

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 УСЛОВИЙ ШЛАКОВАНИЯ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ
КОТЛА Е-500 ПРИ СЖИГАНИИ КАУ»

(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 _____ А.В. Павлов
(подпись, дата) (инициалы, фамилия)

Рецензент _____ профессор, д.т.н. Ю.Л. Липовка
(подпись, дата) (должность, ученая степень) (инициалы, фамилия)

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

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
Введение.....	3
1 Топочные процессы при сжигании шлакующих углей.....	5
1.1 Поведение бурых канско-ачинских углей в топочном процессе.....	10
1.2 Практика работы котлов при сжигании шлакующих углей.....	17
1.3 Выводы и постановка задачи исследования.....	18
2 Освоение сжигания канско-ачинских углей в топке котла Е-500.....	18
2.1 Краткая характеристика основного оборудования ТЭЦ-2.....	25
2.2 Особенности конструкции элементов котла Е-500.....	37
2.3 Опыт эксплуатации котла Е-500.....	43
2.4 Выводы по главе 2.....	
3 Исследование влияния характеристик канско-ачинских углей на тепловую эффективность энергетических котлов.....	44
3.1 Исследование шлакующих и загрязняющих свойств углей.....	51
3.2 Методика оценки шлакующих и загрязняющих свойств углей.....	58
3.3 Выводы по главе 3.....	59
Заключение.....	60
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 эксплуатации котельных агрегатов с твердым шлакоудалением на КАУ на основе изучения механизма шлакования и загрязнения поверхностей нагрева.

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 тангенциальную конструкцию топочной камеры.
2. На примере котла Е-500 изучить опыт его эксплуатации при сжигании бородинского и березовского углей Канско-Ачинского бассейна.
3. Провести анализ влияния шлакующих и загрязняющих свойств КАУ на тепловую эффективность энергетических котлов.
4. Провести анализ влияния качества КАУ на технико-экономические показатели работы энергетических котлов.

В работе рассмотрен механизм шлакования и загрязнения поверхностей нагрева котлов различного конструктивного исполнения. В результате анализа влияния состава минеральной части топлива на прочность и состав компонентов первичных отложений была принята система показателей для оценки шлакующих и загрязняющих свойств 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.

Представлена методика оценки шлакующих и загрязняющих свойств углей с использованием значений безразмерных комплексов, зависящих от физико-химических характеристик топлива и режима его сжигания топлива.

Приведенные в работе данные по шлакующим и загрязняющим свойствам березовского и других КАУ могут быть использованы для определения коэффициентов тепловой эффективности поверхностей нагрева котельных агрегатов при выполнении их теплогидравлических расчетов.

1 Топочные процессы при сжигании шлакующих углей

1.1 Поведение бурых канско-ачинских углей в топочном процессе

Свойства минеральной части КАУ и особенности ее поведения в котельном агрегате являются одним из важных факторов, определяющих выбор топочного 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].

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

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 (SiO₂) снижается. Эта закономерность характерна для всех месторождений Канско-Ачинского бассейна (рисунок 1.1) [3, 4] и обусловлена различным происхождением указанных компонентов.

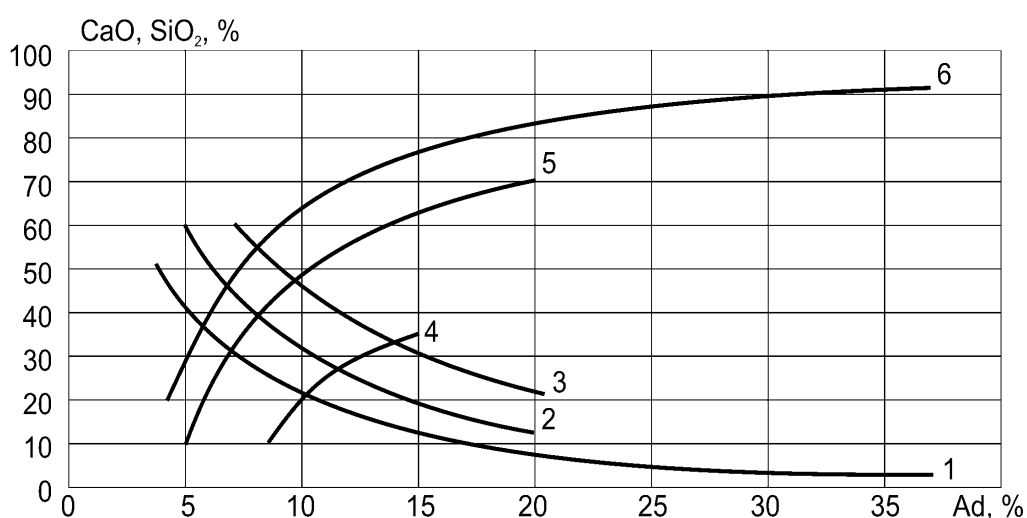


Рисунок 1.1 – Изменение содержания оксида кремния и оксида кальция в золе канско-ачинских углей [3]:

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

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 низкозольного 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].

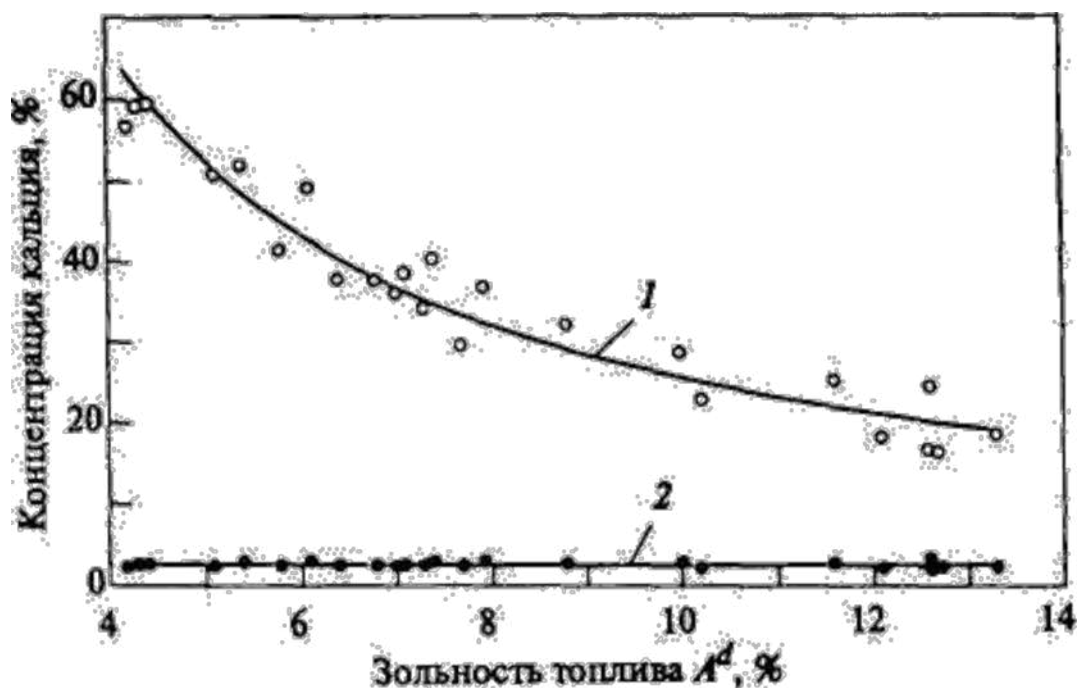


Рисунок 1.2 – Зависимость содержания кальция в топливе (2) и в его золе (1) от зольности березовского угля [7]

КАУ 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 разделному попаданию в топку кислых компонентов (внешние минеральные примеси) и основных, содержащихся в органической массе топлива.

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 СаО в органической массе топлива. Ввиду недостатка кислых компонентов основные оксиды остаются несвязанными в алюмосиликаты и не удаляются в шлак. Значительная часть СаО остается в свободном виде, что и является причиной образования прочных сульфатносвязанных отложений на поверхностях нагрева. При этом в уносе общее содержание СаО 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 Практика работы котлов при сжигании шлакующих 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 предтопок 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 комодке, 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 ($A^d = 6,8 \dots 9,8 \%$) 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 $A^d = 6 \dots 11 \%$ 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 шлакование 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.

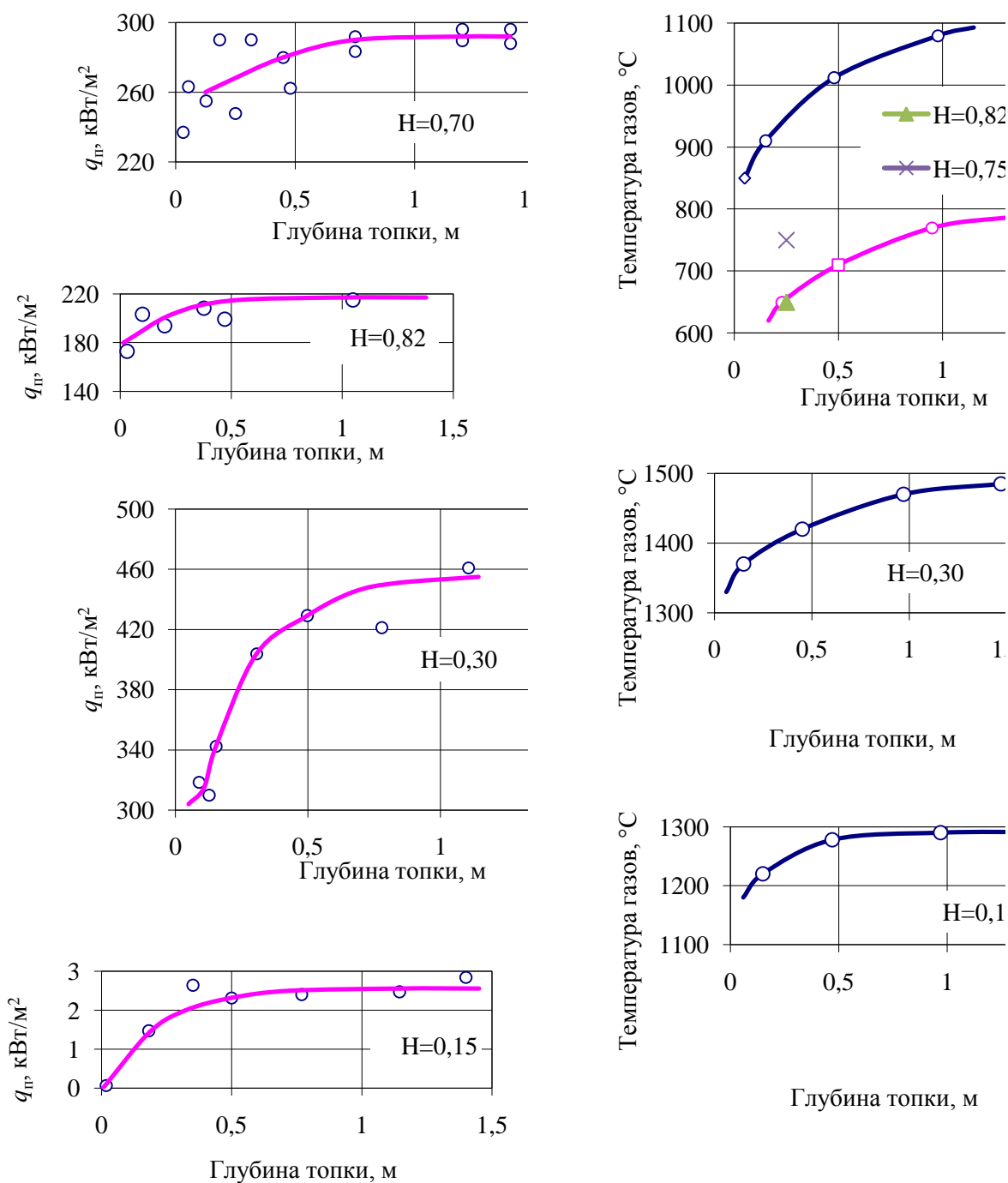


Рисунок 1.3 – Изменение плотности падающего лучистого потока q_p и температуры газов по глубине топки пылесланцевого котла ТП-17 [17] (H – относительная высота топки)

Масштабные исследования характеристик КАУ, поведения минеральной части при сжигании, а также опыт эксплуатации котлов показали высокую их шлакующую 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. На примере котла Е-500 изучить опыт его эксплуатации при сжигании бородинского и березовского углей Канско-Ачинского бассейна.

3. На основе имеющихся литературных источников провести анализ влияния шлакующих и загрязняющих свойств КАУ на тепловую эффективность энергетических котлов.

4. Провести анализ качества КАУ и их влияние на технико-экономические показатели работы энергетических котлов.

2 Освоение сжигания канско-ачинских углей в топке котла Е-500

2.1 Краткая характеристика основного оборудования ТЭЦ-2

Красноярская ТЭЦ-2 (КТЭЦ-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	Бассейн	–	Канско-Ачинский
	Разрез	–	Бородинский
Марка	группа	–	Б
	класс	–	Б2Р
Горючая масса	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	–	–	Порошкообразный
Сухая масса	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 $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ включаются калориферы.

6. Температура воздуха перед воздухоподогревателем $T_{\text{взп}} = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

7. Нагрев воздуха за счёт рециркуляции горячего воздуха $\Delta t_{\text{рец}} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

8. Нагрев воздуха в калориферах $\Delta t_{\text{кф}} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

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 $\Delta \alpha_{\text{пс}} = 30\text{ }%$.

12. Температура питательной воды $T_{\text{пв}} = 230\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Расход непрерывной продувки $D_{\text{нп}} = 0,01 D_{\text{пл}}$ 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/м^2 , воздушного тракта – 257 кг/м^2 . Золоуловитель – электрофильтр типа ЭГА-2-88-12-6-4. Шлакоудаление твердое. Поверхности нагрева: пароперегреватель – 5052 м^2 , экономайзер – 6888 м^2 , воздухоподогреватель – 28868 м^2 .

Номинальные параметры перегретого пара: давление – 140 кгс/см^2 ; температура – $560\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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: $Q_p^H=40614$ кДж/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 Особенности 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 прореле 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.

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

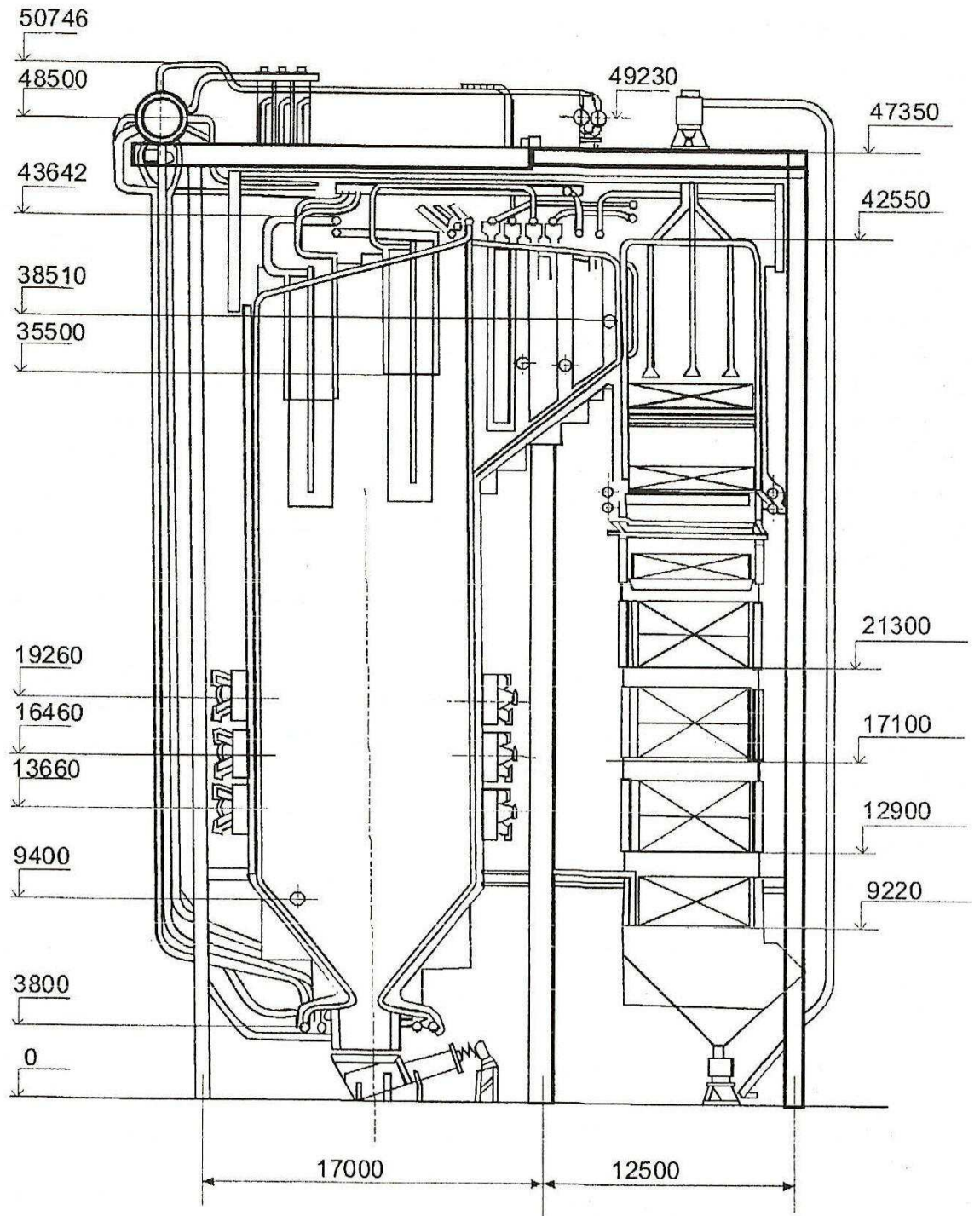


Рисунок 2.1 – Общий вид котла E-500

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 $40 \dots 160 \text{ кгс/см}^2$. 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 12X1МФ поступает в 12 входных камер 133x20 сталь 12X1МФ задних ширм второй ступени, выполненных из труб 32x5 сталь 12X1МФ по 22 трубы в

каждой, проходит их противотоком и, по 12 трубам 159x17 сталь 12X1МФ, поступает в четыре входные камеры 273x25 сталь 12X1МФ третьей ступни пароперегревателя. Проходит прямотоком 54 пятиниточных пакета пароперегревателя, выполненных из труб 38x6 сталь 12X1МФ, и поступает в четыре выходных камеры 273x36 сталь 12X1МФ, откуда по 12 трубам 159x20 сталь 12X1МФ поступает в два впрыскивающих пароохладителя второй ступени 325x36 сталь 12X1МФ, где происходит переброс пара по ширине газохода из правой части газохода в левую и наоборот.

После пароохладителей пар по 12 трубам 159x20 сталь 12X1МФ поступает в четыре входных камеры 273x36 сталь 12X1МФ четвертой ступени пароперегревателя, проходит прямотоком 54 пятиниточных пакета из труб 38x5 сталь 12X18Н12Т, и поступает в четыре выходных камеры 325x50 сталь 15X1М1Ф, затем по 12 трубам 159x26 сталь 12X1МФ, поступает в две паросборные камеры 325x50 сталь 15X1М1Ф. Выход пара из каждой камеры односторонний.

Регулирование температуры пара осуществляется путем впрыска «собственного» конденсата в пароохладителях первой и второй ступени. Первый впрыск выполнен после фронтальных 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 газопровод с размещенными в нем водяным экономайзером и трубчатым воздухоподогревателем. Верхняя часть боковых стен опускного газопровода 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/см².

Во избежание перегрева шлаковой ванны расход воды должен обеспечивать температуру воды не выше 55 °С.

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 1300-1400 °С. 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...1300 °С) шлакование значительно меньше. С пуском в 1975 г. опытно-промышленного разреза на Березовском месторождении появилась возможность провести исследования работы котлов при газовой и газовоздушной сушке топлива. 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, газовоздушной 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.

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 СаО и стеклофазы, а свободный оксид кальция легко сульфатизируется в объеме топки, не участвуя в шлаковании.

Неудовлетворительная работа котла Е-500 в первый период его эксплуатации была связана с угрубленным помолом пыли, выдаваемым мельницами-вентиляторами ($R_{1000} = 0,8...2,8 \%$; $R_{90} = 42 \%$), неравномерным распределением пыли по ярусам и каналам горелок, неудовлетворительной конструкцией и скоростным режимом их работы, заниженной по сравнению с проектной температурой перегретого пара на $20...25 \text{ }^\circ\text{C}$ (при полностью отключенных пароохладителях). Воспламенение угольной пыли на начальном участке факела было затянато, наблюдались неустойчивость и пульсация факела. Потери тепла с механическим недожогом достигали $1,5 \%$. В этих условиях на экранах топki 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.

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 $14...15 \text{ м/с}$, реализованы мероприятия по снижению неравномерности подачи топлива питателями скребкового типа, регулированию вентиляционной и сушильной производительности пылесистем.

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 косо́го среза, длиной боковой грани косо́го 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. Так, при тонкости пыли $R_{1000} \leq 1.0\%$, $W_1 = 14-15$ м/с, $t_m^n = 150$ °С, $t_{гв} = 280$ °С и температуре газов 1100 °С 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 °С, концентрация пыли 60...95 г/м³, степень выгорания $\phi = 0$. На периферии же струи температура газов повышается до 900...1000 °С, а степень выгорания $\phi = 20...40$ %. Полное завершение воспламенения наблюдается на участке $l = 7,9 b_c$ (через 0,162 с после выхода из горелки). В реконструированных горелках происходит быстрое перемешивание пылевзвеси со вторичным воздухом. Даже на участке 1,62 b_r не обнаруживается зон воздуха без значительной концентрации пыли.

Таким образом, после реализации вышеперечисленного комплекса мероприятий удалось резко улучшить работу котла. Снизились пульсации 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 березовском угле с высокими технико-экономическими показателями: $\eta_{бр}=92,1\%$, $q_2=7,0\%$; $q_4=0,5...0,6\%$.

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 °С, а на выходе из топки на 30 °С). 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 бординский, но и березовский уголь, который является самым неблагоприятным с точки зрения шлакования.

2.4. Выводы по главе 2

1. Приведена краткая характеристика основного оборудования ТЭЦ-2.
2. Рассмотрены особенности конструкции элементов котла Е-500.
3. Проведен анализ имеющегося опыта сжигания КАУ в топке котла Е-500 и представлены основные принципы организации топочного процесса, обеспечивающие по условиям шлакования надежную и эффективную работу котлов этой конструкции.

3 Исследование влияния характеристик канско-ачинских углей на тепловую эффективность энергетических котлов

3.1 Исследование шлакующих и загрязняющих свойств углей

Опыт эксплуатации котлов и результаты исследований показали, что особенно высокой шлакующей способностью обладают КАУ. Это проявляется в образовании золошлаковых отложений на радиационных, полурadiационных и конвективных поверхностях нагрева, что может приводить к снижению КПД brutto котлов, ограничению их тепловой нагрузки и аварийным остановам.

Процесс образования отложений на трубах начинается с появления медленно растущего первичного слоя, температура поверхности которого повышается по мере увеличения его толщины. При достижении некоторой толщины и при достаточно высокой температуре газов на нем начинают интенсивно осаждаться частицы, находящиеся в полурасплавленном состоянии, формируя так называемые вторичные отложения. Этот процесс и является собственно шлакованием [2]. Температура газов, выше которой наблюдается образование вторичных отложений, принято называть температурой начала шлакования $t_{\text{шл}}$. При этой температуре стекловидные частицы золы с вязкостью не более 10 кПа·с склонны к налипанию на загрязненную трубную поверхность. Чем ниже значение $t_{\text{шл}}$, тем более шлакующим является топливо.

Кшлакованию относят процессы образования отложений при температурных условиях выше $t_{\text{шл}}$, а к загрязнению – при более низких [18]. Отложения, отнесенные к загрязнению, подразделяются, в зависимости от определяющих компонентов и схемы образования, на железистые, сульфатно-кальцевые, на базе активных щелочей и мелкодисперсные (рыхлые).

Первичный слой образуется в результате селективного выделения отдельных компонентов на поверхность труб, либо в результате оседания на трубах тонкодисперсных фракций летучей золы с химическим составом близким среднему. В первом случае образуются прочные первичные отложения, обогащенные определенными компонентами и имеющими высокую

степень сцепления с поверхностью труб, во втором – рыхлые, сыпучие, как правило, имеющие слабую связь с трубами.

Прочные первичные отложения подразделяются, преимущественно, на три группы:

1. Отложения с высокой концентрацией оксидов железа (до 80 % в пересчете на Fe_2O_3). Причиной их образования является попадание на поверхность труб легкоплавкой эвтектики FeO-FeS , которая является продуктом неполного окисления пирита и имеет температуру плавления 920°C [24]. Кроме того, высокожелезистые отложения образуются и на базе сидерита (Fe_2CO_3) [19].

2. Отложения с высокой концентрацией сульфата кальция (до 70 %). Типичным примером топлив, при сжигании которых образуются такие отложения на поверхностях нагрева на выходе из топки, являются КАУ и прибалтийские горючие сланцы. Первичное закрепление частиц и упрочнение связей может проходить по разным схемам:

– в зоне высоких температур частицы закрепляются за счет липких свойств с последующей сульфатизацией различных кальцийсодержащих соединений;

– в зоне низких температур закрепляются легко сульфатируемые соединения, образующие химические связи [20];

– в зоне относительно высоких температур при выгорании органики кальций в условиях восстановительной среды взаимодействует с серой горячей частицы и образует сульфид кальция CaS , неполное окисление которого образует эвтектику CaO-CaS с температурой плавления 850°C . Соударение горящих частиц с трубами приводит к образованию прочных отложений, высокая степень связывания которых с трубами обусловлена взаимодействием сульфидов с оксидной пленкой.

3. Отложения с высоким содержанием щелочных сульфатов (до 40 %). Образование этих отложений происходит в результате испарения в топке и

последующей конденсацией на поверхностях нагрева легко возгоняемых щелочных соединений.

Прочность первичных отложений оказывает существенное влияние на шлакование поверхностей нагрева при температуре выше температуры начала шлакования, так как этот слой обуславливает сцепление вторичных отложений с трубами. Чем прочнее первичный слой, тем труднее саморасшлаковка под действием силы тяжести и ниже эффективность средств очистки поверхностей нагрева.

В отечественной энергетике шлакующие свойства углей принято характеризовать температурой начала шлакования и склонностью к образованию прочных первичных отложений (метод ВТИ) [2, 21]. Наиболее достоверные результаты по определению этих параметров получаются при проведении опытов на котлах и крупномасштабных стендах. Температура начала шлакования определяется с помощью неохлаждаемых зондов, имитирующих трубы поверхностей нагрева с уже развитыми первичными отложениями.

Как уже упоминалось, образование прочных первичных отложений связано с селективным выделением на поверхность нагрева отдельных компонентов. Такие отложения могут быть сульфатно-связанными (с высоким содержанием сульфата кальция), железистыми (с высоким содержанием оксидов железа) и с повышенным содержанием Na_2O , характерным для «соленых» углей.

Для оценки склонности к образованию прочных первичных отложений проба угольной пыли подвергается флотации в тяжелых жидкостях. Критериями склонности к образованию прочных первичных отложений являются следующие показатели:

- для сульфатно-связанных отложений – содержание CaO свыше 25 % в легкой фракции золы;
- для железистых отложений – отношение доли тяжелой фракции к зольности исходного топлива, если это отношение более 4 %;

– для отложений на основе натрия – содержание в сухом топливе $\text{Na}_2\text{O} \geq 0,4 \%$;

– при отсутствии указанных признаков топливо не обладает склонностью к образованию прочных первичных отложений.

Все угли подразделяются на две категории: с битуминозным ($\text{Fe}_2\text{O}_3 > \text{CaO} + \text{MgO}$) и лигнитным ($(\text{Fe}_2\text{O}_3 < \text{CaO} + \text{MgO})$) типом золы. Для оценки шлакующих и загрязняющих свойств минеральной части используются показатели, приведенные в табл. 3.1 [22].

Таблица 3.1 – Показатели шлакующих и загрязняющих свойств минеральной части углей

Тип золы	Шлакование	Загрязнение
Битуминозный	$R_s = \frac{\sum O}{\sum K} S^d$	$R_F = \frac{\sum O}{\sum K} \text{Na}_2\text{O}$
	$R_{vs} = \frac{t_{25(ок)} - t_{1000(вст)}}{54,2 f_s}$	-
Лигнитный	$R_s^* = \frac{t_{B \max} - 4t_{A \min}}{5}$	-
	$R_{vs} = \frac{t_{25(ок)} - t_{1000(вст)}}{54,2 f_s}$	-
	-	Na_2O

В таблице 3.1 приняты следующие обозначения:

- $\sum K = \text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{TiO}_2$ – сумма оксидов кислого состава;
- $\sum O = \text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO} + \text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$ – сумма оксидов основного состава;
- S^d , % – содержание серы в сухой массе;
- $t_{25(ок)}, t_{1000(вст)}$ – температура шлака при вязкости 25 Па·с в окислительной среде и 1 Па·с в восстановительной среде;
- f_s – коэффициент, зависящий от температуры шлака (при вязкости 200 Па·с величина $f_s = 0,015e^{0,0041t}$);

– t_{Bmax} – максимальное значение температуры полусферы, определенной в окислительной и восстановительной атмосфере;

– t_{Amin} – минимальное значение температуры начала деформации, определенной в окислительной и восстановительной атмосфере.

Для характеристики шлакующих и загрязняющих свойств углей принята следующая система показателей:

– нормируемые показатели склонности к образованию селективно обогащенных отложений: железистые P_{Fe} , сульфатно-кальциевые P_{Ca} , на базе активных щелочей P_{Na}^a ;

– температура начала шлакования $t_{шл}$;

– прочность шлаковых отложений.

Для характеристики склонности угля к шлакованию топки УралВТИ предложен комплексный показатель R_{st} [23]. С увеличением шлакующих свойств и склонности к образованию отложений нормируемые показатели P и R_{st} растут в диапазоне 0,2...0,8. При значениях показателей больше 0,5...0,6 уголь обладает высокой склонностью к образованию отложений рассматриваемого типа и шлакованию (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Показатели шлакующих и загрязняющих свойств углей и их ранжирование [23]

Показатель	Низкая	Средняя	Высокая	Очень высокая
Склонность к образованию железистых отложений, P_{Fe}	< 0,25	0,25-0,50	0,50-0,72	> 0,72
Склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений, P_{Ca}	< 0,42	0,42-0,60	> 0,60	-
Склонность к образованию загрязнений на базе активных щелочей, P_{Na}^a	< 0,40	0,40-0,45	0,50-0,70	> 0,70
Склонность к шлакованию топки, R_{st}	< 0,42	0,42-0,62	0,62-0,75	> 0,75
Потенциал шлакования полурadiационных и конвективных	> 1100	1020-1100	980-1020	< 980

Для оценки шлакующих и загрязняющих свойств, в частности, бурых углей рекомендуются выражения для следующих пяти показателей [18]:

1. Склонность к образованию железистых отложений

$$P_{\text{Fe}} = 0,856 - 0,567 / (0,9S_{\text{p}}^{\text{daf}} (100 - A^{\text{d}}) / A^{\text{d}} + 0,0813\text{Fe}_2\text{O}_3); \quad (3.1)$$

$$S_{\text{p}}^{\text{daf}} = 0,581S_{\text{t}}^{\text{daf}} - 0,03,$$

где $S_{\text{p}}^{\text{daf}}$ и $S_{\text{t}}^{\text{daf}}$ – соответственно содержание пиритной и общей серы в горючей массе, %; A^{d} – зольность сухой массы топлива, %.

2. Склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений

$$P_{\text{Ca}} = 0,5(\text{CaO}^{\text{a}})^{0,22} - P_{\text{Na}}^{\text{a}}, \quad (3.2)$$

где $\text{CaO}^{\text{a}} = \text{CaO}(1 - 0,0025A^{\text{d}}) - 0,05$ – содержание активного кальция.

3. Склонность к образованию загрязнений на базе активных щелочей

$$P_{\text{Na}}^{\text{a}} = 0,416(0,949\text{Na}_2\text{O} - 0,113\text{K}_2\text{O} - 0,05)^{0,313}. \quad (3.3)$$

4. Комплексный показатель склонности угля к шлакованию топочных экранов

$$R_{\text{st}} = 0,707(P_{\text{Fe}}^2 + P_{\text{xc}}^2)^{0,5}, \quad (3.4)$$

где $P_{\text{xc}} = 1 - 0,025\sum K / \sum O$ – показатель, характеризующий состав минеральной части.

5. Температура начала шлакования

$$t_{\text{шл}} = 945 + 8,22\sum K / \sum O. \quad (3.5)$$

Склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений можно оценить и по индексу $\text{P}_{\text{Ca}} = \text{CaO}(\text{K}_2\text{O})^{0,5} / \text{Na}_2\text{O}$. Так, при $\text{P}_{\text{Ca}} > 10$ и $\text{P}_{\text{Ca}} > 20$ уголь имеет соответственно склонность и высокую склонность к образованию отложений [18].

Оценку шлакующих и загрязняющих свойств бординского, березовского и назаровского углей Канско-Ачинского бассейна иллюстрирует таблица 3.3.

Расчеты проведены для условий работы котла Е-500 по формулам (1.1) – (1.5) при характеристиках углей, принятых по данным таблице 1.1.

Таблица 3.3 – Оценка шлакующих и загрязняющих свойств КАУ

Наименование нормированного показателя	Значение показателя для угля	
	Бородинский	Березовский
$- P_{Fe}$	0,50	0,65
$- P_{Ca}$	0,77	0,74
$- P_{Na}^a$	0,34	0,36
$- R_{st}$	0,83	0,73
Температура начала шлакования, $t_{шл}$, °С	962	951

Как видно, бородинский и березовский угли обладают высокой склонностью к шлакованию топочных экранов и образованию прочных первичных железистых и сульфатно-кальциевых отложений (нормированные показатели больше 0,5). Склонность к образованию отложений на базе щелочных металлов низка.

Шлакующие свойства углей зависят не только от их минеральной части, но и от условий размола и сжигания топлив и непостоянны по длине факела [24]. Например, в котлах с циклонными предтопками температура начала шлакования на 50...70 °С выше, чем на котлах с открытыми топками [7].

При работе котлов на березовском угле с ростом температуры его сжигания увеличивается содержание CaO во вторичных отложениях и их прочность. Так, содержание SO₃ в отложениях с пароперегревателя составило: при низкотемпературном сжигании 5...20 %; при высокотемпературном сжигании на котле БКЗ-320 – 30...33 %, на стенде ЭНИН – 35...40 % [7]. Поэтому важной предпосылкой обеспечения надежной работы котлов по условиям шлакования и загрязнения при сжигании КАУ является правильная организация топочного процесса.

3.2 Методика оценки шлакующих и загрязняющих свойств углей

Оценка шлакующих и загрязняющих свойств углей выполнена с использованием показателей, рассчитываемых по химическому составу золя, как для отдельных проб, так и для среднего состава по программе «Coral», разработанной ВТИ [25–27].

От интенсивности образования на трубах наружных отложений и уровня их стабилизации зависят такие показатели работы котлов, как КПД и беспыльная мощность. Снижение КПД котла приводит к перерасходу топлива, а уменьшение беспыльной мощности сокращает производство и реализацию дополнительной электроэнергии.

Под шлакованием обычно понимается процесс образования отложений в топке, а под загрязнением – в конвективных поверхностях нагрева (пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель).

Ранее было отмечено существование критической температуры газов, названной температурой начала шлакования ($T_{шл}$), выше и ниже которой отложения существенно отличаются по составу, прочностным свойствам и скорости роста. К шлакованию следует отнести процесс образования отложений при температурных условиях выше $T_{шл}$, а к загрязнению – при более низких температурах газов.

Отложения условно подразделяются на следующие типы:

- шлаковые;
- прочные железистые;
- сульфатно-кальциевые;
- отложения, образующиеся на базе активных щелочей, и рыхлые (мелкодисперсные).

Последние три типа относятся к селективно обогащенным отложениям.

Шлаковые отложения – это наиболее быстрорастущие отложения, которые формируются при налипании частиц при температуре выше температуры начала шлакования $T_{шл}$. На охлаждаемых поверхностях нагрева шлакование, как правило, имеет стадийный характер. Первоначально

образуются селективнообогащенные отложения, которые для зон котла с температурой газов выше $T_{\text{шл}}$ называются первичными. По мере роста первичных отложений температура их поверхности возрастает, и с определенномомента формируются собственно шлаковые отложения.

Железистые отложения образуются медленно путем налипания при температуре газов свыше 900°C и обладают высокой прочностью. В зоне температургазов выше температуры начала шлакования железистые отложения формируются в виде первичного слоя. Определяющую роль в образовании железистыхотложений играет пиритное железо или количество пиритной (сульфидной) серы в пересчете на зольный остаток. Образование железистых отложений, обогащенных Fe_2O_3 до 80% на экранах и до 65% на ширмах и пароперегревателепри температуре газов свыше 900°C происходит как в топках с жидким, так и ствердым шлакоудалением. Темп их образования и прочность выше в топках ствердым шлакоудалением. Чем меньше склонность к образованию железистыхотложений, тем меньше прочность отложений в топке и выше эффективностьочистки топочных экранов.

Сульфатно-кальциевые отложения – прочные, медленно растущие отложения на конвективных поверхностях нагрева, которые при отсутствии эффективной обдувки упрочняются во времени за счет процессов сульфатизации. Сульфатно-кальциевые отложения относительно медленно упрочняются вовремени, поэтому их удаление современными средствами очистки в сыпучемили рыхлом виде наиболее предпочтительно.

Отложения на базе активных щелочей образуются при сжигании «соленых» углей.

Оценка шлакующих и загрязняющих свойств энергетических топлив основывается на анализе поведения минеральной части при пылеугольномсжигании и выполняется по следующим параметрам[24]:

- рейтингу топлива, дающему качественную оценку склонности топлива к шлакованию поверхностей нагрева и образованию золовых отложений;

- температуре начала шлакования;
- предельно допустимым значениям (по условиям шлакования и загрязнения поверхностей) расчетных реперных температур газов в котле и тепловых напряжений сечения топки.

Шлакующие и загрязняющие свойства топлив определяются и оцениваются в зависимости от физико-химических характеристик топлива, состава его минеральной части, а также от режима сжигания топлива в котле.

Эмпирические зависимости для расчета отдельных параметров, характеризующих шлакующие и загрязняющие свойства энергетических топлив, получены на основе обобщения имеющихся в литературе результатов экспериментальных исследований поведения минеральной части ряда характерных типов топлив (так называемых «нормированных топлив»). По этим данным построены базовые зависимости указанных параметров от физико-химических характеристик топлив и его минеральной части, которые приведены к единым условиям сжигания топлив в котлах («нормированные параметры котла»). Уточнение шлакующих и загрязняющих свойств анализируемого топлива осуществляется при задании реальных параметров котла.

Основными физико-химическими характеристиками топлива являются:

- полный элементный состав топлива;
- теплота сгорания топлива;
- содержание кислых и основных компонентов минеральной части топлива.

Более достоверная оценка достигается при дополнительном использовании данных специальных анализов топлива и его минеральной части, включающих:

- содержание пиритной серы в элементном составе топлива (S_p) либо содержание в минеральной части топлива растворимого в азотной кислоте железа ($Fe_2O_3^{раств.}$);

- содержание в минеральной части топлива ионообменного либо водорастворимого натрия;

- содержание в минеральной части топлива связанного карбонатного кальция.

Для ряда групп топлив из отдельных месторождений или бассейнов (так называемых «нормированных групп топлив») по результатам проведенных экспериментальных исследований получены обобщающие, усредненные зависимости для расчета содержания в них пиритной серы в зависимости от содержания общей серы. Последние дополнительно используются для анализируемого топлива в тех случаях, когда отсутствуют данные о содержании в нем S_p либо $Fe_2O_3^{раств.}$, и при условии, что это топливо входит в какую-либо из нормированных групп топлив. Для некоторых нормированных групп топлив аналогичная оценка может быть выполнена и для ионообменного натрия.

Режим сжигания топлива в котле оценивается по температуре газов в топке при адиабатическом сгорании топлива и дифференцируется по реперному значению коэффициента избытка воздуха в основных горелках (α_r): сжигание топлива с $\alpha_r > 1$ либо сжигание топлива (ступенчатое) с $\alpha_r \leq 1$. Температура газов при адиабатическом сгорании определяется по Нормам теплового расчета котельных агрегатов при следующих условиях:

- расчетное значение коэффициента избытка воздуха (α) принимается как:

$$\alpha = \alpha_r \text{ при } \alpha_r > 1,$$

$$\alpha = 1 + D_{ат} \text{ при } \alpha_r \leq 1;$$

- располагаемое тепло топлива принимается равным низшей теплоте сгорания топлива:

- внешнее тепло, вносимое в котел, не учитывается;

- потеря тепла от химической неполноты сгорания принимается равной нулю;

- потеря тепла $q_6 = q_{6шл}$;

- температура холодного воздуха принимается равной 30 °С;
- влагосодержание воздуха принимается равным 10 г/кг.

При этих условиях объем задаваемых параметров котла включает в себя:

- коэффициент избытка воздуха на выходе из топки;
- присосы воздуха в топке и пылеприготовительной установке;
- потеря тепла от механической неполноты сгорания;
- доля уноса золы;
- температура горячего воздуха;
- параметры отборов дымовых газов на рециркуляцию и (или) сушку топлива из конвективных газоходов котла (коэффициенты рециркуляции газов, коэффициенты избытка воздуха в газоходах за местом отбора газов либо присосы воздуха в газовый тракт от выхода из топки до места отбора на рециркуляцию, температура газов в газоходах за местом отбора);

- тип шлакоудаления;
- реперное значение коэффициента избытка воздуха в основных горелках.

Топливо оценивается по следующим основным показателям загрязнения:

- склонности топлива к образованию на поверхностях нагрева наиболее трудноудаляемых видов золовых отложений: (железистых [Fe-отложений], натриевых [Na-отложений], на основе активных щелочей], сульфатно-кальциевых [Ca-отложений]);

- склонности топлива к шлакованию: топочных экранов [ТЭ-шлакование], полурadiационных (ширмовых) поверхностей нагрева [ПР-шлакование].

При оценке склонности топлива к шлакованию поверхностей нагрева прогнозируется общий характер загрязнения для всех видов золовых отложений, образующихся на указанных поверхностях нагрева котлов.

В работе ранжирование топлив осуществляется по четырем группам рейтинга [25]: низкий (Н), средний (С), высокий (В) и сверхвысокий (СВ), качественно определяющим характер возможного загрязнения.

Согласно [25] группа рейтинга определяется для каждого показателя загрязнения по индивидуальным безразмерным шкалам (коэффициентам) рейтинга (R), имеющим численные значения (для верхних границ групп), приведенные в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Рейтинг показателей загрязнения при сжигании угля

Коэффициент рейтинга	Рейтинг топлива R		
	Н	С	В
R_{Fe}	0,25	0,50	0,72
R_{Na}	0,40	0,50	0,70
R_{Ca}	0,42	0,60	0,79
$R_{Tэ}$	0,42	0,62	0,75
$R_{пр}$	0,30	0,52	0,69

Значения коэффициентов рейтинга зависят от физико-химических характеристик топлива и его минеральной части, а также от режима сжигания топлива в котле. Расчеты коэффициентов рейтинга, а также анализ влияния указанных факторов на значения рейтинга производятся по зависимостям коэффициентов рейтинга от расчетных рейтинговых параметров. Рейтинговые параметры представляют собой безразмерные комплексы, рассчитываемые по содержанию тех элементов состава топлива, компонентов минеральной части и параметров котла, которые определяют рассматриваемый показатель загрязнения. Топлива, имеющие одинаковые или близкие друг к другу значения рейтинговых параметров, будут давать примерно одинаковый характер загрязнения поверхностей нагрева (для рассматриваемого показателя загрязнения). Определяющими для всех показателей загрязнения являются физико-химические характеристики топлива. С ростом указанных в факторах влияния компонентов (в частности, с ростом содержания основных оксидов) склонность топлива к образованию золовых отложений и шлакованию увеличивается (повышается рейтинг топлива). В меньшей степени оказывают влияние параметры котла, причем склонность топлива к образованию натриевых и сульфатно-кальциевых отложений не зависит от режима сжигания топлива. Рост адиабатической температуры сгорания повышает склонность топлива к шлакованию поверхностей нагрева. При ступенчатом сжигании топлива с избытками воздуха в основных горелках, меньше единицы, в общем случае происходит усиление шлакования.

Оценка количественных показателей, характеризующих шлакующие свойства энергетических топлив и используемых при проектировании и наладке котлов, производится для следующих температурных реперов:

- температуре начала шлакования ($T_{\text{шл}}$);
- предельно допустимым значениям (по условиям шлакования и загрязнения поверхностей нагрева) расчетных температур газов: температуре на выходе из топки (T_{T}'') и на входе в конвективную шахту котла ($T_{\text{кш}}$).

Температура начала шлакования в основном зависит от состава минеральной части топлива (отношения кислых и основных оксидов). Определение $T_{\text{шл}}$ производится по базовой зависимости, полученной по экспериментальным данным для нормированных топлив, с дополнительной поправкой в случае сжигания анализируемого топлива с низкими избытками воздуха в основных горелках.

Ступенчатое сжигание топлив (с золой кислого состава) с избытками воздуха в основных горелках, меньше единицы, приводит к снижению $T_{\text{шл}}$ и усилению шлакующих свойств топлива. Последнее особенно заметно при снижении $T_{\text{шл}}$ на 15 °С по отношению к базовой зависимости.

Предельно допустимое значение температуры на выходе из топки определяется как $T_{\text{T}}'' = T_{\text{шл}} + \Delta T$. Расчетная прибавка ΔT , также как и $T_{\text{шл}}$, зависит в основном от состава минеральной части топлива, но в определенной степени могут оказывать влияние содержание пиритной серы и адиабатическая температура сгорания топлива.

Оценка предельно допустимых (по условию шлакования) значений тепловых напряжений топки производится для реальных параметров котла для следующих зон и сечений топки:

- общего поперечного сечения топки (q_{F});
- поперечного сечения топки для зоны от холодной воронки до нижнего яруса горелок ($q_{\text{хв-г}}$);
- поперечного сечения зоны активного горения ($q_{\text{лг}}$).

Предельно допустимое значение теплового напряжения q_F рассчитывается в зависимости от рейтингового параметра R_{Fe} и уменьшается с ростом указанного параметра. Допустимые значения тепловых напряжений $q_{хв-г}$ и $q_{лг}$ являются функциями рейтингового параметра $R_{пр}$ с аналогичным (качественным) влиянием. Соответственно на допустимые значения тепловых напряжений влияют все факторы, определяющие значения параметров R_{Fe} и $R_{пр}$.

3.3 Выводы по главе 3

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

1. Рассмотрен механизм шлакования и загрязнения поверхностей нагрева котлов различного конструктивного исполнения. Показано, что образование первичных отложений оказывает существенное влияние на шлакование поверхностей нагрева при температуре выше температуры начала шлакования, так как этот слой обуславливает сцепление вторичных отложений с трубами.

2. Проведена оценка влияния состава минеральной части топлива на прочность и состав компонентов первичных отложений. Показано, что шлакующие свойства углей зависят не только от их минеральной части, но и от условий размола и сжигания топлив и непостоянны по длине факела

3. Для оценки шлакующих и загрязняющих свойств бординского, березовского и назаровского углей, принята система показателей и проведен их расчет для условий работы котла Е-500.

4. Представлена методика оценки шлакующих и загрязняющих свойств углей с использованием значений коэффициентов их рейтинга, представляющих собой безразмерные комплексы, которые зависят от физико-химических характеристик топлива, его минеральной части и режима сжигания топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Магистерская диссертация посвящена вопросам организации бесшлаковочной эксплуатации котельных агрегатов с твердым шлакоудалением, сжигающим КАУ, на основе изучения механизма шлакования и загрязнения поверхностей нагрева.

В результате выполнения работы проведен анализ современного состояния топочных процессов при сжигании в энергетических паровых котельных агрегатах различных конструкций бурых шлакующих КАУ.

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.

Рассмотрен механизм шлакования и загрязнения поверхностей нагрева котлов различного конструктивного исполнения. При этом был проведен анализ влияния состава минеральной части топлива на прочность и состав компонентов первичных отложений, а также принята система показателей для оценки шлакующих и загрязняющих свойств КАУ.

Представлена методика оценки шлакующих и загрязняющих свойств углей с использованием значений коэффициентов их рейтинга, представляющих собой безразмерные комплексы, зависящие от физико-химических характеристик топлива, его минеральной части и режима сжигания топлива.

Приведенные в работе данные по шлакующим и загрязняющим свойствам березовского и других КАУ могут быть использованы для определения коэффициентов тепловой эффективности поверхностей нагрева котельных агрегатов при выполнении их теплогидравлических расчетов.

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. – С. 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. Алехнович, А.Н. Исследование шлакующих свойств золы экибастузского угля и шлакования поверхностей нагрева котла П-57 блока 500 МВт / А.Н. Алехнович, В.В. Богомолов, Э.П. Дик, Н.И. Иванова // Освоение и исследование головного блока 500 МВт Троицкой ГРЭСМ на экибастузском угле. – Челябинск: Юж.-Урал. кн. изд. – 1980. – С. 42-48.

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

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

22. Vecci, S.L. Fuel and Ash characterization and its effect on the Design of Industrial Boilers / S.L. Vecci., Ch. Wagoher, G.B. Olsoh // Proc. Am. Power Conf. 1978. V. 40. P. 850-854.

23. Энергетические угли восточной части России и Казахстана (справочник). Челябинск: УралВТИ – 2004. – 304 с.

24. 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.

25. Порозов С.В. Повышение тепловой эффективности поверхностей нагрева мощных котельных агрегатов при сжигании шлакующих углей: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 07.12.06 / Порозов Сергей Викторович. – Красноярск, 2006. – 21 с.

26. Вербовецкий Э.Х., Майданик М.Н. Компьютерная программа экспертной оценки влияния качества топлива на технико-экономические

показателиоборудования пылеугольных станций // Энергетик. – 2004. – № 1. – С. – 15-17.

27. Алехнович А.Н. Шлакование энергетических котлов: Учебное пособие /ЧФПЭИпк. – Челябинск, 2006. – 129 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

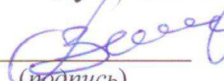
(наименование института)

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

(наименование кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

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

«__» _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ШЛАКОВАНИЯ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ
КОТЛА Е-500 ПРИ СЖИГАНИИ КАУ»

(название темы магистерской диссертации)

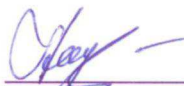
13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

(код и наименование направления)

13.04.01.01 – Энергетика теплотехнологии

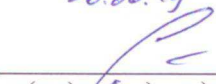
(наименование программы)

Научный руководитель


(подпись, дата)
26.06.19

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

Выпускник


(подпись, дата)


А.В. Павлов
(инициалы, фамилия)

Рецензент


(подпись, дата)
26.06.19

профессор, д.т.н. Ю.Л. Липовка
(должность, ученая степень) (инициалы, фамилия)

Нормоконтролер


(подпись, дата)
26.06.19

А.П. Скуратов
(инициалы, фамилия)

Красноярск 2019