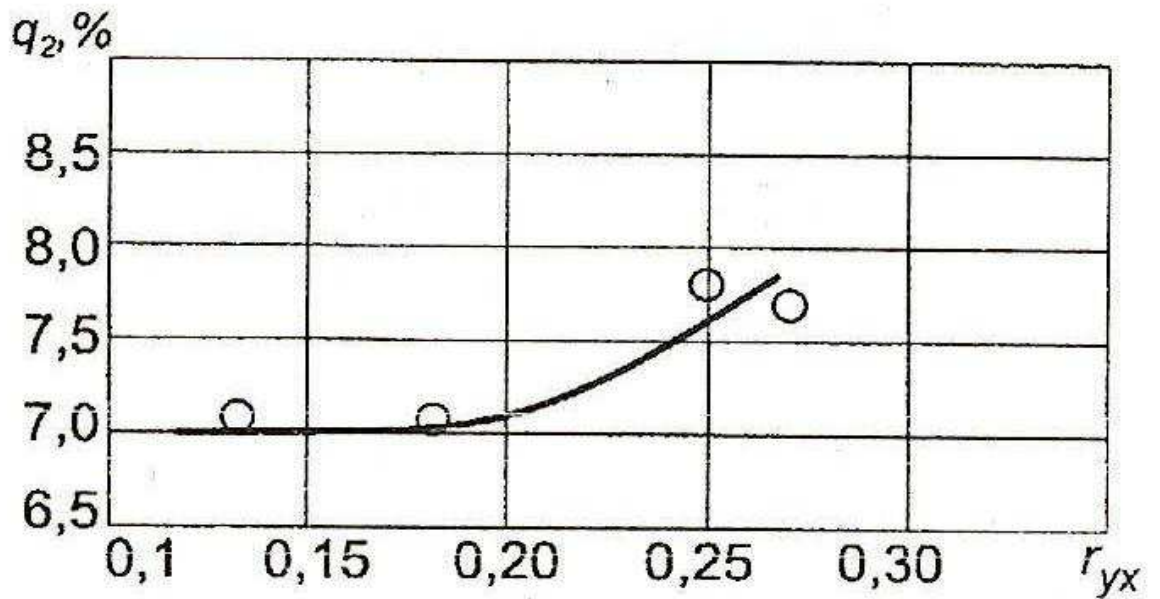
Рисунок 3.1 – Зависимость максимальной температуры газов в ядре горения от степени рециркуляции уходящих газов:

1 и 2 – расход перегретого пара 476-514 и 238-408 т/ч соответственно;
▲ ● – до реконструкции; Δ ○ – после реконструкции



1 – $r_{yx} = 0,13-0,18$; 2 – $r_{yx} = 0,25-0,27$

а



$t_{п.в} = 205-221 \text{ } ^\circ\text{C}$

б

Рисунок 3.2 – Зависимость потери тепла с уходящими газами от температуры питательной воды $t_{п.в}$ (а) и доли рециркуляции уходящих газов r_{yx} (б)

Таблица 3.1 – Характеристика режимов работы котла Е-500

Наименование	Обозначение	Размерность	Бородинский уголь	Березовский уголь
Работающие мельницы	-	-	А, Б, В	А, В, Г
Паропроизводительность	Д	т/ч	480-500	480-500
Избыток воздуха в топке	α_T	-	1,24	1,20-1,27
То же в горелках	$\alpha_{гор}$	-	0,98	0,91-0,97
Доля воздуха на нижнее дутье	$\Delta\alpha_{нд}$	-	0,10	0,10-0,11
Доля газов, отбираемых из топки	$r_{отб}$	-	0,18	0,13
Доля рециркулирующих уходящих газов в пылесистему	$r_{ух}^{пс}$	-	0,12-0,13	0,11-0,12
То же во вторичный воздух	$r_{ух}^{вв}$	-	0,04-0,05	0,13-0,14
Адиабатическая температура горения	ϑ_a	°С	1480	1330
Температура газов в конце зоны активного горения, рассчитанная по [8]	$\vartheta_{ар}''$	°С	1260	1160
Скорость на выходе из горелки:				
– аэросмеси	w_1	м/с	14,5	14,3
– вторичного воздуха	w_2	м/с	32-36	33-37
– эквивалентная	$w_э$	м/с	24,3	24,7
Температура аэросмеси	$t_{аэр}$	°С	140-160	135-140
Температура горячего воздуха	$t_{гв}$	°С	265	275
Характеристики топлива:				
– теплота сгорания низшая	Q_i^r	ккал/кг	3680	3470-3610
– зольность	A^d	%	7,6	6,5-9,6
– влажность	W^r	%	32,7	35,4-36,9
Потери тепла с механическим недожогом	q_4	%	0,4	0,6-1,0
Тонкость угольной пыли:				
	R_{1000}	%	0,8	0,8-3,1
	R_{200}	%	12,0	10,4-24,4
	R_{90}	%	45,0	36,6-48,9

3.2 Исследование структуры пристенного газового слоя у топочных экранов

Анализ параметров пристенного слоя газов проводился в лючках, показанных на рисунке 3.3. Результаты измерений дисковым зондом скоростного поля в пристенном слое показали отсутствие наброса факела на экраны в исследованных зонах. В частности, в районе первого яруса горелок (лючки № 8 и 13) поток имел как вертикальную, так и горизонтальную составляющие вектора скорости. Движение газов осуществлялось параллельно прилегающему экрану в сторону тангенциального вращения факела. В зоне третьего яруса горелок у фронтального экрана (лючок № 29) поток двигался вертикально вверх со скоростью 10...12 м/с. У заднего экрана (лючок № 36) тангенциальная и аксиальная составляющие скорости не превышала соответственно 3 и 12 м/с.

Выше зоны активного горения у фронтальной стены скорость газов составила 5...7 м/с, поток был направлен вертикально вверх. Активное движение газов наблюдалось у заднего экрана (лючок № 58). Здесь поток был направлен параллельно плоскости экрана с подъёмом под углом 45° к горизонтальной плоскости и его скорость достигала 16...18 м/с.

В районе первого яруса у фронтальной и тыльной стен характер изменения полей газового состава и температур оказался достаточно близким (лючки № 8 и 13). Существенные различия имели место лишь в зоне третьего яруса, где у лючка № 29 температура газов на расстоянии 0,05 м от экрана $\vartheta'_{nc} = 1220$ °С, у лючка № 36 – 1030 °С. Содержание кислорода напротив выше у лючка № 36 ($O_2 = 6,3$ % против 3,3 %). За зоной активного горения более высокая температура газов ($\vartheta'_{nc} = 1100$ °С) и пониженное содержание кислорода (1,2 %) наблюдалось у тыльной стены (лючок № 58), т. е. там, где имела место и повышенная скорость газов. У фронтального экрана эти параметры составили 960 °С и $O_2 = 5,8$ %.

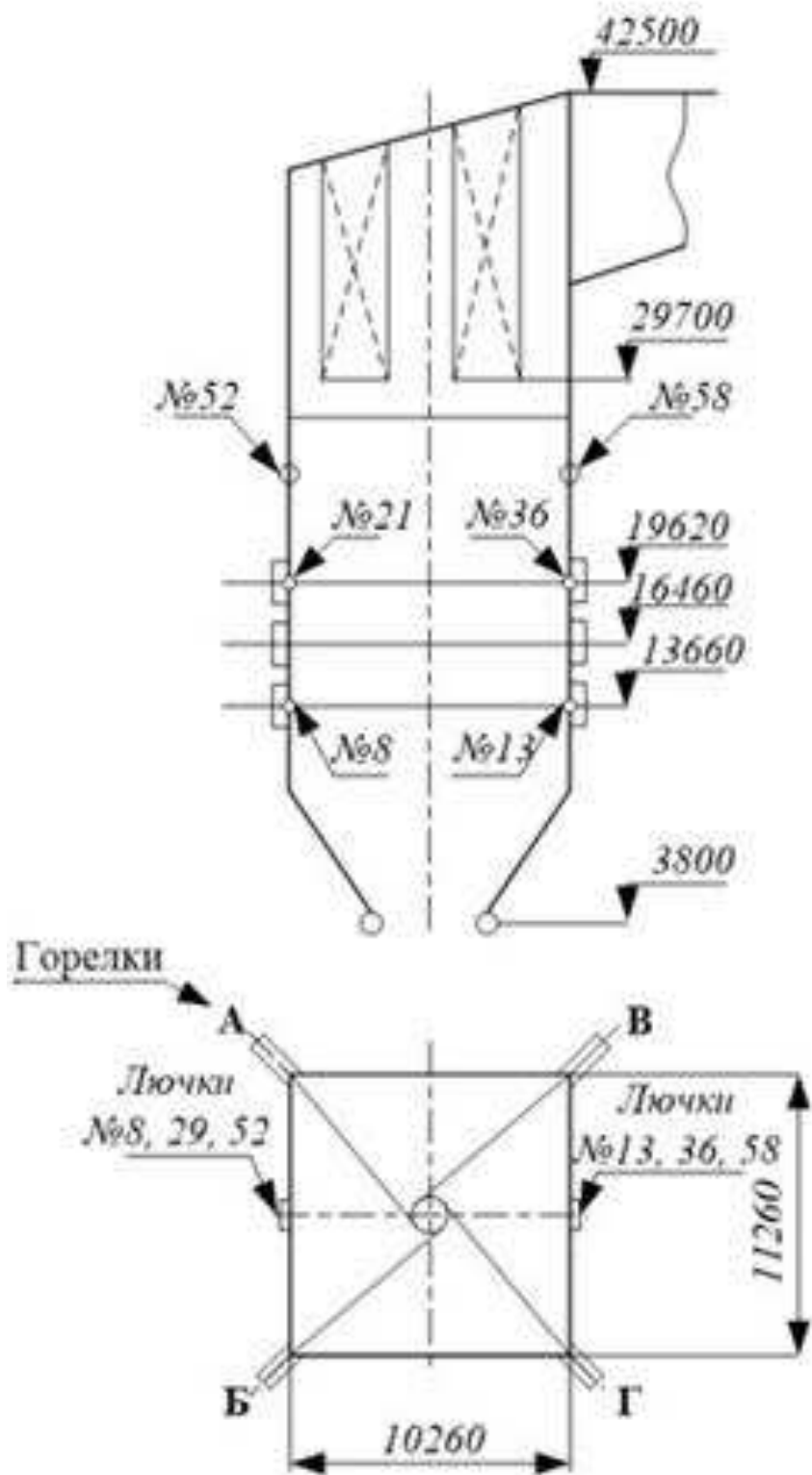


Рисунок 3.3 – Схема топки котла Е-500 (БКЗ-500-140-1)

Температура газов (ϑ), содержание кислорода (O_2), тангенциальная и аксиальная составляющие скорости газов (w_t , w_a), в пристенной области топки котла Е-500 при сжигании бородинского угля и работающих трех горелок приведена на рисунке 3.4.

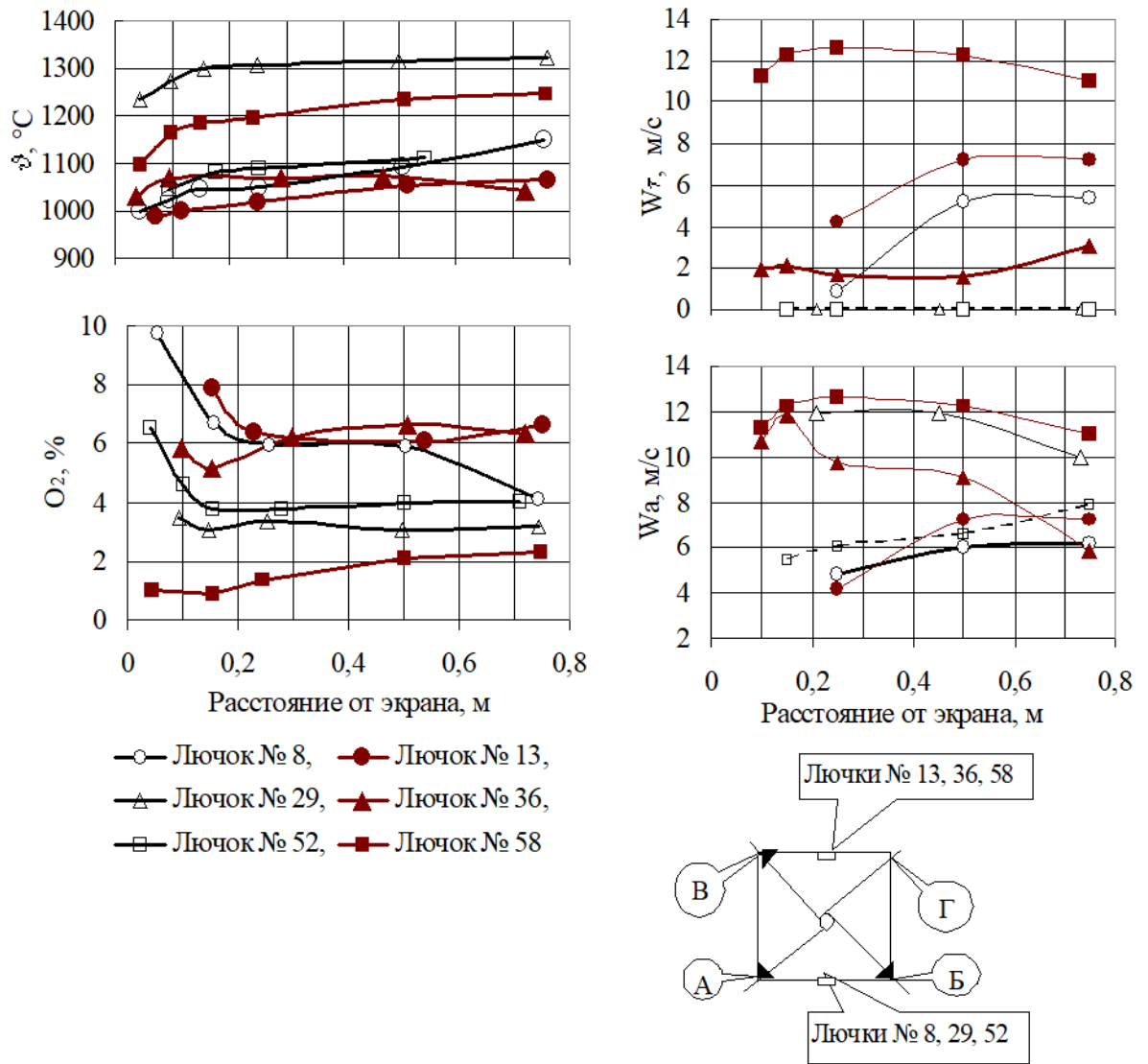


Рисунок 3.4 – Температура газов (ϑ), содержание кислорода (O_2), тангенциальная и аксиальная составляющие скорости газов (w_t , w_a), в пристенной области топки котла Е-500 при сжигании бородинского угля и работающих горелках А, Б, В [12]

Характер температурных, газовых и скоростных полей у топочных экранов при работе трех горелочных блоков (горелка Г отключена по топливу) свидетельствует о смещении факела к тыльному экрану. Наиболее ярко смещение факела наблюдалось за зоной активного горения. Сочетание включенных горелок влияло и на дисперсный состав частиц золы у экранов: в зонах смещения факела фракционный состав летучей золы оказался более грубым. Так, у тыльного и фронтального экрана диапазон изменения R_{90} составил соответственно 39,3...57,5 и 25,6...34,2 %.

Интенсивность загрязнения топочных экранов оценивалась по изменению во времени коэффициента тепловой эффективности (Ψ) тепломеров (рисунок 3.5) [12]. Опытные исследования продолжительностью около 160 часов показали, что характер загрязнения тепломеров в существенной мере зависит от места их установки в топку. Интенсивность образования первичных прочных отложений на тепломерах, установленных в лючках № 8, 13, 36 и 52, оказалась на порядок ниже, чем в лючках № 29 и 58. Толщина их не превышала 1 мм, в то время как на тепломерах в лючках № 29 и 58 толщина отложений достигала 10...15 мм. На тепломерах, установленных в зонах с наиболее высокой температурой омывающих газов (лючки № 29 и 58), отмечалось также наиболее быстрое и значительное падение величины Ψ .

Измеренные параметры топочного процесса, приведенные на гистограммах (рисунок 3.6), подтверждают выводы о доминирующем влиянии на интенсивность образования отложений температуры газов, непосредственно омывающих поверхность нагрева. В опытах самые высокие значения температуры газов наблюдались в зоне лючков № 29 и 58 и составили соответственно 1230 и 1100 °С. Здесь же имеет место повышенное содержание горючих в частицах летучей золы. В качестве сравнения отметим, что в зоне лючков № 8, 13, 36, 52 температуры газов не превышают значений 990...1040 °С.

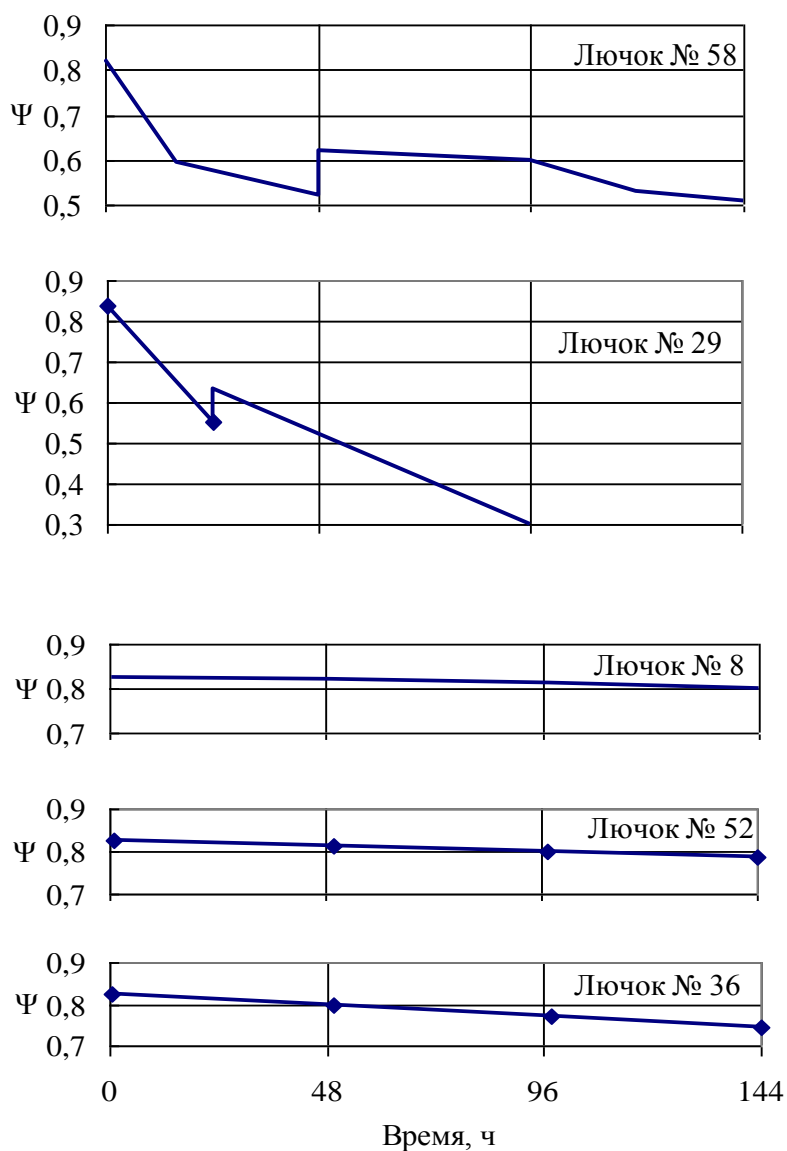


Рисунок 3.5 – Изменение коэффициента тепловой эффективности тепломеров Ψ во времени при сжигании бородинского угля в котле Е-500

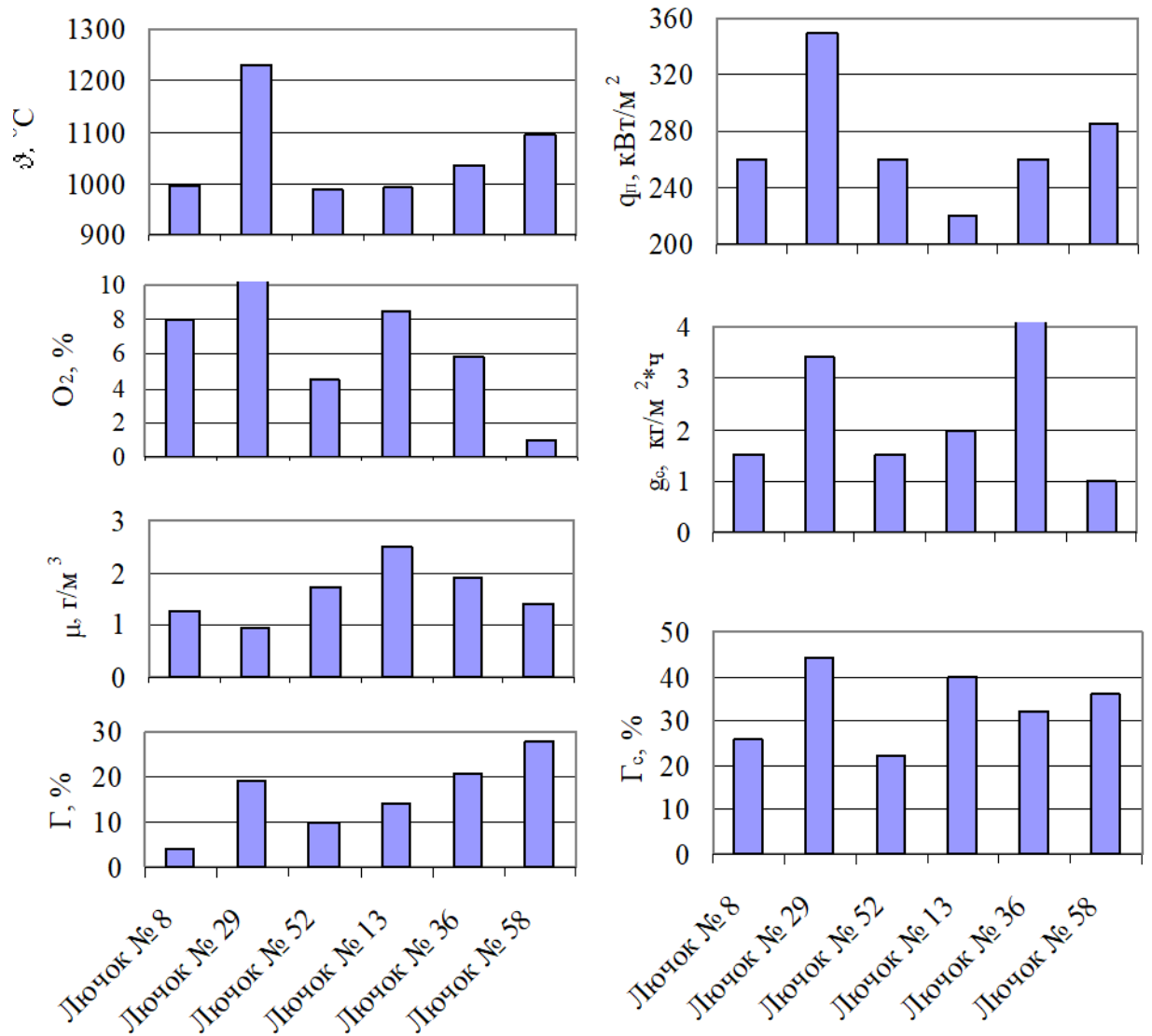


Рисунок 3.6 – Температура газов (θ), концентрация (μ) частиц летучей золы и содержание в них горючих (Γ), содержание кислорода (O_2) на расстоянии 50 мм от экранных труб, плотность падающего теплового потока (q_n), плотность сепарации частиц на экраны (g_s) и содержание горючих в частицах, сепарирующихся на экраны топки котла Е-500 присжигании бородинского угля и работающих горелках А, Б, В

По химическому составу отложения с экранов и тепломеров характеризовались повышенным содержанием оксидов железа (в пределах 37,9...74,7 %). В зоне лучка № 29 селективность осаждения железосодержащих частиц выражена слабее, что объясняется очень высоким уровнем температурой газов, омывающих экран. При такой температуре основная масса частиц летучей золы находится в пластическом состоянии, что увеличивает вероятность закрепления их на поверхности нагрева, снижая содержание в отложениях железистых частиц.

В отложениях с тепломеров наблюдалось повышенное содержание FeO по сравнению с отложениями на экранных трубах (5,3...12,2 % против 0,6...1,0 %). Это указывает на роль пирита в образовании железистых отложений, что подтверждается наличием в них серы в пиритной и сульфидной форме (до 22...46 % от общего количества серы в отложениях).

Очистка топочных экранов осуществлялась один раз в сутки водяными аппаратами типа АВО. За каждый цикл очистки коэффициент тепловой эффективности тепломеров в зонах интенсивного загрязнения возрастал на 0,1 (см. рисунок 3.5). В силу конструктивных недостатков водяных аппаратов типа АВО эффективность очистки оказалась невысока. Несмотря на это, котел на бородинском угле работал при номинальной паропроизводительности по условиям шлакования достаточно надежно.

Благодаря проведенной реконструкции, направленной на улучшение топочного процесса, улучшилось воспламенение и выгорание топлива, снизился темп шлакования экранов, температура начала упрочнения вторичных отложений увеличилась на 70 °С и появилась возможность производить очистку топочных экранов всего один раз в период от 2 до 5 суток. Отпала также необходимость подачи низкотемпературных газов рециркуляции в горелки помимо пылесистем для снижения температурного уровня в топке.

Установлено, что по мере приближения к экранам в пристенном слое имеет место угрубление частиц летучей золы, что согласуется с полученными на других котлах опытными данными. Значительное угрубление

сепарирующихся частиц ($R_{50} = 79,4 \dots 95,8 \%$) по сравнению с летучей золой в потоке газов ($R_{50} = 37,4 \dots 71,5 \%$) указывает на роль центробежной силы при движении частиц в криволинейном газовом потоке. Как показали дальнейшие расчеты, мелкие частицы в зоне активного горения следуют за газовым потоком и не могут достигнуть поверхности экрана. Однако результаты экспериментальных исследований показали, что массовый поток сепарирующихся на экраны мелких частиц достаточно велик и, например, для фракции 50 мкм составляет 5...20 %. Это свидетельствует об осаждении частиц такого размера за счет турбулентных пульсаций газового потока. Массовый поток сепарирующихся частиц в исследованных зонах составил 0,3...2,0 кг/(м²·ч), скорость роста первичных отложений – менее 3 %.

3.3 Выводы по главе 3

Получены следующие результаты исследования влияния характеристик топочного процесса на тепловую эффективность энергетических котлов.

1. Для повышения надежности работы котлов Е-500 по условиям шлакования необходимо провести следующую его модернизацию: подачу до 8 % воздуха через сопла нижнего дутья; рециркуляцию газов в верхнюю часть топочной камеры в количестве до 10 %; подачу газов рециркуляции в горелки для обеспечения температуры газов в зоне активного горения на уровне ≤ 1200 °С; оснастить котел комплексом средств очистки поверхностей нагрева; скорость аэросмеси в горелках снизить с 20 до 14,5 м/с, вторичного воздуха – с 40 до 35 м/с.

2. Проведен анализ влияния структуры пристенного газового слоя у топочных экранов на интенсивность золошлаковых отложений. При этом установлено наличие существенной неизотермичности пристенного газового слоя у экранов. Показано, что:

– при удалении от экранов температура газов возрастает на 50...100 °С, стабилизируясь на расстоянии 0,3...0,5 м от экрана;

– вид первичных отложений и скорость их образования существенно зависят от температуры газов на расстоянии 0,05 м от экрана, предельное значение которой $\vartheta'_{\text{пс}}$ находится на уровне 1050 °С.

3. Установлено, что превышение $\vartheta'_{\text{пс}}$ вызывает образование прочных высокожелезистых отложений с содержанием $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 40 \dots 80 \%$, а при более низком значении температуры – сыпучие, слабосвязанные с поверхностью экранных труб, химический состав которых близок к составу летучей золы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Магистерская диссертация посвящена вопросам организации бесшлаковочной эксплуатации котельных агрегатов Е-500 с твердым шлакоудалением, сжигающим КАУ, на основе изучения топочных процессов.

В работе рассмотрено поведение пылеугольного топлива в котлах различных конструкций и его влияние на топочные процессы при сжигании бурых КАУ. На основании имеющихся научно-технических данных установлен механизм шлакования и загрязнения поверхностей нагрева в топке котла Е-500 при сжигания КАУ.

В результате проведенного анализа имеющегося опыта эксплуатации котла Е-500 с трехрусной тангенциальной компоновкой прямооточных горелок представлены основные принципы организации топочного процесса, обеспечивающие по условиям шлакования надежную и эффективную их работу.

Установлено влияние параметров пристенного газового слоя у топочных экранов котла Е-500 на интенсивность образования золошлаковых отложений. Показано, что на расстоянии 0,05 м от экрана наблюдается существенная неизоотермичность пристенного газового слоя. При этом на расстоянии 0,3...0,5 м от поверхности экранов температура газов возрастает и стабилизируется на уровне 50...100 °С.

Доминирующее влияние на состав и скорость образования первичных отложений оказывает температура газов вблизи экранов $\vartheta'_{\text{пс}}$, предельное значение которой на расстоянии 0,05 м от их поверхности составляет 1050 °С. При более высоком уровне $\vartheta'_{\text{пс}}$ образуются прочные высокожелезистые отложения, а при более низком – сыпучие, слабосвязанные с поверхностью экранных труб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пронин, М.С. Совершенствование технологий пылеугольного сжигания канско-ачинских углей с учетом особенностей поведения их органической и минеральной массы: монография / М.С. Пронин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 224 с.
2. Залкинд, И.Я. Зола и шлаки в котельных топках / И.Я. Залкинд, В.С. Вдовченко, Э.П. Дик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 79 с.
3. Пронин, М.С. Особенности сжигания канско-ачинских углей в пылеугольных топках / М.С. Пронин, В.Г. Мещеряков, С.Г. Козлов [и др.] // Сб. науч. тр.: Повышение эффективности и экологической безопасности сжигания углей на электростанциях Сибири. – Красноярск, 1995. – С. 5-13.
4. Клейменова, И.И. Характеристика углей Канско-Ачинского бассейна как энергетического топлива / И.И. Клейменова // Материалы научно-технического совещания по экономическому сжиганию бурых углей Канско-Ачинского бассейна. – Красноярск, 1967. – С. 14-29.
5. Лебедев, И.К. Состав минеральной части березовского угля / И.К. Лебедев, С.К. Карякин, А.С. Загорин // Краткие тезисы докладов: Расширение добычи и использования канско-ачинских углей. – Красноярск, 1972. – Ч. 1. – С. 156-161.
6. Шарловская, М.С. Влияние минеральной части сибирских углей на загрязнение поверхностей нагрева парогенераторов / М.С. Шарловская, А.С. Ривкин. – Новосибирск: Наука, 1973. – 242 с.
7. Дик, Э.П. Шлакующие свойства ирша-бородинского и березовского углей Канско-Ачинского бассейна / Э.П. Дик, А.Н. Соболева // Теплоэнергетика. – 2004. – № 9. – С. 34-39.
8. Дик, Э.П. Особенности поведения минеральной части канско-ачинских углей в топках котлов и задачи исследований / Э.П. Дик, И.Я. Залкинд, М.Я. Процайло, В.С. Вдовиченко [и др.] // Тез. Докл. к краевому науч.-техн. совещанию: Вопросы сжигания канско-ачинских углей в мощных парогенераторах. – Красноярск, 1978. – Ч.2. – С. 234-238.

9. Маршак, Ю.Л. Шлакование топочной камеры при сжигании березовского угля / Ю.Л. Маршак, С.Г. Козлов, Э.П. Дик, С.И. Сучков [и др.] // Теплоэнергетика. – 1980. – № 1. – С. 16-22.

10. Пронин, М.С. О надежности жидкого шлакоудаления при сжигании углей Канско-Ачинского бассейна / М.С. Пронин, М.Я. Процайло, Ю.Л. Маршак // Теплоэнергетика. – 1982. – № 3. – С. 58-59.

11. Маршак, Ю.Л. Основные вопросы сжигания углей Канско-Ачинского бассейна на тепловых электростанциях / Ю.Л. Маршак, М.Я. Процайло, В.М. Иванников, О.Н. Кучерявый // Электрические станции. – 1981. – № 1. – С. 18-24.

12. Козлов, С.Г. Повышение эффективности сжигания углей Канско-Ачинского бассейна в топках с твердым шлакоудалением: автореф. дис. ... канд.техн. наук: 17.06.09 / Козлов Сергей Георгиевич. – Красноярск, 2009. – 20 с.

13. Маршак, Ю.Л. Опытное сжигание березовского угля в полукотловой вихревой топке с жидким шлакоудалением котлов БКЗ-320-140 ПТ / Ю.Л. Маршак, М.С. Пронин, М.Я. Процайло, В.В. Васильев [и др.] // Теплоэнергетика. – 1982. – № 5. – 35-44.

14. Пронин, М.С. Результаты опытного сжигания отсевов березовского угля в котле БКЗ-320-140 Ачинской ТЭЦ / М.С. Пронин, А.И. Новиков, С.Г. Козлов [и др.] // Сб. науч. тр.: «Повышение эффективности и экологической безопасности сжигания углей на электростанциях Сибири». – Красноярск, 1995. – С. 109-112.

15. Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов / Под ред. Э.Х. Вербовецкого и Н.Г. Жмерика. – Санкт-Петербург, 1996. – 270 с.

16. Ленкевиц, Г. Развитие пылеугольных котлов для бурого угля. Паровые котлы западноевропейских стран / Г. Ленкевиц. – М-Л.: ГЭИ, 1957. – С. 3-12.

17. Отс, А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей / А.А. Отс. – М.: Энергия, 1977. – С. 312.

18. Алехнович, А.Н. Прогнозирование и контроль шлакования котлов: Дис. ...докт. техн. наук: 04.04.95 / А.Н. Алехнович. Челябинск: УралВТИ, 1995. 68 с.

19. Отс, А.А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канско-ачинских углей / А.А. Отс. – М.: Энергия, 1977. – 312 с.

20. Дик, Э.П. Шлакующие свойства березовского угля при сжигании его в топках с твердым и жидким шлакоудалением / Э.П. Дик, Б.В. Цедров, С.Г. Козлов, М.С. Пронин // Сб. тр. науч.-практ. конф.: Оборудование ГРЭС и передача электроэнергии КАТЭКа. – Красноярск, 1983. – С. 123-126.

21. Процайло, М.Я. Освоение и исследование опытно-промышленного котла БКЗ-500-140-1 с тангенциальной топкой для низкотемпературного сжигания канско-ачинских углей / М.Я. Процайло, Ю.Л. Маршак, С.Г. Козлов и др. // Теплоэнергетика. 1988. № 1. С. 5-12.

22. Процайло, М.Я. Первые результаты освоения котла Е-500 на Красноярской ТЭЦ-2 / М.Я. Процайло, С.Г. Козлов, Г.В. Лобов // Тезисы докладов IV краевого совещания: Проблемы сжигания канско-ачинских углей в котлах мощных энергоблоков. Красноярск, 1985. С. 100-101.

23. Верзаков, В.Н. Исследование топки котла БКЗ-500-140-1 / В.Н. Верзаков, Ю.Л. Маршак, С.Г. Козлов, В.Г. Мещеряков // Тезисы докладов IV краевого совещания: Проблемы сжигания канско-ачинских углей в котлах мощных энергоблоков. Красноярск, 1985. С. 48-49.

24. Козлов, С.Г. О загрязнении поверхностей нагрева котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 / С.Г. Козлов, М.Я. Процайло, О.Н. Едемский // Тезисы докладов IV краевого совещания: Проблемы сжигания канско-ачинских углей в котлах мощных энергоблоков. Красноярск, 1985. С. 98-100.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Сибирский Федеральный университет»

Политехнический институт

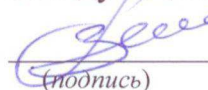
(наименование института)

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

(наименование кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


(подпись)

В.А. Кулагин
(инициалы, фамилия)

« » 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИСТЕННОГО ГАЗОВОГО СЛОЯ ТОПКИ
КОТЛА Е-500 С ТВЕРДЫМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ»

(название темы магистерской диссертации)

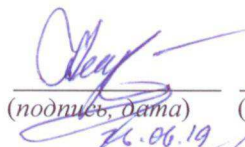
13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

(код и наименование направления)

13.04.01.01 – Энергетика теплотехнологии

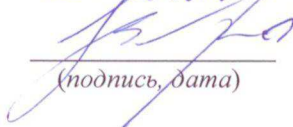
(наименование программы)

Научный руководитель


(подпись, дата)
26.06.19

профессор, д.т.н. А.П. Скуратов
(должность, ученая степень) (инициалы, фамилия)

Выпускник


(подпись, дата)

Р.А. Никишин
(инициалы, фамилия)

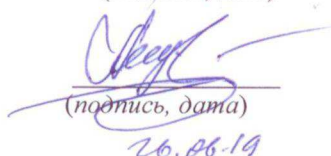
Рецензент

зам. техн. директора АО «СУЭК-Красноярск, д.т.н.
(должность, ученая степень)

(подпись, дата) 26.06.2019

С.Г. Степанов
(инициалы, фамилия)

Нормоконтролер


(подпись, дата)
26.06.19

А.П. Скуратов
(инициалы, фамилия)

Красноярск 2019