

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
институт  
Тепловые электрические станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Е.А.Бойко  
подпись инициалы,  
фамилия  
« 29 » Июня 2020 г.

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на  
сжигание непроектных углей  
тема

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование направления

13.04.01.02 Энергоэффективные технологии производства электрической и  
тепловой энергии

код и наименование магистерской программы

Научный

руководитель

профессор, д.т.н

должность, ученая степень

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.А. Артамонов

инициалы, фамилия

Рецензент

Заместитель главного  
Инженера «КрТЭЦ-1»

подпись, дата

Я.С. Михайленко

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

П.В. Шишмарев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020

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

# Политехнический институт

## Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

**Е.А. Бойко**  
инициалы, фамилия

«09» ноября 2018г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**по форме Магистерской диссертации**

Студенту Артамонову Артему Алексеевичу  
фамилия, имя, отчество

Группы ФЭ18-06М Направление (специальность) 13.04.01.02  
номер группы \_\_\_\_\_ код \_\_\_\_\_

## Энергоэффективные технологии производства электрической и тепловой энергии

## наименование

# Тема выпускной квалификационной работы Разработка мероприятий по перевозке котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей

Утверждена приказом по университету № 17144/с от 09.11.2018  
Руководитель ВКР Е.А. Бойко, профессор, д.т.н., кафедра ТЭС.

инициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР БКЗ-500-140 и БКЗ-420-140Ж Красноярской  
ТЭЦ-2, БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1, угли марок: Бородинский,

Канский, Черногорский, Изыхский, Харонорский, Назаровский, Березовский.

Перечень разделов ВКР 1) Введение; 2) Опыты сжигания непроектного топлива на ТЭС России; 3) Исследования котельных агрегатов Красноярского

филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания» и рассмотрение  
свойств проектных и непроектных топлив; 4) Обзор технологий и  
технических решений по использованию непроектных углей на котлах; 5)  
Расчётный анализ режимов работы котельных агрегатов при сжигании  
проектных и непроектных углей; 6) Обоснование рекомендаций по  
использованию непроектных углей на различных котлах СГК; 7) Технико-  
экономическая оценка мероприятий по сжиганию непроектного топлива на  
котлоагрегатах ООО «Сибирская генерирующая компания»; 8) Заключение.

Руководитель ВКР

подпись

Е.А. Бойко

инициалы и фамилия

Задания принял к исполнению

подпись

А.А. Артамонов

инициалы и фамилия

« 09 » Ноября 2018г..

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация по теме «Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей» содержит 141 страниц текстового документа, включая 37 иллюстраций, 46 таблиц и 24 использованных источника.

**УГОЛЬ, ТОПЛИВО, ПРОЕКТНЫЙ, НЕПРОЕКТНЫЙ, КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ, БОРОДИНСКИЙ УГОЛЬ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ШЛАКОВАНИЕ, СМЕСИ УГЛЕЙ.**

Ранее все ТЭС проектировались на сжигание углей конкретных месторождений (как правило, близлежащих), поэтому в новых конкурентных условиях рынка углепоставок технологические и экономические критерии взаимозаменяемости углей весьма актуальны. Эта информация необходима при построении эффективной системы управления издержками и бизнес планирования.

Целью настоящей работы является разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ООО «Сибирская генерирующая компания» ТЭС на сжигание непроектных углей (БКЗ-500-140 и БКЗ-420-140Ж Красноярской ТЭЦ-2, БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1). Реализация данной работы имеет большую значимость с точки зрения обеспечения экономичной и надёжной работы паровых котлов при изменении качества сжигаемого топлива и режимов работы котельных агрегатов.

Для достижения указанной цели по выполняемой работе решались следующие задачи:

- анализ технических и теплофизических характеристик непроектных топлив; определение кинетических параметров термических превращений химических компонентов минеральной части топлива
- экспериментально-расчётные исследования процесса шлакования и загрязнения поверхностей нагрева при сжигании различных непроектных углей (угольных месторождений Канско-Ачинского и Сибирского регионов;
- экспертная и расчётная оценка влияния качества непроектных углей на шлакующие и загрязняющие показатели работы котельных установок ТЭС ООО «Сибирская генерирующая компания»;
- исследование тепловой эффективности работы поверхностей нагрева паровых котлов при сжигании непроектных углей и получение банка данных по значениям коэффициентов тепловой эффективности различных поверхностей нагрева паровых котлов;
- аналитические исследования процесса шлакования и загрязнения поверхностей нагрева с учётом режимных и конструктивных особенностей котельных агрегатов, а также расчётный анализ температурных режимов работы поверхностей нагрева котлоагрегатов при сжигании непроектных углей с последующей оценкой надёжности их работы;

- разработка технических и технологических решений по снижению интенсивности шлакования и загрязнения поверхностей нагрева с учётом особенности органической и минеральной части сжигаемого топлива, а также основных режимных и конструктивных параметров работы паровых котлов;
- разработка технических и технологических решений по распределению топлива на станции;
- разработка отдельного складирования и получения качественной смеси на угольном складе;
- технико-экономическая оценка эффективности сжигания непроектных углей на котлах ООО «Сибирская генерирующая компания».

Результаты работы могут быть использованы для технико-экономического обоснования целесообразности проведения опытных сжиганий и применения непроектных топлив на ТЭС ООО «Сибирская генерирующая компания».

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Опыты сжигания непроектного топлива на ТЭС России .....	9
2 Исследования котельных агрегатов Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания» и рассмотрение свойств проектных и непроектных топлив.....	22
2.1 Формирование перечня энергетических объектов (СГК) .....	22
2.2 Энергетическое использование углей Канско-Ачинского бассейна.....	31
2.3 Характеристики проектных и непроектных топлив .....	32
2.4 Оценка шлакующих свойств проектных и непроектных топлив .....	47
3 Обзор технологий и технических решений по использованию непроектных углей на котлах.....	63
4 Расчетные исследования котельных агрегатов Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания».....	71
4.1 Тепловые расчеты котельных агрегатов .....	71
5 Расчётный анализ режимов работы котельных агрегатов при сжигании проектных и непроектных углей .....	87
5.1 Тепловой расчёт котла с оценкой тепловых характеристик работы котлов при сжигании непроектных углей .....	87
5.2 Расчёт котельных агрегатов на сравнения влияния их на окружающую среду при сжигании непроектных углей .....	94
6 Обоснование рекомендаций по использованию непроектных углей на различных котлах СГК .....	108
6.1 Выбор оптимальных смесей топлива для сжигания в котельных агрегатах .....	108
6.2 Способы производства угольных смесей.....	109
7 Технико-экономическая оценка мероприятий по сжиганию непроектного топлива на котлоагрегатах ООО «Сибирская генерирующая компания» ....	114
7.1 Краткая характеристика методики технико-экономической оценки применения мероприятий по сжиганию непроектных углей на котельных агрегатах .....	114
7.2 Результаты технико-экономической оценки применения мероприятий сжиганию непроектных углей на котельных агрегатах ООО «Сибирская генерирующая компания».....	115
7.3 Технико-экономическая оценка перевода котельного агрегата БКЗ-320-140Ж на сжигание смеси Бородинского и Березовского в смеси 30/70.....	129
7.4 Расчет коммерческой эффективности проекта.....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	137
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	140

## ВВЕДЕНИЕ

Реформирование электроэнергетической отрасли предполагает кардинальное изменение условий функционирования генерирующих энергетических предприятий. Вследствие того, что одним из основных рынков, участником которого выступают ТЭС, является рынок топливных ресурсов, а доля топливной составляющей в себестоимости энергии фактически превышает 50%, обеспечение конкурентоспособности энергетических компаний в значительной степени зависит от детального изучения проблем топливоиспользования.

Ранее все ТЭС проектировались на сжигание углей конкретных месторождений (как правило, близлежащих), поэтому в новых конкурентных условиях рынка углепоставок технологические и экономические критерии взаимозаменяемости углей весьма актуальны. Эта информация необходима при построении эффективной системы управления издержками и бизнес планирования.

Использование непроектного топлива может привести к ограничению нагрузки, снижению показателей надежности и экономичности, изменению экологических параметров работы котлов. При сжигании непроектных топлив на котлах тепловых электростанций возникает проблема шлакования и загрязнения поверхностей нагрева. Шлакование приводит к ряду проблем, таких как: уменьшение паропроизводительности котла, увеличение затрат на приводы дымососов и расшалаковку, а также к уменьшению надежности работы поверхностей нагрева ввиду повышения температуры стенки.

Необходимо отметить, что при сжигании небольших партий непроектного топлива из-за непродолжительности процесса и ограничений, обусловленных диспетчерским графиком работы, выявить все эти проблемы или определить их масштаб очень сложно. Поэтому задача предварительной расчетно-аналитической оценки возможности и целесообразности эксплуатации оборудования станции на непроектных видах топлива несомненно является актуальной. В данной работе эта задача решалась для нескольких котельных установок, включая пылесистемы, тягодутьевые машины, установки золоочистки, с помощью современных программных продуктов, применяемых в настоящее время для расчетов. Для анализа работы действующих котельных агрегатов Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания» был выполнен поверочный расчет котлов с жидким и твердым шлакоудалением.

В этой связи целью настоящей работы является разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ООО «Сибирская генерирующая компания» ТЭС на сжигание непроектных углей (БКЗ-500-140 и БКЗ-420-140Ж Красноярской ТЭЦ-2, БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1). Реализация данной работы имеет большую значимость с точки зрения обеспечения экономичной и надёжной работы паровых котлов при

изменении качества сжигаемого топлива и режимов работы котельных агрегатов.

Для достижения указанной цели по выполняемой работе решались следующие задачи:

- анализ технических и теплофизических характеристик непроектных топлив; определение кинетических параметров термических превращений химических компонентов минеральной части топлива
- экспериментально-расчётные исследования процесса шлакования и загрязнения поверхностей нагрева при сжигании различных непроектных углей (угольных месторождений Канско-Ачинского и Сибирского регионов;
- экспертная и расчётная оценка влияния качества непроектных углей на шлакующие и загрязняющие показатели работы котельных установок ТЭС ООО «Сибирская генерирующая компания»;
- исследование тепловой эффективности работы поверхностей нагрева паровых котлов при сжигании непроектных углей и получение банка данных по значениям коэффициентов тепловой эффективности различных поверхностей нагрева паровых котлов;
- аналитические исследования процесса шлакования и загрязнения поверхностей нагрева с учётом режимных и конструктивных особенностей котельных агрегатов, а также расчётный анализ температурных режимов работы поверхностей нагрева котлоагрегатов при сжигании непроектных углей с последующей оценкой надёжности их работы;
- разработка технических и технологических решений по снижению интенсивности шлакования и загрязнения поверхностей нагрева с учётом особенности органической и минеральной части сжигаемого топлива, а также основных режимных и конструктивных параметров работы паровых котлов;
- разработка технических и технологических решений по распределению топлива на станции;
- разработка отдельного складирования и получения качественной смеси на угольном складе;
- технико-экономическая оценка эффективности сжигания непроектных углей на котлах ООО «Сибирская генерирующая компания».

Результаты работы могут быть использованы для технико-экономического обоснования целесообразности проведения опытных сжиганий и применения непроектных топлив на ТЭС ООО «Сибирская генерирующая компания».

## 1 Опыты сжигания непроектного топлива на ТЭС России

### 1) Северодвинская ТЭЦ-1

Котельный агрегат типа ПК-10-2 ст. № 5 Северодвинской ТЭЦ-1, на котором проводилось опытное сжигание, имеет П-образную компоновку, твердое шлакоудаление и по проекту предназначен для сжигания каменного угля Печорского бассейна. Котел двухбарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, номинальной паропроизводительностью Dном=220 т/ч ( $P=8,8$  МПа;  $t=215$  °C). Топочная камера оборудована тангенциально направленными пылеугольными щелевыми горелками (8 шт.) в два яруса. Для размола топлива установлены две индивидуальные системы пылеприготовления с промбункером, с шаровой барабанной мельницей, центробежным сепаратором, сушкой топлива смесью горячего и слабо подогретого воздуха. Транспорт угольной пыли к горелкам осуществляется сушильным агентом с использованием мельничного вентилятора. Для очистки ширм (фестона) от наружных отложений с фронта котла установлено четыре сопла пушечной обдувки. Очистка уходящих газов осуществляется в мокрых скрубберах Вентури на морской воде. Сжигаемое топливо - смесь интинского и кузнецкого углей.

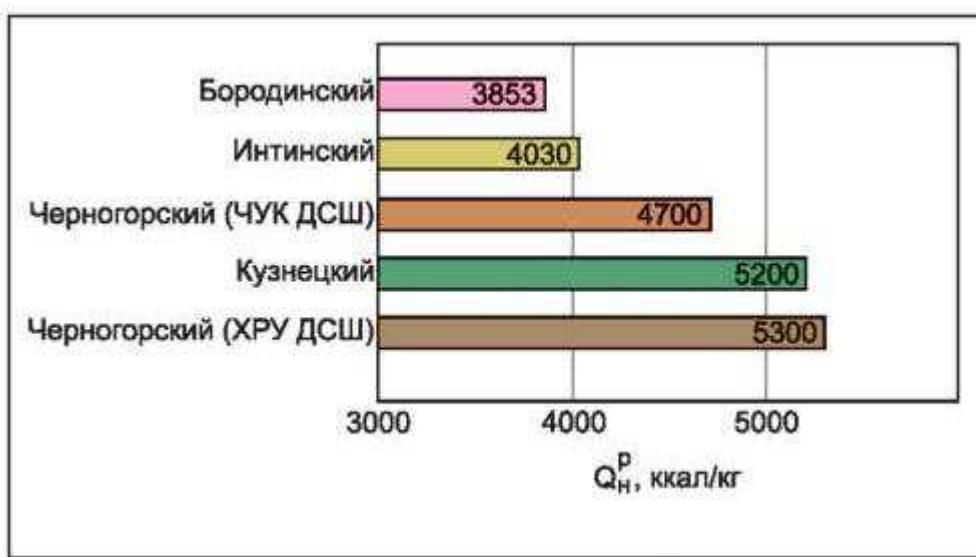


Рисунок 1.1 – Низшая теплота сгорания

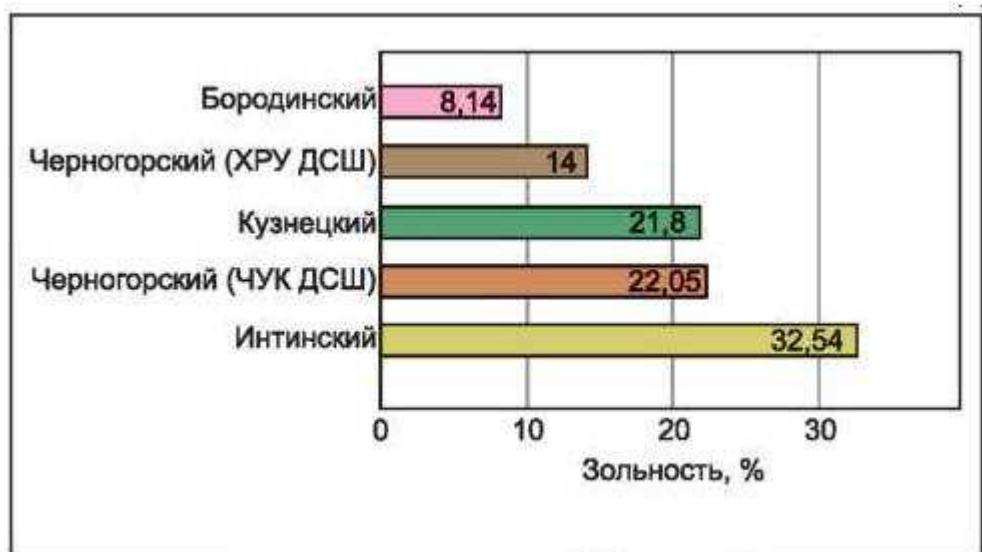


Рисунок 1.2– Зольность на сухую массу

По теплотворной способности хакасские каменные угли (черногорский ХРУ ДСШ и ЧУК ДСШ) близки к кузнецкому (рисунок 1.1). В результате их опытного сжигания на Северодвинской ТЭЦ-1 было установлено значительное снижение количества выбросов золы (рисунок 1.2) и оксидов серы в атмосферу, абразивности топлива и скорости заполнения золоотвала. Увеличение необходимой сушильной производительности мельниц несущественно.

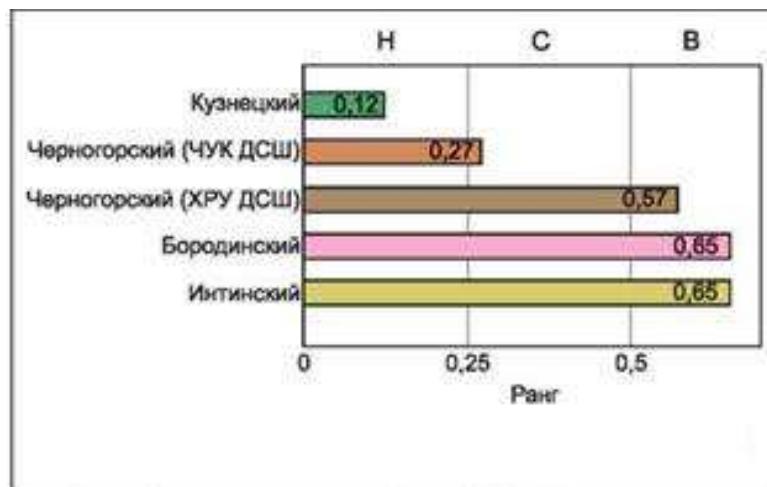


Рисунок 1.3– Склонность железистых отложений на топочных экранах, ранги Н–низкий; С– средний; В– высокий

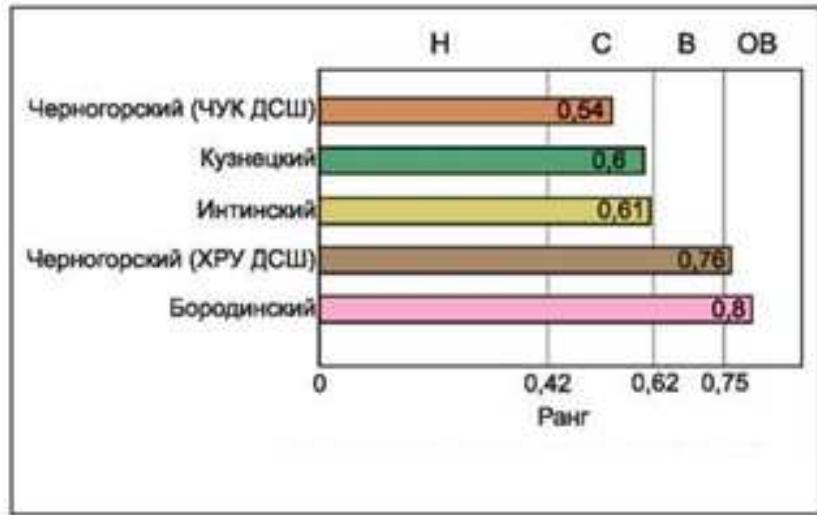


Рисунок 1.4— Склонность к шлакованию топочных экранов: ранги Н–низкий; С– средний; В– высокий

Также было установлено, что при использовании непроектного вида топлива:

- снижается склонность к образованию трудноудаляемых железистых отложений на топочных экранах (рисунок 1.3);
- склонность к шлакованию топочных экранов для хакасского угля шахтной добычи (ХРУ ДСШ) увеличивается, а для угля открытой добычи (ЧУК ДСШ) снижается (рисунок 1.4);
  - снижается склонность к шлакованию фестона (рисунок 1.5);
  - максимально допустимая температура газов на выходе из топки (рисунок 1.6) растет (более низкая прочность отложений по отношению к интинско- му углю), но температура начала шлакования (рисунок 1.7) снижается (необходим контроль интенсивности шлакования фестона);
  - повышается склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений в конвективной шахте и мокром золоуловителе, особенно для ХРУ ДСШ;
  - взрывоопасные свойства топлива по отношению к интинскому углю растут, оставаясь в пределах третьей группы взрывоопасности (опасной), при этом максимально допустимая температура сушильного агента за мельницей не изменяется и составляет 70 °C.

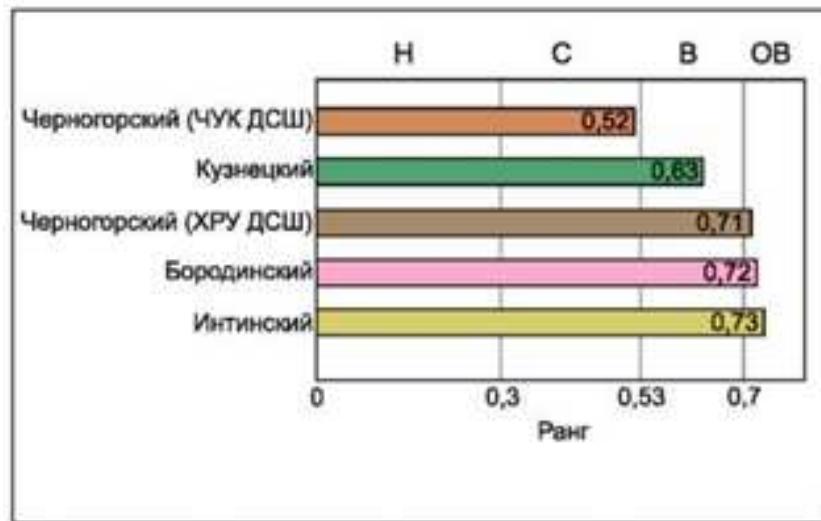


Рисунок 1.5– Склонность к шлакованию ширм(фестона): Н–низкий; С– средний; В– высокий

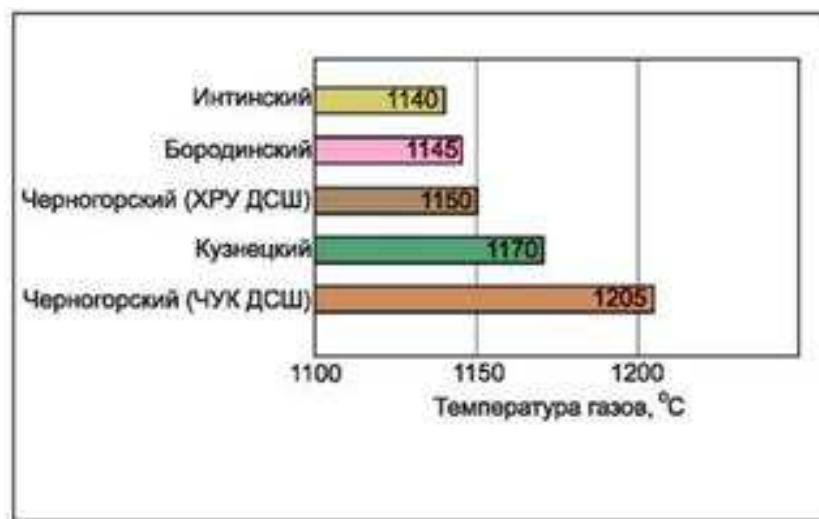


Рисунок 1.6– Максимально допустимая температура газа на выходе из топки

Результаты балансовых опытов при сжигании интинского, кузнецкого и хакасских углей свидетельствуют о незначительном изменении коэффициентов тепловой эффективности поверхностей нагрева котла. С ростом доли хакасских углей в смеси с интинским увеличивается КПД брутто котла (рисунок 1.8).

Испытания показали, что для снижения пыления в системе топливоподачи при сжигании кузнецкого и хакасских углей необходима наладка или внедрение новых систем аспирации и пылеподавления. Для надежной работы пробоотборника топлива необходимо обеспечивать влажность топлива  $W < 18\%$ . Температура аэросмеси за мельницей поддерживалась в допустимых пределах. Котел в диапазоне нагрузок 150-220 т пара в час работает стабильно без подсветки мазутом; температура перегретого пара поддерживается во всем регулировочном диапазоне

нагрузок; оптимальный избыток воздуха составляет  $\alpha=1,2-1,35$ ; потери тепла с механическим недожогом при оптимальных режимах составляют 0,45-0,65%; тонина помола в оптимальных режимах близка к рекомендованной нормами –  $R_{90}=25\%$ ; концентрация оксидов азота при сжигании хакасских углей, приведенная к  $\alpha=1,4$ , составила 950-1550 мг/нм<sup>3</sup>, концентрация оксидов серы - 330-790 мг/нм<sup>3</sup>.

При испытании золоуловителей определено, что степень очистки газов в мокрых скрубберах Вентури типа МВ при сжигании каменных хакасских углей, в том числе в смеси с проектным интинским, кузнецким углем составляет 94-94,7%, при проектном значении 95%. От качества сжигаемых углей при опытном сжигании эффективность работы золоуловителей практически не меняется. При меньшей зольности хакасских углей по отношению к интинскому существенно снижаются выбросы золы в атмосферу. В процессе опытного сжигания выполнялась очистка труб Вентури без останова котла. Содержание CaO в зольном остатке проб топлива, отобранных при балансовых испытаниях, не превышало 5,6%. В этом отношении на Северодвинской ТЭЦ-1 предпочтительнее использование хакасских углей ЧУК ДСШ.

Результаты опытного сжигания на Северодвинской ТЭЦ-1 обосновывают целесообразность промышленного сжигания хакасских углей с влажностью менее 18% и содержанием CaO в зольном остатке менее 5,6%, как в чистом виде, так и в любой пропорции с интинским и кузнецким углями без снижения бесшлаковой мощности.

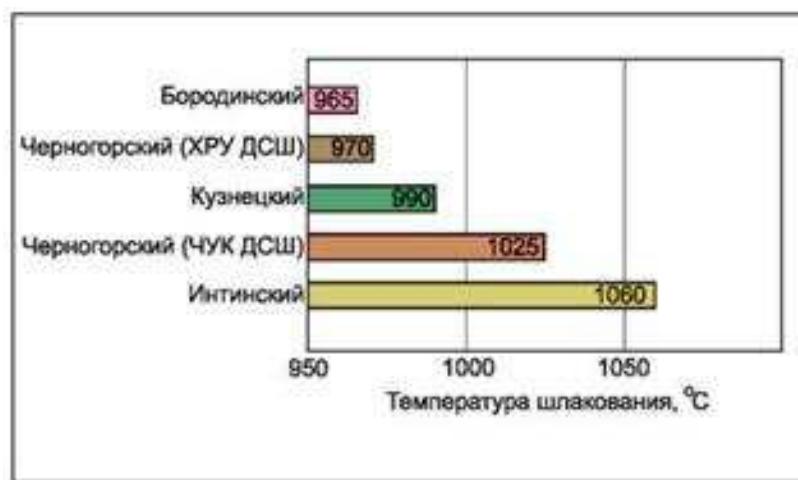


Рисунок 1.7– Температура начала шлакования

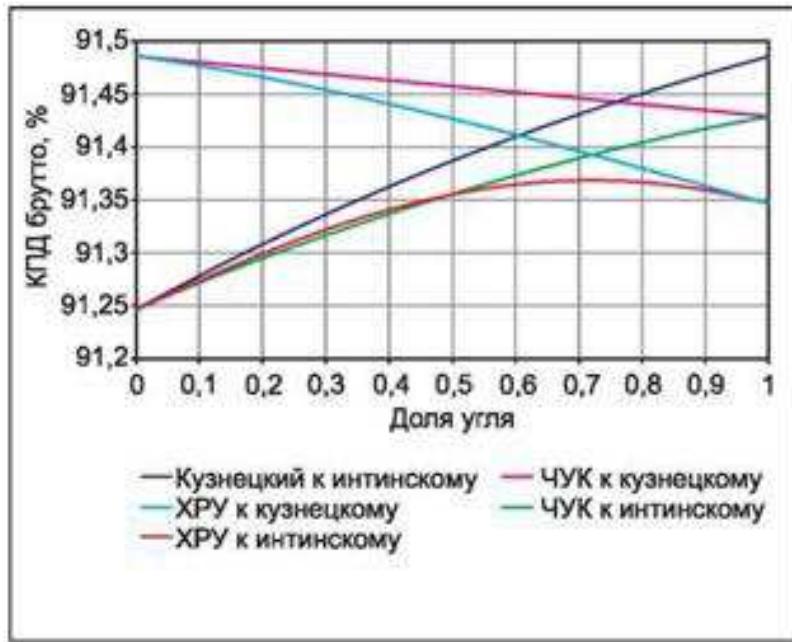


Рисунок 1.8 – Расчетное измерение КПД брутто котла ПК-10-2 при сжигании смесей

## 2) Абаканская ТЭЦ

Котел БКЗ-420-140-ПТ-2 ст. № 4 Абаканской ТЭЦ номинальной паропроизводительностью  $D_{\text{ном}}=420 \text{ т/ч}$  ( $P=13,7 \text{ МПа}$ ;  $t=230 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) с естественной циркуляцией и твердым шлакоудалением рассчитан на сжигание бородинского угля. В топочной камере установлены прямоточные пылеугольные горелки (12 шт.) и воздушные сопла заднего дутья (4 шт.) по тангенциальной схеме в два яруса, с организацией двух вихрей. Котел оборудован четырьмя системами пылеприготовления прямого вдувания с газовой сушкой, с молотковыми мельницами и мельничными вентиляторами. Очистка дымовых газов за котлом осуществляется в электрофильтрах.

Анализ результатов использования на Абаканской ТЭЦ черногорского угля (по сравнению с бородинским углем) подтвердил следующее:

- снижается склонность к образованию трудноудаляемых железистых отложений на топочных экранах (рисунок 1.3);
- склонность к шлакованию топочных экранов и ширм смещается в область меньших значений (рисунок 1.4) (рисунок 1.5);
- максимально допустимая температура на выходе из топки и температура начала шлакования возрастают (рисунок 1.6) (рисунок 1.7);
- склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений в конвективной шахте снижается до минимума;
- растет интенсивность износа котельного оборудования;
- взрывоопасные свойства снижаются, оставаясь в пределах третьей группы (опасной), при которой максимально допустимая температура сушильного агента за мельницей составляет  $220 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Балансовые опыты показали, что коэффициенты тепловой эффективности поверхностей нагрева и коэффициента использования воздухоподогревателя при переходе с бородинского на черногорский уголь существенно не изменились. Номинальный перегрев пара при сжигании черногорского угля обеспечивался при нагрузках котла свыше 0,85 от  $D_{hom}$ . Прохождение угля по тракту топливоподачи не вызывало затруднений. По сушильной производительности пылесистем ограничений не было. Отмечен интенсивный износ лопаток и внутренней брони корпуса мельничного вентилятора и молотков (биль) мельниц. Проблем с обеспечением номинальной нагрузки котла не было. Также не наблюдалось ограничений по тяге и дутью. Использование в штатном режиме средств очистки поверхностей нагрева позволило поддерживать уровень загрязнения пароперегревателя и топочных экранов в стабильном состоянии. КПД брутто котла на черногорском угле оказался на 2,5% ниже, чем на бородинском угле из-за повышенной потери тепла от механической неполноты сгорания, преимущественно с уносом, что обусловлено более грубым дисперсным составом угольной пыли по сравнению с рекомендуемыми значениями для каменного угля. Концентрации оксидов азота при сжигании черногорского угля составили 450-590 мг/нм<sup>3</sup>, что на 3080 мг/нм<sup>3</sup> выше концентраций, полученных при сжигании бородинского угля.

Эффективность работы электрофильтра на черногорском угле не отличалась от бородинского и составила 99%. Несмотря на повышенную зольность опытного угля система золошлакоудаления доказала свою работоспособность. Следует также отметить, что зола черногорского угля пригодна для изготовления строительных растворов, покрытия дорог в смеси с цементом или известью.

Проведенные исследования на Абаканской ТЭЦ, несмотря на выявленные недостатки использования непроектного топлива, также подтвердили техническую возможность сжигания черногорского угля в котле БКЗ-420-140-ПТ-2.

### 3) Красноярская ТЭЦ-3

Котел ТПЕ-216 ст. № 1 Красноярской ТЭЦ-3 номинальной паропроизводительностью  $D_{hom}=670$  т/ч ( $P=13,8$  МПа;  $t=238$  °C;  $t_m=560$  °C) с естественной циркуляцией и твердым шлакоудалением рассчитан на сжигание бородинского угля. В топочной камере установлены прямоточные пылеугольные горелки (18 шт.), воздушные сопла промежуточного дутья (4 шт.) по одному на каждой стене (отм. 32,33м) и воздушные сопла верхнего дутья (6 шт.) по два на фронтовой и задней стене и по одному на боковых стенах (отм.36, 37м). Котел оборудован шестью системами пылеприготовления прямого вдувания с газовой сушкой, с мельничными вентиляторами. Очистка дымовых газов за котлом осуществляется в электрофильтре ЭСГ 1<sup>x</sup>4-31<sup>x</sup>40<sup>x</sup>75<sup>x</sup>150<sup>x</sup>5.

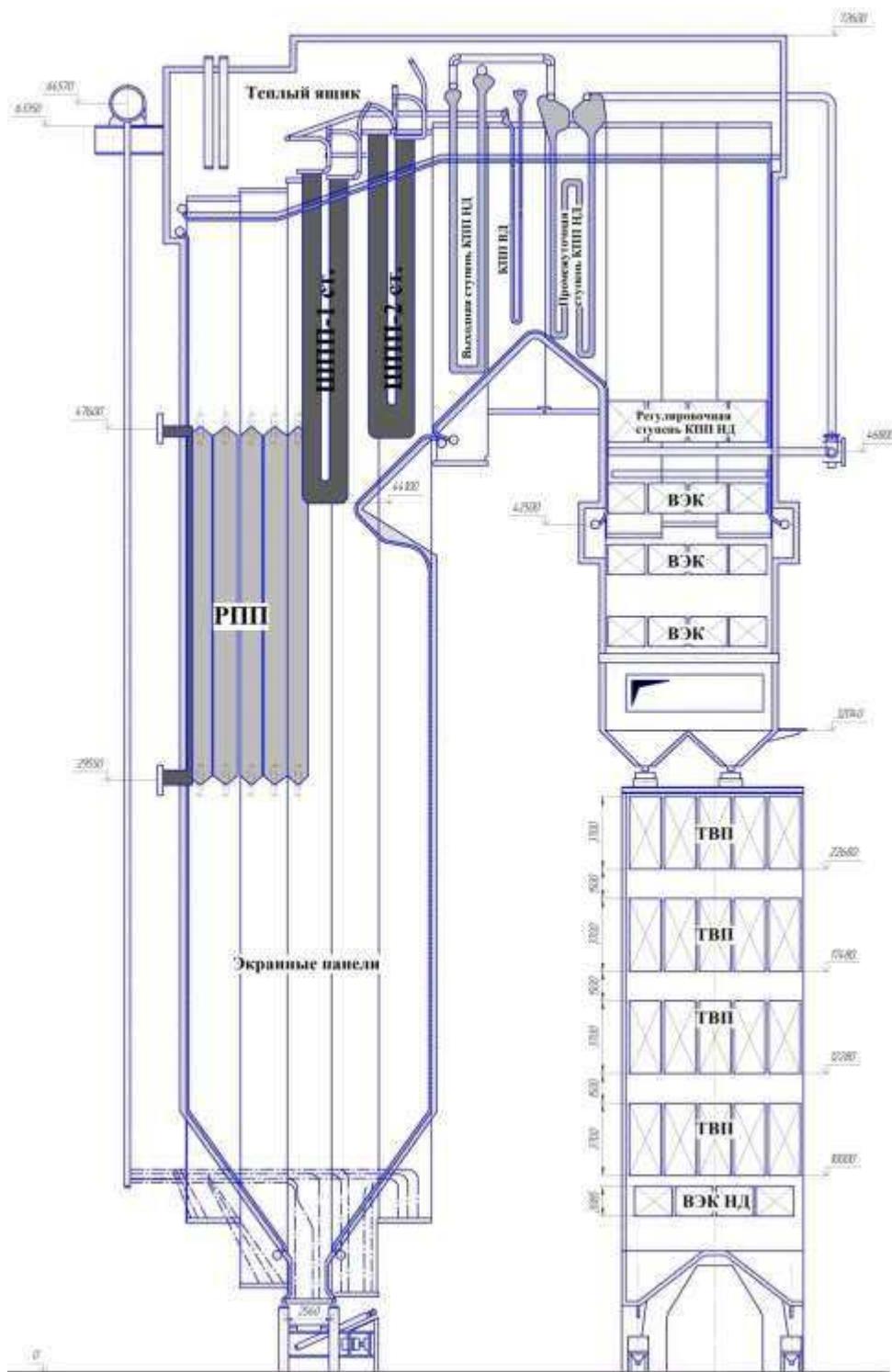


Рисунок 1.9 – Общий вид котла ТПЕ-216

В период опытного сжигания с 26.04.2018 г. по 23.05.2018 г. в котле ТПЕ-216 ст. №1 Красноярской ТЭЦ-3 было сожжено около 58500 т берёзовского угля.

Теплотехнические характеристики сожжённого топлива, по данным химического анализа отобранных проб отобранных с ПСУ  $A_r = 3,2 \div 4,1 \%$ ,  $W_r = 33,2 \div 35,5 \%$ ,  $Q_i^r = 3674 \div 3839$  ккал/кг.

Химический состав и плавкостные характеристики золы берёзовского угля:  $\text{SiO}_2 = 20,35\div22,71 \%$ ;  $\text{Al}_2\text{O}_3 = 6,06\div8,75 \%$ ;  $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 10,44\div11,24 \%$ ;  $\text{CaO} = 43,62\div49,65 \%$ ;

1 Анализ экспертических оценок интенсивности шлакования и загрязнения проб берёзовского угля показывает что:

- уровень образования железистых отложений в топке – средний-высокий;
- натриевых – низкий;
- сульфатно-кальциевых отложений в конвективной шахте – сверхвысокий;
- уровень шлакования топочных экранов и ширм на выходе из топки – сверхвысокий;
- расчётная температура начала шлакования  $T_{шл}=1023\text{-}1050 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- предельно допустимая температура на выходе из топки  $9''_{\text{т}}=1091\text{-}1100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- склонность к образованию на поверхностях нагрева железистых отложений берёзовского и бородинского углей сопоставимы;
- склонность к образованию на поверхностях нагрева сульфатно-кальциевых отложений берёзовского угля выше бородинского;
- склонность к образованию прочных отложений на топочных экранах и полурадиационных (ширмовых) поверхностях нагрева берёзовского и бородинского углей сопоставимы.

Кроме того, высокое содержание кальция в золе берёзовского угля может привести к увеличению скорости застарания пульпопроводов и элементов системы гидрозолоудаления.

2 В период сжигания берёзовского угля пылесистемы котла не обеспечивали получение пыли проектного качества. Качество пыли за сепаратором составило: остаток на сите 90 мкм –  $R90=72,9 \%$  (проектная  $R90 = 40\div60 \%$ ),  $R200=14,3 \%$ ,  $R1000=0,8 \%$ , влажность пыли –  $Wr = 4,6 \%$  (проектная  $Wr = 6 \%$ ).

3 Параметры температур острого пара и металла пароперегревателя поддерживались в допустимых пределах при располагаемых средствах регулирования в диапазоне нагрузок 385÷600 т/ч (энергоблок работал по диспетчерскому графику). В течении опытного сжигания на нагрузках 590-600 т/ч фиксировались превышения допустимых температур вторичного пара по нитке А (температура пара достигала  $t_{\text{ВП}}=560 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , нормативная  $t_{\text{ВП}}=545 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Располагаемые средства регулирования не обеспечивали снижение температур вторичного пара. Максимальный расход питательной воды на впрыск в тракт вторичного пара нитки А/Б составляет 6 т/ч (при полностью открытом регулирующим клапане впрыска), по расчету для  $D_{\text{ПП}}=670 \text{ т/ч}$  расход должен составлять 13,5 т/ч.

4 Тенденций к росту температур газов и увеличению сопротивления газового тракта в ходе сжигания не отмечено.

5 Средняя температура на выходе из топки не превышала 1060 °С. Предельно допустимая температура на выходе из топки, по результатам экспертных оценок, составила  $\vartheta_t=1091\text{--}1100$  °С.

6 Технико-экономические показатели при сжигании берёзовского угля в диапазоне нагрузок 385-600 т/ч составили:

- потери тепла от механической неполноты сгорания  $q_4=3,0\div3,6$  %;
- потери тепла с уходящими газами  $q_2=7,1\div8,7$  %;
- КПД котла брутто  $\eta_{кбр}=87,0\div89,1$  %.

7 Концентрация оксидов азота в дымовых газах составила СНО<sub>x</sub> = 300  $\div 530$  мг/нм<sup>3</sup>.

8 Результаты опытного сжигания и анализ полученных данных показали, что при сжигании березовского угля в котлоагрегате ТПЕ-216 ст.№1 Красноярской ТЭЦ-3 обеспечивается регулировочный диапазон нагрузок 385-600 т/ч.

9 При действовании всего комплекса очистки и обеспечении проектных расходов на впрыски в тракт пара низкого давления причин, препятствующих работе котла на нагрузке 670 т/ч, не имеется.

#### 4) Рязанская ГРЭС

На I-ой очереди Рязанской ГРЭС установлено 4 энергоблока проектной мощностью по 300 МВт с колами типа Пп-990-255-545БТ (заводское обозначение П-59) производства Подольского котельного завода. Котел сверх критического давления, прямоточный, с промперегревом, закрытой Тобразной компоновкой, с уравновешенной тягой, с твердым шлакоудалением (рисунок 1.10).

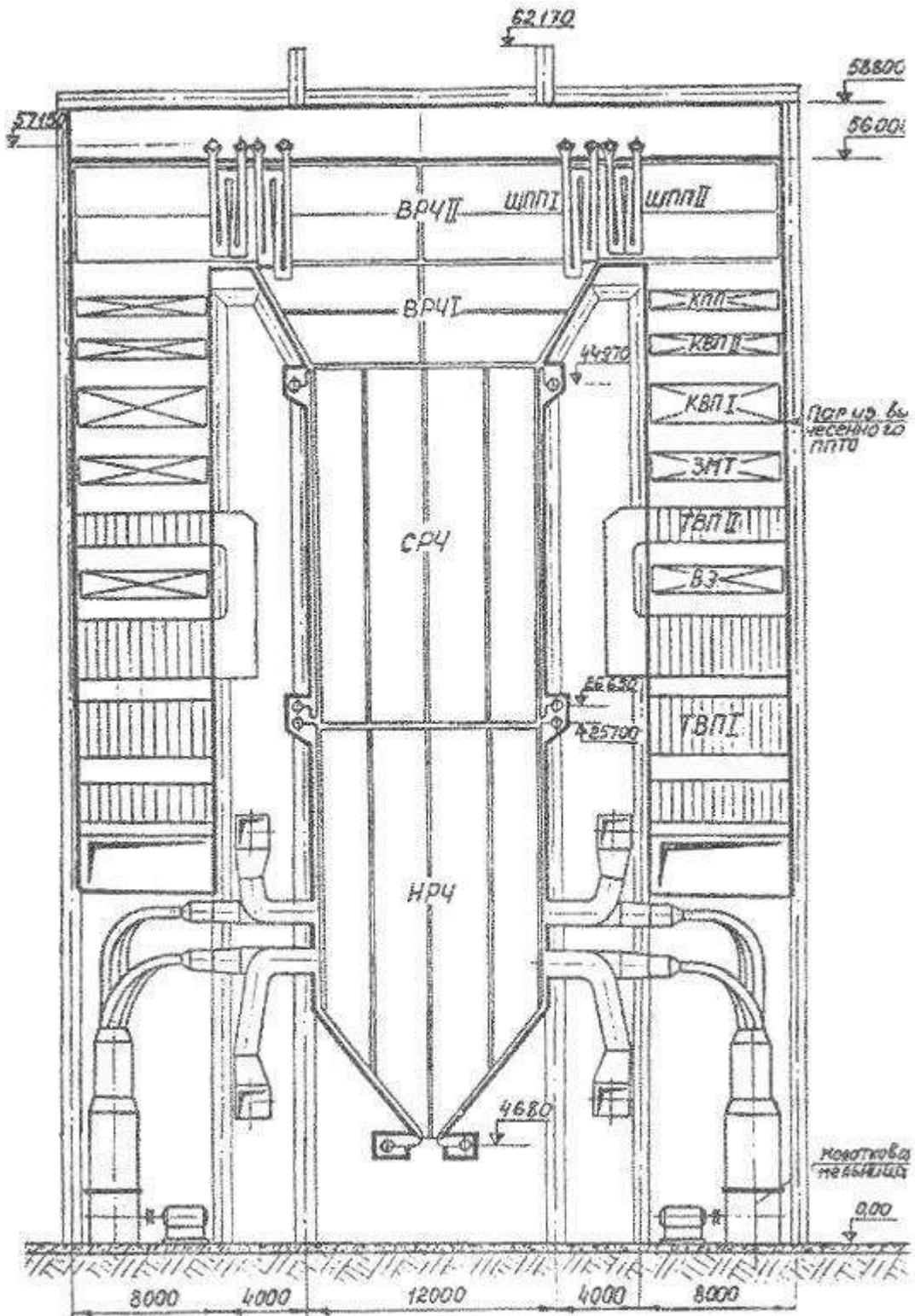


Рисунок 1.10– Общий вид котла П–59

Проектным рабочим топливом является низкосортный подмосковный бурый уголь, по схеме прямого вдувания с молотковыми мельницами и твердым шлакоудалением.

Проектным характеристикам подмосковный уголь соответствовал в первые годы эксплуатации. В дальнейшем калорийность угля снижалась,

зольность увеличивалась. В связи с изменением топливной политики на Рязанской ГРЭС с 1992 г. начали сжигать угли Канско-Ачинского угольного бассейна. Однако в процессе эксплуатации при работе котлов на Канско-Ачинских углях выявился ряд проблем при нагрузках энергоблока выше 260 МВт

Майкубинский разрез относится к Шоптыкольскому месторождению Казахстана, который находится в Павлодарской области. Некоторое отличие основных характеристик этого угля от углей, поставляемых на Рязанскую ГРЭС потребовало проведения специальной работы для оценки характеристик топлива и работоспособности котлов на новом виде топлива.

В период с 29 декабря 2015 года по 7 февраля 2016 года на котле П-59 (ст. № 1) проведено опытное сжигание непроектного угля разреза «Сарыкольский» Майкубинского угольного бассейна марки ЗБ (поставщик ТОО «Гамма», Республика Казахстан).

Исходя из экспериментально полученных данных, был определен средний технический состав угля разреза «Сарыкольский» Майкубинского месторождения. Было произведено его сравнение с пересловским углем, сжигаемым на Рязанской ГРЭС (таблица 1.1-1.3).

Таблица 1.1 – Технический состав топлива

Уголь	W <sub>r</sub>	A <sub>d</sub>	St <sub>d</sub>	C <sub>r</sub>	H <sub>r</sub>	O <sub>r</sub> +N <sub>r</sub>	Q <sub>i</sub> <sup>r</sup>	V <sub>daf</sub>
Майкубинский	22,73	16,92	0,86	46,12	3,1	10,27	4109 ккал/кг	46,12
Пересловский	28,6	7,2	0,3	49,4	3,4	13,3	4400 ккал/кг	46,6

Таблица 1.2 – Химический состав зольного остатка

Уголь	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	TiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O	SO <sub>3</sub>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>
Майкубинский	44,78	20,56	0,77	6,43	6,97	3,96	3,3	1,2	8,94	0,37
Пересловский	40,5	10,7	0,4	16,9	25,6	5,5	0,2	0,2	–	–

Таблица 1.3 – Температурные характеристики золы

№ п/п	Наименование	Обозначение	Значение	
			Майкубинский	Пересловский
1.	Температура начала деформации золы, °C	t <sub>A</sub>	1100	1130
2.	Температура начала размягчения золы, °C	t <sub>B</sub>	1360	1250
3.	Температура жидкотекущего состояния золы, °C	t <sub>C</sub>	1470	1380

Результаты проведенного опытного сжигания угля разреза «Сарыкольский» Майкубинского месторождения в количестве ~110000 т указывают на отсутствие принципиальных ограничений в работе котельного и вспомогательного оборудования энергоблоков с котлами типа П-59. Следует отметить, что особенности угля разреза «Сарыкольский» (более высокая степень гигроскопичности по отношению к пересловскому углю;

склонность летучей золы к загрязнению конвективных поверхностей нагрева; более низкая температура начала шлакования по сравнению с пересловским углем и т.п.) при неправильном ведении режима работы котла могут повлечь за собой ряд проблем снижающих надежность работы оборудования станции.

Снижение надежности работы котельного оборудования носит больше организационный характер, чем технический, и по своему характеру не имеет принципиальных или критических ограничений в работе оборудования.

Снижение надежности по условиям загрязнения конвективных поверхностей нагрева в очень высокой степени зависит от ведения режима работы котла. Основными причинами, вызвавшими повышенную склонность летучей золы к загрязнению конвективных поверхностей нагрева, является: ограничение по тягодутьевым механизмам в условиях чрезмерно повышенных присосов в газовый тракт; дефицит воздуха для горения угля, как следствие отсутствия запаса по тяге; неиспользование аппаратов пушечной обдувки КПП, ЭГП и ШПП-2.

### **Выходы**

1. Результаты опытного сжигания на Северодвинской ТЭЦ-1 обосновывают целесообразность промышленного сжигания хакасских углей с влажностью менее 18% и содержанием CaO в зольном остатке менее 5,6%, как в чистом виде, так и в любой пропорции с интинским и кузнецким углями без снижения бесшлаковой мощности.

2. Проведенные исследования на Абаканской ТЭЦ, несмотря на выявленные недостатки использования непроектного топлива, также подтвердили техническую возможность сжигания черногорского угля в котле БКЗ-420-140-ПТ-2.

3. Результат опыта сжигания на котле ТПЕ-216 показал, что высокое содержание кальция в золе берёзовского угля может привести к увеличению скорости застывания пульпопроводов и элементов системы гидрозолоудаления. При действии всего комплекса очистки и обеспечении проектных расходов на впрыски в тракт пара низкого давления причин, препятствующих работе котла на нагрузке 670 т/ч, не имеется.

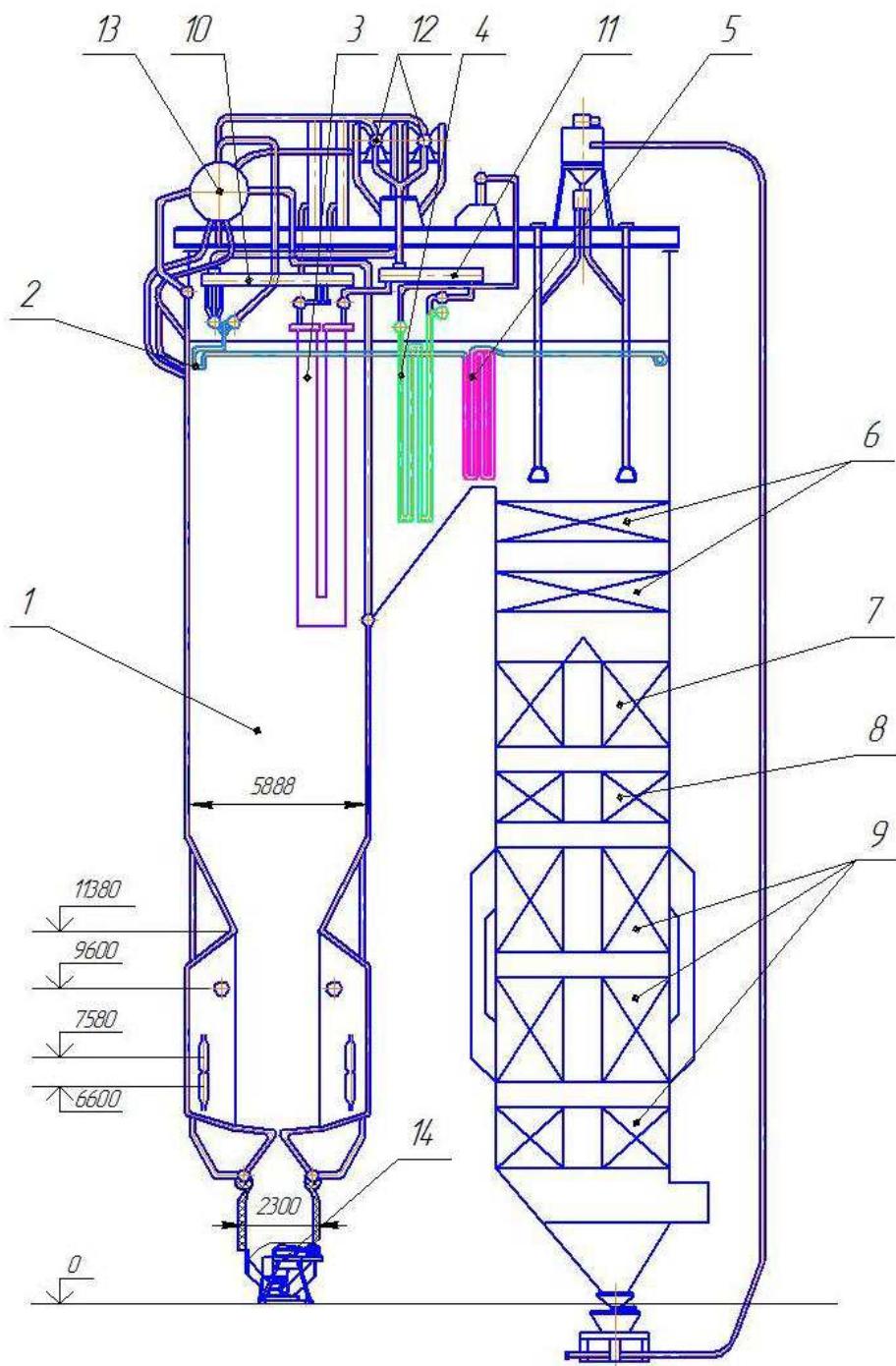
4. Результат опыта сжигания на котле П-59 показал, что снижение надежности работы котельного оборудования носит больше организационный характер, чем технический, и по своему характеру не имеет принципиальных или критических ограничений в работе оборудования. Снижение надежности по условиям загрязнения конвективных поверхностей нагрева в очень высокой степени зависит от ведения режима работы котла. Основными причинами, вызвавшими повышенную склонность летучей золы к загрязнению конвективных поверхностей нагрева, является: ограничение по тягодутьевым механизмам в условиях чрезмерно повышенных присосов в газовый тракт; дефицит воздуха для горения угля, как следствие отсутствия запаса по тяге; неиспользование аппаратов пушечной обдувки КПП, ЭГП и ШПП-2

## **2 Исследования котельных агрегатов Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания» и рассмотрение свойств проектных и непроектных топлив**

### **2.1 Формирование перечня энергетических объектов (СГК)**

#### **2.1.1 Паровой котел типа БКЗ-320-140ЖШУ**

Котел типа БКЗ-320-140 однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, предназначен для работы на ТЭЦ-1 с поперечными связями при сжигании угля с жидким шлакоудалением. Котёл спроектирован для сжигания Ирша-Бородинского бурого угля в качестве основного топлива.



1 - топочные экраны; 2 - потолочный радиационный пароперегреватель; 3 - полурадиационный пароперегреватель (II ступень пароперегревателя); 4 - конвективный пароперегреватель (III и IV ступени пароперегревателя); 5 - конвективный пароперегреватель (I ступень пароперегревателя); 6 - II ступень водяного экономайзера; 7 - II ступень воздухоподогревателя; 8 - I ступень водяного экономайзера; 9 - I ступень воздухоподогревателя; 10 - смещающая камера (растопочный пароохладитель); 11 - смещающая камера; 12 - конденсатор пара на впрыск; 13 - барабан котельного агрегата; 14 - устройство для удаления шлака

Рисунок 2.1–Продольный разрез котла БКЗ-320(270)-140 (Красноярская ТЭЦ-1)

Котел однокорпусной с симметричным расположением поверхностей нагрева, выполнен по П-образной компоновке. Топочная камера является первым восходящим газоходом. На выходе из топки расположена ширмовая поверхность нагрева пароперегревателя. В верхнем горизонтальном газоходе расположены конвективные поверхности пароперегревателя. Во втором (нисходящем) газоходе расположены: двухступенчатые водяной экономайзер и воздухоподогреватель.

Топочная камера полуоткрытого типа, предназначена для сжигания бурых углей с жидким шлакоудалением. На отметке 11380 мм. фронтовой и задний экраны образуют пережим, который разделяет топочную камеру на камеру горения и камеру охлаждения.

Камера горения выполнена в виде двух сообщающихся восьмигранных предтопков, каждый из которых оборудован четырьмя угловыми прямоточными пылеугольными горелками, расположенными по углам восьмигранных предтопков. Оси горелочных устройств каждого предтопка направлены по касательной к воображаемой окружности диаметром 980 мм. Сбросные горелки расположены выше основных горелок, и крутка их потока расположена противоположно крутке потока основных горелочных устройств.

Пароперегреватель котла по характеру восприятия тепла делится на три части: радиационную, полурадиационную и конвективную. Радиационную часть составляют трубы потолочного пароперегревателя, полностью экранирующего потолок топочной камеры и верхнюю часть конвективного газохода. Полурадиационная часть состоит из 20 ширм, расположенных на входе в горизонтальный газоход. Конвективная часть расположена в горизонтальном газоходе котельного агрегата. Каждый поток имеет два переброса по ширине газохода. Кроме того предусмотрено двухразовое смещение потоков, что позволяет снизить температурные развертки в самих потоках и между ними.

Конвективная шахта котельного агрегата БКЗ-320-140 представляет собой опускной газоход котла с размещением, водяного экономайзера и воздухоподогревателя, установленных в рассечку. Вторая по ходу воды ступень водяного экономайзера занимает всю глубину газохода, после чего шахта разделяется на 2 симметричных газохода.

В каждом из них последовательно размещены 2-я по ходу воздуха ступень воздухоподогревателя, 1-я ступень водяного экономайзера и 1-я ступень воздухоподогревателя. Воздухоподогреватель и 1-я ступень экономайзера выполнены свободно опирающимися друг на друга и на раму каркаса.

В систему пылеприготовления входят:

– На котельном агрегате ст. № 19 установлено по два бункера сырого угля емкостью 280 м<sup>3</sup> каждый, которые в средней части разделены на два. На котле ст. № 20 установлено четыре бункера сырого угля емкостью по 180 м<sup>3</sup> каждый.

- Четыре питателя сырого угля скребкового типа (ПСУ).
- Четыре мельницы типа ММТ-1500-2510-740 М с инерционными сепараторами.
- Четыре мельничных вентилятора типа ВВСМ-ЗУ (вентилятор валковых среднеходовых мельниц).

Топливо из бункера сырого угля скребковым питателем подается в мельницу. В мельницу одновременно с подачей угля подаются горячие газы с температурой до 700°С, забираемые в верхней части топки посредством газозаборных шахт диаметром 1000 мм. Для регулирования температуры газов перед мельницей используются холодные газы, забираемые дымососами рециркуляции газов (ДРГ) из напорного короба основных дымососов. После инерционных сепараторов пылегазовая смесь попадает в мельничные вентиляторы, а из мельничных вентиляторов через слоистые пыледелители в пылеконцентраторы, где происходит отделение пыли от сушильного агента.

### **2.1.2 Паровой котел типа БКЗ-420-140ЖШУ**

Котельный агрегат БКЗ-420-140ПТ1 вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, крупноблочной конструкции, предназначен для получения пара высокого давления при сжигании Бородинского бурого угля с жидким шлакоудалением.

Котельный агрегат однокорпусной с симметричным расположением поверхностей нагрева, П – образной компоновки (см. рисунок 2.2).

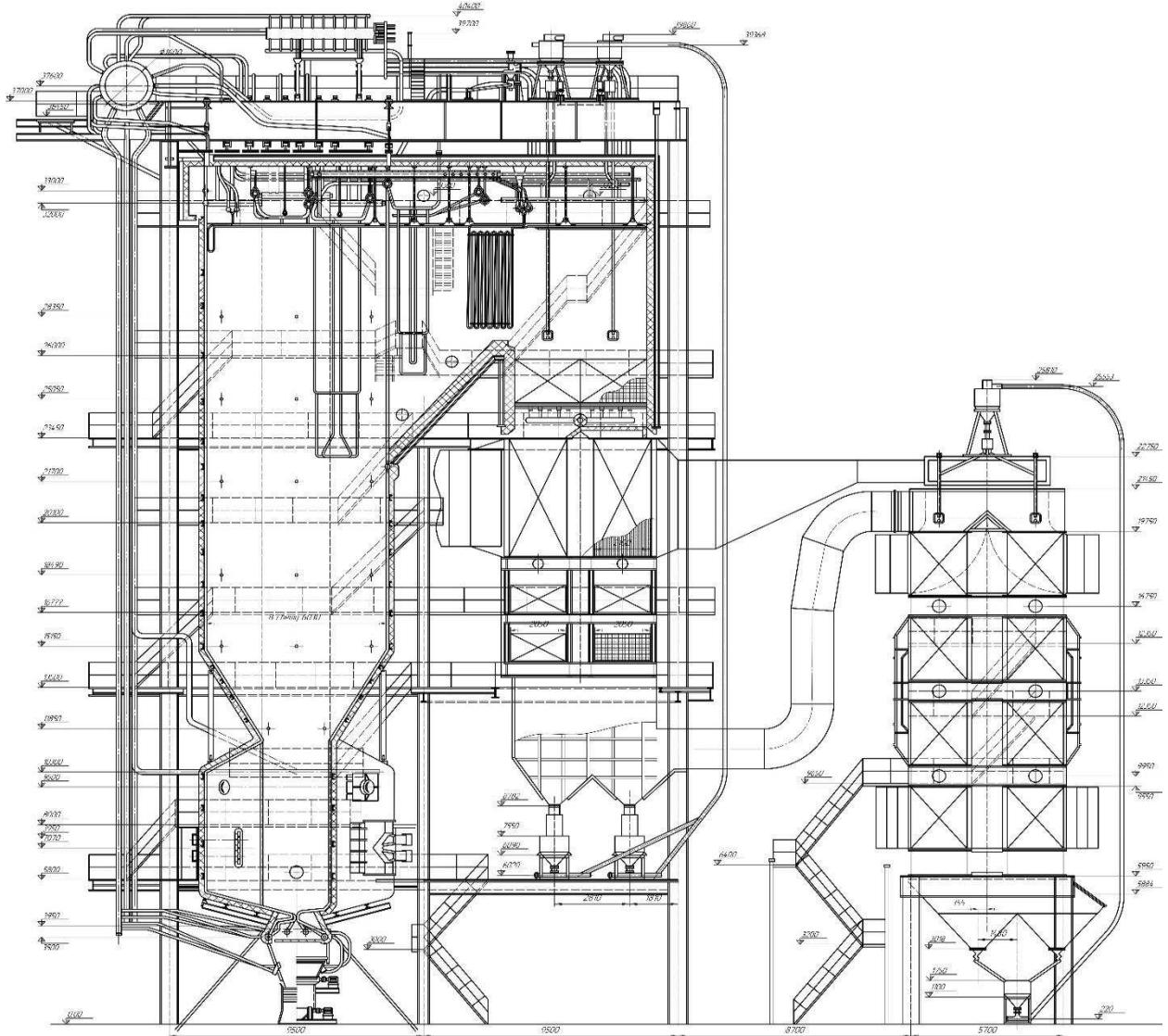


Рисунок 2.2 – Продольный разрез котла БКЗ-420-140 ПТ-1 (Красноярская ТЭЦ-2)

Топка является первым восходящим газоходом. В верхнем горизонтальном газоходе расположены конвективные поверхности нагрева пароперегревателя. В нисходящем газоходе расположены первая и вторая ступени водяного экономайзера и вторая ступень воздухоподогревателя. Первая ступень воздухоподогревателя вынесена за пределы котлоагрегата.

Топочная камера полуоткрытого типа предназначена для сжигания бурых углей с жидким шлакоудалением. На отметке 11000 мм фронтовая и задняя стены экрана образуют пережим, который делит топку на две камеры: камеру горения и камеру охлаждения, сечение топочной камеры в пережиме по осям труб  $14400 \times 2752$  мм. Камера горения выполнена в виде двух сообщающихся восьмигранных предтопков, каждый из которых оборудован восьмью угловыми прямоточными пылеугольными горелками, расположенными в два яруса по «срезанным» углам восьмигранных предтопков. Ось нижнего яруса горелок расположена на отметке 6720мм,

верхнего – на отметке 7720мм, оси горелок каждого предтопка направлены по касательной к воображаемой окружности Ø900 мм.

Выше основных горелок на отм.9500мм расположены сбросные горелки, оси которых направлены по касательной к воображаемой окружности Ø1000мм с закруткой в обратную сторону.

Трубы фронтового и заднего экрана в своей нижней части образуют слабонаклонный под, в котором расположены две летки, предназначенные для удаления шлака.

Для лучшей организации процесса горения трубы, образующие камеру горения, зашипованы до устья пережима и покрыты карборундовой массой. Покрытие экраных труб камеры горения позволяет поднять температурный уровень в камере, этим улучшается процесс воспламенения факела, и поддерживается достаточная температура на поде котла для надежного истечения шлака.

Барабан котла с внутренним диаметром 1600мм и толщиной стенки 112мм выполнены из стали 16ГНМА.

Средний уровень воды в барабане котла должен поддерживаться на 200мм ниже геометрической оси барабана. Высший и низший уровень расположены соответственно выше и ниже установленного среднего уровня на 150мм.

Пароперегреватель по характеру восприятия тепла делится на три части: радиационную, полурадиационную и конвективную. Радиационную часть составляют трубы потолка, полностью экранирующие потолок топочной камеры и верхнюю часть конвективного газохода. Полурадиационная часть состоит из 24 топочных ширм, расположенных на выходе в поворотный горизонтальный газоход. Конвективная часть расположена в поворотном горизонтальном газоходе котла.

Во время работы котла регулирование температуры перегретого пара осуществляется во впрыскивающих пароохладителях первой и второй ступени впрыском «собственного» конденсата, получаемого в змеевиковых конденсаторах. Охлаждение насыщенного пара в конденсаторах производится питательной водой, прошедшей первую ступень водяного экономайзера.

Конвективная шахта представляет собой опускной газоход, в котором размещены «в рассечку» водяной экономайзер и воздухоподогреватель. Вторая по ходу воды ступень водяного экономайзера занимает всю глубину газохода, после чего размещается подогреватель воздуха II ступени и водяной экономайзер I ступени, который разделяет уходящие газы на два потока по глубине газохода.

Первая ступень воздухоподогревателя выполнена отдельно стоящей колонкой для предотвращения возможной цементации отложений золы при попадании на нее влаги. Кубы воздухоподогревателя сварены между собой и образуют бесприсосную шахту.

Котельный агрегат оборудован двумя индивидуальными системами пылеприготовления с промежуточными бункерами.

Топливо из бункеров сырого угля скребковыми питателями с рычажным приводом ножа производительностью до 62,5 т/час подается в углеразмольные молотковые мельницы типа ММТ – 2000/2590/730, где производится размол и сушка топлива.

Регулирование подачи топлива осуществляется изменением числа оборотов ПСУ, а также с помощью регулятора толщины слоя. Производительность мельницы по Бородинскому бурому углю – 45 т/час.

Для сушки топлива используется смесь топочных газов, забираемых из верхней части топочной камеры, и уходящих газов, забираемых после дымососа специально установленными для этой цели дымососами рециркуляции типа Д – 15,5 (и ДН – 12,5 на ДРГ – 2Б).

Тягодутьевая установка состоит из дутьевого вентилятора типа ВДН – 28 – II, дымососа типа ДОД – 31,5 и двух дымососов рециркуляции дымовых газов типа Д - 15,5 (и ДН – 12,5 на ДРГ – 2Б).

Для очистки дымовых газов от золы установлены 2 электрофильтра типа УГ – 2 – 4 – 74.

### **2.1.3 Паровой котел типа БКЗ-500-140**

Котельный агрегат Е-500-140 (рисунок 2.3) однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией предназначен для сжигания бородинского бурого угля при твёрдом шлакоудалении, изготовлен Барнаульским котельным заводом. Котлоагрегат выполнен по П-образной компоновке. Топочная камера в горизонтальном сечении по осям труб противоположных экранов имеет размер 11260x10260 мм. Конвективная шахта представляет собой опускной газоход с размещенными в нём водяным экономайзером и трубчатым воздухоподогревателем. Верхняя часть опускного газохода экранирована трубами перегревателя (фронтовая стена, потолок и задняя стена поворотной камеры) и водяного экономайзера (боковые стены поворотной камеры). Котёл оборудован четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления с прямым вдуванием.

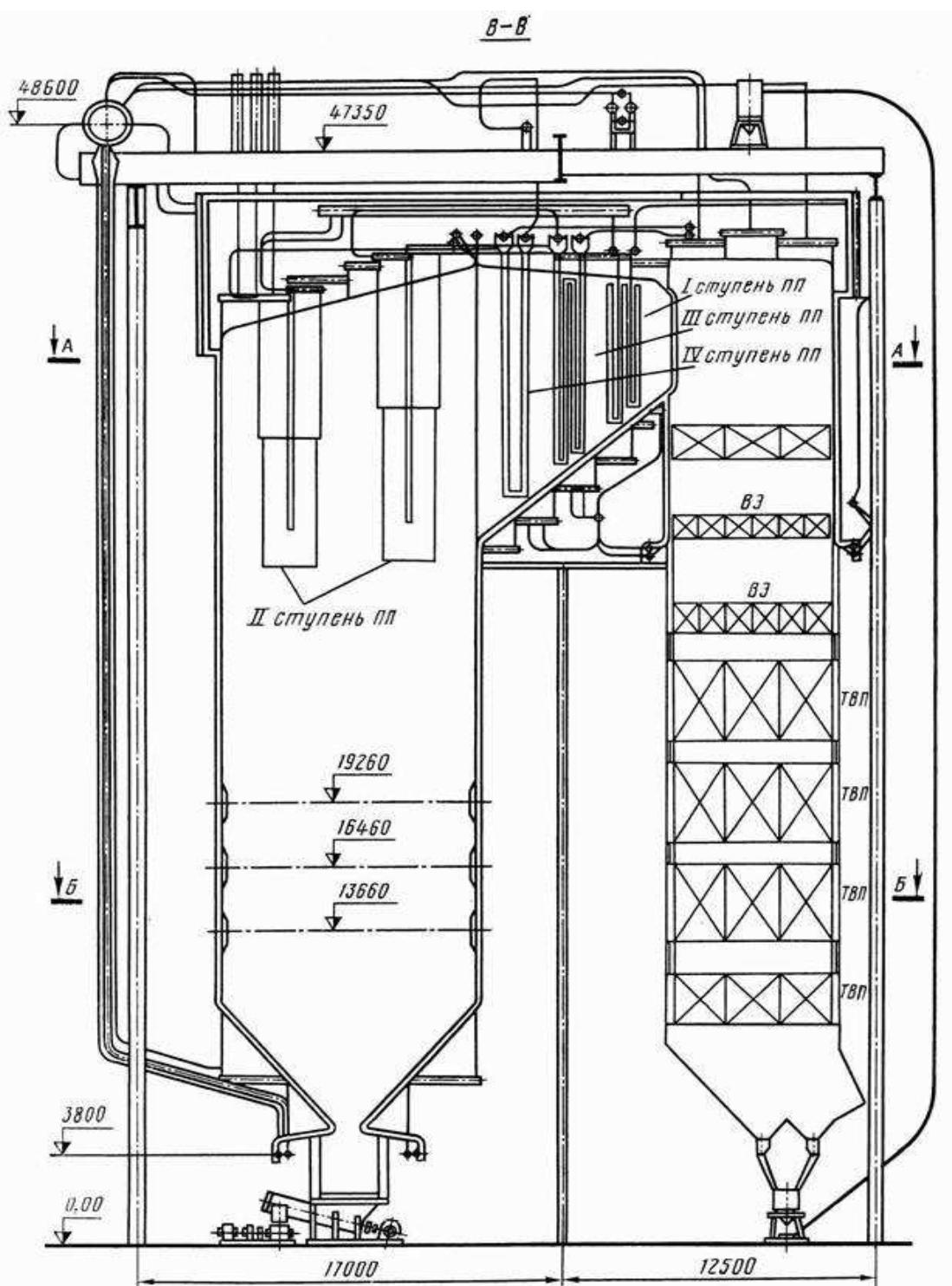


Рисунок 2.3 – Продольный разрез котла БКЗ-500-140 (Красноярская ТЭЦ-2)

Для очистки поверхностей нагрева котла применяются устройства следующего типа:

- для экранных поверхностей нагрева в топке: обдувочные аппараты типа ОМ-0,35 и ОГРУ в количестве 53 штук и 4 аппарата водяной обдувки типа ОВД;
- для фестона пароперегревателя: глубоковыдвижные обдувочные аппараты типа ОГ-8 в количестве 14 штук;

- для обдувки пароперегревателя: глубоковыдвижные обдувочные аппараты типа PS-SL (Бергеманн-ЗИО) в количестве 12 штук;
- для ширм: глубоковыдвижные обдувочные аппараты типа ОГ-11 в количестве 4 штук;
- для поверхностей нагрева, расположенных в конвективной шахте: дробеочистка.

Котёл спроектирован для работы со следующими параметрами:

Производительность – 500 т/ч;

Рабочее давление (разрешённое) в барабане котла – 159 кгс/см<sup>2</sup>;

Давление на выходе из пароперегревателя (поддерживаемое) – 140 кгс/см<sup>2</sup>;

Температура питательной воды – 230 °C (расчётная);

Температура перегретого пара – 560 °C;

Температура горячего воздуха – 249 °C;

Температура холодного воздуха на входе в ВЗП – 32 °C;

Температура уходящих газов – 140 °C;

Объём топки – 3770 м<sup>3</sup>;

КПД котла – 90,1 % (расчётный).

Температура газов на выходе из топки

1140 °C

Температура газов перед

I ст. П.П. 800 °C

II ст. П.П. 1140 °C

III ст. П.П. 851 °C

IV ст. П.П. 933 °C

III пакет в/эк. 628 °C

II пакет в/эк. 469 °C

I пакет в/эк 376 °C

II пакет ВЗП 287 °C

I пакет ВЗП 185 °C

Расход топлива при  $Q_i^r = 4019$  ккал/кг составляет 86,6 т/ч.

### Вспомогательное оборудование

#### Мельницы

Тип – МВ 2700/650/590 с инерционным сепаратором

Производительность – 35,5 т/ч

Количество лопаток – 11 шт.

Охлаждение вала – масленное

Смазка – УТВ 1-13, литол-24

Электродвигатель: V = 6000 В, P = 250(320) кВт, I = 32(39) А, n = 750(735)об/мин.

Питатели сырого угля

1. Тип – ПСУ 1100х30000

Производительность – 40 т/ч

Число оборотов – 300-1500 об/мин.

Электродвигатель постоянного тока: V = 220 В, P = 3,4 кВт, I=18–23 А.

2. Тип – ПСУ 1100х20000

Производительность – 40 т/ч

Число оборотов – 300-1500 об/мин.

Электродвигатель постоянного тока: V = 220 В, P = 3,4 кВт, I=18–23 А.

Дымососы

Тип – ДН-26×2-0,62

Производительность – 515000 м<sup>3</sup>/ч

Напор – 325 кгс/м<sup>2</sup>

Электродвигатель: V = 6000 В, P = 250 кВт, I = 32 А. n = 600 об/мин.

Дутьевые вентиляторы

Тип – ВДН-26-11У

Производительность – 222000 м<sup>3</sup>/ч

Напор – 458 кгс/м<sup>2</sup>

Электродвигатель: V = 6000 В, P= 320 кВт, I=39(32,5) А, n=590 об/мин.

Дымососы рециркуляции газов (ДРГ)

Тип – ДН-17

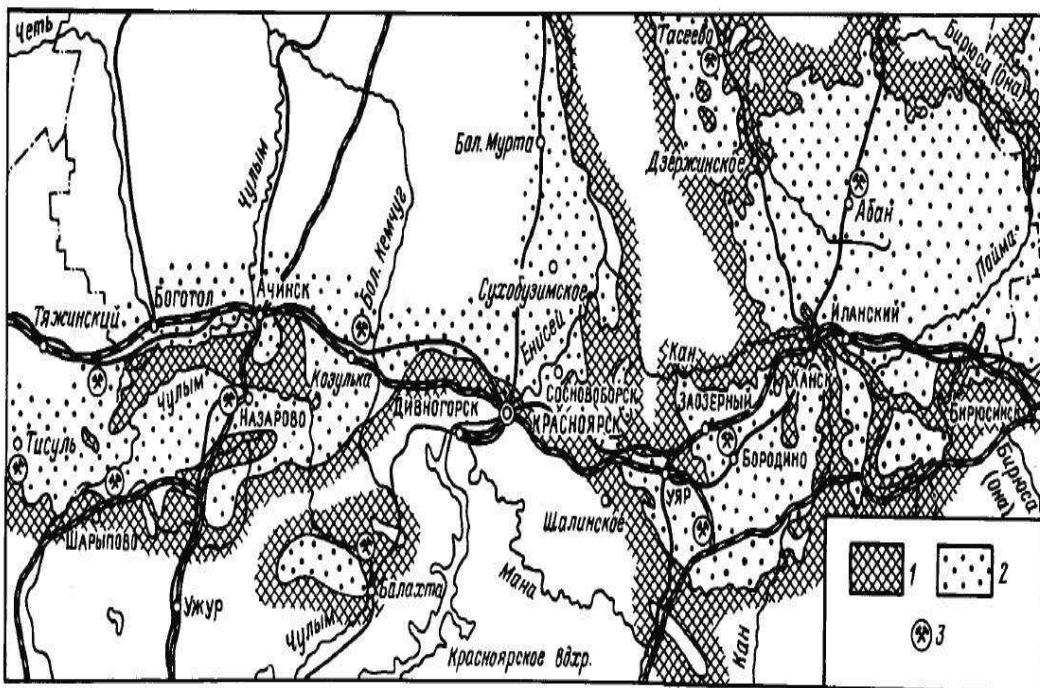
Производительность – 37000 м<sup>3</sup>/ч.

## **2.2 Энергетическое использование углей Канско-Ачинского бассейна**

Важную роль в совершенствовании структуры энергетического баланса Урала, Сибири и Дальнего Востока играет Канско-Ачинский угольный бассейн. Значительная часть потребления данных углей приходится на теплоэнергетику Красноярского края, Иркутской области и республики Хакасия. В первую очередь это связано с низкими эксплуатационными затратами на добычу и возможностью осуществления бесперебойной транспортной логистики. В настоящее время Канско-Ачинские угли поставляются в 32 региона России. Общие геологические ресурсы этого бассейна достигают 639 млрд т, из них на долю мощных, пригодных к открытой разработке пластов приходится 143 млрд т. Отличительной особенностью данных углей является низкая себестоимость их добычи. Приведенные затраты на получение 1 т условного топлива из углей Канско-Ачинского бассейна ниже соответствующего показателя по природному газу в 3,1 раза, мазуту из нефти Западной Сибири в 3,8 раза. В связи с этим в ближайшей перспективе неуклонно будет возрастать роль этих углей в

топливно-энергетическом балансе страны и, особенно для восточных ее районов.

Территория, которую занимает бассейн, представляет собой предгорную равнину, распространяющуюся на север от отрогов Кузнецкого Алатау и Восточного Саяна, с одной стороны, и юго-западной окраины Сибирской платформы, с другой. Западной границей бассейна можно считать долину реки Кия, а с восточной – долину реки Бирюса. Северная и северо-западная границы открыты в сторону Западно-Сибирской низменности (рисунок 2.4).



1 – подстилающие отложения; 2 – отложения угленосной формации; 3 – действующие разрезы

Рисунок 2.4 – Обзорная карта Канско-Ачинского бассейна

Бурые угли Канско-Ачинского бассейна относятся к типичным гумусовым, среди которых встречаются прослойки горючих сланцев и сапропелево-гумусовых углей. По степени углефикации они относятся к бурым углям с повышенной степенью углефикации. Наиболее реакционноспособную часть горючей массы угля представляют микрокомпоненты групп гуминита и липтинита.

### 2.3 Характеристики проектных и непроектных топлив

Для расчёта шлакующих и загрязняющих свойств, а также тепловых расчётов котлов и отдельных его поверхностей нагрева, оценки надёжности работы и технико-экономического анализа использования проектных и непроектных углей на ООО «Сибирская генерирующая компания», были

приняты приведённые ниже средние составы топлив, включающие элементный, технический анализ, а также состав минеральной части углей и их смесей.

Из экспертного анализа сравниваемых углей прогнозируются следующие рейтинги их основных технических характеристик:

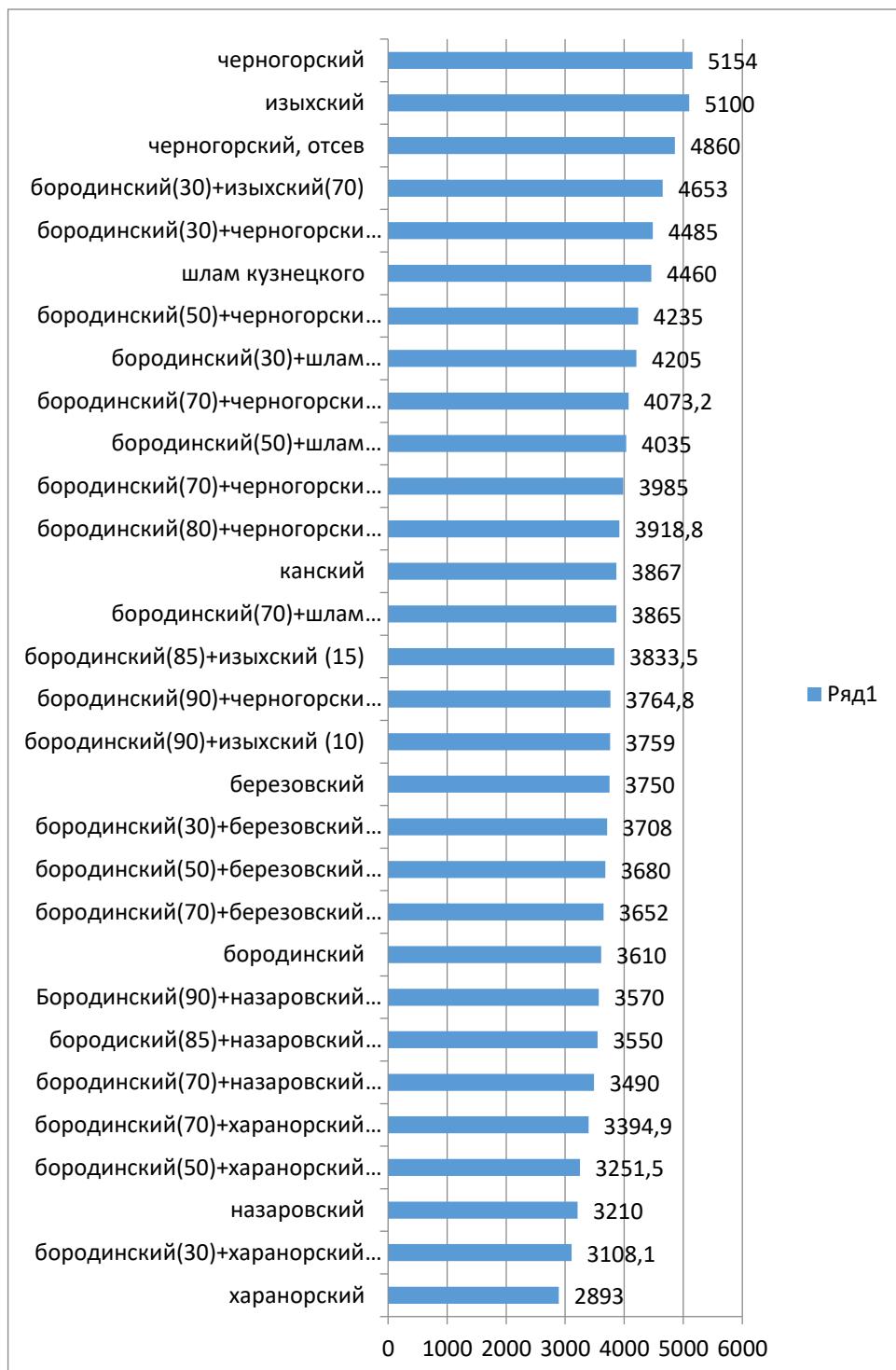


Рисунок 2.5 – Изменение низшей теплоты сгорания,  $Q_{ir}$ , ккал/кг

Таблица 2.1 – Технический и элементный состав проектных и непроектных углей и смесей

уголь	технический и элементный состав (%; $Q_{ri}$ - ккал/кг)									приведённые характеристики (%·кг/кал)			
	$W^r$	$A^d$	$C^{daf}$	$H^{daf}$	$S^d$	$N^{daf}$	$O^{daf}$	$V^{daf}$	$Q_i^r$	$W^n$	$A^n$	$S^n$	$N^n$
бородинский	33	10,5	72	4,9	0,3	0,9	22,4	47,8	3610	9,14	1,95	0,06	0,15
канский	31,9	8,8	72	4,8	0,7	0,9	21,2	46,8	3867	8,24	1,55	0,12	0,14
черногорский	14	16,3	78	5,3	0,6	1,8	14,2	40,9	5154	2,71	2,71	0,1	0,25
бородинский(90)+черногорский (10)	31,1	11,08	72	4,9	0,3	0,99	21,6	47,11	3764,4	8,497	2,026	0,064	0,16
бородинский(80)+черногорский (20)	29,2	11,66	73	5	0,4	1,08	20,8	46,42	3918,8	7,854	2,102	0,068	0,17
бородинский(70)+черногорский (30)	27,3	12,24	73	5	0,4	1,17	19,9	45,73	4073,2	7,211	2,178	0,072	0,18
изыхский	14	19,1	79	4,9	0,4	2,4	13	39,2	5100	2,75	3,22	0,07	0,32
бородинский(90)+изыхский (10)	31,1	11,36	72	4,9	0,3	1,05	21,5	46,94	3759	8,501	2,077	0,061	0,167
бородинский(85)+изыхский (15)	30,15	11,79	73	4,9	0,3	1,13	21	46,51	3833,5	8,182	2,141	0,0615	0,1755
бородинский(30)+изыхский(70)	19,7	16,52	77	4,9	0,4	1,95	15,8	41,78	4653	4,667	2,839	0,067	0,269
харапорский	39,4	19,7	73	4,3	0,4	0,9	21,4	43,1	2893	13,61	4,13	0,08	0,15
бородинский(70)+харапорский (30)	34,92	13,26	72	4,7	0,3	0,9	22,1	46,39	3394,9	10,48	2,604	0,066	0,15
бородинский(50)+харапорский (50)	36,2	15,1	72	4,6	0,4	0,9	21,9	45,45	3251,5	11,38	3,04	0,07	0,15
бородинский(30)+харапорский(70)	37,48	16,94	73	4,5	0,4	0,9	21,7	44,51	3108,1	12,27	3,476	0,074	0,15
назаровский	39,1	8,7	70	4,8	0,5	1	23,6	46,3	3210	12,18	1,65	0,09	0,17
Бородинский(90)+назаровский (10)	33,61	10,32	71	4,9	0,3	0,91	22,5	47,65	3570	9,444	1,92	0,063	0,152
бородинский(85)+назаровский (15)	33,92	10,23	71	4,9	0,3	0,92	22,6	47,58	3550	9,596	1,905	0,0645	0,153
бородинский(70)+назаровский(30)	34,83	9,96	71	4,9	0,4	0,93	22,8	47,35	3490	10,05	1,86	0,069	0,156
березовский	35,5	5,7	73	5,1	0,3	0,7	21	47,7	3750	9,47	0,98	0,05	0,11
бородинский(70)+березовский (30)	33,75	9,06	72	5	0,3	0,84	22	47,77	3652	9,239	1,659	0,057	0,138
бородинский(50)+березовский (50)	34,25	8,1	72	5	0,3	0,8	21,7	47,75	3680	9,305	1,465	0,055	0,13
бородинский(30)+березовский(70)	34,75	7,14	72	5	0,3	0,76	21,4	47,73	3708	9,371	1,271	0,053	0,122

Таблица 2.2 – Состав минеральной части и плавкостные характеристики проектных и непроектных углей и смесей

уголь	минеральная часть топлива (%)									температура плавления (°C)		
	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	TiO <sub>2</sub>	CaO	MgO	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O	SO <sub>3</sub>	t <sub>A</sub>	t <sub>B</sub>	t <sub>C</sub>
бородинский	53,7	12,3	7,2	0,5	21,5	4,1	0,4	0,3	6	1170	1250	1280
канский	37,9	10,8	15,9	0,4	28,6	5,3	0,5	0,6	14,3	1190	1250	1280
черногорский	52,3	24,9	12,7	0,9	4,8	2,7	0,8	0,8	3,5	1360	1390	1420
бородинский(90)+черногорский(10)	53,56	13,56	7,75	0,54	19,83	3,96	0,44	0,35	5,75	1189	1264	1294
бородинский(80)+черногорский(20)	53,42	14,82	8,3	0,58	18,16	3,82	0,48	0,4	5,5	1208	1278	1308
бородинский(70)+черногорский(30)	53,28	16,08	8,85	0,62	16,49	3,68	0,52	0,45	5,25	1227	1292	1322
изыхский	44,9	26,5	11,2	0,9	9	6	0,3	1,2	4,3	1250	1255	1300
бородинский(90)+изыхский (10)	52,82	13,72	7,6	0,54	20,25	4,29	0,39	0,39	5,83	1178	1250,5	1282
бородинский(85)+изыхский (15)	52,38	14,43	7,8	0,56	19,625	4,385	0,385	0,435	5,745	1182	1250,75	1283
бородинский(30)+изыхский(70)	47,54	22,24	10	0,78	12,75	5,43	0,33	0,93	4,81	1226	1253,5	1294
харанорский	57,5	22,3	5,4	0,6	9,2	3,2	1,1	0,5	3,4	1185	1250	1275
бородинский(70)+харанорский (30)	54,84	15,3	6,66	0,53	17,81	3,83	0,61	0,36	5,22	1174,5	1250	1278,5
бородинский(50)+харанорский (50)	55,6	17,3	6,3	0,55	15,35	3,65	0,75	0,4	4,7	1177,5	1250	1277,5
бородинский(30)+харанорский(70)	56,36	19,3	5,94	0,57	12,89	3,47	0,89	0,44	4,18	1180,5	1250	1276,5
назаровский	26,9	9,7	14,5	0,6	42,2	4,7	0,8	0,6	н/д	1140	1350	1390
Бородинский(90)+назаровский (10)	51,02	12,04	7,93	0,51	23,57	4,16	0,44	0,33	н/д	1167	1260	1291
бородиский(85)+назаровский (15)	49,68	11,91	8,295	0,515	24,605	4,19	0,46	0,345	н/д	1165,5	1265	1296,5
бородинский(70)+назаровский(30)	45,66	11,52	9,39	0,53	27,71	4,28	0,52	0,39	н/д	1161	1280	1313
березовский	29,5	14,2	8,8	0,4	41,7	4,2	0,5	0,8	н/д	1190	1350	1360
бородинский(70)+березовский (30)	46,44	12,87	7,68	0,47	27,56	4,13	0,43	0,45	н/д	1176	1280	1304
бородинский(50)+березовский (50)	41,6	13,25	8	0,45	31,6	4,15	0,45	0,55	н/д	1180	1300	1320
бородинский(30)+березовский(70)	36,76	13,63	8,32	0,43	35,64	4,17	0,47	0,65	н/д	1184	1320	1336

### 2.3.1 Оценка физико-технических свойств минеральной части проектных и непроектных углей при сжигании на котлах ООО «Сибирская генерирующая компания»

Экономичность и надёжность работы современных энергетических паровых котлов, работающих на канко-ачинских углях, во многом определяются интенсивностью протекания процессов шлакования различных поверхностей нагрева. Негативное воздействие загрязнений сказывается на снижении коэффициента полезного действия котельного агрегата и его установленной мощности, уменьшении срока межремонтного периода и увеличении затрат на расшлаковку.

Одним из эффективных способов решения указанной проблемы является использование автоматизированных систем контроля и технической диагностики образования золошлаковых отложений на поверхностях нагрева паровых котлов. Такие системы предназначены для выполнения оценки и прогноза условий и причин шлакования, и подразумевают использование математического аппарата, описывающего протекание данного процесса с учётом его сложности и многофакторности.

Перспективным направлением количественного учёта динамики процессов загрязнения и шлакообразования в настоящее время является использование математического, основанного на зависимостях, по своей структуре и физическому смыслу аналогичных уравнений для описания процессов теплопроводности, вязкости и диффузии в газах (тройная аналогия Фурье, Ньютона и Фика):

$$\begin{cases} \vec{q} = -\lambda \operatorname{grad} T \\ \vec{s} = -\eta \operatorname{grad} \vartheta \\ \vec{m}_D = -D \operatorname{grad} \sigma \end{cases} \quad (2.1)$$

где  $\vec{q}$ ,  $\vec{s}$ ,  $\vec{m}_D$  – векторы потока энергии, импульса (касательное напряжение трения) и массы в единицу времени через единицу площади;

$\lambda$ ,  $\eta$ ,  $D$  – коэффициенты молекулярной теплопроводности, вязкости и диффузии;

$\operatorname{grad} (T, \vartheta, \sigma)$  – градиент температуры, скорости газа и концентрации диффундирующей массы.

Возможность практического применения такой модели основана на учёте посредством метода интегральных аналогий энергетического баланса взаимодействия запылённого потока с обтекаемой поверхностью. При этом значения параметров модели, характеризующих адгезионные и реологические свойства золошлаковых частиц, в частности плотность ( $\rho_{ж}$ ,  $\rho_m$ ), кинематическую вязкость ( $\eta_{ж}$ ,  $\eta_m$ ), модуль Юнга ( $E_{ж}$ ,  $E_m$ ) соответственно жидких и твёрдых остатков минеральной части, а также их сила адгезии ( $A$ ) и коэффициент теплопроводности ( $\lambda_3$ ), во многом зависит от соотношения и

распределения химических компонентов неорганической составляющей топлива.

Адекватная количественная оценка изменения этих величин с учётом всех физико-химических закономерностей поведения минеральной части топлива в условиях топочной камеры котлоагрегата будет определяться кинетикой протекающих процессов. Данное предположение основано на установленной рядом исследователей устойчивой закономерности отличий состава химических компонентов лабораторной золы от аналогичного состава золы уноса. Известно, что одной из основных причин такого различия является неизотермический характер термохимических реакций преобразования минеральной части пылевидного топлива в условиях топочного процесса.

Целью настоящей работы является исследование кинетики превращения основных химических компонентов золы энергетических топлив, в частности  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{SO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{TiO}_2$  при термообработке. Исследования выполнялись на установке комплексного термического анализа, сочетающей в рамках единой измерительной системы термогравиметрию (ТГ), дифференциальную термогравиметрию (ДТГ), термографию (ДТА) угольных образцов в неизотермических условиях (температура нагрева 5-20 °С/мин) с последующим химическим анализом зольного остатка. Масса навески топлива составляла 50 мг, инертный материал  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , тигель керамический, среда – окислительная ( $\text{N}_2 + \text{O}_2$ ), расход воздуха составлял 200 см<sup>3</sup>/мин, размер частиц угля – полифракция ( $R_{90} = 45\%$ ,  $R_{200} = 20\%$ ,  $R_{1000} < 1\%$ ). Чувствительность записи (мВ): ТГ – 500, ДТА – 500, ДТГ – 1000.

Условия проведения термических исследований были подобраны так, чтобы можно было обеспечить протекание химических реакций преобразования компонентов минеральной части в строго кинетической области. При этом исключалось влияние на конечный результат внешнедиффузионных осложнений, возникающих из-за повышения давления образующихся продуктов сгорания над навеской топлива, диффузионных осложнений в слое порошкообразной навески, внутридиффузионных осложнений из-за увеличения толщины слоя прореагировавшего вещества на границе реакции.

Для каждого химического компонента минеральной части топлива была получена серия (от 3 до 5) кинетических кривых  $\square \square T (\square \square) \square$ , что позволило при обработке результатов и расчёте кинетических параметров реакций минимизировать ошибки эксперимента и точнее определить доверительный интервал изменения искомых величин. Здесь  $\square \square$  – доля прореагировавшего вещества;  $T$  – температура процесса;  $\square \square$  – продолжительность опыта.

Экспериментальные данные по изменению содержания химических компонентов золы бородинского, берёзовского, канского, черногорского, харанорского и кузнецкого углей в неизотермических условиях в диапазоне

температур от 600 °С до 1200 °С с шагом 50 °С представлены соответственно в таблицах 2.3–2.8.

Таблица 2.3 – Кинетика изменения химического состава минеральной части бородинского угля

t , °C	SiO <sub>2</sub> , %	CaO , %	MgO , %	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	SO <sub>3</sub> , %	Na <sub>2</sub> O , %	K <sub>2</sub> O , %	TiO <sub>2</sub> , %
600	50,668	22,131	6,226	5,977	4,302	9,181	0,679	0,340	0,453
650	50,641	22,196	6,235	5,978	4,387	9,108	0,676	0,317	0,446
700	50,595	22,199	6,290	5,981	4,460	9,026	0,672	0,294	0,438
750	50,558	22,201	6,410	5,990	4,491	8,898	0,665	0,269	0,429
800	50,382	22,350	6,606	6,166	4,448	8,676	0,650	0,242	0,418
850	50,104	22,639	6,877	6,512	4,334	8,255	0,589	0,203	0,407
900	49,851	22,910	7,138	6,868	4,218	7,844	0,530	0,166	0,395
950	49,967	23,136	7,356	7,127	4,182	7,198	0,487	0,153	0,387
1000	50,181	23,203	7,501	7,259	4,202	6,622	0,449	0,142	0,383
1050	50,569	23,216	7,604	7,307	4,273	6,102	0,415	0,132	0,381
1100	50,894	23,228	7,648	7,324	4,366	5,595	0,382	0,122	0,379
1150	51,163	23,304	7,678	7,359	4,474	5,092	0,348	0,112	0,378
1200	51,429	23,414	7,706	7,391	4,591	4,591	0,316	0,102	0,377

Таблица 2.4 – Кинетика изменения химического состава минеральной части берёзовского угля

t , °C	SiO <sub>2</sub> , %	CaO , %	MgO , %	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	SO <sub>3</sub> , %	Na <sub>2</sub> O , %	K <sub>2</sub> O , %	TiO <sub>2</sub> , %
600	16,891	48,260	6,604	8,763	6,858	11,049	0,638	0,279	0,508
650	16,734	48,415	6,414	8,981	6,665	11,100	0,601	0,257	0,515
700	16,722	48,570	6,304	9,240	6,552	11,224	0,575	0,240	0,524
750	16,711	48,641	6,191	9,412	6,427	11,260	0,551	0,225	0,530
800	16,723	48,669	6,110	9,541	6,325	11,256	0,534	0,214	0,536
850	16,801	48,692	6,066	9,632	6,248	11,215	0,513	0,205	0,540
900	16,933	48,683	6,049	9,690	6,187	11,137	0,495	0,200	0,543
950	17,111	48,675	6,056	9,727	6,142	11,034	0,477	0,196	0,545
1000	17,314	48,622	6,074	9,741	6,103	10,900	0,459	0,193	0,548
1050	17,544	48,566	6,105	9,745	6,068	10,750	0,441	0,190	0,549
1100	17,790	48,502	6,142	9,743	6,036	10,590	0,424	0,191	0,551
1150	18,755	48,030	6,211	9,605	5,989	10,252	0,400	0,193	0,546
1200	19,516	47,676	6,293	9,483	5,961	9,917	0,379	0,196	0,544

Таблица 2.5 – Кинетика изменения химического состава минеральной части канского угля

t , °C	SiO <sub>2</sub> , %	CaO , %	MgO , %	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	SO <sub>3</sub> , %	Na <sub>2</sub> O , %	K <sub>2</sub> O , %	TiO <sub>2</sub> , %
600	37,9	10,8	15,9	0,4	28,6	5,3	0,5	0,6	14,3
650	37,9	10,85	15,88	0,41	28,5	5,2	0,49	0,58	14,4
700	37,95	10,86	15,86	0,43	28,4	5,2	0,48	0,56	14,5
750	38,0	10,92	15,84	0,43	28,3	5,2	0,47	0,54	14,6
800	38,2	10,4	15,82	0,43	28,2	5,1	0,46	0,53	14,7
850	38,6	10,3	15,81	0,44	28,1	5,0	0,45	0,52	14,9
900	38,9	10,2	15,8	0,45	28,0	4,9	0,44	0,5	15,1
950	39,1	10,1	15,78	0,45	27,9	4,8	0,44	0,48	15,3
1000	39,2	10,0	15,77	0,46	27,8	4,8	0,43	0,46	15,5
1050	39,4	9,95	15,76	0,47	27,7	4,7	0,42	0,44	15,7
1100	39,9	9,92	15,75	0,48	27,6	4,6	0,41	0,42	15,9
1150	40,7	9,9	15,74	0,49	27,5	4,5	0,40	0,41	16,2
1200	41,6	9,84	15,73	0,49	27,4	4,4	0,37	0,40	16,4

Таблица 2.6 – Кинетика изменения химического состава минеральной части черногорского угля

t , °C	SiO <sub>2</sub> , %	CaO , %	MgO , %	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	SO <sub>3</sub> , %	Na <sub>2</sub> O , %	K <sub>2</sub> O , %	TiO <sub>2</sub> , %
600	53,8	27,2	9,5	1,0	3,9	2,8	0,9	0,7	2,6
650	53,6	27,3	9,414	1,1	3,665	3,1	0,901	0,657	2,7
700	53,4	27,4	9,304	1,2	3,552	3,224	0,875	0,640	2,8
750	53,2	27,6	9,191	1,3	3,427	3,260	0,851	0,625	2,9
800	53,4	27,6	9,110	1,4	3,325	3,256	0,834	0,614	3,0
850	53,5	27,6	9,066	1,5	3,248	3,215	0,813	0,605	3,1
900	53,6	27,7	9,049	1,6	3,187	3,137	0,895	0,600	3,2
950	53,7	27,8	9,056	1,7	3,142	3,034	0,877	0,596	3,3
1000	53,6	27,9	9,074	1,8	3,103	3,900	0,859	0,593	3,4
1050	53,4	28,0	9,105	1,9	3,068	3,750	0,841	0,590	3,5
1100	53,8	28,4	9,142	1,9	3,036	3,590	0,824	0,591	3,6
1150	54,2	28,7	9,211	1,8	3,989	3,252	0,800	0,593	3,7
1200	54,6	28,8	9,293	1,7	3,961	3,917	0,779	0,596	3,8

Таблица 2.7 – Кинетика изменения химического состава минеральной части харанорского угля

t , °C	SiO <sub>2</sub> , %	CaO , %	MgO , %	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	SO <sub>3</sub> , %	Na <sub>2</sub> O , %	K <sub>2</sub> O , %	TiO <sub>2</sub> , %
600	57,5	22,3	5,4	0,6	9,7	3,2	1,1	0,5	3,4
650	56,7	22,415	5,414	0,7	9,665	3,100	1,05	0,557	3,515
700	56,7	22,570	5,304	0,8	9,552	3,224	1,04	0,540	3,524
750	56,7	22,641	5,191	0,9	9,427	3,260	1,03	0,525	3,530
800	56,72	22,669	5,110	1,0	9,325	3,256	1,02	0,514	3,536
850	56,80	22,692	5,066	1,1	9,248	3,215	1,01	0,505	3,540
900	56,93	22,683	5,049	1,2	9,187	3,137	0,995	0,500	3,543
950	57,11	22,675	5,056	1,1	9,142	3,034	0,977	0,496	3,545
1000	57,31	22,622	5,074	1,0	9,103	2,900	0,959	0,493	3,548
1050	57,54	22,566	5,105	0,9	9,068	2,750	0,941	0,490	3,549
1100	57,79	22,502	5,142	0,8	9,036	2,590	0,924	0,491	3,551
1150	58,75	22,030	5,211	0,7	8,989	2,252	0,900	0,493	3,546
1200	59,51	22,676	5,293	0,6	8,961	1,917	0,879	0,496	3,544

Таблица 2.8 – Кинетика изменения химического состава минеральной части кузнецкого угля

t , °C	SiO <sub>2</sub> , %	CaO , %	MgO , %	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , %	SO <sub>3</sub> , %	Na <sub>2</sub> O , %	K <sub>2</sub> O , %	TiO <sub>2</sub> , %
600	61,2	17,8	6,7	0,8	6,7	2,9	2,6	1,3	2,6
650	61,734	18,415	6,414	0,81	6,665	2,800	2,601	1,257	2,515
700	61,722	18,570	6,304	0,82	6,552	2,824	2,575	1,240	2,524
750	61,711	18,641	6,191	0,84	6,427	2,860	2,551	1,225	2,530
800	61,723	18,669	6,110	0,85	6,325	2,856	2,534	1,214	2,536
850	61,801	18,692	6,066	0,86	6,248	2,815	2,513	1,205	2,540
900	61,933	18,683	6,049	0,869	6,187	2,837	2,495	1,200	2,543
950	62,111	18,675	6,056	0,872	6,142	2,834	2,477	1,196	2,545
1000	62,314	18,622	6,074	0,874	6,103	2,900	2,459	1,193	2,548
1050	62,544	18,566	6,105	0,8745	6,068	2,750	2,441	1,190	2,549
1100	62,790	18,502	6,142	8,8743	6,036	2,590	2,424	1,191	2,551
1150	63,755	18,030	6,211	0,8605	5,989	2,252	2,400	1,193	2,546
1200	64,516	17,676	6,293	0,8483	5,961	1,917	2,379	1,196	2,544

Приведённые результаты наглядно подтверждают устойчивость зависимости минерального состава золы без исключения для всех её химических компонентов от температурно-временных условий обработки пылеугольной навески. Необходимость учёта этих термохимических превращений неорганической части твёрдого топлива в условиях топочных процессов подтверждается данными термического анализа по изменению шлакующих свойств золы (в частности, индексы  $R_s$ ,  $R_f$ ,  $S_r$ ) от температуры процесса (рисунок 2.6).

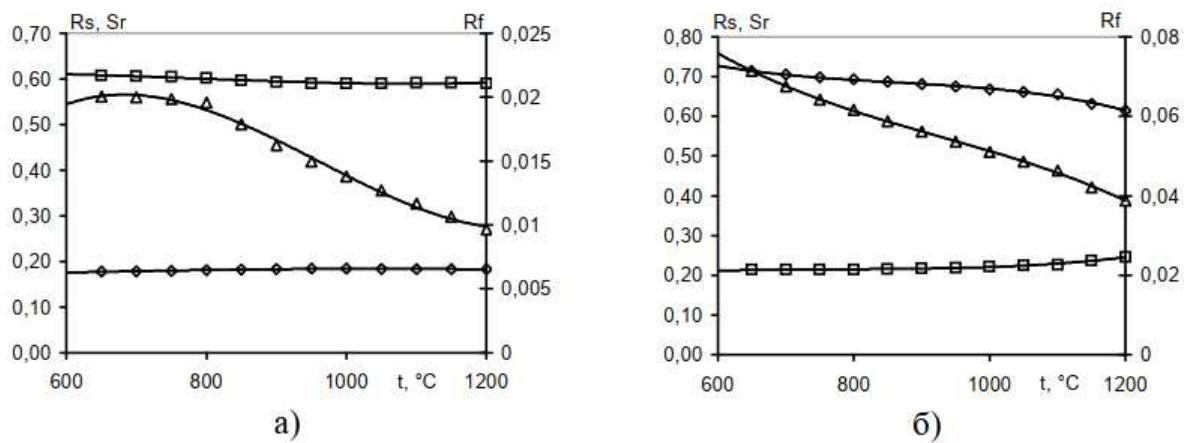


Рисунок 2.6 – Зависимость изменения основных индексов шлакования на примере бородинского (а) и берёзовского (б) углей от температуры обработки:  $\diamond - R_s$ ;  $\square - S_r$ ;  $\Delta - R_f$

Оценка кинетических параметров (энергии активации  $E$  и вероятностного множителя  $k_0$ ) превращения химических компонентов золы ( $a_j$ ) осуществлялась на основе использования следующего формально-кинетического уравнения:

$$\frac{da_j}{d\tau} = \sum_{i=1}^m \left( k_{0i} \cdot \exp \left[ -\frac{E_i}{RT(\tau)} \right] \cdot (1 - a_i)^n \right), \quad (2.2)$$

где  $i$  – количество индивидуальных стадий реагирования ( $i=1,\dots,m$ );  
 $a_i$ ,  $E_i$ ,  $k_{0i}$  – соответственно доля прореагировавшего вещества, энергия активации и вероятностный множитель  $i$ -й стадии;

$R$  – универсальная газовая постоянная;

$n$  – порядок реакции (в данной работе принимался равным  $n=1$ ).

Константа скорости исследуемых реакций на каждой  $i$ -той стадии, исходя из основного уравнения мономолекулярной реакции, определялась по выражению:

$$k = \frac{W}{(C_0 - C_i)^n} \quad (2.3)$$

где  $W$  – скорость термохимической реакции;

$C_0$  – начальная концентрация реагирующего вещества;

$C_i$  – текущая концентрация прореагировавшего вещества до температуры  $T$ .

При построении дифференциальных кривых основного периода превращений химических компонентов выполнялся предварительный расчёт скорости изменения концентрации реагирующего компонента и температурного максимума. Для любых температур в пределах опыта суммарная скорость убыли массы определялась по выражению:

$$W = \frac{\Delta C}{\Delta \tau} \quad (2.4)$$

где  $\Delta C$  – изменение массы образца на выбранном температурном интервале вследствие превращения  $i$ -го химического компонента;

$\Delta \tau$  – временной интервал, на котором вычислялась скорость реакции.

Кривые скоростей химических реакций превращения компонентов золы бородинского и берёзовского углей представлены на рисунке 2.7.

После соответствующих расчётов константы скорости по уравнению (2.3) получали ряд значений  $k$ , которые затем использовались для построения зависимостей вида  $\lg k = f \cdot (1/T)$ . Эта характеристика в координатах Аррениуса согласно методу наименьших квадратов представлена прямой линией и в логарифмическом виде записывается следующим образом:

$$\log k_0 = \lg k + \frac{E}{2.383 \cdot R} \cdot \frac{1}{T} \quad (2.5)$$

Обозначив  $\lg k = y_1$ ;  $\frac{E}{2.383 \cdot R} = y_2$  уравнение (2.5) приводится к виду:

$$a \cdot y_1 + b \cdot y_2 = f_i \quad (2.6)$$

где  $a$  – количество уравнений типа (2.6) по числу неизвестных принятых для расчёта значений температуры;

$b$  – обратные значения температур взятых для расчёта ( $1/T \cdot 10^3$ );  $f_i = \lg k_0$ .

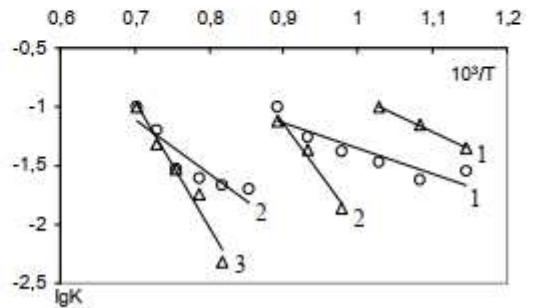
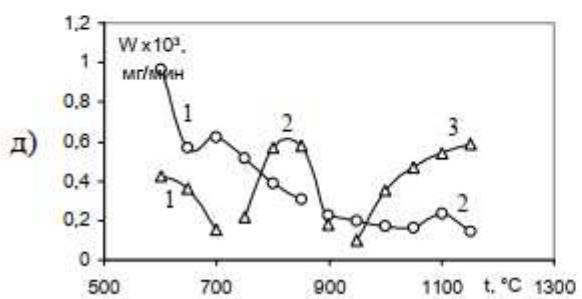
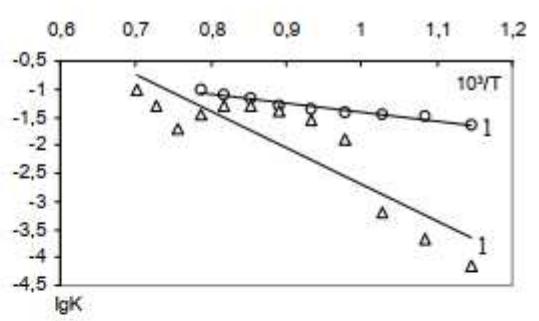
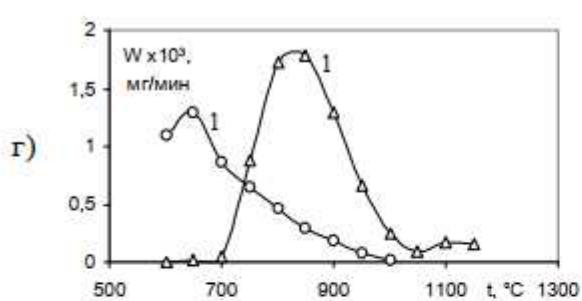
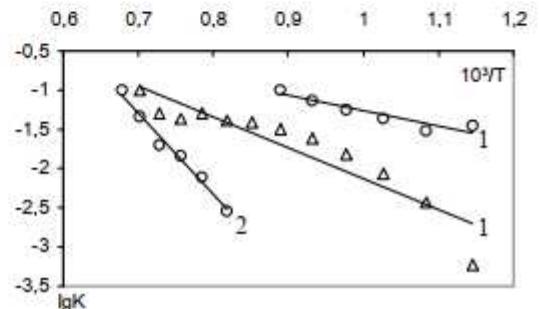
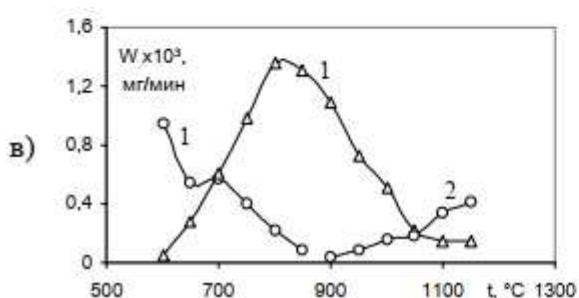
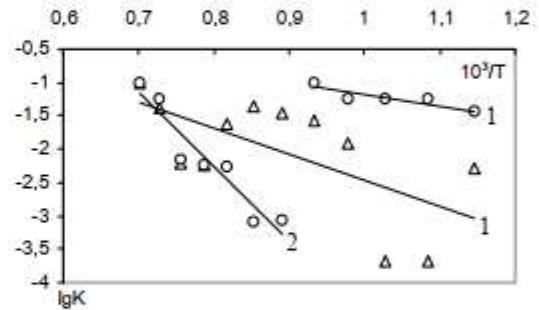
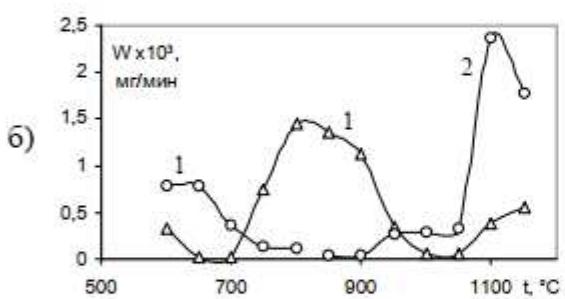
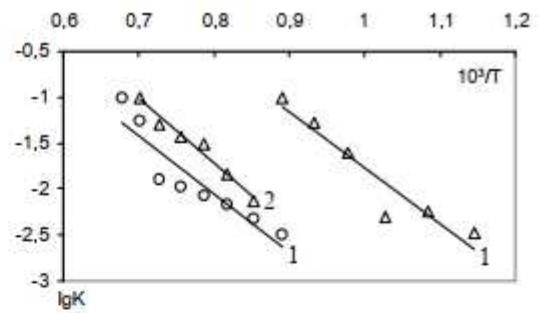
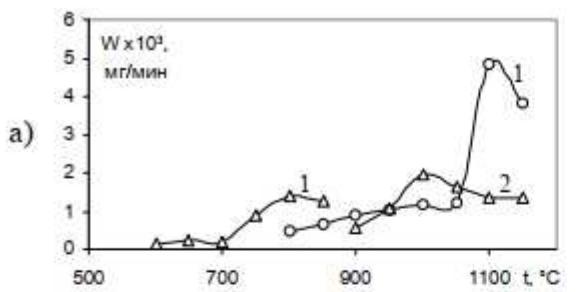
Для каждой выделенной  $i$ -ой стадии превращения  $j$ -го компонента минеральной части топлива система уравнений вида (2.6) преобразуется в систему линейных алгебраических уравнений с неизвестными  $E_i$  и  $k_{0i}$ :

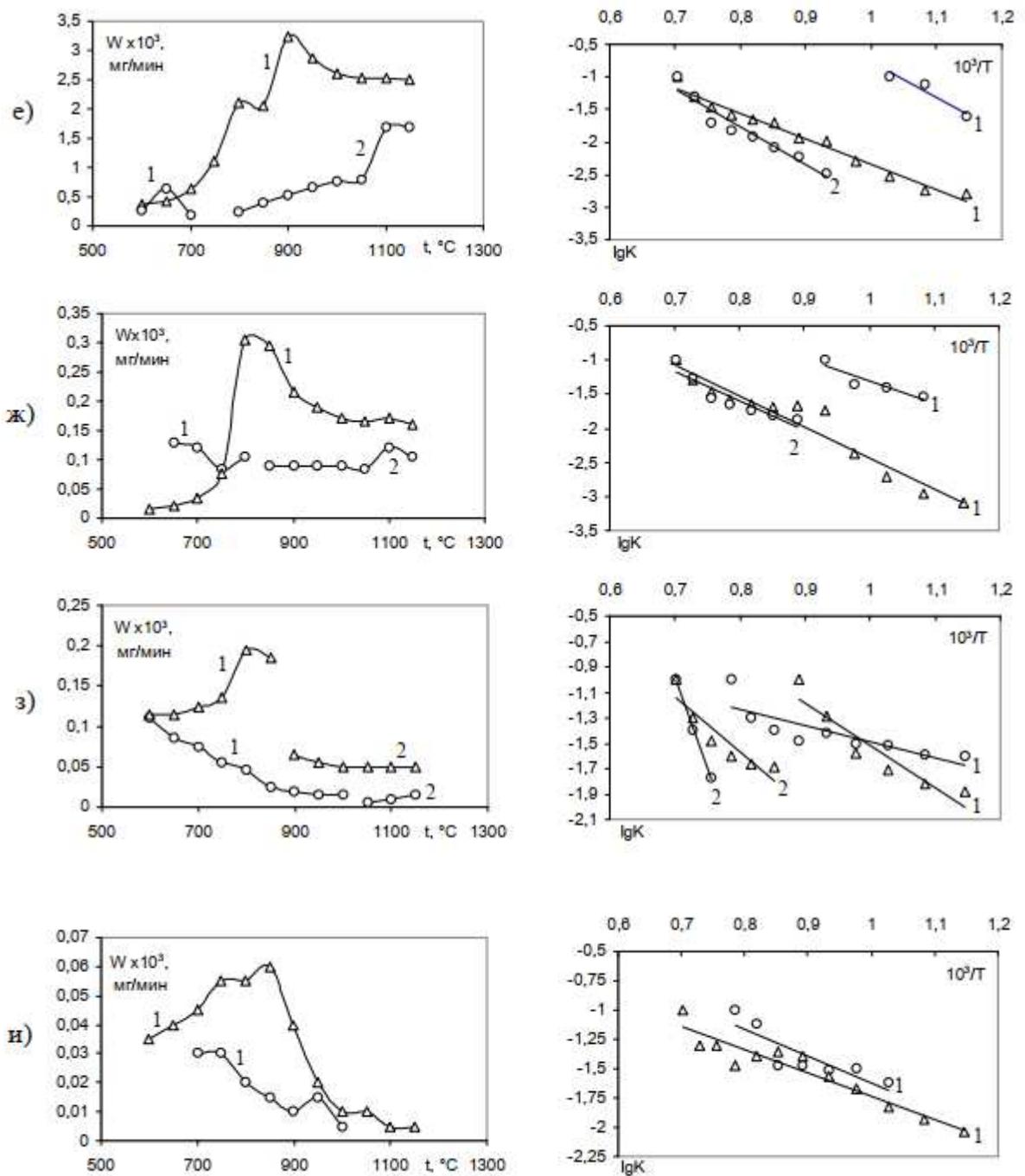
$$\begin{cases} (\sum \alpha_i^2) \cdot y_1 + (\sum \alpha_i \cdot b_i) \cdot y_2 = \sum \alpha_i \cdot f_i \\ (\sum \alpha_i \cdot b_i) \cdot y_1 + (\sum b_i^2) \cdot y_2 = \sum b_i \cdot f_i \end{cases} \quad (2.7)$$

Решение этой системы относительно  $y_1$  и  $y_2$  позволяет определить искомые величины. При этом среднеквадратичная ошибка значений кинетических параметров находилась по выражению:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \xi_i^2}{\varphi \cdot (a - z)}}, \quad (2.8)$$

где  $\varphi$  – отношение определителя к минору в системе (определяется по числу неизвестных);  $z$  – число неизвестных;  $\xi_i$  – отклонение разности  $|f_i - (a_i \cdot y_1 + b_i \cdot y_2)|$  в каждом уравнении.





a – SiO<sub>2</sub>; б – CaO; в – MgO; г – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; д – Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>; е – SO<sub>3</sub>; ж – Na<sub>2</sub>O; з – K<sub>2</sub>O; и – TiO<sub>2</sub>;  $i = 1, 2, 3$  – номера стадий (см. таблицы 2.9, 2.10).

Рисунок 2.7 – Кинетические зависимости преобразования химических компонентов минеральной части на примере бородинского (Δ) и берёзовского (о) углей при их термообработке

Полученные по вышеизложенной методике кинетические параметры термохимических превращений основных компонентов минеральной части бородинского и берёзовского углей представлены в таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Кинетические параметры термохимического превращения компонентов минеральной части бородинского угля

Химические компоненты	Номер стадии, <i>i</i>	Температурный диапазон стадии, °C	Энергия активации <i>E</i> , кДж/моль	Вероятностный фактор <i>k<sub>0</sub></i> , 1/c
$\text{SiO}_2$	1	600 ÷ 800	$116,01 \pm 4,22$	$1,99 \cdot 10^4 \pm 0,2 \cdot 10^4$
	2	900 ÷ 1150	$135,04 \pm 5,13$	$8,42 \cdot 10^3 \pm 0,4 \cdot 10^3$
$\text{CaO}$	1	600 ÷ 1150	$75,20 \pm 2,64$	$29,53 \pm 3,4$
$\text{MgO}$	1	600 ÷ 1150	$75,99 \pm 1,86$	$69,11 \pm 4,7$
$\text{Al}_2\text{O}_3$	1	600 ÷ 1150	$125,19 \pm 2,72$	$6,92 \cdot 10^3 \pm 0,3 \cdot 10^3$
$\text{Fe}_2\text{O}_3$	1	600 ÷ 700	$56,5 \pm 3,41$	$108,80 \pm 10,4$
	2	700 ÷ 900	$130,97 \pm 6,46$	$8,15 \cdot 10^4 \pm 0,75 \cdot 10^4$
	3	900 ÷ 1150	$203,74 \pm 10,7$	$3,06 \cdot 10^6 \pm 0,6 \cdot 10^6$
$\text{SO}_3$	1	600 ÷ 1150	$75,43 \pm 4,73$	$39,26 \pm 3,6$
$\text{Na}_2\text{O}$	1	600 ÷ 1150	$86,75 \pm 4,52$	$1,27 \cdot 10^2 \pm 0,27 \cdot 10^2$
$\text{K}_2\text{O}$	1	600 ÷ 850	$63,98 \pm 1,19$	$67,16 \pm 3,2$
	2	850 ÷ 1150	$83,67 \pm 3,74$	$84,19 \pm 3,5$
$\text{TiO}_2$	1	600 ÷ 1150	$38,02 \pm 1,61$	$1,77 \pm 0,5$

Таблица 2.10 – Кинетические параметры термохимического превращения компонентов минеральной части берёзовского угля

Химические компоненты	Номер стадии, <i>i</i>	Температурный диапазон стадии, °C	Энергия активации <i>E</i> , кДж/моль	Вероятностный фактор <i>k<sub>0</sub></i> , 1/c
$\text{SiO}_2$	1	800 ÷ 1150	$122,68 \pm 5,05$	$1,20 \times 10^3 \pm 0,3 \times 10^3$
$\text{CaO}$	1	600 ÷ 800	$31,45 \pm 1,62$	$2,88 \pm 0,4$
	2	800 ÷ 1150	$216,64 \pm 11,41$	$6,25 \times 10^6 \pm 0,8 \times 10^6$
$\text{MgO}$	1	600 ÷ 850	$37,77 \pm 2,16$	$5,01 \pm 1,15$
	2	850 ÷ 1150	$200,70 \pm 9,52$	$1,12 \times 10^6 \pm 0,6 \times 10^6$
$\text{Al}_2\text{O}_3$	1	600 ÷ 1000	$31,06 \pm 1,80$	$1,62 \pm 0,2$
$\text{Fe}_2\text{O}_3$	1	600 ÷ 850	$40,82 \pm 3,43$	$5,97 \pm 0,99$
	2	850 ÷ 1150	$89,02 \pm 4,48$	$1,46 \times 10^2 \pm 0,2 \times 10^2$
$\text{SO}_3$	1	600 ÷ 750	$101,35 \pm 6,24$	$3,19 \times 10^4 \pm 0,5 \times 10^4$
	2	750 ÷ 1150	$110,80 \pm 7,03$	$7,27 \times 10^2 \pm 0,8 \times 10^2$
$\text{Na}_2\text{O}$	1	650 ÷ 800	$61,67 \pm 3,15$	$82,21 \pm 4,71$
	2	800 ÷ 1150	$82,47 \pm 4,22$	$70,42 \pm 3,31$
$\text{K}_2\text{O}$	1	600 ÷ 1000	$24,44 \pm 1,29$	$0,62 \pm 0,18$
	2	1000 ÷ 1150	$280,27 \pm 23,10$	$1,90 \times 10^9 \pm 0,9 \times 10^9$
$\text{TiO}_2$	1	700 ÷ 1000	$43,42 \pm 2,48$	$4,45 \pm 0,77$

Зависимости изменения химического состава компонентов минеральной части бородинского угля в результате его термообработки в неизотермических условиях характеризуются увеличением содержания оксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ) с 50,66% до 51,43%, оксида кальция ( $\text{CaO}$ ) с 22,13% до 23,41%, оксида магния ( $\text{MgO}$ ) с 6,22% до 7,70%, оксида алюминия ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) с 5,97% до 7,39%, оксида железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) с 4,3% до 4,59%, сопровождаемое

одновременным уменьшением содержания оксида серы ( $\text{SO}_3$ ) с 9,18% до 4,59% и щелочных металлов ( $\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$ ) с 0,79% до 0,49%. Химический состав минеральной части берёзовского угля по мере повышения температуры меняется следующим образом: увеличивается содержание оксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ) с 16,89% до 19,51% и оксида алюминия ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) с 8,76% до 9,48% при одновременном снижении содержания оксида кальция ( $\text{CaO}$ ) с 48,26% до 47,67%, оксида магния ( $\text{MgO}$ ) с 6,60% до 6,23%, оксида железа ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) с 6,85% до 5,96%, оксида серы ( $\text{SO}_3$ ) с 11,04% до 9,91% и щелочных металлов ( $\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O}$ ) с 0,78% до 0,74%.

Независимо от марки топлива для большинства химических компонентов процесс их термического превращения в диапазоне температур  $600\div1200^\circ\text{C}$  носит многостадийный характер. Так преобразование  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{SO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$  и  $\text{K}_2\text{O}$  преимущественно протекает в две стадии. При этом превращение  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  для золы бородинского угля описывается тремя стадиями. Только изменение содержания таких компонентов, как  $\text{Al}_2\text{O}_3$  и  $\text{TiO}_2$ , устойчиво характеризуется одностадийной зависимостью.

Температурный максимум реакций первой стадии термохимической обработки большинства компонентов золы бородинского угля в условиях комплексного термического анализа приходится на диапазон от  $875^\circ\text{C}$  до  $925^\circ\text{C}$ , второй – от  $1100^\circ\text{C}$  до  $1125^\circ\text{C}$ . Исключение составляют только реакции превращения оксидов железа и серы. Для  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  при температурах обработки  $715^\circ\text{C}$  и  $915^\circ\text{C}$  получены устойчивые минимумы скорости реакции ( $W_{\text{Fe}_2\text{O}_3} \approx 1 \cdot 10^{-4}$  мг/мин), при трех локальных, сопоставимых по величине, максимумах на температурах  $600^\circ\text{C}$ ,  $875^\circ\text{C}$  и  $1180^\circ\text{C}$ . У скорости реакции превращения оксида серы имеется наличие двух температурных экстремумов. Первый при температуре  $800^\circ\text{C}$  ( $W_{\text{SO}_3}^1 = 2 \cdot 10^{-3}$  мг/мин), второй при температуре  $910^\circ\text{C}$  ( $W_{\text{SO}_3}^2 = 3,25 \cdot 10^{-3}$  мг/мин). Для большинства химических компонентов значение максимума скорости реакции составляет от  $2 \cdot 10^{-3}$  до  $3 \cdot 10^{-3}$  мг/мин. При этом максимальная скорость реакции характерна для реакции преобразования оксида серы ( $\text{SO}_3$ ) –  $W_{\text{SO}_3} = 3,25 \cdot 10^{-3}$  мг/мин, минимальная скорость реакции присуща процессу разложения оксида титана ( $\text{TiO}_2$ ) –  $W_{\text{TiO}_2} = 0,6 \cdot 10^{-4}$  мг/мин.

При термохимической обработке золы берёзовского угля максимальная скорость реакции соответствует превращению оксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ) –  $W_{\text{SiO}_2} = 4,95 \cdot 10^{-3}$  мг/мин, минимальная скорость – процессу разложения  $\text{TiO}_2$  –  $W_{\text{TiO}_2} = 0,32 \cdot 10^{-4}$  мг/мин. Для большинства химических компонентов минеральной части скорость их превращения у берёзовского угля в 2–3 раза ниже, чем у бородинского угля.

Относительная погрешность определения величин энергии активации исследуемых термохимических реакций при 95% –ном доверительном интервале статистического теста Стьюдента –  $t$  составила 2–3%, для вероятностного фактора – 5–7%.

Полученные значения кинетических параметров термохимического превращений компонентов минеральной части бородинского, берёзовского,

канского, черногорского, харанорского и кузнецкого углей подтверждают топохимический характер протекания этих реакций, что позволяет сделать вывод о возможности их использования для расчёта реальных процессов образования натрубных отложений на поверхностях нагрева паровых котлов с учётом динамики изменения свойств золошлаковых частиц в топочных условиях (температурный уровень, газовая среда, фракционный состав и т.д.).

## **2.4 Оценка шлакующих свойств проектных и непроектных топлив**

### **2.4.1 Экспертная оценка шлакующих и загрязняющих свойств угля**

Экспертная оценка шлакующих и загрязняющих свойств энергетических топлив основывается на анализе поведения минеральной части твёрдых топлив при пылеугольном сжигании и выполняется по следующим параметрам:

- рейтингу топлива, дающему качественную оценку склонности топлива к образованию золовых отложений и шлакованию поверхностей нагрева;
- температуре начала шлакования;
- предельно допустимым значениям (по условиям шлакования и загрязнения поверхностей) расчётных реперных температур газов в кotle и тепловых напряжений сечения топки.

*Ограничения по видам топлив:* оценки применимы для антрацитов, каменных и бурых углей, лигнитов (для всех с содержанием карбонатов не выше 2 %) и фреэторфа.

Шлакующие и загрязняющие свойства топлив определяются и оцениваются в зависимости от физико-химических характеристик топлива, состава его

Эмпирические зависимости для расчёта отдельных параметров, характеризующих шлакующие и загрязняющие свойства энергетических топлив, получены на основе обобщения 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 – *нормированным параметрам котла*.

Получаемые при нормированных параметрах оценки оказываются в большинстве случаев достаточно представительными для прогнозирования шлакующих и загрязняющих свойств топлив и при других режимах сжигания. Уточнение шлакующих и загрязняющих свойств анализируемого топлива осуществляется при задании реальных параметров котла.

Основными физико-химическими характеристиками топлива (для данного приложения) 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 ( $Fe_2O_{3\text{раст}}^{}$ );

– 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, усреднённые зависимости для расчёта содержания в них пиритной серы в функции от содержания общей серы. Последние дополнительно используются для аналиzuемого топлива в тех случаях, когда отсутствуют данные о содержании в нём  $S_p$  либо  $Fe_2O_{3\text{раст}}$ , 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 кotle оценивается по температуре газов в топке при адиабатическом сгорании топлива и дифференцируется по реперному значению коэффициента избытка воздуха в основных горелках ( $\alpha_{\text{топ}}$ ): сжигание топлива с  $\alpha_{\text{топ}} > 1$ , либо сжигание топлива (ступенчатое) с  $\alpha_{\text{топ}} \leq 1$ .

Температура газов при адиабатическом сгорании определяется по Нормам теплового расчёта котельных агрегатов при следующих условиях:

– расчётное значение коэффициента избытка воздуха ( $\alpha$ ) принимается как: т  $\alpha = \alpha$  при  $\alpha_{\text{топ}} > 1$ ; т  $\alpha = 1 + \Delta\alpha$  при  $\alpha_{\text{топ}} \leq 1$ ;

– располагаемое тепло топлива принимается равным низшей теплоте сгорания топлива:

– внешнее тепло, вносимое в котёл, не учитывается;

– потеря тепла от химической неполноты сгорания принимается равной нулю;

– потеря тепла  $q_6 = q_{6\text{шл}}$ ;

– температура холодного воздуха принимается равной  $30^{\circ}\text{C}$ ;

– влагосодержание воздуха принимается равному 10 г/кг.

При этих условиях объём 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.

Для котлов с жидким шлакоудалением в объём задаваемых физикохимических характеристик топлива включаются также и характеристики плавкости золы (шлака) топлива: температура нормального жидкого шлакоудаления либо температура жидкоплавкого состояния золы. При отсутствии этих данных  $q_{бшл}$  рассчитывается при условной температуре шлака равной 1450 °С.

Рейтинг топлива 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),
- ширмовых (полурadiационных) поверхностей нагрева

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

Ранжирование топлив осуществляется по четырём группам рейтинга: низкий (Н), средний (С), высокий (В) и очень высокий (ОВ), качественно определяющим характер возможного загрязнения.

Группа рейтинга определяется для каждого показателя загрязнения по индивидуальным безразмерным шкалам (коэффициентам) рейтинга (R), имеющим следующие численные значения (для верхних границ групп):

Коэффициент рейтинга

Рейтинг топлива

	Н	С	В
Rfe	0,25	0,5	0,72
Rna	0,4	0,5	0,7
Rca	0,42	0,6	0,79
Rтэ	0,42	0,62	0,75
Rшп	0,3	0,52	0,69

Значения коэффициентов рейтинга зависят от физико-химических характеристик топлива и его минеральной части, а также в общем случае и от режима сжигания топлива в котле. Расчёт коэффициентов рейтинга, а также анализ влияния указанных факторов на значения рейтинга производятся по зависимостям коэффициентов рейтинга от расчётных рейтинговых параметров ( $P$ ). 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).

По отдельным показателям загрязнения рейтинговые параметры зависят от следующих факторов:

Таблица 2.11 – Рейтинговые параметры зависящие от факторов

Рейтинговый параметр	Факторы влияния	Основные факторы
Fe-отложения $P_{fe}$	$S_p$ , $Fe_2O_3$ , $T_a$ , $\alpha_{гор}$	содержание серы (точнее, пиритной серы) адиабатическая температура сгорания содержание серы (точнее, пиритной серы), адиабатическая температура сгорания, адиабатическая температура сгорания
Na-отложения $P_{na}$	$Na_2O^{раств}$	содержание оксида натрия (точнее, ионообменного натрия)
Ca-отложения $P_{ca}$	$CaO^{раств}$	содержание оксида кальция (точнее, связанного карбонатного кальция)
ТЭ-шлакование $P_{тэ}$	$S_p$ , $K/O$ , $T_a$ , $\alpha_{гор}$	содержание серы (точнее, пиритной серы) отношение кислых и основных оксидов адиабатическая температура сгорания избыток воздуха в основных горелках
ШП-шлакование $P_{шп}$	$S_p$ , $K/O$ , $Na_2O$ , $T_a, \alpha_{гор}$	содержание серы (точнее, пиритной серы) отношение кислых и основных оксидов содержание оксида натрия адиабатическая температура сгорания избыток воздуха в основных горелках

Определяющими для всех показателей загрязнения являются физикохимические характеристики топлива. С ростом указанных в факторах влияния компонентов (для  $K/O$  – с ростом содержания основных оксидов)

склонность топлива к образованию золовых отложений и шлакованию увеличивается (повышается рейтинг топлива).

В меньшей степени оказывают влияние параметры котла, причём 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, меньшими единицами, в общем случае происходит усиление шлакования.

Дополнительно, при нормированных параметрах проводится сопоставление анализируемого и нормированных топлив по отдельным показателям загрязнения и ранжирование их в зависимости от расчётных рейтинговых параметров. На основе этого для анализируемого топлива могут быть определены топлива – аналоги, дающие при сжигании примерно такой же характер загрязнения поверхностей нагрева (для рассматриваемого показателя загрязнения). Топлива – аналоги подбираются отдельно для каждого показателя загрязнения из тех нормированных топлив, которые имеют близкое к анализируемому значение рейтингового параметра. Следует отметить, что анализ нормированных топлив проводился по отдельным пробам, которые не во всех случаях могут представительно характеризовать весь диапазон изменений свойств того или иного нормированного топлива.

#### **2.4.2 Результаты экспертной оценки шлакующих и загрязняющих свойств проектных и непроектных углей**

От интенсивности образования на трубах наружных отложений и уровня их стабилизации зависят такие показатели работы котлов, как коэффициент полезного действия (КПД) и бесшлаковая мощность. Снижение КПД котла приводит к перерасходу топлива, а уменьшение бесшлаковой мощности сокращает производство и реализацию дополнительной электроэнергии.

За рубежом широко распространено деление образования наружных отложений на шлакование (slagging) и загрязнение (fouling). Под шлакованием обычно понимается процесс образования отложений в топке, а под загрязнением – в конвективных поверхностях нагрева (пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель).

Давно известно и подтверждено многочисленными исследованиями существование критической температуры газов, названной температурой начала шлакования ( $T_{шл}$ ), выше и ниже которой отложения существенно отличаются по составу, свойствам и скорости роста. К шлакованию мы относим процесс образования отложений при температурных условиях выше  $T_{шл}$ , а к загрязнению – при более низких температурах газов.

Отложения отличаются по механизму, скорости формирования, прочности, составу. Они 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 температуры начала шлакования называются первичными. По мере роста первичных отложений температура их поверхности возрастает, и с определенного момента формируются собственно шлаковые отложения.

**Железистые отложения** образуются медленно путем налипания при температуре газов выше 900°C и обладают высокой прочностью. В зоне температур газов выше температуры начала шлакования железистые отложения формируются в виде первичного слоя. Определяющую роль в образовании железистых отложений 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 пароперегревателе при температуре газов выше 900 °C, происходит как в топках с жидким, так и с твёрдым шлакоудалением. Темп их образования и прочность выше в топках с твёрдым шлакоудалением. Чем меньше склонность к образованию железистых отложений, тем меньше прочность отложений в топке и выше эффективность очистки 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 во времени, поэтому их удаление современными средствами очистки в сыпучем или рыхлом виде наиболее предпочтительно.

**Отложения на базе активных щелочей** образуются при сжигании "соленых" углей и при сжигании углей, рассматриваемых в настоящем отчёте, не встречаются.

Оценка шлакующих и загрязняющих свойств (ранжирование) углей выполнена с использованием показателей, рассчитываемых по химическому составу зольного остатка как для отдельных проб, так и для среднего состава (по программе ВТИ-УралВТИ "Coral").

Экспертная оценка шлакующих и загрязняющих свойств энергетических топлив основывается на анализе поведения минеральной

части при пылеугольном сжигании и выполняется по следующим параметрам:

- 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) расчётных реперных температур газов в кotle 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 кotle.

Эмпирические зависимости для расчёта отдельных параметров, характеризующих шлакующие и загрязняющие свойства энергетических топлив, получены на основе обобщения результатов экспериментальных исследований по ведения 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 – *нормированным параметрам котла*.

Получаемые при нормированных параметрах оценки оказываются в большинстве случаев достаточно представительными для прогнозирования шлакующих и загрязняющих свойств топлив и при других режимах сжигания. Уточнение шлакующих и загрязняющих свойств анализируемого топлива осуществляется при задании реальных параметров котла.

Таблица 2.12 – Результаты экспертной оценки шлакующих свойств углей и смесей

уголь	Показатели								
	Rfe	Rna	Rca	Rтэ	Rшп	Tшл	Tт"	fS	SiO <sub>2</sub> экв
<b>бородинский</b>	0,55	0,23	0,73	0,75	0,72	965	1145	0,84	62
<b>канский</b>	0,75	0,28	0,76	0,86	0,92	975	1085	0,69	43
<b>черногорский</b>	0,48	0,32	0,38	0,64	0,58	1005	1185	>1	72
бородинский(90)+черногорский (10)	0,57	0,25	0,71	0,76	0,71	965	1145	0,87	63
бородинский(80)+черногорский (20)	0,58	0,26	0,68	0,76	0,71	970	1150	0,9	64
бородинский(70)+черногорский (30)	0,6	0	0,65	0,76	0,7	970	1150	0,92	65
<b>изыхский</b>	0,33	0,35	0,45	0,67	0,7	970	1150	>1	63
бородинский(90)+изыхский (10)	0,55	0,26	0,7	0,75	0,72	965	1145	0,86	62
бородинский(85)+изыхский (15)	0,55	0,26	0,7	0,75	0,72	965	1145	0,87	62
бородинский(30)+изыхский(70)	0,55	0,27	0,68	0,75	0,72	965	1145	0,88	62
<b>харанорский</b>	0,45	0,27	0,54	0,63	0,64	990	1170	>1	76
бородинский(70)+харанорский (30)	0,51	0,25	0,68	0,72	0,7	970	1150	93	66
бородинский(50)+харанорский (50)	0,49	0,26	0,64	0,7	0,69	975	1155	0,99	69
бородинский(30)+харанорский(70)	0,48	0,26	0,61	0,68	0,67	980	1160	>1	72
<b>назаровский</b>	0,71	0,29	0,84	0,85	0,74	1005	1140	н/д*	30
бородинский(90)+назаровский (10)	0,566	0,236	0,741	0,76	0,722	969	1144,5	н/д*	34
бородинский(85)+назаровский(15)	0,574	0,239	0,7465	0,765	0,723	971	1144,25	н/д*	57,2
бородинский(70)+назаровский(30)	0,598	0,248	0,763	0,78	0,726	977	1143,5	н/д*	52,4
<b>березовский</b>	0,64	0,31	0,82	0,82	0,81	990	1115	н/д*	35
бородинский(90)+березовский (10)	0,623	0,238	0,739	0,757	0,6885	967,5	1142	0,95	59,3
бородинский(80)+березовский (20)	0,568	0,246	0,748	0,682	0,6894	970	1139	0,99	56,6
бородинский(70)+березовский (30)	0,577	0,254	0,757	0,771	0,747	973	1136	н/д*	53,9
бородинский(50)+березовский (50)	0,595	0,27	0,775	0,785	0,765	978	1130	н/д*	48,5
бородинский(30)+березовский(70)	0,613	0,286	0,793	0,799	0,783	983	1124	н/д*	43,1

Шлакующие и загрязняющие свойства (метод УралВТИ-УПИ):  $R_{Fe}$  – индекс загрязнения Fe-отложениями,  $R_{Na}$  – индекс загрязнения Na-отложениями,  $R_{Ca}$  – индекс загрязнения Ca-отложениями,  $R_{t\theta}$  – индекс шлакования топочных экранов,  $R_{шл}$  – индекс шлакования полурadiационных поверхностей,  $T_{шл}$  – температура начала шлакования,  $T''$  – температура на выходе из топки (допустимая).

Шлакующие и загрязняющие свойства (зарубежные оценки):

$fS$  – индекс шлакования по методу Альтмана (Mineral)

$SiO_2$  экв – индекс шлакования по методу "Эквивалентный кремний"

Ранги свойств (качественная оценка уровня свойств):

**Н** – низкий

**С** – средний

**В** – высокий

**ОВ** – очень высокий

**НШ** – нешлакующее топливо

**Ш** – шлакующее топливо

**СШ** – сильно шлакующее топливо

Сравнительные диаграммы по основным индексам шлакования представлены на рисунках 2.8–2.14.

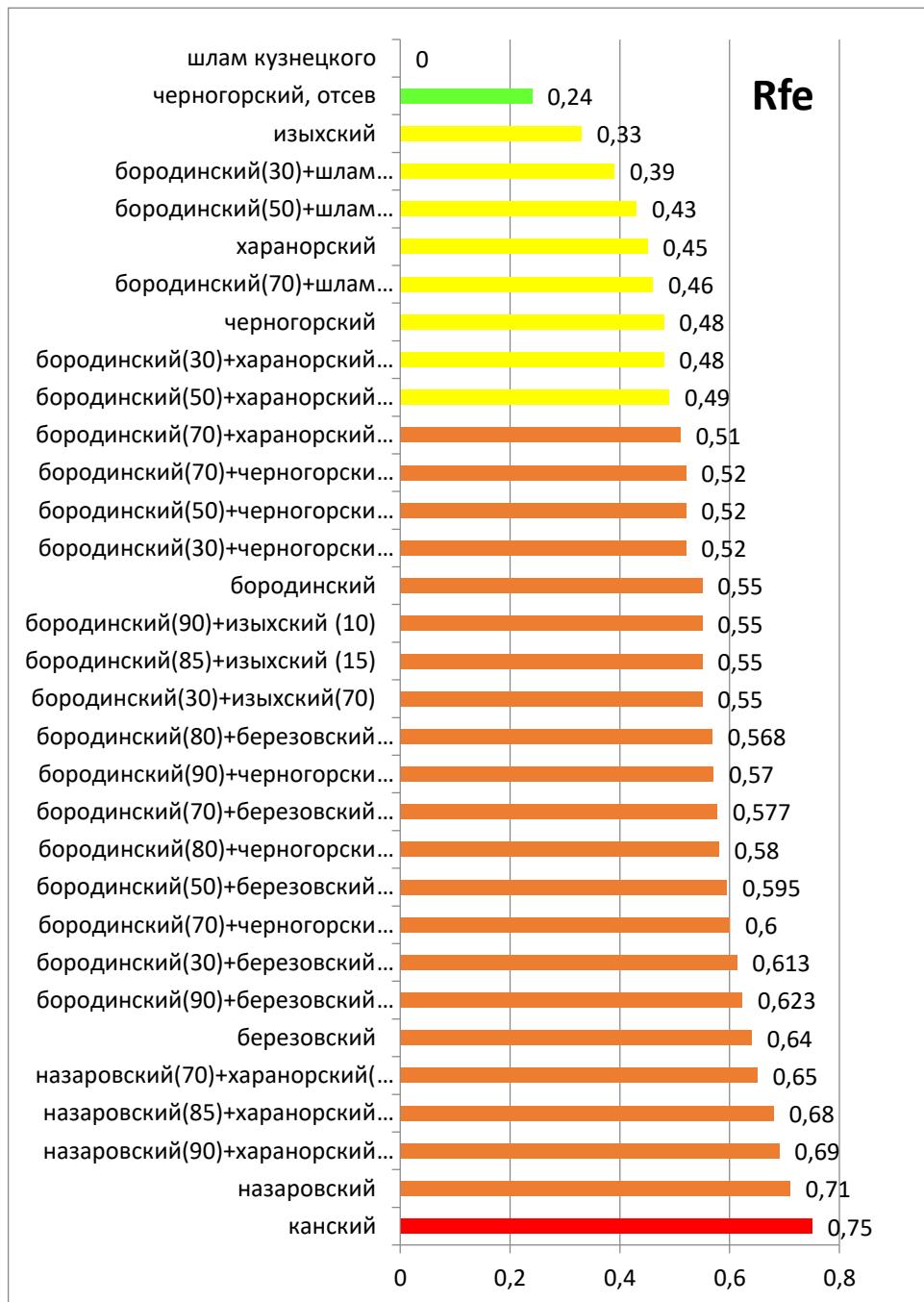


Рисунок 2.8 – Индекс загрязнения Fe-отложениями ( $R_{fe}$ )

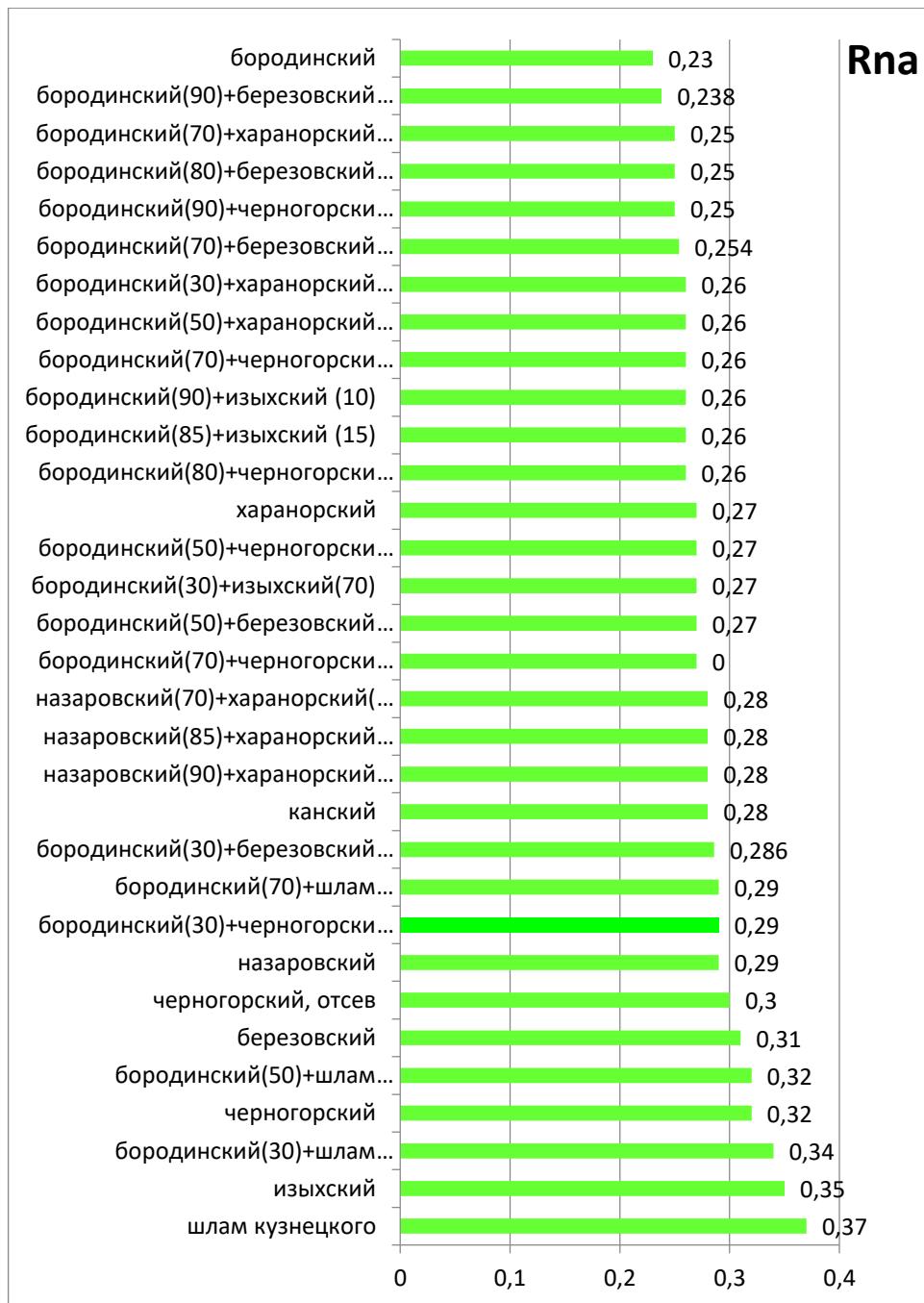


Рисунок 2.9 – Индекс загрязнения Na-отложениями (R<sub>na</sub>)

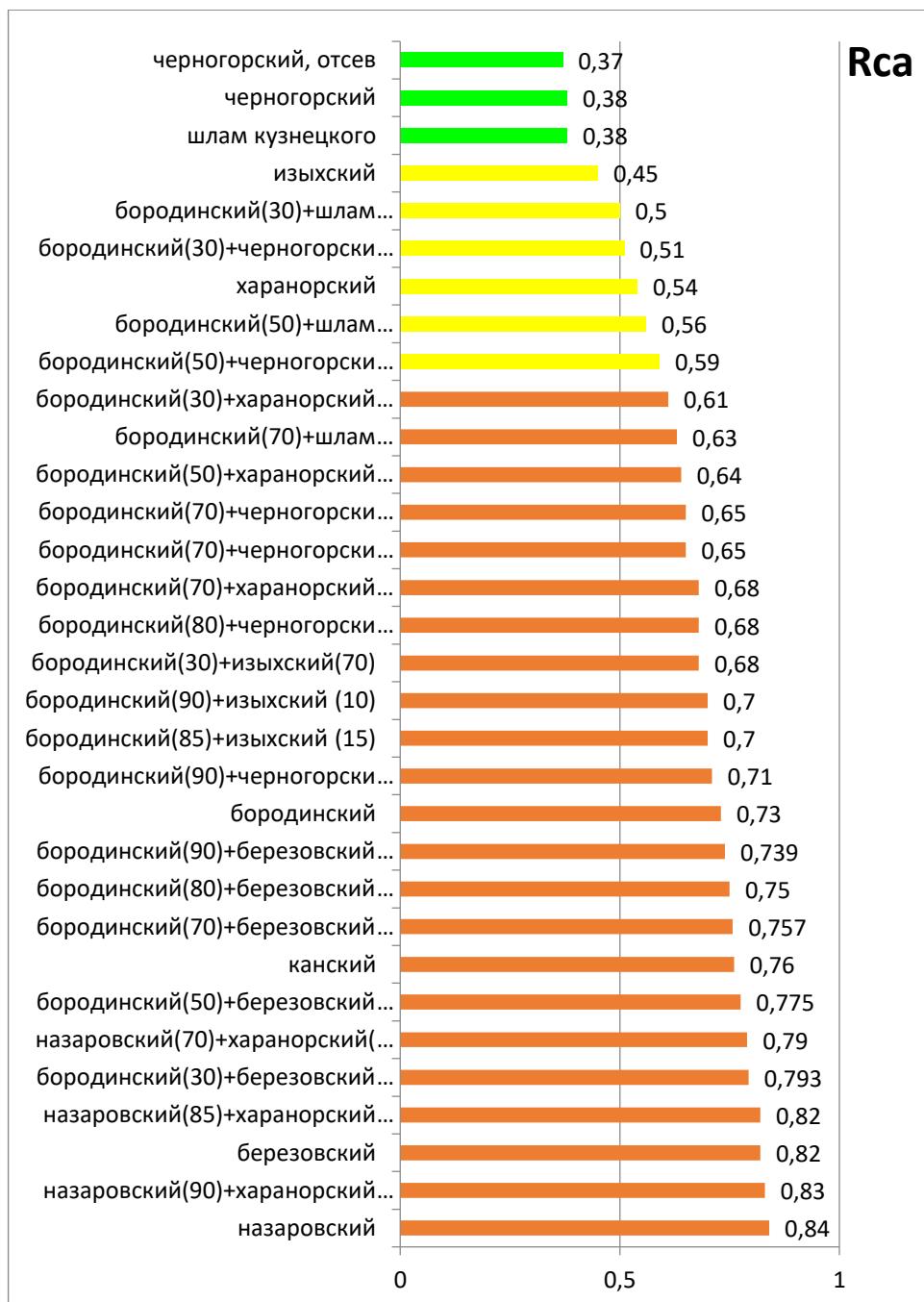


Рисунок 2.10 – Индекс загрязнения Са-отложениями ( $R_{ca}$ )

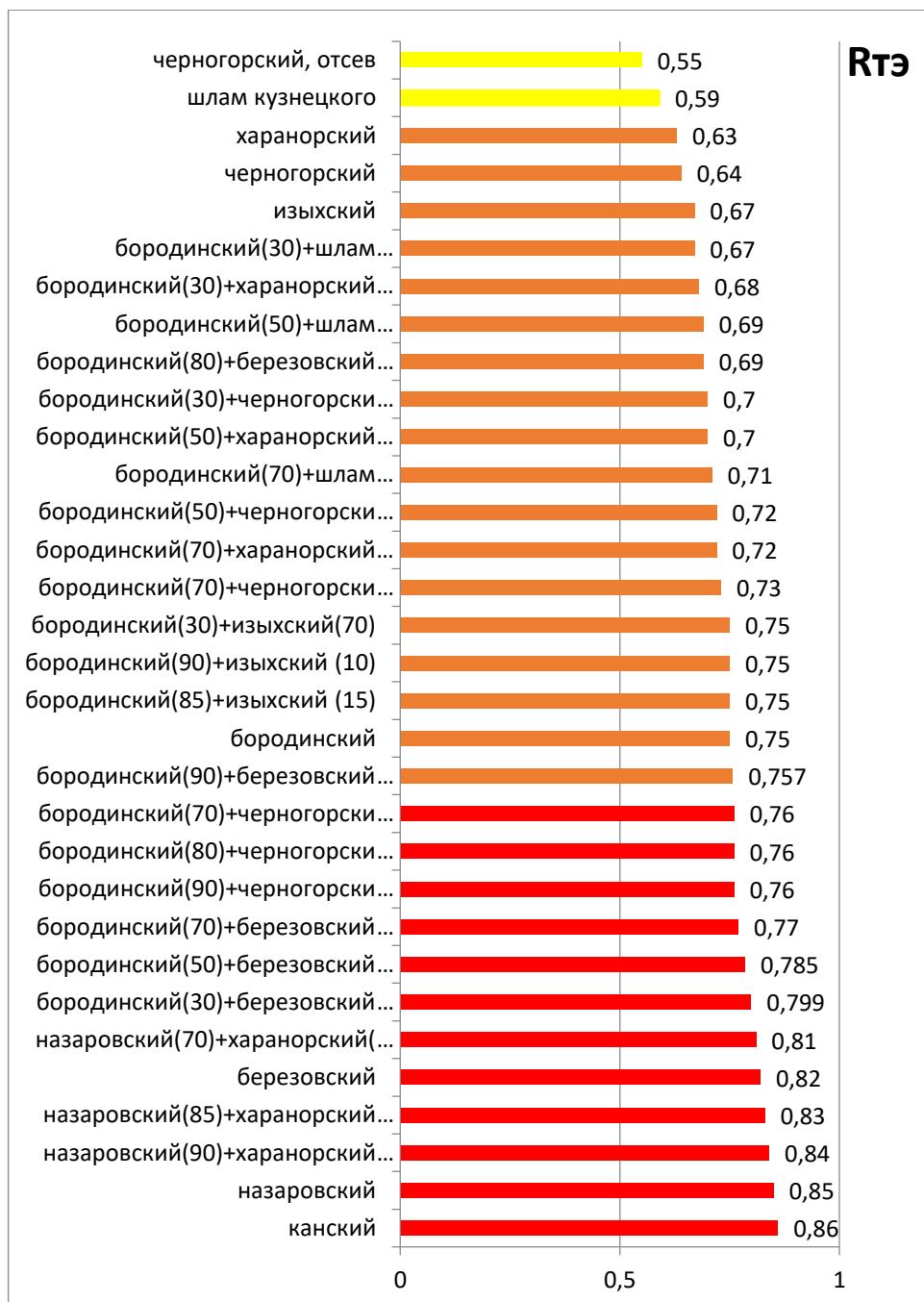


Рисунок 2.11 – Индекс шлакования топочных экранов ( $R_{тэ}$ )

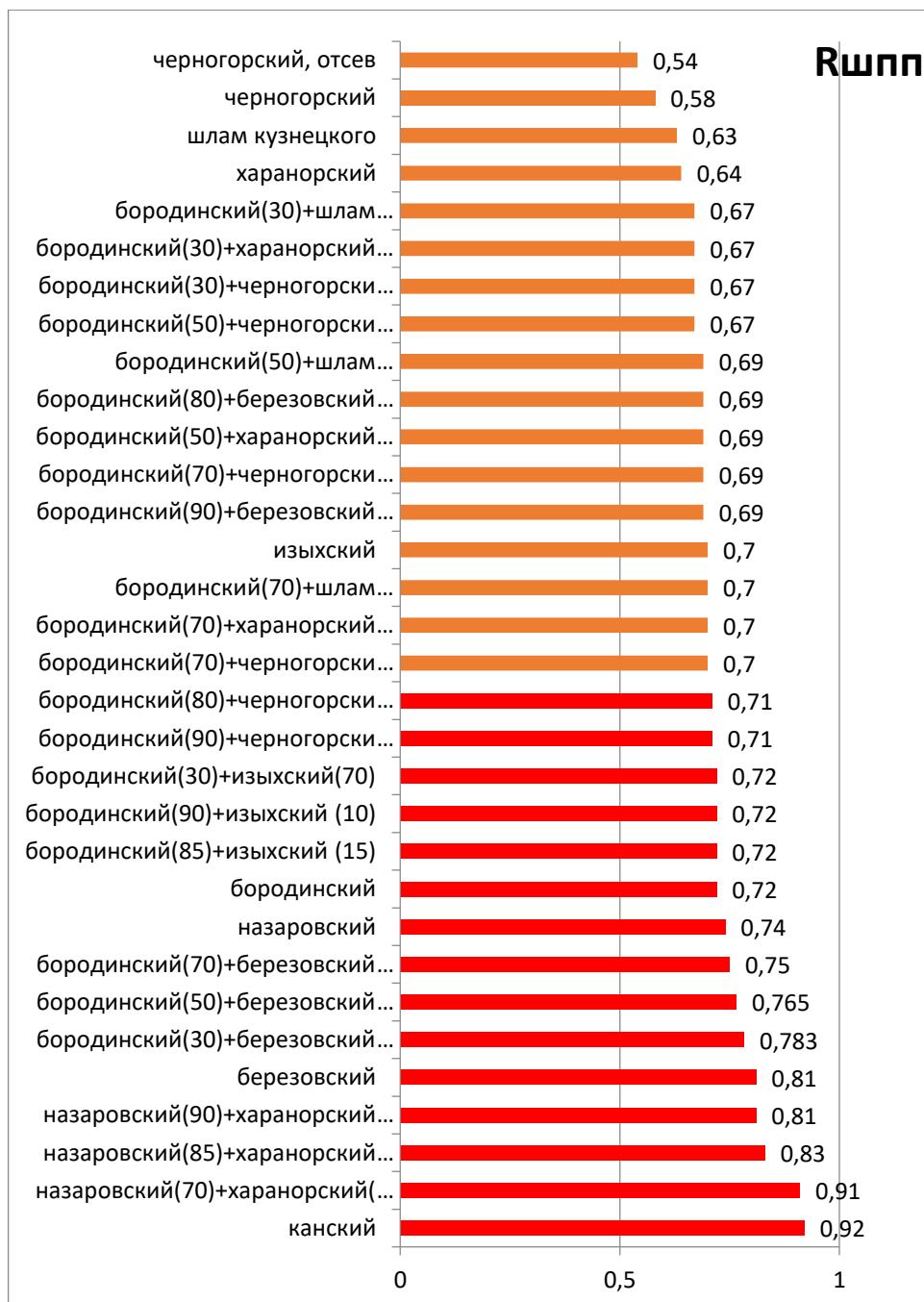


Рисунок 2.12 – Индекс шлакования полурадиационных поверхностей ( $R_{шпп}$ )

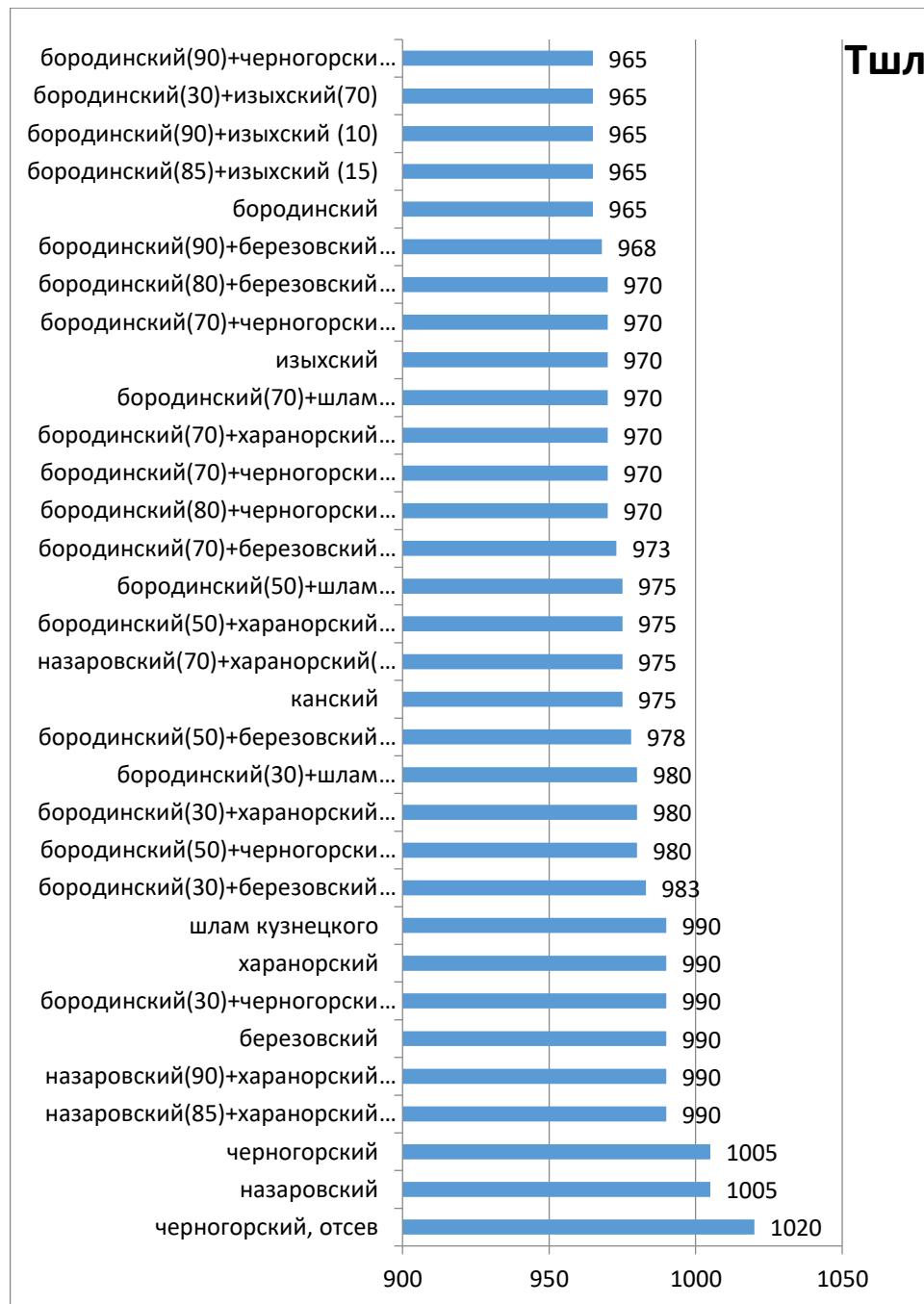


Рисунок 2.13 – Температура начала шлакования ( $T_{шл}$ )

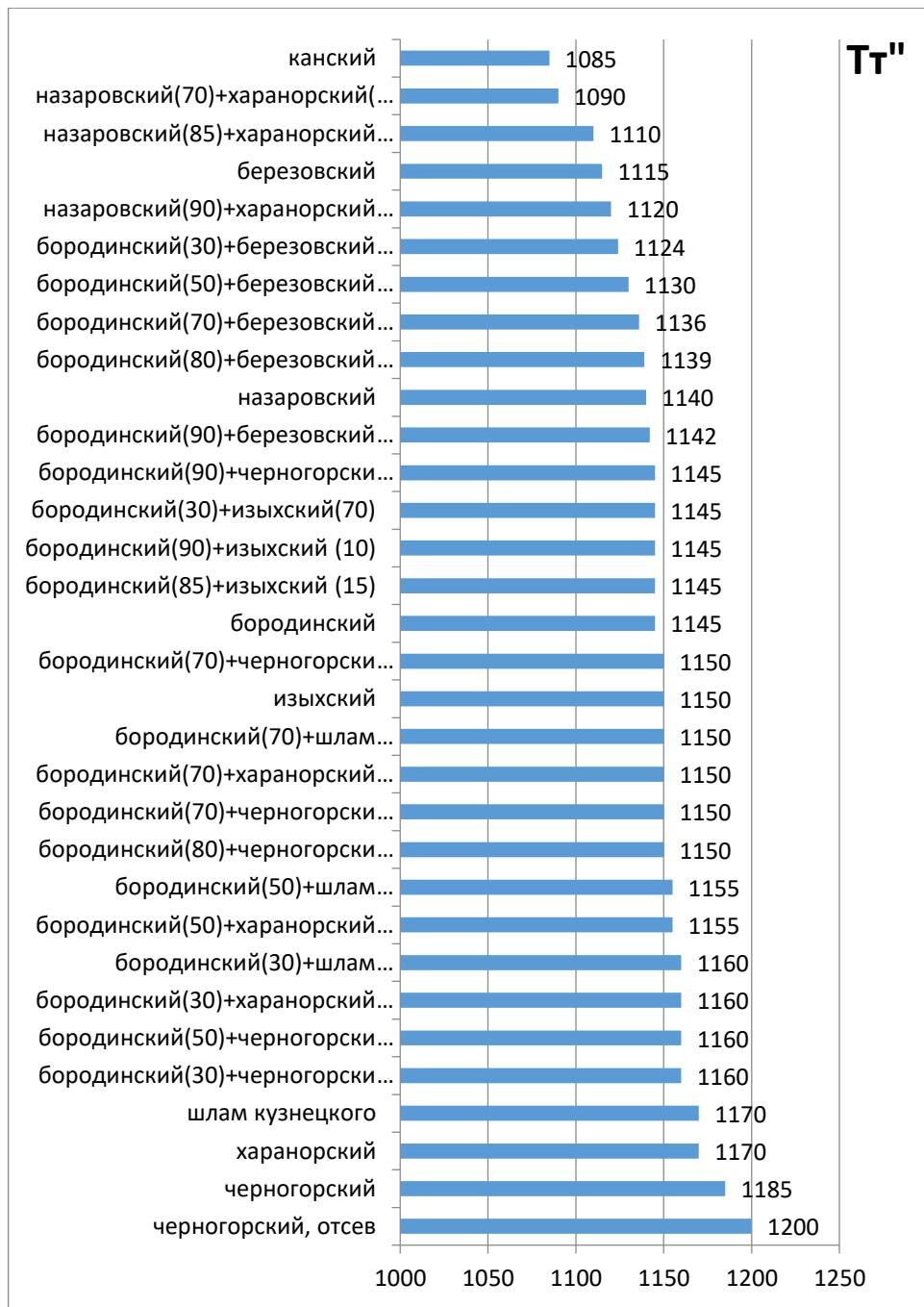


Рисунок 2.14 – Температура на выходе из топки (допустимая) ( $T_t''$ )

Анализ шлакующих свойств рассматриваемых углей показал, что наивысшая склонность к образованию наиболее прочных железистых отложений, образующихся в основном в топочной камере (см. индексы шлакования топочных экранов и полурадиационных поверхностей нагрева) котла относятся канский и назаровский угли. Из числа смесей, наибольшую склонность к образованию железистых отложений проявляют в широком диапазоне соотношения – назаровский + харанорский и бородинский + берёзовский. С точки зрения образования натриевых отложений все рассматриваемые угли и их смеси относятся к классу нешлакующих топлив. Максимальные значения данный индекс принимает для каменных углей:

изыхского и шлама кузнецкого. Склонность к образованию кальциевых отложений, косвенно характеризующих прочность отложений, проявляется в первую очередь у бурых углей: бородинского, канского, берёзовского, назаровского и смеси назаровского + харанорского углей. Данные выводы подтверждаются расчётными значениями температуры шлакования и допустимой температуры газов на выходе из топочной камеры котла по условию шлакования.

### **3 Обзор технологий и технических решений по использованию непроектных углей на котлах**

В настоящей пункте указаны основные рекомендации по подготовке, организации и проведению опытного сжигания непроектного топлива, базирующиеся на анализе результатов конкретных работ, выполненных на электростанциях наладочными и научно-исследовательскими организациями.

На основании сравнительного анализа характеристик проектного и заменяющего топлива с учетом имеющегося опыта сжигания мы можем прийти к заключению, что перевод на непроектное топливо в некоторых случаях повышает технико-экономические показатели станции. В зависимости от сравнительных характеристик проектного и заменяющего топлива заключение может сводиться к следующим основным выводам:

- Перевод на непроектное топливо допустим, он не потребует выполнения реконструктивных работ, так как характеристики проектного и заменяющего топлива достаточно близки. Дополнительные малозатратные мероприятия могут выявиться во время проведения опытного сжигания.

В качестве примера такого варианта замены топлива может служить перевод котлов, рассчитанных на сжигание донецких АШ и тощих углей (Т), на кузнецкие угли марок Т и 2СС. Как видно из таблицы. 3.1, основные характеристики этих видов топлива близки, все они относятся к низкореакционным сухим углем с близкими температурными характеристиками золы, поэтому перед проведением опытного сжигания нет необходимости выполнять какие-либо реконструктивные мероприятия. Лишь при переходе на сжигание кузнецкого 2СС потребуется выдерживать строгий температурный режим в системах пылеприготовления.

- Перевод на новое топливо возможен, но потребует значительного объема реконструктивных и доводочных работ. По заявке электростанции должен быть выполнен проект реконструкции котельного и вспомогательного оборудования, который необходимо реализовать до проведения опытного сжигания. Уточнение объема доводочных работ может быть выполнено по результатам опытного сжигания. Примером такой замены топлива может служить перевод котлов, рассчитанных на сжигание каменного угля Т или 2СС, на каменные угли Г или Д (таблица. 3.1).

Переход на сжигание высокореакционного каменного угля потребует замены горелочных устройств и перевода систем пылеприготовления на газовую сушку топлива.

- При переводе электростанции на сжигание топлива с меньшей теплотой сгорания или большей влажностью может снизиться располагаемая мощность из-за недостаточной производительности топливоподачи, пылеприготовления. В этом случае выходом из положения может оказаться переход на сжигание смеси нового топлива с проектным.

Так, при переводе котла, сжигающего сухой каменный уголь, например, кузнецкий или экибастузский, на подмосковный или Канско-Ачинские угли (таблица 3.2), имеющие меньшую теплоту сгорания и значительно большую влажность (в 5-6 раз), снизится располагаемая мощность из-за недостаточной сушильной производительности мельниц. Кроме того, возникнут трудноразрешимые проблемы со шлакованием поверхностей нагрева.

Таблица 3.1 – Характеристики топлива разных марок

Параметр	Уголь					
	донецкий		кузнецкий			
АШ	TP	2СС	2ССРОКИ	ГР	ДР	
Влажность на рабочую массу $W_t^r$ , %	9,0	7,0	8,5	16,5	8,5	11,0
Зольность на рабочую массу $A^d$ , %	35,0	20,0	18,0	20,0	16,9	17,0
Выход летучих $V^{daf}$ , %	4,0	12,5	20,0	24,0	39,5	40,5
Низшая теплота сгорания $Q_i^r$ :						
МДж/кг	19,05	25,12	25,33	16,49	23,57	22,23
ккал/кг	4550	6000	6050	3940	5630	5310
Приведенное содержание серы $S_n$ , $10^3$ кг-%/ккал	0,37	0,08	0,06	0,04	0,08	0,07
Содержание азота $N^{daf}$ , %	0,8	2,2	2,1	1,9	2,7	2,6
Плавкость золы, °С:						
$t_A$	1050	1220	1190	1230	1170	1160
$t_B$	1200	1350	1370	1410	1300	1310
$t_C$	1300	1410	1460	1460	1390	1440
Температура начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{nж}$ , °С	1550	–	1600 – 1700	–	1500	1600
Коэффициент размолоспособности $K_{д,0}$	0,95	1,6	1,5	1,6	1,3	1,12
Влажность пыли $W_{пы}$ , %	0,5 – 1,0	0,5 – 1,0	1,0 – 2,5	2,0 – 4,0	1,5 – 3,0	2,0 – 4,0
Тонкость готовой пыли $R_{90}$ , %	6,0 – 8,0	10,0 – 12,0	15,0	16,0	25,0	26,0
Максимально допустимая температура за мельницей в системе с промбункером пыли $t_m''$ , °С:						
при сушке воздухом	Нет ограничений	130	80	80	–	–
при сушке газом	–	–	–	–	130	130

- Переход на рассматриваемую марку угля в принципе невозможен на установленном оборудовании без значительной потери мощности или потребует кардинальной многозатратной реконструкции или замены основного и вспомогательного оборудования.

К таким случаям относятся перевод котлов с жидким шлакоудалением на сжигание угля с тугоплавкой золой, например, на экибастузский или подмосковный бурый уголь, или перевод буроугольного котла, оснащенного мельницами-вентиляторами, на сжигание низкореакционного каменного угля.

Большое содержание CaO в золе канского-ачинских углей делает недопустимым перевод на сжигание этих углей котлов, оснащенных мокрыми системами золоулавливания из-за цементации золоуловителей, каналов ГЗУ и золопроводов с застанием этих элементов трудноудаляемыми отложениями.

Проведению опытного сжигания должен предшествовать анализ возможности принятия, транспортировки, хранения, размола и сжигания нового (непроектного) топлива на действующем оборудовании электростанции.

Таблица 3.2 – Характеристики топлива разных марок

Параметр	Уголь		
	экибастузский СС	подмосковный Б2	березовский Б2Р
Влажность на рабочую массу $W_f^r$ , %	6,0	32,0	33,0
Зольность на рабочую массу $A^d$ , %	40,4	30,6	4,7
Выход летучих $V^{daf}$ , %	25,0	48,0	48,0
Низшая теплота сгорания $Q_i^r$ :			
МДж/кг	16,12	8,67	15,66
ккал/кг	3850	2070	3740
Приведенное содержание серы $S_n$ , $10^3$ кг-%/ккал	0,15	1,38	0,05
Содержание CaO в составе золы, %	1,0	4,1	42,0
Плавковкость золы, °С:			
$t_A$	1270	1350	1270
$t_B$	> 1500	1500	1290
$t_C$	> 1500	1500	1310
Коэффициент размолов способности $K_{n,o}$	1,35	1,7	1,3
Топкость готовой пыли $R_{90}$ , %:			
для ПБМ	15,0	40,0	40,0
для ММ	15,0 – 20,0	55,0	60,0
Влажность пыли $W_{шп}$ , %	–	11,0 – 16,0	12,0 – 16,0
Максимально допустимая температура $t_m''$ , °С:			
за мельницей в системе с пробункером пыли при сушке воздухом	130	70	–
за ММ в системе прямого вдувания:			
при сушке воздухом	210	100	80
при сушке газами	–	180	180

Перед переводом электростанции с одной марки твердого топлива на другую требуется обследование топливно-транспортного хозяйства с целью проверки возможности имеющегося технологического оборудования на топливоподаче (склад топлива, пути примыкания, разгрузочные устройства и др.) к приему, подаче и хранению новой марки топлива. При необходимости должны быть разработаны рекомендации по подготовке топливно-транспортного хозяйства в соответствии с конкретными условиями ТЭС к

переводу ее на сжигание нового топлива. Если по условиям топливоснабжения проектное топливо наравне с новым топливом сохраняется в топливном балансе электростанции, на котельном оборудовании выполняются только те реконструктивные мероприятия, которые не нарушают условия сжигания основного (проектного) топлива. При большом различии характеристик основного и заменяющего топлива сжигание нового топлива может оказаться возможным только в смеси с проектным топливом или потребует раздельного складирования двух видов топлива и выделения котлов электростанции для раздельного сжигания проектного и нового топлива.

Системы пылеприготовления котлов должны обеспечить на новом топливе необходимое количество угольной пыли требуемого качества (влажности и тонкости помола) при надежной работе установленного оборудования.

Расчет системы пылеприготовления позволяет определить ожидаемую размоленную и сушильную производительность мельниц на новом топливе и сравнить ее с требуемой для обеспечения номинальной нагрузки котла.

Размоленная производительность может оказаться недостаточной, если новое топливо имеет меньший, чем проектное топливо, коэффициент размолоспособности, или требуется более тонкий помол, а также при переходе на топливо с меньшей теплотой сгорания, когда требуемое количество готовой пыли увеличивается.

Ограничение сушильной производительности мельниц может возникнуть при переходе на топливо с большей влажностью или меньшей теплотой сгорания.

В этом случае может возникнуть необходимость увеличения температуры сушильного агента или перехода с воздушной на газовую сушку топлива. Последнее необходимо при переходе на сжигание высокореакционного топлива.

Перед переходом на сжигание нового топлива на основании анализа его характеристик и характеристик оборудования необходимо сделать предварительное заключение о возможности его сжигания с учетом обеспечения: устойчивого топочного режима с удовлетворительной полнотой сгорания; длительной работы в необходимом диапазоне нагрузок; номинальных параметров пара; допустимой температуры металла поверхностей нагрева; устойчивого выхода шлака при жидким шлакоудалении; надежной и эффективной работы систем золошлакоудаления и золоулавливания с уровнем выброса твердых частиц в пределах допустимых значений; допустимого уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и серы.

Проведение опытного сжигания непроектного топлива является наиболее ответственным этапом в освоении нового топлива. К началу опытного сжигания на резервном топливном складе должно быть выгружено все или большая часть топлива, предназначенного для испытания котла. При

этом должны быть приняты меры по недопущению смещивания опытной партии с другим топливом как на складе, так и при транспортировке по тракту топливоподачи.

Количество топлива в опытной партии должно быть достаточным для выполнения наладочных работ на котле и системах пылеприготовления и снятия характеристик котла при оптимальном для нового топлива режиме. При проведении опытного сжигания на смеси проектного и заменяющего топлива должно быть осуществлено эффективное перемешивание двух видов топлива на складе.

На шлакующем топливе опытная партия должна быть достаточна для проверки характера и интенсивности шлакования поверхностей нагрева в достаточно длительной кампании котла. Эффективность опытного сжигания зависит от правильно составленной технической программы и ее реализации. Содержание технической программы зависит от различия основных свойств сравниваемых видов топлива, определяемых теплотой сгорания, влажностью, реакционной способностью, составом минеральной части золы.

Если перед проведением опытного сжигания на котле и в системах пылеприготовления были выполнены значительные реконструктивные переделки, диктуемые требованиями характеристик нового топлива и исключающие возможность сжигания проектного топлива (перевод систем пылеприготовления с воздушной на газовую сушку, изменение конструкции горелок, поверхности нагрева пароперегревателя и др.), растопка котла перед опытным сжиганием производится на новом топливе. В этом случае в техническую программу опытного сжигания должна быть включена подробная программа пуска котла на новом топливе.

При настройке режима систем пылеприготовления следует, прежде всего, обеспечить контроль за температурным режимом, поддерживая его в соответствии с требованиями ПТЭ, для чего должны быть включены в работу соответствующие защиты и сигнализация. Поддержание температурного режима в допустимых пределах достигается как изменением загрузки мельниц топливом, так и использованием присадки холодного и слабоподогретого воздуха, а при газовой сушке - подачей "холодных" инертных газов.

Перевод котлов на сжигание непроектного топлива часто требует изменения тонкости пыли для обеспечения оптимальных условий его сжигания. В определенных пределах изменение тонкости помола может быть достигнуто перемещением лопаток центробежного сепаратора или изменением скорости в шахте при наличии гравитационного сепаратора. В некоторых случаях при большой разнице в реакционной способности проектного и заменяющего угля может понадобиться реконструкция или замена установленных сепараторов пыли.

При переходе с влажного топлива на сухое, например, с подмосковного бурого угля на кузнецкий каменный Г или Д, могут возникнуть трудности в обеспечении допустимой температуры пылегазовоздушной смеси. Если в

процессе наладки режимов систем пылеприготовления при размоле в них взрывоопасного топлива не удается выдержать температурный режим сушильного агента в допустимых по условиям взрывобезопасности пределах, опытное сжигание должно быть прекращено. Работа может быть продолжена только после выполнения на системах пылеприготовления необходимых мероприятий (увеличение пропускной способности присадки холодного сушильного агента, подача распыленной воды или подвод пара в газовоздухопровод перед мельницей). Программа опытного сжигания не может быть единой для всех случаев, поскольку она зависит от свойств нового топлива и от особенностей конструкции котла.

При сжигании низкореакционного топлива основное внимание должно быть обращено на обеспечение устойчивого топочного режима и минимальных потерь тепла с недожогом топлива. В процессе наладки устойчивого режима могут находиться в работе мазутные или газовые горелки, отключение которых следует производить постепенно, проводя визуальный контроль за устойчивым воспламенением топлива вблизи горелок и температурой факела в ядре горения. В программу опытного сжигания низкореакционного топлива должно быть включено определение диапазона нагрузок котла, в котором обеспечивается устойчивый топочный режим при работе без подсветки факела мазутом или газом.

В опытном сжигании на котле с жидким шлакоудалением необходимо выявить при наладке диапазон нагрузок с нормальным выходом жидкого шлака. С особой тщательностью должны быть выполнены подготовительные работы и разработана программа опытного сжигания высокореакционных углей типа канского-ачинских или газовых каменных углей, заменяющих собой менее реакционные угли, например, кузнецкие каменные угли СС и Т, экибастузский уголь.

Недостаточная подготовка персонала к размолу и сжиганию особо взрывоопасного топлива, отсутствие во время опытного сжигания задействованных защит и сигнализации могут привести к взрывам и хлопкам в системах пылеприготовления.

Особую сложность представляет опытное сжигание шлакующего топлива, когда имеющиеся средства очистки поверхностей нагрева не могут обеспечить длительную работу котла. Одной из основных задач опытного сжигания шлакующего топлива является определение максимально длительной нагрузки котла по условиям шлакования. В этих режимах должны использоваться все задействованные средства очистки. Периодичность включения этих средств определяется по визуальным наблюдениям через лючки топочной камеры, по показаниям приборов газового и пароводяного трактов, по изменению загрузки дымососов.

Определяя периодичность включения в работу средств очистки топочных экранов и ширмовых поверхностей нагрева, расположенных над топочной камерой, следует исходить из недопущения образования больших

наростов шлака, обрушение которых может привести к завалу шлакоудаляющих устройств, поломке шлаковых дробилок.

Максимальная нагрузка котла, при которой удается выдержать постоянными указанные параметры в течение нескольких суток путем эффективного использования средств очистки, может считаться максимально длительной нагрузкой по условиям шлакования поверхностей нагрева. Такой режим рекомендуется выдержать непрерывно не менее 4-5 сут. без остановов и разгрузок котла.

В период опытного сжигания шлакующего топлива желательно организовать один-два останова котла для внутреннего осмотра топочной камеры и газоходов. Тщательный осмотр позволит уточнить места, подвергающиеся шлакованию и заносу золой, оценить эффективность применяющихся средств очистки и определить зашлакованные поверхности нагрева, требующие установки дополнительных средств очистки.

В ходе проведения опытного сжигания шлакующего топлива или топлива с повышенной зольностью необходимо контролировать работу систем шлакоудаления и золоулавливания. Так, при переходе на сжигание подмосковного бурого угля на торфяном кotle выход золы и шлака увеличивается в 5 - 6 раз, что может вызвать необходимость модернизации систем золошлакоудаления и золоулавливания. Узкие места в этих системах должны быть выявлены при проведении опытного сжигания с тем, чтобы можно было сформулировать конкретные рекомендации по объему реконструкции.

Ранее указывалось, что при наличии в топливном балансе электростанции двух видов топлива, значительно отличающегося по своим характеристикам, экономически целесообразно сжигать его раздельно в разных котлах, оптимизировав режим каждого из котлов на использование топлива одного вида. Однако на практике это не часто удается из-за нестабильности топливного баланса, беспорядочно меняющегося соотношения поставляемых на ТЭС видов и марок углей, при ограниченности имеющихся в наличии приемно-разгрузочных средств. Отсюда возникает потребность при появлении непроектного топлива проверить его сжигание в смеси с проектным топливом.

Иногда потребность проверить работу котла на смеси двух видов топлива возникает в процессе проведения опытного сжигания, когда выясняется, что на новом топливе возникают ограничения нагрузки или не обеспечиваются требуемые параметры пара.

Выбор оптимального способа размола и сжигания смеси двух видов топлива зависит от степени различия их характеристик.

Близкое по реакционной способности и влажности топливо, например, донецкий АШ и Т, кузнецкий СС и экибастузский, кузнецкий Г и Д, можно подавать к котлу в виде заготовленной на складе смеси, используя для размола системы пылеприготовления котла в любой комбинации.

Составление смеси топлива рекомендуется выполнять на складе. Два топлива, предназначенные для опытного сжигания в смеси, укладываются послойно по длине штабеля в виде “слоенного пирога”, затем с помощью механизмов “пирог” разрезается поперек и смесь подается на конвейеры топливоподачи. При организации этого штабеля в каждом слое выдерживается такое количество топлива, которое необходимо для создания смеси с выбранным соотношением смешиемых компонентов.

С другой стороны, не следует допускать совместную подачу к котлу двух разных видов топлива с резко отличающимися реакционной способностью и влажностью прежде всего из-за невозможности обеспечить взрывобезопасную работу систем пылеприготовления. Такое положение возникает при попытке организовать режим работы систем пылеприготовления при одновременной или поочередной подачи в них, например, канского-ачинского и кузнецкого Т или 2СС.

При поступлении в шаровую барабанную мельницу топлива с влажностью, меняющейся от 5 до 35%, невозможно обеспечить поддержание температуры аэросмеси за мельницей в пределах 65 - 70°C, диктуемых, с одной стороны, требованиями правил взрывобезопасности для канского-ачинского угля и, с другой стороны, условием надежной транспортировки готовой пыли низкореакционного каменного угля. Кроме того, сушка канского-ачинского угля должна производиться дымовыми газами, что недопустимо по условиям обеспечения устойчивого горения тощего угля.

При организации сжигания смеси двух видов топлива с резко отличающейся влажностью в котлах, оснащенных системами пылеприготовления прямого вдувания, размол этого топлива можно осуществить в разных мельницах, настроив режим каждой из них на какое-нибудь одно топливо. В этом случае смешение двух сжигаемых марок угля происходит непосредственно в топочной камере.

Содержание программы испытаний котла при опытном сжигании смеси нового топлива с проектным зависит от свойств нового топлива и ожидаемого на него влияния добавления проектного топлива. Так, при ограничении нагрузки котла на непроектном топливе из-за недостаточной производительности систем пылеприготовления следует определить долю проектного топлива в смеси, которая обеспечит несение котлом номинальной нагрузки.

Сжигание смеси топлива может вызываться необходимостью поддержания номинальных параметров пара или снижения интенсивности шлакования поверхностей нагрева. На электростанциях, где одним из основных видов топлива является природный газ, распространен режим работы котлов на смеси твердого топлива с газом. И хотя при наличии на электростанции твердого и газообразного топлива экономически целесообразно сжигать их в разных котлах, работа на смеси в некоторых случаях может быть оправданной.

Так, если при опытном сжигании непроектного твердого топлива выявятся какие-либо ограничения из-за шлакования, недостаточной производительности систем пылеприготовления, неустойчивого горения и других причин, целесообразно для снятия этих ограничений проверить работу котла на смеси непроектного топлива с природным газом.

Результаты испытаний котла, проведенных в процессе опытного сжигания непроектного топлива под руководством или при участии специализированной наладочной организации, должны быть оформлены в виде технического отчета или заключения.

На основании анализа расчетной работы должны быть предложены мероприятия, в том числе реконструктивные, выполнение которых снимет выявленные ограничения. Если объем необходимых реконструктивных работ окажется значительным, после их реализации может потребоваться опытное сжигание.

Необходимо иметь в виду, что только при наличии достаточного количества достоверных данных, полученных при выполнении проекта реконструкции, может быть выполнено опытное сжигание топлива, реализация которого покажет все не выявленные проблемы. Поэтому важным и желательным является привлечение к подготовке и проведению опытного сжигания непроектного топлива специалистов организаций, имеющих опыт выполнения аналогичных работ.

Из всего выше сказанного можно сделать вывод, что при наличии на электростанции двух видов топлива, значительно отличающегося по своим характеристикам, экономически целесообразно сжигать его раздельно в разных котлах, оптимизировав режим каждого из котлов на использование топлива одного вида. Однако с точки зрения экономичности нет особой необходимости проводить значительные реконструкции технологического процесса, выгоднее будет рассмотреть подбор необходимой смеси топлива которая будет удовлетворять всем техническим требованиям. Нужно подобрать правильные смеси топлив, чтобы не было необходимости в изменении основного и вспомогательного оборудования, тем самым мы получим более экономичное сжигание, нежели при сжигании в двух разных котлах или перевод станции на полностью непроектное топливо.

## **4 Расчетные исследования котельных агрегатов Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания»**

### **4.1 Тепловые расчеты котельных агрегатов**

Рассмотрим котельные агрегаты Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания» до реконструкции (см. таб.4.2) на Ирша-Бородинском топливе (см. таб.4.1).

Таблица 4.1 – Технический и элементный состав проектного топлива

Технический и элементный состав (%; $Q_i^r$ - Ккал/кг)									Приведенные характеристики(% кг/кал)			
W <sub>r</sub>	A <sub>d</sub>	C <sub>daf</sub>	H <sub>daf</sub>	S <sub>d</sub>	N <sub>daf</sub>	O <sub>daf</sub>	V <sub>daf</sub>	Q <sub>i</sub> <sup>r</sup>	W <sub>п</sub>	A <sub>п</sub>	S <sub>п</sub>	N <sub>п</sub>
33	10,5	72	4,9	0,3	0,9	22,4	47,8	3610	9,14	1,95	0,06	0,15

Таблица 4.2 – Исходные данные котельных агрегатов

Наименование величины	БКЗ-320	БКЗ-420 ЖШ	БКЗ-500
Номинальная паропроизводительность, т/ч	320	420	500
Паропроизводительность, т/ч	320	420	500
Давление перегретого пара, бар	140	140	140
Температура перегретого пара, °С	560	560	560
Температура холодного воздуха, °С	30	30	30
Давление питательной воды, бар	174	174	175
Температура питательной воды, °С	230	230	230
Давление в барабане парового котла, бар	156	156	161
Коэффициент избытка воздуха	1,2	1,2	1,2
Потеря теплоты с химическим недожогом, %	0	0	0
Потеря теплоты с механическим недожогом топлива, %	0,5	0,5	0,5
Температура воздуха перед ВЗП, °С	60	60	50

Расчетные характеристики топлива приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчетные характеристики топлива

Наименование величины	Значение параметра
Влажность, %	33
Зольность, %	6
Содержание серы, %	0,2
Содержание водорода, %	3
Содержание углерода, %	43,7
Содержание азота, %	0,6
Содержание кислорода, %	13,5
Выход летучих, %	48
Температура $t_1, ^\circ\text{C}$	1180
Температура $t_2, ^\circ\text{C}$	1210
Температура $t_3, ^\circ\text{C}$	1230
Низшая теплота сгорания, кДж/кг	15280

Далее необходимо провести расчет котельных агрегатов, с более детальной корректировкой основных конструктивных и режимных параметров.

Коэффициент полезного действия,  $\eta_{ka}^{\delta p}\%$ , парового котла определяется методом обратного баланса:

$$\eta_{ka}^{\delta p} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \quad (4.1)$$

где  $q_2$  – потеря теплоты с уходящими газами, %;

$q_3$  – потеря теплоты с химическим недожогом, % при сжигании твердых топлив принимается равной 0;

$q_4$  – потеря теплоты с механическим газами, % при сжигании твердых топлив принимается равной 0,5;

$q_5$  – потеря теплоты в окружающую среду, %;

$q_6$  – потеря теплоты с физическим теплом шлака, %.

Потеря теплоты с уходящими газами  $q_2$ , %, зависит от заданной температуры уходящих газов и избытка воздуха продуктов сгорания, покидающих котел:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xb}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_n^p + Q_{калорифера}}, \quad (4.2)$$

где  $H_{yx}$  – энталпия уходящих газов, кДж/кг;

$$q_2 = \frac{(1650,82 - 1,39 \cdot 357,07) \cdot (100 - 0,5)}{15480,8 + 192,56} = 7,33$$

Потеря теплоты от наружного охлаждения  $q_5$ , %, через внешние поверхности в котлах большой тепловой мощности невелика и уменьшается с ростом единичной мощности котла. Ее значение при номинальной расчетной нагрузке можно определить из следующих зависимостей:

$$q_5 = \frac{\left( \frac{60}{D_{ном}} \right)^{0.5}}{\lg(D_{ном})}, \quad (4.3)$$

где  $D_{ном}$  – номинальная нагрузка котла, кг/с.

Потеря теплоты с физическим теплом шлака  $q_6$ , %, выполняется по формуле:

$$q_6 = \frac{a_{шл} \cdot A^p \cdot (ct)_{шл}}{Q_n^p + Q_{калорифера}}, \quad (4.4)$$

где  $A^p$  – зольность топлива на рабочую массу, %, (см. таблицу 4.3);

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг, (см. таблицу 4.3);

$(ct)_{шл}$  – энталпия шлака, кДж/кг, которая принимается в зависимости от способа шлакоудаления.

Полный расход топлива  $B$ , кг/с, подаваемого в топочную камеру парового котла, определяется из баланса между полезным тепловыделением при горении топлива и тепловосприятием рабочей среды в паровом котле:

$$B = \frac{D_{\text{не}} \cdot (h_{\text{не}} - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{кип}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{вт}} \cdot (h_{\text{вт}}^{\prime} - h_{\text{вт}}^{\prime\prime})}{(Q_{\text{пр}} + Q_{\text{калорифер}}) \cdot \left(\frac{\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}}{100}\right)}, \quad (4.5)$$

где  $D_{\text{не}}$  – заданная паропроизводительность котла, кг/с;  
 $D_{\text{вт}}$  – расход вторично-перегреваемого пара, кг/с;  
 $Q_{\text{пр}}$  – теплота сгорания топлива, кДж/кг, (см.таблицу 4,1);  
 $Q_{\text{калорифер}}$  – теплота подогрева в калорифере, кДж/кг, (см.таблицу 4,1);  
 $h_{\text{кип}} = h'(t_s(P_6))$  – энталпия воды на линии насыщения, кДж/кг;  
 $h_{\text{пв}} = f(P_{\text{пв}}, t_{\text{пв}})$  – энталпия питательной воды, кДж/кг;  
 $G_{\text{пр}} = (0,05 \div 2)\% \cdot D_{\text{не}}$  – расход продувочной воды из барабанного парового котла, кг/с;  
 $h_{\text{не}} = f(P_{\text{не}}, t_{\text{не}})$  – энталпия перегретого пара, кДж/кг.

При ненулевых значениях механического недожога  $q_4$  определяют значение расчетного расхода сгоревшего топлива  $B_p$ , кг/с, на основе которого производится определение полного расхода газов и воздуха в газовоздушном тракте:

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (4.5)$$

где  $B$  – полный расход топлива, кг/с;  
 $q_4$  – потеря теплоты с химическим недожогом топлива, %.

### Тепловой расчет топочной камеры

Целью расчета является нахождение температуры газов на выходе из топки  $\vartheta_t^{\prime\prime}$ .

Полная площадь поверхности стен топки  $F_{\text{ст}}$ , м<sup>2</sup>, вычисляется как сумма плоскостей, ограничивающих объем топочной камеры:

$$F_{\text{ст}} = F_{\text{фр}} + F_{\text{тыл}} + 2 \cdot F_{\text{бок}} + F_{\text{пот}} + F_{\text{вок}}, \quad (4.6)$$

где  $F_{\text{фр}}$  – площадь поверхности фронтовой стены топки, м<sup>2</sup>;  
 $F_{\text{тыл}}$  – площадь поверхности задней стенки топки, м<sup>2</sup>;

$F_{бок}$  – площадь поверхности боковой стены топки, м<sup>2</sup>;  
 $F_{под}$  – площадь поверхности пода топки, м<sup>2</sup>;  
 $F_{пот}$  – площадь поверхности экранов потолка топки м<sup>2</sup>;  
 $F_{вок}$  – площадь поверхности выходного окна топки, образованного плоскостью нижнего торца ширм, м<sup>2</sup>.

Объем топочной камеры, м<sup>3</sup>, определяется по формуле:

$$V_t = F_{бок} \cdot b_t, \quad (4.7)$$

где  $b_t$  – ширина топочной камеры, м.

Значение объема топочной камеры определяет величину расчетного теплонапряжения топочного объема, кВт/м<sup>3</sup>:

$$q_v = \frac{B_p \cdot Q_h^p}{V_t}, \quad (4.8)$$

Эффективная толщина излучающего слоя топки, м:

$$S_t = 3,6 \cdot \frac{V_t}{F_{ст}}, \quad (4.9)$$

Энталпия горячего воздуха  $H_{0_{гв}}$  вычисляется по формуле при  $t_{гв}$ . Относительный избыток воздуха вычисляется по формуле:

$$\beta_{гв} = \alpha_t - \Delta\alpha_t - \Delta\alpha_{пп}, \quad (4.10)$$

где  $\alpha_t$  – избыток воздуха в топке;  
 $\Delta\alpha_t$  – присос воздуха в топку;  
 $\Delta\alpha_{пп}$  – присос воздуха в пылесистему.  
 Теплота, внесенная с воздухом, кДж/кг:

$$Q_b = \beta_{гв} \cdot H_{0_{гв}} + (\Delta\alpha_t + \Delta\alpha_{пп}) \cdot H_{0_{хв}}, \quad (4.11)$$

где  $H_{0_{хв}}$  – энталпия присосов холодного воздуха, кДж/кг.

Полезное тепловыделение в топочной камере, кДж/кг:

$$Q_t = (Q_h^p + Q_{калорифера}) \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_b, \quad (4.12)$$

По формуле определяется теоретическая (адиабатная) температура продуктов сгорания в топке  $\vartheta_a$ ,  $^{\circ}\text{C}$ .

Далее задаем температуру на выходе из топки  $\vartheta_t$ ,  $^{\circ}\text{C}$ , в первом приближении, с последующим уточнением.

Вычисляем коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания:

$$k_r = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{r_n \cdot s_t}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{T_t}{1000} \right), \quad (4.13)$$

где  $T_t = \vartheta_t + 273,15$  – абсолютная температура газов на выходе из топки, К.

$$k_{\text{зл}} = \frac{43 \cdot \rho_r}{(T_t \cdot d_{\text{зл}})^{0,67}}, \quad (4.14)$$

где  $d_{\text{зл}}$  – эффективный диаметр золовых частиц, мкм;

$\rho_r = 1300$ ,  $\text{г}/\text{м}^3$  – плотность дымовых газов при атмосферном давлении.

Коэффициент поглощения топочной среды,  $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$ :

$$k = k_r \cdot r_n + k_{\text{зл}} \mu_{\text{зл}} + k_k, \quad (4.15)$$

где  $k_k$  – коэффициент ослабления лучей частицами горящего кокса.

По найденным значениям рассчитываем критерий поглощательной способности:

$$Bu = k \cdot p \cdot s_t, \quad (4.16)$$

где  $p$  – давление в топочной камере, МПа.

По значению критерия Бугера рассчитываем степень черноты:

$$a_t = 1 - e^{-Bu}, \quad (4.17)$$

По найденному значению  $Bu$  определяем эффективное значение критерия Бугера:

$$Bu = 1,6 \cdot \ln \left( \frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right), \quad (4.18)$$

Значение, характеризующее относительную высоту положения зоны максимальных температур в топке:

$$X_t = \frac{h_r}{h_t}, \quad (4.19)$$

где  $h_r$  – высота размещения горелок от середины холодной воронки;  
 $h_t$  – высота топки (от холодной воронки до ширм).

Эмпирический параметр, учитывающий положение ядра факела в топке:

$$M = 0,59 - 0,5X_t, \quad (4.20)$$

Угловой коэффициент экрана:

$$x = 1 - 0,2 \left( \frac{s}{d} - 1 \right), \quad (4.21)$$

где  $s / d$  – относительный шаг труб настенного экрана.

Коэффициент тепловой эффективности экрана:

$$\psi = \xi \cdot x, \quad (4.22)$$

где  $\xi$  – коэффициент загрязнения, принимается в диапазоне 0,45-0,5.

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания:

$$(Vc)_{cp} = \frac{Q_t - H''_t}{\vartheta_a - \vartheta''_t}, \quad (4.23)$$

где  $H''_t$  – энталпия газа на выходе из топки определяется по формуле при  $\vartheta''_t$ .

Определяем температуру газов на выходе из топки,  $^{\circ}\text{C}$ :

$$\vartheta''_t = \frac{T_a}{1 + MBu^{0,3} \cdot \left[ \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{ct} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B_p \cdot (Vc)_{cp}} \right]^{0,6}} - 273,15, \quad (4.24)$$

Затем проверяем найденную температуру газов на выходе из топки с ранее заданной, если они отличаются, то перезадаем и пересчитываем до полного совпадения.

Находим количество теплоты, переданное излучением от газов к поверхностям топки, кДж/кг:

$$Q_{\text{л}} = \varphi(Q_{\text{т}} - H''_{\text{т}}), \quad (4.25)$$

Рассчитываем среднее тепловое напряжение экранов топки, кВт/м<sup>2</sup>:

$$q_{\text{л}} = \frac{B_{\text{п}} \cdot Q_{\text{л}}}{F_{\text{ст}} \cdot \chi}, \quad (4.26)$$

где  $\chi$  - степень экранирования стен топки.

### **Расчет тепловосприятия радиационных поверхностей нагрева**

Тепловосприятие настенного и потолочного радиационного пароперегревателя в пределах топочной камеры, кДж/кг:

$$Q_{\text{пот}} = \frac{q_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{в}} \cdot F_{\text{пот}}}{B_{\text{п}}}, \quad (4.27)$$

где  $F_{\text{пот}}$  – площадь поверхности стен и потолка топки, занятая пароперегревателем, м<sup>2</sup>;

$\eta_{\text{в}}$  – коэффициент неравномерности тепловосприятия для потолка и верхней части топки.

Температура газов на входе в поворотную камеру, К:

$$\bar{T}_{\text{пк}} = T''_{\text{т}} - \Delta \vartheta_{\text{гр}}, \quad (4.28)$$

где  $\Delta \vartheta_{\text{гр}}$  – величина снижения температуры газов в горизонтальном газоходе.

Средняя температура газов в горизонтальном газоходе, К:

$$\bar{T}_{\text{гр}} = (T''_{\text{т}} + \bar{T}_{\text{пк}}) / 2, \quad (4.29)$$

Тепловосприятие поверхностей нагрева в области горизонтального газохода, кДж/кг:

$$Q_{\text{гр}} = \frac{q_0 \cdot (\bar{T}_{\text{гр}} / 1273)^2 \cdot F_{\text{гр}}}{B_{\text{п}}}, \quad (4.30)$$

где  $q_0$  – удельное теплонапряжение поверхности, кВт/м<sup>2</sup>;  
 $F_{\text{гр}}$  – площадь поверхности стен горизонтального газохода, закрытых экранами, м<sup>2</sup>.

Эффективная толщина излучения объема газов в поворотной камере, м:

$$S_{\text{пк}} = 3,6 \cdot \frac{V_{\text{пк}}}{F_{\text{пк}}}, \quad (4.31)$$

где  $V_{\text{пк}}$  – объем поворотной камеры, м<sup>3</sup>;  
 $F_{\text{пк}}$  – площадь поверхности стен поворотной камеры, закрытых экранами, м<sup>2</sup>.

Тепловосприятие поверхностей нагрева в области поворотной камеры, кДж/кг:

$$Q_{\text{пк}} = \frac{q_0 \cdot (S_{\text{пк}} / 2,8)^{0,25} \cdot (\bar{T}_{\text{пк}} / 1273)^2 \cdot F_{\text{пк}}}{B_p}, \quad (4.32)$$

Суммарное тепловосприятие радиационного пароперегревателя, кДж/кг:

$$Q_{\text{пп}} = Q_{\text{пот}} + Q_{\text{гр}} + Q_{\text{пк}}, \quad (4.33)$$

Расход воды на впрыск, кг/с:

$$D_{\text{впр}} = 0,05 \cdot D_{\text{не}}, \quad (4.34)$$

Прирост энталпии пара в радиационном пароперегревателе, кДж/кг:

$$\Delta h_{\text{пп}} = \frac{Q_{\text{пп}} \cdot B_p}{(D_{\text{не}} - D_{\text{впр}})}, \quad (4.35)$$

Определяем энталпию пара на выходе из РПП, кДж/кг:

$$h''_{\text{пп}} = h_{\text{пп}} + \Delta h_{\text{пп}}, \quad (4.36)$$

где  $h_{\text{пп}}$  – энталпия пара на выходе из барабана.

Находим температуру пара на выходе из РПП, °C:

$$t''_{\text{пп}} = f(P_{\text{пп}}, h''_{\text{пп}}), \quad (4.37)$$

где  $P_{\text{пп}}$  – давление пара в радиационном пароперегревателе, МПа.

### Тепловой расчет ширмового пароперегревателя

Методика расчета сводится к решению системы трех уравнений:

Количество теплоты, отданное газами пароперегревателю из межтрубного пространства, кДж/кг:

$$Q^6 = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_{\text{пп}} \cdot H_{\text{хв}}^0), \quad (4.38)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сохранения тепла;

$H'$  – энтальпия газов на входе в ширмы, кДж/кг;

$H''$  – энтальпия газов на выходе из ширм, кДж/кг;

$\Delta\alpha_{\text{пп}}$  – величина присосов воздуха в пароперегревателе;

$H_{\text{хв}}^0$  – энтальпия присосанного холодного воздуха, кДж/кг.

Количество тепла, переданного через стенки труб пароперегревателя за счет теплоотдачи, кДж/кг:

$$Q^r = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{10^3 \cdot B_p}, \quad (4.39)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$F$  – площадь пароперегревателя, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  – температурный напор пароперегревателя, °C;

$B_p$  – расчетный расход топлива, кг/с.

Температурный напор для пароперегревателя, °C:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3 \cdot \lg \left( \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} \right)}, \quad (4.40)$$

где  $\Delta t_6$ ,  $\Delta t_m$  – соответственно большая и меньшая разности температур теплоносителей, °C,  $\Delta t_6 = \vartheta' - t''$ ,  $\Delta t_m = \vartheta'' - t'$ .

Количество тепла, воспринятого в пароперегревателе, кДж/кг:

$$Q^6 = \frac{D_{\text{не}}}{B_p} \cdot (h_{\text{не}}'' - h_{\text{не}}') - Q^r, \quad (4.41)$$

где  $D_{\text{не}}$  – расход перегретого пара, кг/с;

$h_{\text{не}}'$  – энтальпия пара на входе в пароперегреватель, кДж/кг;

$h_{\text{не}}''$  – энтальпия пара на выходе в пароперегреватель, кДж/кг.

Составляем систему уравнения:

$$\varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_{\text{пп}} \cdot H_{\text{xb}}^0) = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{10^3 \cdot B_p}$$

$$\frac{D_{\text{не}}}{B_p} \cdot (h''_{\text{не}} - h'_{\text{не}}) - Q^{\text{l}} = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{10^3 \cdot B_p}$$

Из этой системы находим температуры на выходе из пароперегревателя по газу и по пару. Конвективные поверхности нагрева рассчитываются аналогично ширмовому пароперегревателю.

В таблицах 4.4-4.8 приведены результаты расчетных исследований котельных агрегатов Красноярского филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания». Выходные данные содержат основные показатели, характеризующие условия надежной и экономичной работы, как всего котельного агрегата, так и каждой поверхности нагрева.

В таблице представлены данные характеризующие экономичность работы котла.

Таблица 4.4 – Экономичность работы паровых котлов

Наименование величины	БКЗ-320 ЖШ	БКЗ-420 ЖШ	БКЗ-500
Потеря теплоты с уходящими газами, %	7,6	7,7	7
Потеря теплоты с химическим недожогом, %	0	0	0
Потеря теплоты с механическим недожогом, %	0,5	0,5	0,5
Потеря теплоты от наружного охлаждения, %	0,385	0,4	0,4
Потеря теплоты с физическим теплом шлака, %	0,149	0,22	0,23
Коэффициент полезного действия котла, %	90,963	91,2	92,1
Полный расход топлива, кг/с	14,08	20,08	23,86
Расчетный расход сгоревшего топлива, кг/с	14	20	23,74
Тепловое напряжение топочного объема, КВт/м <sup>3</sup>	140	153,516	98,62
Тепловое напряжение топочного сечения, КВт/м <sup>2</sup>	2631,99	3233,14	3221,51

Таблица 4.5 – Результаты расчетных исследований котла БКЗ-320-140ЖШУ

Показатель	Топка		ШПП		ШП-3		ШП-4		ШП-1		ВЭК-2		ВЭК-1		ВЭК-1	
Температура среды на входе в поверхность нагрева, °C	7110	-	964	1076	-	343	343	-	343	343	382	382	429	429	488	488
Температура среды на выходе из поверхности нагрева, °C	840,93	222,8	3,6	35,6	643	440	999	1076	429	999	488	488	545	545	488	488
Температура газового потока на входе в поверхность нагрева, °C	1050	14,8	6,4	48,8	429	594	987	999	429	987	716	716	716	716	382	382
Площадь теплообмена, м <sup>2</sup>	1012	18,9	6,42	50,3	377	594	716	987	545	716	396	396	665	665	350	350
Температурный напор, °C	535,063	7	6,6	48,5	336	226	2550	406	665	406	2550	2550	343	343	262	262
Коэффициент теплопередачи, Вт/м <sup>2</sup> К	2590,06	0,9	6,7	54,1	12,1	18	68	5400	349	406	250	250	119	119	119	119
Скорость газового потока, м/с	550,57	0,8	7,5	61,1	71	71	71	1920	278	349	262	262	230	230	230	230
Скорость нагреваемой среды, м/с	686,32	4,2	9,9	13,1	46	46	46	14500	165	165	119	119	55	55	55	55
Количество теплоты, отданное газами, кДж/кг	726,97															

Таблица 4.6 – Результаты расчетных исследований котла БКЗ-420-140ЖШУ

Показатель		Топка	
Температура среды на входе в поверхность нагрева, °C	338	338	IIIП
Температура среды на выходе из поверхности нагрева, °C	-	338	III-3
Температура газового потока на входе в поверхность нагрева, °C	1127	1127	III-4
Температура газового потока на выходе из поверхности нагрева, °C	1138	1138	III-1
Площадь теплообмена, м <sup>2</sup>	-	-	ВЭК-2
Температурный напор, °C	-	-	
Коэффициент теплопередачи, Вт/м <sup>2</sup> К	41,61	944	
Скорость газового потока, м/с	6,3	89,69	
Скорость нагреваемой среды, м/с	12,7	74,45	
Количество теплоты, отданное газами, кДж/кг	8,8	71,7	
6387,84	-	-	
1038,13	17,2	637	
996,27	17,27	439	
766,04	20,6	395	
1925,56	9,36	367	
2113,9	0,87	206	
816,27	6,6	21,29	
774,4	0,594	71,98	
1117,66	5,6	11,9	

Таблица 4.7 – Результаты расчетных исследований котла БКЗ-500-140 ТШУ

Показатель			Топка	
Температура среды на входе в поверхность нагрева, °C		334	334	IIIП
Температура среды на выходе из поверхности нагрева, °C	-	34	34	IIIП
Температура газового потока на входе в поверхность нагрева, °C	1028	-	1028	III-4
Площадь теплообмена, м <sup>2</sup>	2135	1028	468	468
Температурный напор, °C	-	930	930	520
Коэффициент теплопередачи, Вт/м <sup>2</sup> К	-	843	843	520
Скорость газового потока, м/с	6,5	6,5	6,5	III-3
Скорость нагреваемой среды, м/с	7,5	7,5	7,5	III-1
Количество теплоты, отданное газами, кДж/кг	47,47	303	752	345
	59,3	304	604	345
	64,5	112	4835,5	322
	22,44	58,4	26868	230
	14,2	158	296	50
	4,9	279		ВЗП

Таблица 4.8–Расчет системы пылеприготовления котельных агрегатов

Наименование величины	БКЗ-320ЖШУ	БКЗ-420ЖШУ	БКЗ-500ТШУ
Количество мельниц на котел, шт.	4	2	4
Тонина помола ( $R_{90}$ ), %	60	60	60
Коэффициент размолоспособности	1,2	1,2	1,2
Тип мельницы	ММТ	ММТ	МВ
Диаметр ротора, мм	1500	2000	2700
Длина ротора, мм	2510	2590	650
Количество оборотов, об/мин	735	730	590
Количество горелочных устройств, шт.	16	16	12
Число ярусов горелочных устройств, шт.	2	2	3
Расположение горелочных устройств	тангенциальное	тангенциальное	тангенциальное

Произведены расчеты расходов топлива, были найдены КПД по каждому котлоагрегату, также был проведён полный тепловой расчет, расчет системы пылеприготовления (таблицы 4.4-4.8).

Сопоставительный анализ полученных результатов позволил увидеть отличия в конструкции котельных агрегатов, помог понять устройство системы сжигания топлива, удаления золы и шлака на существующих котлах. По результатам теплового расчета стали известны все параметры поверхностей нагрева, которые в дальнейшем будут являться сравнением до и после реконструкции при переводе на непроектное топливо или на смеси.

Расчет позволяет оценить пригодность действующей компоновки поверхностей нагрева для сжигания предположительной смеси топлив.

## **5 Расчётный анализ режимов работы котельных агрегатов при сжигании проектных и непроектных углей**

### **5.1 Тепловой расчёт котла с оценкой тепловых характеристик работы котлов при сжигании непроектных углей**

С целью проведения сравнительного анализа основных тепловых характеристик работы котельных агрегатов при сжигании проектных и непроектных топлив была разработана методика предварительной оценки целесообразности проведения экспериментальных работ (балансовых испытаний). В качестве основных показателей тепловой работы котла по условию экономичной и надёжной эксплуатации котельного агрегата выбраны: КПД котла, расход топлива на котел, температура газов на выходе из топки и температура газов перед конвективным пароперегревателем с последующим сопоставлением полученных расчётным путем температур с допустимыми значениями, полученными экспериментальным путем по методике Coral, учитывающей химический состав минеральной части угля.

Результаты тепловых расчётов котлоагрегатов ООО «Сибирская генерирующая компания» в количественной интерпретации представлены в таблицах 5.1–5.3.

Таблица 5.1 – Анализ изменения численных значений режимных и тепловых характеристик работы котельного агрегата БКЗ-320(ЖШУ) Красноярской ТЭЦ-1

Продолжение таблицы 5.1

БКЗ-320ЖШУ	бородинский(80)+черногорский (20)	1308	0,76	0,71	1150	970	0,68	В	163	91,4	42,8	5,2	1060	976	864	2,7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(70)+черногорский (30)	1322	0,76	0,7	1150	970	0,65	В	164	91,6	42,1	5,2	1062	975	863	2,7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(70)+изыхский(30)	1294-	0,75	0,72	1145	965	0,68	В	167	91,6	42,7	5,2	1054	977	865	2,7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(85)+изыхский (15)	1283	0,75	0,72	1145	965	0,7	В	166	91,5	43,7	5,2	1054	976	864	2,7
БКЗ-320ЖШУ	Бородинский(90)+изыхский(10)	1282	0,75	0,72	1145	965	0,7	В	166	91,4	45,8	5,2	1055	977	865	2,7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(70)+харанорский (30)	1278,5	0,72	0,7	1150	970	0,68	В	162	90,8	51,3	5,2	1025	984	872	7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(50)+харанорский (50)	1277,5	0,7	0,69	1150	970	0,64	В	160	90,8	52,7	5,2	1018	975	862	7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(30)+харанорский(70)	1276	0,68	0,67	1160	980	0,61	В	158	90,8	53,1	5,2	1009	966	856	7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(70)+березовский (30)	1304	0,757	0,77	1136	973	0,75	В	160	91,1	49,85	5,2	1037	974,6	894	7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(50)+березовский (50)	1320	0,785	0,765	1130	978	0,78	В	165	91,2	49,3	5,2	1038	974,8	893,3	7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(30)+березовский(70)	1336	0,8	0,8	1124	983	0,79	В	166	91,3	49,01	5,2	1038	975,1	892	7
БКЗ-320ЖШУ	Бородинский(90)+назаровский (10)	1291	0,76	0,722	1144	969	0,74	В	163	90,8	51,6	5,2	1036	974,1	897,9	7
БКЗ-320ЖШУ	бородиский(85)+назаровский (15)	1296,5	0,77	0,72	1144	971	0,75	В	163	90,7	52,2	5,2	1036	974	899	7
БКЗ-320ЖШУ	бородинский(70)+назаровский(30)	1313	0,78	0,73	1144	977	0,76	В	164	90,65	54,1	5,2	1036	972	903	7

Таблица 5.2 – Анализ изменения численных значений режимных и тепловых характеристик работы котельного агрегата БКЗ-420(ЖШУ) Красноярской ТЭЦ-2

Филиал, тип котла	Уголь									
	Температура жидкоплавкого состояния, $t_c$									
	Индекс интенсивности шлакования экранов, $R_{тэ}$									
	Индекс интенсивности шлакования ширм, $R_{шп}$									
	Максимально-допустимая температура газов на выходе из топки $T_t''$									
	Температура начала шлакования, $T_{шл}$									
	Индекс интенсивности загрязнения конвективных поверхностей $R_{ca}$									
	Ранг склонности к загрязнению конвективных поверхностей нагрева $R_{ca}$									
	Температура уходящих газов при Дном									
	КПД котла при Дном									
БКЗ-420ЖШУ	Бородинский	1280	0,75	0,72	1145	965	0,73	B	169	91,1
БКЗ-420ЖШУ	Канский	1280	0,86	0,92	1085	975	0,76	B	169	91,4
БКЗ-420ЖШУ	Назаровский	1390	0,85	0,74	1140	1005	0,84	B	177	90,3
БКЗ-420ЖШУ	Харанорский	1275	0,63	0,64	1170	990	0,54	C	169	90,5
БКЗ-420ЖШУ	Березовский	1360	0,82	0,81	1115	990	0,82	B	166	91,6
БКЗ-420ЖШУ	Черногорский	1420	0,64	0,58	1185	1005	0,38	H	159	91,7
БКЗ-420ЖШУ	Изыксский	1300	0,67	0,7	1150	970	0,45	C	154	91,9
БКЗ-420ЖШУ	Бородинский(90)+черногорский	1294	0,76	0,71	1145	965	0,71	B	167	91,3
		(10)								
										Ограничения по котельному и вспомогательному оборудованию

Продолжение таблицы 5.2

БКЗ-420ЖШУ	бородинский(80)+черногорский (20)	1308	0,76	0,71	1150	970	0,68	В	165	91,5	71,7	5,2	1218	1052	997	2,7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(70)+черногорский (30)	1322	0,76	0,7	1150	970	0,65	В	164	91,7	68,9	5,2	1221	1052	996	2,7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(70)+изыхский(30)	1294-	0,75	0,72	1145	965	0,68	В	166	91,5	71,9	5,2	1218	1052	998	2,7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(85)+изыхский (15)	1283	0,75	0,72	1145	965	0,7	В	166	91,4	73,4	5,2	1216	1051	997	2,7
БКЗ-420ЖШУ	Бородинский(90)+изыхский(10)	1282	0,75	0,72	1145	965	0,7	В	167	91,3	74,9	5,2	1214	1050	997	2,7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(70)+харанорский (30)	1278,5	0,72	0,7	1150	970	0,68	В	165	90,9	79,1	5,2	1157	1035	972	7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(50)+харанорский (50)	1277,5	0,7	0,69	1150	970	0,64	В	162	90,9	80,1	5,2	1149	1026	962	7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(30)+харанорский(70)	1276	0,68	0,67	1160	980	0,61	В	159	90,94	80,6	5,2	1140	1017	956	7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(70)+березовский (30)	1304	0,757	0,77	1136	973	0,75	В	158	91,3	77,65	5,2	1200	1050	999	7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(50)+березовский (50)	1320	0,785	0,765	1130	978	0,78	В	162	91,4	77,1	5,2	1205	1051	1000	7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(30)+березовский(70)	1336	0,8	0,8	1124	983	0,79	В	163	91,5	76,2	5,2	1206	1055	1001	7
БКЗ-420ЖШУ	Бородинский(90)+назаровский (10)	1291	0,76	0,722	1144	969	0,74	В	160	91	79,4	5,2	1206	1056	997	7
БКЗ-420ЖШУ	бородиский(85)+назаровский (15)	1296,5	0,77	0,72	1144	971	0,75	В	162	90,9	80	5,2	1205	1054	996	7
БКЗ-420ЖШУ	бородинский(70)+назаровский(30)	1313	0,78	0,73	1144	977	0,76	В	162	90,85	82,1	5,2	1206	1054	995	7

Таблица 5.3 – Анализ изменения численных значений режимных и тепловых характеристик работы котельного агрегата БКЗ-500(ТПУ) Красноярской ТЭЦ-2

Филиал, тип котла		Уголь														
		Температура жидкоплавкого состояния, $t_c$														
		Индекс интенсивности шлакования экранов, $R_{тэ}$														
		Индекс интенсивности шлакования ширм, $R_{шп}$														
		Максимально-допустимая температура газов на выходе из топки $T_t''$														
		Температура начала шлакования, $T_{шл}$														
		Индекс интенсивности загрязнения конвективных поверхностей $R_{ca}$														
		Ранг склонности к загрязнению конвективных поверхностей нагрева $R_{ca}$														
		Температура уходящих газов при Дном														
		КПД котла при Дном														
		Расход топлива при Дном														
		Максимальное тепловое напряжение сечения топочной камеры $\sigma_E$														
		Температура газов на выходе из топки при Дном														
		Температура газов перед КПП при Дном														
		Температура за фестонированной частью														
		Ограничения по котельному и вспомогательному оборудованию														
БКЗ- 500ТПУ	Бородинский	1280	0,75	0,72	1145	965	0,73	B	169	91,1	78,2	5,2	1210	1050	997	
БКЗ- 500ТПУ	Канский	1280	0,86	0,92	1085	975	0,76	B	169	91,4	72,8	5,2	1232	1091	1034	7
БКЗ- 500ТПУ	Назаровский	1390	0,85	0,74	1140	1005	0,84	B	177	90,3	88,7	5,2	1204	1051	1004	4
БКЗ- 500ТПУ	Харанорский	1275	0,63	0,64	1170	990	0,54	C	169	90,5	98,2	5,2	1165	1009	956	4,9
БКЗ- 500ТПУ	Березовский	1360	0,82	0,81	1115	990	0,82	B	166	91,6	69,7	5,2	1232	1073	1009	7
БКЗ- 500ТПУ	Черногорский	1420	0,64	0,58	1185	1005	0,38	H	159	91,7	66,9	5,2	1239	1075	960	2,7
БКЗ- 500ТПУ	Изыксский	1300	0,67	0,7	1150	970	0,45	C	154	91,9	67,1	5,2	1240	1080	962	2,7
БКЗ- 500ТПУ	Бородинский(90)+черногорский	1294	0,76	0,71	1145	965	0,71	B	167	91,3	74,8	5,2	1247	1051	998	2,7
		(10)														

Продолжение таблицы 5.3

БКЗ-500ТШУ	бородинский(80)+черногорский (20)	1308	0,76	0,71	1150	970	0,68	В	165	91,5	71,7	5,2	1218	1052	997	2,7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(70)+черногорский (30)	1322	0,76	0,7	1150	970	0,65	В	164	91,7	68,9	5,2	1221	1052	996	2,7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(70)+изыхский(30)	1294-	0,75	0,72	1145	965	0,68	В	166	91,5	71,9	5,2	1218	1052	998	2,7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(85)+изыхский (15)	1283	0,75	0,72	1145	965	0,7	В	166	91,4	73,4	5,2	1216	1051	997	2,7
БКЗ-500ТШУ	Бородинский(90)+изыхский(10)	1282	0,75	0,72	1145	965	0,7	В	167	91,3	74,9	5,2	1214	1050	997	2,7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(70)+харанорский (30)	1278,5	0,72	0,7	1150	970	0,68	В	165	90,9	79,1	5,2	1157	1035	972	7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(50)+харанорский (50)	1277,5	0,7	0,69	1150	970	0,64	В	162	90,9	80,1	5,2	1149	1026	962	7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(30)+харанорский(70)	1276	0,68	0,67	1160	980	0,61	В	159	90,94	80,6	5,2	1140	1017	956	7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(70)+березовский (30)	1304	0,757	0,77	1136	973	0,75	В	158	91,3	77,65	5,2	1200	1050	999	7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(50)+березовский (50)	1320	0,785	0,765	1130	978	0,78	В	162	91,4	77,1	5,2	1205	1051	1000	7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(30)+березовский(70)	1336	0,8	0,8	1124	983	0,79	В	163	91,5	76,2	5,2	1206	1055	1001	7
БКЗ-500ТШУ	Бородинский(90)+назаровский (10)	1291	0,76	0,722	1144	969	0,74	В	160	91	79,4	5,2	1206	1056	997	7
БКЗ-500ТШУ	бородиский(85)+назаровский (15)	1296,5	0,77	0,72	1144	971	0,75	В	162	90,9	80	5,2	1205	1054	996	7
БКЗ-500ТШУ	бородинский(70)+назаровский(30)	1313	0,78	0,73	1144	977	0,76	В	162	90,85	82,1	5,2	1206	1054	995	7

Ограничения по котельному и вспомогательному оборудованию, отраженные в таблицах 5.1–5.3:

1. На котлоагрегатах, оснащенных пылесистемами с промбункером и воздушной сушкой топлива, не рекомендуется использование углей IV-ой группы взрывоопасности.
2. Пылесистемы прямого вдувания, оснащенные гравитационными и инерционными сепараторами, не обеспечат требуемую для каменных углей тонину помола готовой пыли, что приведет к повышению потерь от механической неполноты сгорания.
3. При воздушной сушке каменных углей значительно возрастает доля первичного воздуха (свыше 50%), растет температура уходящих газов. При сушке горячим и слабоподогретым воздухом необходима существенная присадка холодного воздуха.
4. Суммарная доля топочных и уходящих газов, отбираемых на сушку топлива, существенно превышает проектную.
5. Высока температура плавления золы угля ( $t_c > 1500^\circ\text{C}$ ), проблемы с выходом жидкого шлака.
6. Недостаточный перегрев пара при понижении нагрузки.
7. Превышение максимально допустимой температуры газов на выходе из топки. Снижение бесшлаковой мощности котла.
8. Шлакование конвективного пароперегревателя вследствие превышения температурой газов перед пакетом температуры начала шлакования.
9. Увеличение расхода топлива ведет к увеличению количества мельниц либо к замене на другие.

## **5.2 Расчёт котельных агрегатов на сравнения влияния их на окружающую среду при сжигании непроектных углей**

### **5.2.1 Определение массового выброса твердых частиц**

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов на котельных агрегатах БКЗ-420 и БКЗ-500 осуществляется электрофильтром с КПД около 99%, у котельного агрегата БКЗ-320 улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется батарейными циклонами с КПД 90-95%.

Массовый выброс золы и твердых частиц несгоревшего топлива, кг/с:

$$M_{\text{tb}} = 0,01 \cdot B \cdot \left( A^p \cdot a_{yu} + q_4 \cdot \frac{Q_h^p}{32700} \right) \cdot (1 - \eta_{zy}), \quad (5.1)$$

где  $a_{yu} = 0,95$  – доля золы уносимая газами [6];

$A^p$  – зольность топлива, %;

$q_4 = 0,5$  % потеря с механическим недожогом [6].

Количество летучей золы, кг/с, входящее в суммарное количество твердых частиц, уносимых в атмосферу, вычисляют по формуле:

$$M_{лз} = B \cdot \frac{A^p + 2,5 \cdot k_{SO} \cdot S_{\Phi}}{100 - \Gamma_{ун}} \cdot (1 - \eta_{зы}), \quad (5.2)$$

где  $\eta_{зы}$  - КПД золоуловителя;

$$\Gamma_{ун}=5$$

$$k_{SO}=1$$

$$S_{\Phi}=0,5$$

Количество золы, поступающей на золоотвал, кг/с:

$$M_3 = 0,01 \cdot B \cdot A^p \cdot a_{ун}, \quad (5.3)$$

Количество шлака, поступающего на золоотвал, кг/с:

$$M_{шл} = 0,01 \cdot B \cdot A^p \cdot a_{шл}, \quad (5.4)$$

где  $a_{шл} = 0,05$  – доля шлака[6].

Суммарное количество золы и шлака, поступающее на золоотвал с электростанции, кг/с:

$$M_{золоотвал} = M_3 + M_{шл}, \quad (5.5)$$

Количество твердых частиц, кг/с, образующихся в топке в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу в виде коксовых остатков, при сжигании твердого топлива определяются по формуле:

$$M_{к} = M_{тв} + M_{лз}, \quad (5.6)$$

## 5.2.2 Выбросы с дымовыми газами

Количество диоксида серы  $SO_2$  и  $SO_3$  в пересчете на  $SO_2$ (кг/с), выбрасываемое в атмосферу в единицу времени, вычисляется по формуле:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot B \cdot S^p \cdot \left(1 - \frac{\eta'_{SO_2}}{100}\right), \quad (5.7)$$

где  $B$  – расход топлива на котел;

$S^p$  – концентрация серы в топливе;

$\eta'_{SO_2} = 50$  – доля  $SO_2$ , уловленная золовыми частицами непосредственно в газоходе котла.

Определение массового выброса окислов азота

Количество оксидов азота в пересчете на двуокись азота кг/с, выбрасываемые в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot K \cdot B \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \cdot r) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \quad (5.8)$$

где  $K$  – коэффициент, характеризующий выход окислов азота, кг/т. у. т:

$$K = \frac{12 \cdot D_\phi}{200 + D}, \quad (5.9)$$

где  $D_\phi$  – фактическая паропроизводительность котла, т/ч;

$D$  – номинальная паропроизводительность котла, т/ч.

$B$  – расход топлива на котел

$Q_H^p$  – низшая теплота сгорания топлива;

$q_4$  – механический недожог;

$\beta_1$  – коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^p, \quad (5.10)$$

где  $N^p$  – зависит от выбранного топлива.

$\varepsilon_1 = 0,01$  – коэффициент эффективности воздействия рециркуляции газов в зависимости от условий подачи их в топку [9];

$r = 15$  – степень рециркуляции дымовых газов от расхода дутьевого воздуха, %;

$\beta_2$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок. Для прямоточных горелок принимается равным 0,85 [9];

$\beta_3$  – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления. При твердом шлакоудалении принимается равным 1 при жидкое равное 1,6 [9];

$\varepsilon_2 = 0,74$  – коэффициент, характеризующий снижение выброса  $NO_2$  при двухстадийном сжигании в зависимости от процентной доли воздуха, подаваемого через фурмы воздушного дутья, расположенные выше горелок [8].

Результаты оценки влияния котлоагрегатов ООО «Сибирская генерирующая компания» на окружающую среду в и количественной интерпретации представлены в таблицах 5.4–5.6, а результаты сравнительного анализа вышеуказанных температур на рисунках 5.1–5.9.

Таблица 5.4- Анализ изменения численных значений расчета экологического влияния БКЗ-320(ЖШУ) Красноярской ТЭЦ-1

уголь	БКЗ-320-140 ЖШУ Красноярская ТЭЦ-1				Характеристики топлива A <sup>p</sup> S <sup>p</sup> N <sup>p</sup> Q <sub>h</sub> <sup>p</sup>	Расход топлива на котел B	M <sub>ТВ</sub>	M <sub>лз</sub>	M <sub>3</sub>	M <sub>шл</sub>	M <sub>золоотвал</sub>	M <sub>к</sub>	M <sub>SO2</sub>	M <sub>NO2</sub>
	A <sup>p</sup>	S <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	Q <sub>h</sub> <sup>p</sup>										
<b>бородинский</b>	7,4	0,2	0,6	15114	50,4	0,3660	0,4589	3,5431	0,1865	3,7296	0,8249	100,80	74,89	
<b>канский</b>	8,8	0,7	0,9	16190	47,2	0,4063	0,4993	3,9459	0,2077	4,1536	0,9056	330,40	98,15	
<b>черногорский</b>	21,5	0,5	1,3	21579	48,2	1,0004	1,1543	9,8449	0,5182	10,3630	2,1547	241,00	175,38	
бородинский(90)+черногорский (10)	8,81	0,23	0,67	15761	44,8	0,3857	0,4744	3,7495	0,1973	3,9469	0,8602	103,04	74,38	
бородинский(80)+черногорский (20)	10,22	0,26	0,74	16407	42,8	0,4263	0,5168	4,1555	0,2187	4,3742	0,9430	111,28	78,91	
бородинский(70)+черногорский (30)	11,63	0,29	0,81	17054	42,1	0,4761	0,5708	4,6514	0,2448	4,8962	1,0469	122,09	85,72	
<b>изыхский</b>	8,8	0,7	0,9	21353	41,2	0,3579	0,4359	3,4443	0,1813	3,6256	0,7937	288,40	112,99	
бородинский(90)+изыхский (10)	7,54	0,25	0,63	15738	45,8	0,3391	0,4238	3,2807	0,1727	3,4533	0,7629	114,50	73,03	
бородинский(85)+изыхский (15)	7,61	0,275	0,645	16050	43,7	0,3267	0,4076	3,1593	0,1663	3,3256	0,7342	120,18	72,12	
бородинский(70)+изыхский(30)	7,82	0,35	0,69	16986	42,7	0,3283	0,4077	3,1722	0,1670	3,3391	0,7360	149,45	77,86	
<b>харанорский</b>	13,2	0,3	0,5	12112	61,3	0,7801	0,9324	7,6870	0,4046	8,0916	1,7125	183,90	65,53	
бородинский(70)+харанорский (30)	9,14	0,23	0,57	14214	51,3	0,4566	0,5611	4,4544	0,2344	4,6888	1,0176	117,99	69,48	
бородинский(50)+харанорский (50)	10,3	0,25	0,55	13613	52,7	0,5266	0,6407	5,1567	0,2714	5,4281	1,1674	131,75	66,92	
бородинский(30)+харанорский(70)	11,46	0,27	0,53	13013	53,1	0,5887	0,7104	5,7810	0,3043	6,0853	1,2991	143,37	63,07	
<b>назаровский</b>	7,9	0,4	0,5	13440	58,7	0,4526	0,5654	4,4054	0,2319	4,6373	1,0180	234,80	69,63	
Бородинский(90)+назаровский (10)	7,45	0,22	0,59	14947	51,6	0,3770	0,4725	3,6520	0,1922	3,8442	0,8495	113,52	75,04	
бородинский(85)+назаровский (15)	7,475	0,23	0,585	14863	52,2	0,3825	0,4794	3,7069	0,1951	3,9020	0,8620	120,06	75,10	
бородинский(70)+назаровский(30)	7,55	0,26	0,57	14612	54,1	0,4001	0,5011	3,8803	0,2042	4,0846	0,9013	140,66	75,33	
<b>березовский</b>	4,7	0,2	0,4	15701	48,6	0,2287	0,3044	2,1700	0,1142	2,2842	0,5331	97,20	59,68	
бородинский(70)+березовский (30)	6,59	0,2	0,54	15290	49,85	0,3237	0,4114	3,1209	0,1643	3,2851	0,7351	99,70	70,34	
бородинский(50)+березовский (50)	6,05	0,2	0,5	15407	49,3	0,2950	0,3788	2,8335	0,1491	2,9827	0,6738	98,60	67,04	
бородинский(30)+березовский(70)	5,51	0,2	0,46	15525	49,01	0,2682	0,3487	2,5654	0,1350	2,7005	0,6169	98,02	64,10	

Таблица 5.5- Анализ изменения численных значений расчета экологического влияния БКЗ-420(ЖШУ) Красноярской ТЭЦ-2

БКЗ-420-140 ЖШУ Красноярская ТЭЦ-2					Расход топлива на котел	$M_{TB}$	$M_{LZ}$	$M_3$	$M_{ШЛ}$	$M_{ЗОЛООТВАЛ}$	$M_K$	$M_{SO2}$	$M_{NO2}$								
уголь	Характеристики топлива																				
	A <sup>p</sup>	S <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	Q <sub>h</sub> <sup>p</sup>	B																
<b>бородинский</b>	7,4	0,2	0,6	15114	78,2	0,0227	0,0285	5,4975	0,2893	5,7868	0,0512	156,40	127,90								
<b>канский</b>	8,8	0,7	0,9	16190	72,8	0,0251	0,0308	6,0861	0,3203	6,4064	0,0559	509,60	166,65								
<b>черногорский</b>	21,5	0,5	1,3	21579	66,9	0,0555	0,0641	13,6643	0,7192	14,3835	0,1196	334,50	267,95								
бородинский(90)+черногорский (10)	8,81	0,23	0,67	15761	74,8	0,0258	0,0317	6,2604	0,3295	6,5899	0,0574	172,04	136,70								
бородинский(80)+черногорский (20)	10,22	0,26	0,74	16407	71,7	0,0286	0,0346	6,9614	0,3664	7,3277	0,0632	186,42	145,51								
бородинский(70)+черногорский (30)	11,63	0,29	0,81	17054	68,9	0,0312	0,0374	7,6124	0,4007	8,0131	0,0685	199,81	154,44								
<b>изыхский</b>	8,8	0,7	0,9	21353	67,1	0,0233	0,0284	5,6096	0,2952	5,9048	0,0517	469,70	202,57								
бородинский(90)+изыхский (10)	7,54	0,25	0,63	15738	74,9	0,0222	0,0277	5,3651	0,2824	5,6475	0,0499	187,25	131,47								
бородинский(85)+изыхский (15)	7,61	0,275	0,645	16050	73,4	0,0219	0,0274	5,3065	0,2793	5,5857	0,0493	201,85	133,35								
бородинский(70)+изыхский(30)	7,82	0,35	0,69	16986	71,9	0,0221	0,0275	5,3415	0,2811	5,6226	0,0496	251,65	144,31								
<b>харанорский</b>	13,2	0,3	0,5	12112	98,2	0,0500	0,0597	12,3143	0,6481	12,9624	0,1097	294,60	115,56								
бородинский(70)+харанорский (30)	9,14	0,23	0,57	14214	79,1	0,0282	0,0346	6,8683	0,3615	7,2297	0,0628	181,93	117,94								
бородинский(50)+харанорский (50)	10,3	0,25	0,55	13613	80,1	0,0320	0,0390	7,8378	0,4125	8,2503	0,0710	200,25	111,97								
бородинский(30)+харанорский(70)	11,46	0,27	0,53	13013	80,6	0,0357	0,0431	8,7749	0,4618	9,2368	0,0789	217,62	105,38								
<b>назаровский</b>	7,9	0,4	0,5	13440	88,7	0,0274	0,0342	6,6569	0,3504	7,0073	0,0615	354,80	115,82								
Бородинский(90)+назаровский (10)	7,45	0,22	0,59	14947	79,4	0,0232	0,0291	5,6195	0,2958	5,9153	0,0523	174,68	127,12								
бородинский(85)+назаровский (15)	7,475	0,23	0,585	14863	80	0,0235	0,0294	5,6810	0,2990	5,9800	0,0528	184,00	126,70								
бородинский(70)+назаровский(30)	7,55	0,26	0,57	14612	82,1	0,0243	0,0304	5,8886	0,3099	6,1986	0,0547	213,46	125,84								
<b>березовский</b>	4,7	0,2	0,4	15701	69,7	0,0131	0,0175	3,1121	0,1638	3,2759	0,0306	139,40	94,22								
бородинский(70)+березовский (30)	6,59	0,2	0,54	15290	77,65	0,0202	0,0256	4,8613	0,2559	5,1171	0,0458	155,30	120,61								
бородинский(50)+березовский (50)	6,05	0,2	0,5	15407	77,1	0,0185	0,0237	4,4313	0,2332	4,6646	0,0421	154,20	115,42								
бородинский(30)+березовский(70)	5,51	0,2	0,46	15525	76,2	0,0167	0,0217	3,9887	0,2099	4,1986	0,0384	152,40	109,70								

Таблица 5.6 Анализ изменения численных значений расчета экологического влияния БКЗ-500(ТШУ) Красноярской ТЭЦ-2

уголь	БКЗ-500-140 ТШУ Красноярская ТЭЦ-2				Расход топлива на котел	$M_{TB}$	$M_{LZ}$	$M_3$	$M_{ШЛ}$	$M_{ЗОЛООТВАЛ}$	$M_K$	$M_{SO2}$	$M_{NO2}$
	$A^p$	$S^p$	$N^p$	$Q_h^p$									
<b>бородинский</b>	7,4	0,2	0,6	15114	90,8	0,0264	0,0331	6,3832	0,3360	6,7192	0,0594	181,60	97,87
<b>канский</b>	8,8	0,7	0,9	16190	84,4	0,0291	0,0357	7,0558	0,3714	7,4272	0,0648	590,80	127,32
<b>черногорский</b>	21,5	0,5	1,3	21579	62,5	0,0519	0,0599	12,7656	0,6719	13,4375	0,1118	312,50	164,97
бородинский(90)+черногорский (10)	8,81	0,23	0,67	15761	85,2	0,0293	0,0361	7,1308	0,3753	7,5061	0,0654	195,96	102,61
бородинский(80)+черногорский (20)	10,22	0,26	0,74	16407	83,2	0,0331	0,0402	8,0779	0,4252	8,5030	0,0733	216,32	111,28
бородинский(70)+черногорский (30)	11,63	0,29	0,81	17054	82,5	0,0373	0,0447	9,1150	0,4797	9,5948	0,0821	239,25	121,86
<b>изыхский</b>	8,8	0,7	0,9	21353	63,1	0,0219	0,0267	5,2752	0,2776	5,5528	0,0486	441,70	125,54
бородинский(90)+изыхский (10)	7,54	0,25	0,63	15738	86,2	0,0255	0,0319	6,1745	0,3250	6,4995	0,0574	215,50	99,71
бородинский(85)+изыхский (15)	7,61	0,275	0,645	16050	86,1	0,0257	0,0321	6,2246	0,3276	6,5522	0,0579	236,78	103,08
бородинский(70)+изыхский(30)	7,82	0,35	0,69	16986	83,1	0,0256	0,0317	6,1735	0,3249	6,4984	0,0573	290,85	109,92
<b>харанорский</b>	13,2	0,3	0,5	12112	113,8	0,0579	0,0692	14,2705	0,7511	15,0216	0,1272	341,40	88,26
бородинский(70)+харанорский (30)	9,14	0,23	0,57	14214	91,7	0,0326	0,0401	7,9623	0,4191	8,3814	0,0728	210,91	90,10
бородинский(50)+харанорский (50)	10,3	0,25	0,55	13613	93,1	0,0372	0,0453	9,1098	0,4795	9,5893	0,0825	232,75	85,77
бородинский(30)+харанорский(70)	11,46	0,27	0,53	13013	93,5	0,0415	0,0500	10,1793	0,5358	10,7151	0,0915	252,45	80,56
<b>назаровский</b>	7,9	0,4	0,5	13440	103,1	0,0318	0,0397	7,7377	0,4072	8,1449	0,0715	412,40	88,72
Бородинский(90)+назаровский (10)	7,45	0,22	0,59	14947	92	0,0269	0,0337	6,5113	0,3427	6,8540	0,0606	202,40	97,06
бородинский(85)+назаровский (15)	7,475	0,23	0,585	14863	92,6	0,0271	0,0340	6,5758	0,3461	6,9219	0,0612	212,98	96,65
бородинский(70)+назаровский(30)	7,55	0,26	0,57	14612	94,5	0,0280	0,0350	6,7780	0,3567	7,1348	0,0630	245,70	95,46
<b>березовский</b>	4,7	0,2	0,4	15701	87,7	0,0165	0,0220	3,9158	0,2061	4,1219	0,0385	175,40	78,13
бородинский(70)+березовский (30)	6,59	0,2	0,54	15290	90,25	0,0234	0,0298	5,6501	0,2974	5,9475	0,0532	180,50	92,38
бородинский(50)+березовский (50)	6,05	0,2	0,5	15407	89,7	0,0215	0,0276	5,1555	0,2713	5,4269	0,0490	179,40	88,49
бородинский(30)+березовский(70)	5,51	0,2	0,46	15525	89,41	0,0196	0,0254	4,6802	0,2463	4,9265	0,0450	178,82	84,83

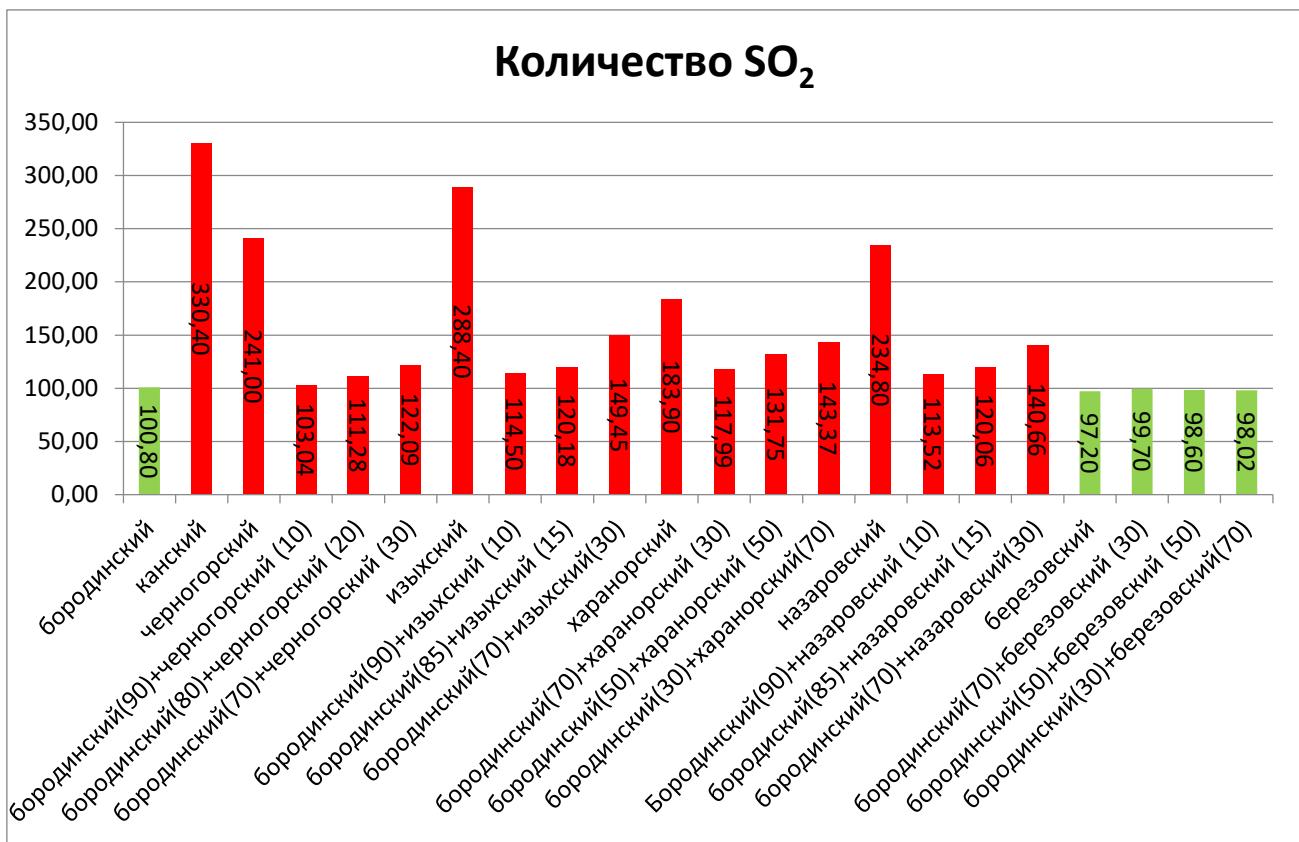


Рисунок 5.1 – Количество диоксида серы SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> в пересчете на SO<sub>2</sub>, г/с, выбрасываемое в атмосферу в единицу времени на котле БКЗ-320-140 ЖШУ

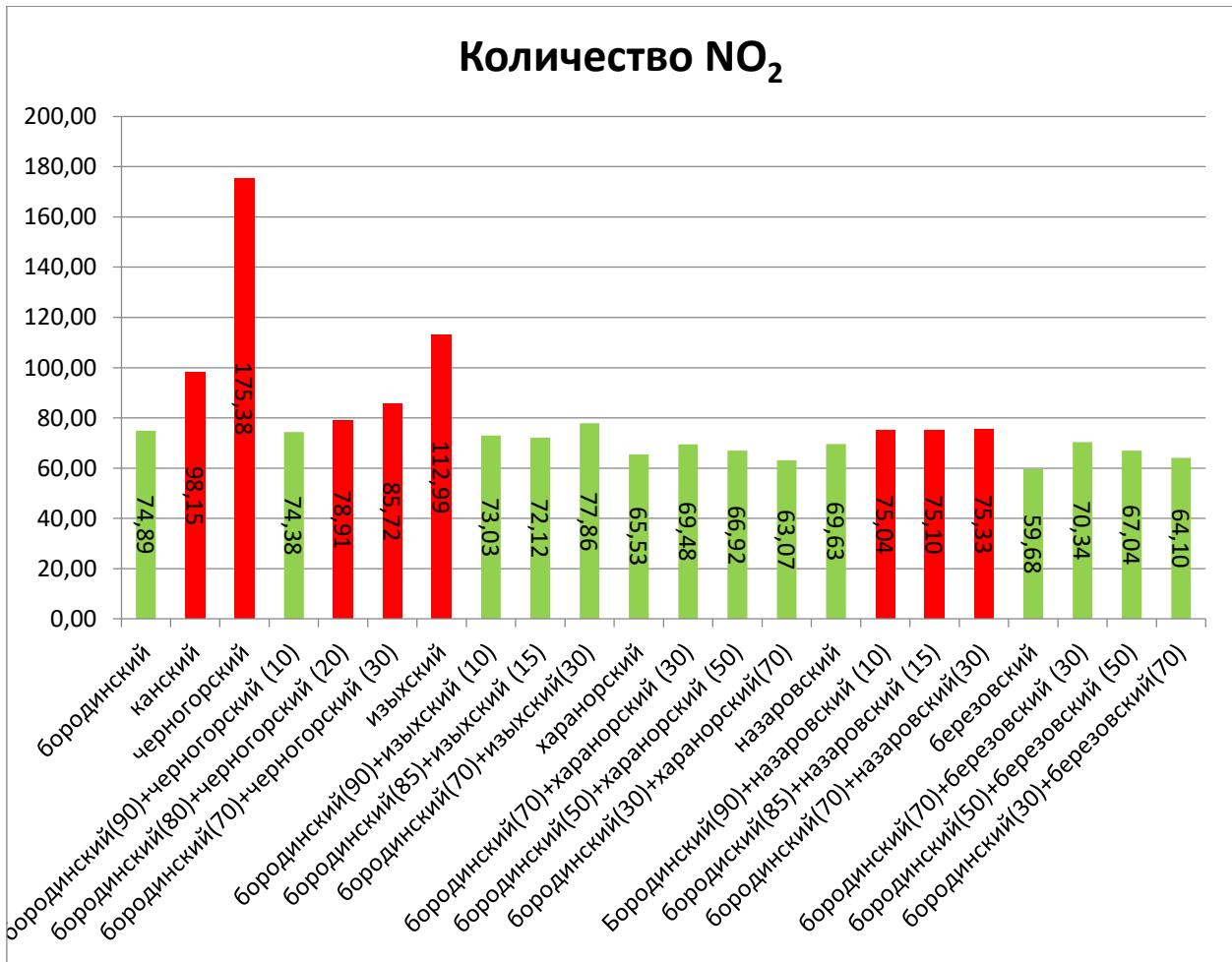


Рисунок 5.2 – Количество оксидов азота в пересчете на NO<sub>2</sub>, г/с, выбрасываемое в атмосферу в единицу времени на котле БКЗ-320-140 ЖШУ



Рисунок 5.3 – Количество твердых частиц, кг/с, образующихся в топке котла БКЗ-320-140 ЖШУ в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу в виде коксовых остатков

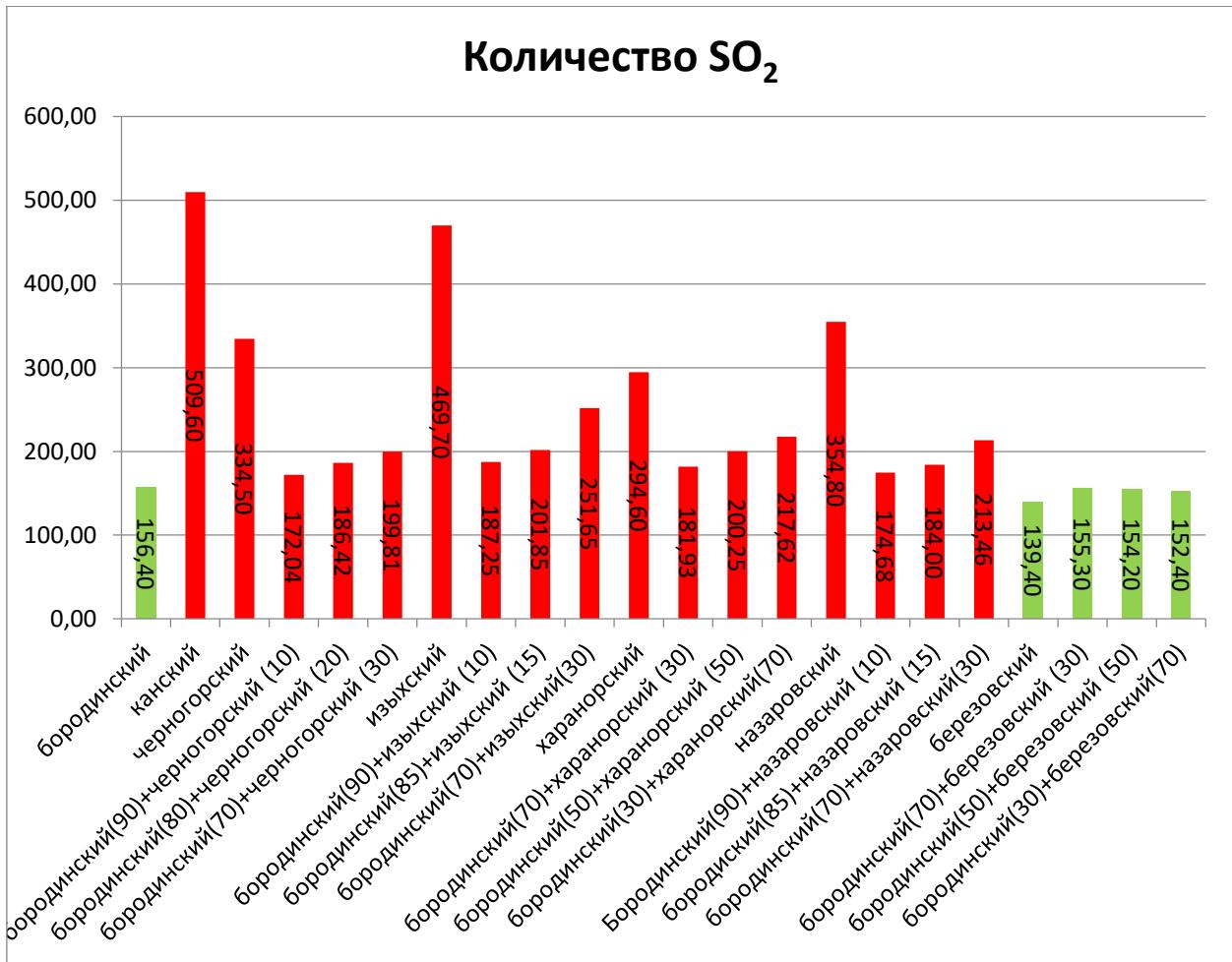


Рисунок 5.4— Количество диоксида серы SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> в пересчете на SO<sub>2</sub>, г/с, выбрасываемое в атмосферу в единицу времени на котле БКЗ-420-140 ЖШУ

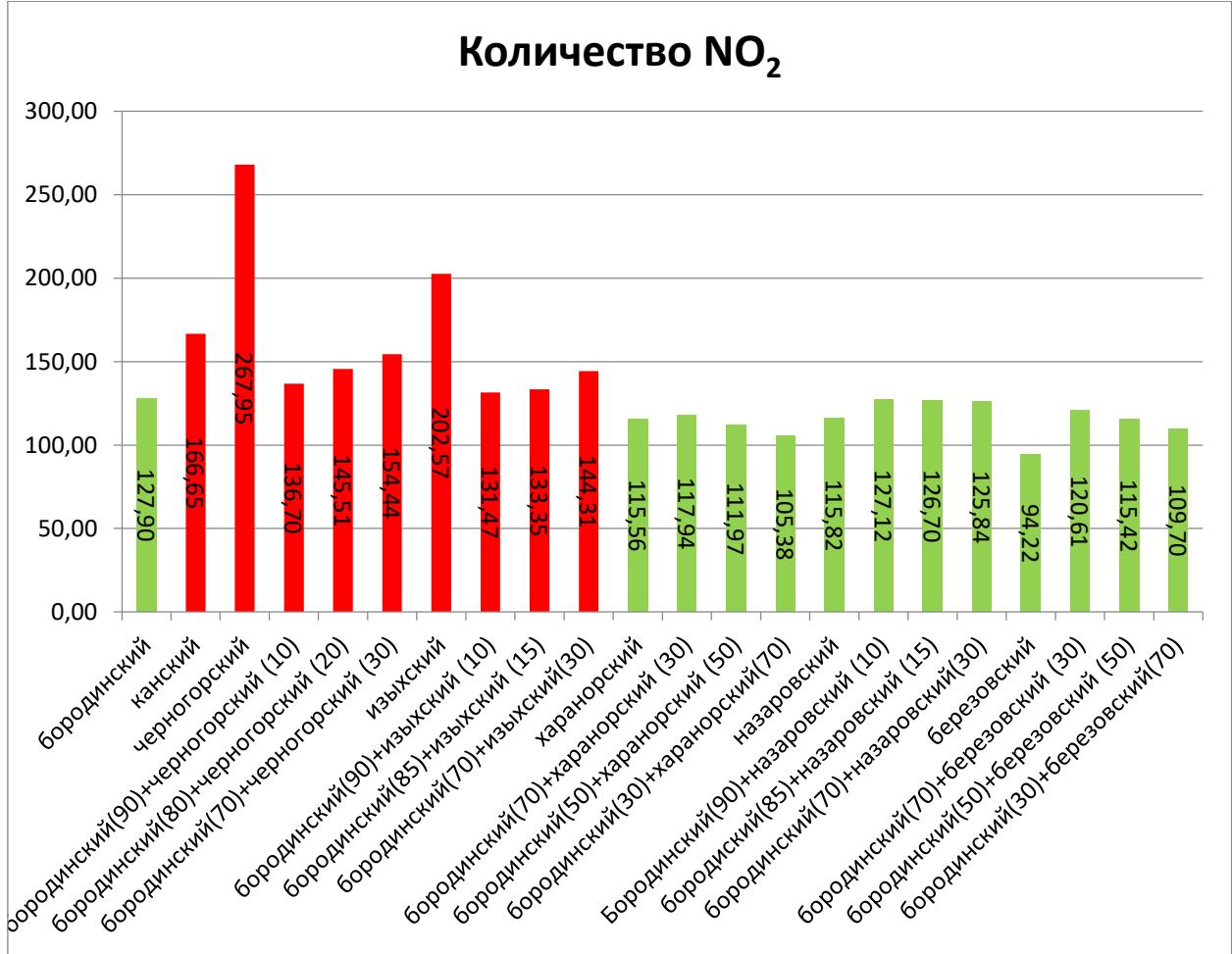


Рисунок 5.5 – Количество оксидов азота в пересчете на NO<sub>2</sub>, г/с, выбрасываемое в атмосферу в единицу времени на котле БКЗ-420-140 ЖШУ



Рисунок 5.6 – Количество твердых частиц, кг/с, образующихся в топке котла БКЗ-420-140 ЖШУ в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу в виде коксовых остатков

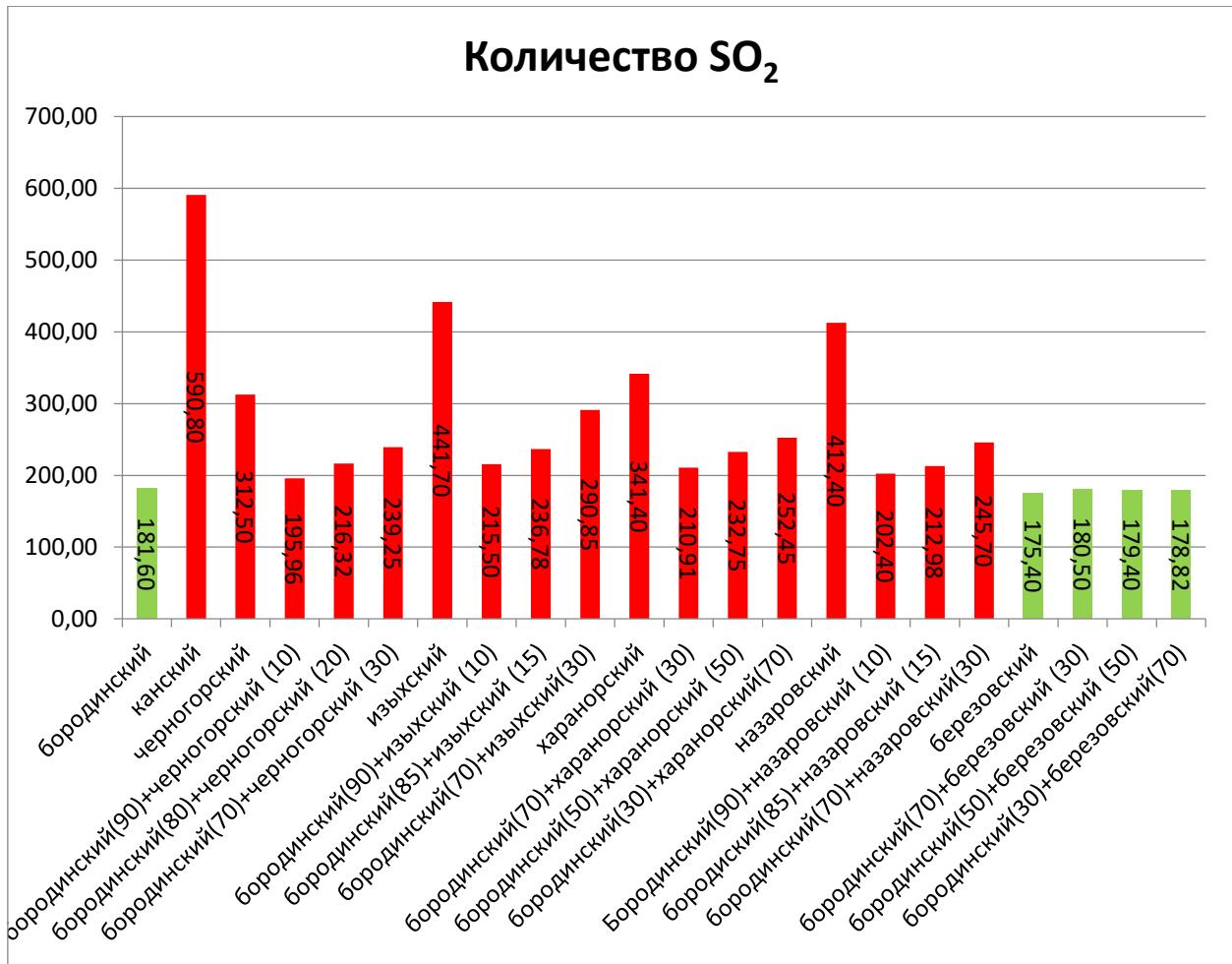


Рисунок 5.7 – Количество диоксида серы SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> в пересчете на SO<sub>2</sub>, г/с, выбрасываемое в атмосферу в единицу времени на котле БКЗ-500-140 ТШУ

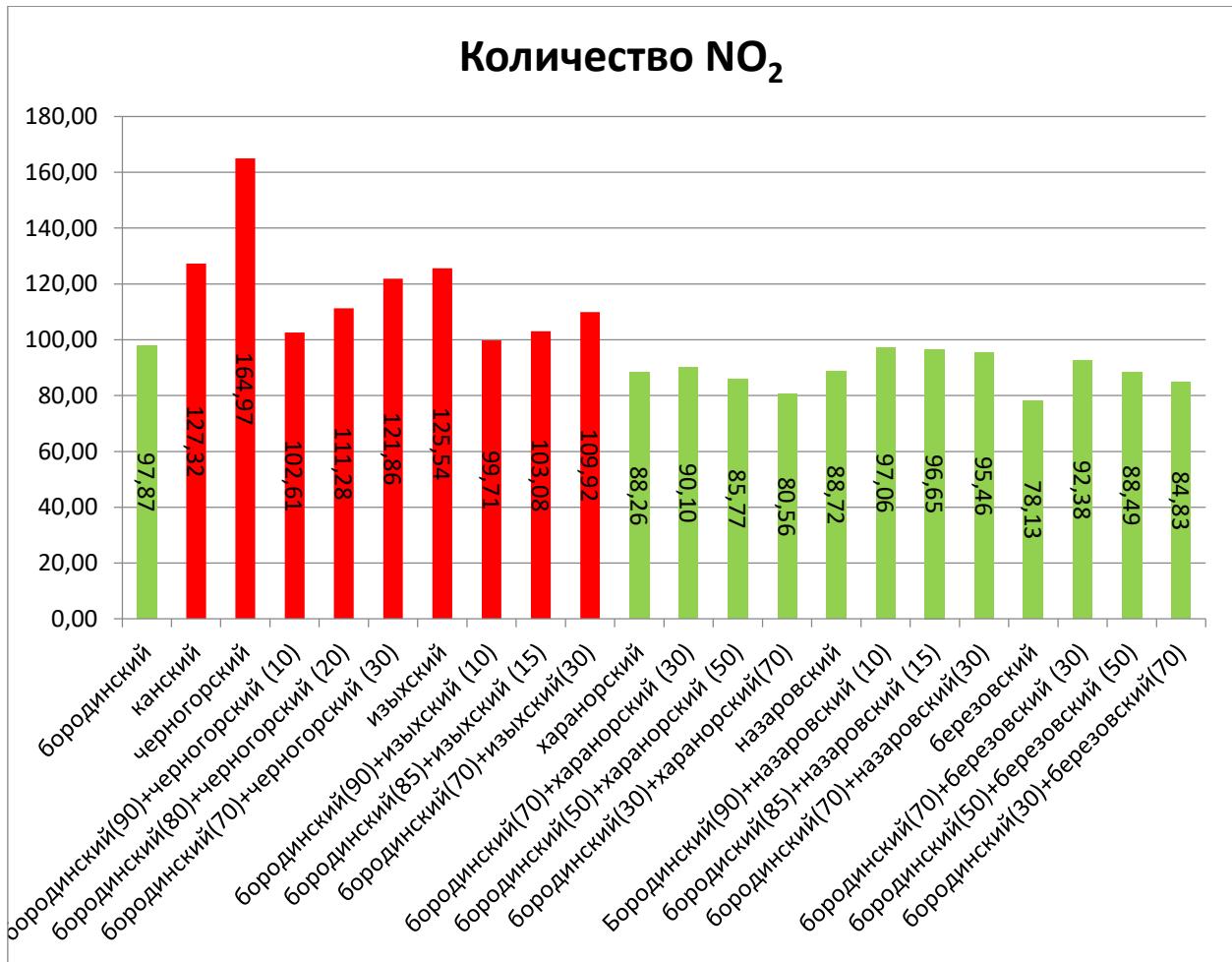


Рисунок 5.8 – Количество оксидов азота в пересчете на NO<sub>2</sub>, г/с, выбрасываемое в атмосферу в единицу времени на котле БКЗ-500-140 ТШУ



Рисунок 5.9 – Количество твердых частиц, г/с, образующихся в топке котла БКЗ-500-140 ЖШУ в результате механического недожога топлива и выбрасываемых в атмосферу в виде коксовых остатков

По полученным результатам, можно сделать выводы, что сжигание угля березовского месторождения и смеси березовского и бородинского, благоприятно влияют на окружающую среду по всем трем показателям. Если рассматривать другие смеси углей необходимо будет рассмотреть усовершенствование очистных сооружений от вредных выбросов.

## 6 Обоснование рекомендаций по использованию непроектных углей на различных котлах СГК

### 6.1 Выбор оптимальных смесей топлива для сжигания в котельных агрегатах

Основываясь на результатах теплогидравлических расчётов для котлов БКЗ-320ЖШУ, БКЗ-420ЖШУ, БКЗ-500 с использованием данных экспертного анализа шлакующих и загрязняющих свойств топлив и рейтинговых оценок указанных топлив, можно определить ряд мероприятий, повышающих надёжность работы котельных агрегатов при сжигании

непроектных топлив и их смесей. Наименее затратным мероприятием является модернизация средств очистки поверхностей нагрева котла:

**БКЗ-320-140 (ЖШУ):** Для углей и их смесей с рейтингами шлакования ширм и топочных экранов, относящихся к очень высоким (ОВ), необходима модернизация средств очистки топки с установкой дальнобойных аппаратов водяной обдувки (3 аппарата типа ОВД-2) и заменой (установкой) глубоковыдвижных аппаратов паровой обдувки (4 аппарата ОГ-6);

**БКЗ-420-140(ЖШУ):** Для углей и их смесей с рейтингами шлакования ширм и топочных экранов, относящихся к очень высоким (ОВ), необходима модернизация средств очистки топки с установкой дальнобойных аппаратов водяной обдувки (4 аппарата типа ОВД-2). Одним из ограничивающих факторов к сжиганию непроектных топлив на котлах с жидким шлакоудалением является высокая температура  $t_C$ . Повышение плавкости шлаков может быть обеспечено внедрением схемы подачи присадок непосредственно на под топки, и путем подмеса к топливу (такими присадками могут быть золошлаковые отходы с высоким содержанием кальция);

**БКЗ-500-140:** Для углей и их смесей с рейтингами шлакования ширм и топочных экранов, относящихся к очень высоким (ОВ), необходима модернизация средств очистки топки с заменой устаревших дальнобойных аппаратов водяной обдувки на новые (4 аппарата типа ОВД-2). По опыту сжигания хакасских каменных углей с высокой зольностью относительно проектного топлива может потребоваться усиление пылепроводов для защиты от абразивного износа.

Так же для всех котельных агрегатов при сжигании углей с высоким содержанием кальция, рекомендуется модернизировать систему ГЗУ, угли с высоким содержанием кальция образуют золу, которая при смеси с водой цементирует пульпопроводы. Требуется перейти на систему сухого золоудаления, либо усовершенствовать уже имеющую систему ГЗУ.

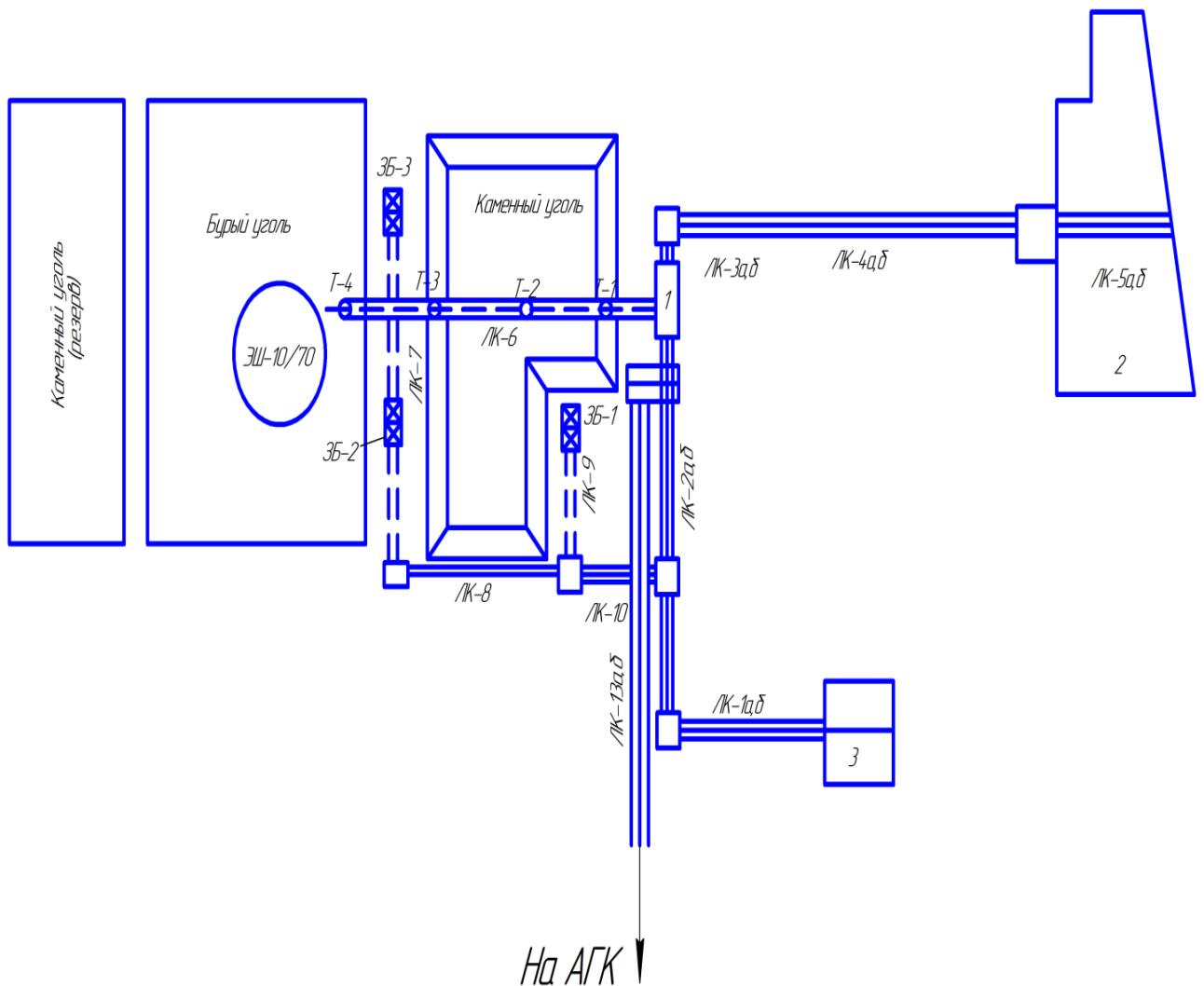
## 6.2 Способы производства угольных смесей

**1.** Первым способом смешивания является конвейерная, или динамическая, технология. Этот способ смешивания разных марок углей для получения необходимого качества топлива успешно применяется уже длительное время, например, на ТЭЦ Ачинского глиноземного комбината (АГК).

Существующая топливоподача ТЭЦ (рисунок 6.1) обеспечивает разгрузку поступающего твердого топлива, его складирование и хранение, подготовку и своевременную подачу в необходимом количестве двум потребителям: ТЭЦ использует бурый уголь, а глиноземное производство – кузнецкий каменный уголь нескольких марок.

На склад топливо сбрасывается с ленточного конвейера ЛК-6, при этом через течки Т-1 и Т-2 на склад подается каменный уголь, а через течки Т-3 и

Т-4 – бурый уголь. Подаваемые на склад бурый и каменный уголь укладываются в отдельные штабеля на определенных площадках склада. Топливо со склада обоим потребителям выдается через подземные загрузочные бункера ЗБ-1, -2, -3.



1 – дробильный корпус; 2 – главный корпус ТЭЦ; 3 – разгрузочное устройство; ЛК – ленточный конвейер; ЗБ – загрузочный бункер; ЭШ – экскаватор шагающий

Рисунок 6.1 – Технологическая схема топливоподачи ТЭЦ Ачинского глиноземного комбината (АГК)

Подготовка необходимой для глиноземного производства смеси каменных углей производится на складе топлива при подаче разных марок этих углей бульдозерами в загрузочные бункера, под которыми установлены питатели с многоскоростными электродвигателями. Разные марки каменных углей подаются бульдозерами в две отдельные секции ЗБ-1, из которых производится одновременная выгрузка этих углей на один и тот же конвейер ЛК-9 (а затем на конвейер ЛК-10) с необходимой производительностью при многоскоростных ленточных питателях.

На глиноземное производство каменный уголь со склада может быть подан и от загрузочного бункера ЗБ-2 с многоскоростными питателями, тогда вместо конвейеров Лк-9 и Лк-10 работают конвейеры Лк-7 и -8.

В данном случае за счет регулирования производительности питателей обеспечивается подача не обходящего количества каждой марки угля на один сборный конвейер и достаточно качественное усреднение состава смеси при дальнейшем эффективном перемешивании углей, которое происходит в нескольких узлах пересыпки, и особенно в дробильном корпусе тракта топливоподачи.

**2.** Вторая технология смешивания в зарубежной практике топливоснабжения электростанций получила широкое распространение, технология усреднения топлива непосредственно в штабеле, т.е. пластовая технология. Она оказалась более востребованной при переработке больших объемов топлива, поступающего на ТЭС.

В этом случае все топливо (разных марок) поступает на площадку склада, где оно укладывается в штабель параллельными чередующимися слоями по заданной программе. Отгрузка топлива из штабеля осуществляется перпендикулярно направлению слоев таким образом, что рабочий орган механизма забирает топливо из нескольких слоев одновременно с его перемешиванием и сбрасывает на сборный конвейер для подачи в БСУ котлоагрегата. Пластовая технология требует применения специального оборудования в составе штабелеукладчика и усреднительно-погружочной машины (УПМ).

Подобная технология усреднения, например, Экибастузского угля, имеющего при открытой добыче значительной колебание по зольности (от 32 до 60%), успешно применяется уже длительное время (более 20 лет) в угольном разрезе “Восточный” Экибастузского месторождения. При этом используются штабелеукладчики (рисунок 6.2) и УПМ (рисунок 6.3). Их технические характеристики приведены в таблицах (6.1 и 6.2):

Таблица 6.1 – Характеристика штабелеукладчика

Производительность, т/ч	6000
Расстояние между осями рельсов, м	7
Скорость передвижения, м/мин	4-24
Ширина ленты, мм	1800
Скорость движения ленты, м/с	4,6
Жёлобчатость ленты, град.	40
Вылет стрелы (от центра машины), м, около	29
Конвейер на разгрузочной стреле	
Расстояние между осями барабанов, м, около	33
Ширина ленты, мм	1800
Скорость движения ленты, м/с	4,6
Жёлобчатость ленты, град.	40



Рисунок 6.2– Штабелеукладчик

Таблица 6.2– Характеристика барабанной УПМ

Крупность материала, мм, до	300
Ширина штабеля, м	41,5
Высота штабеля, м	16,5
Производительность, т/ч	4000
Колея рельсового пути, м	43,5
Скорость передвижения рабочая, м/мин	0,02-0,3
Диаметр барабана, м	5/4,35
Длина барабана, м	43,5
Диаметр по кромкам ковшей, м	7
Частота вращения барабана, об/мин	4
Мощность привода, кВТ	90x2
Поперечный конвейер	
Ширина ленты, мм	1800
Скорость движения ленты, м/с	2,5-3,7
Мощность привода, кВТ	75x1



Рисунок 6.3– Усреднительно-погрузочная машина

Уголь в штабель укладывается слоями высотой около одного метра по методу “шеврон” при перемещении штабелеукладчика вдоль штабеля. В чередующиеся параллельные слои укладывается уголь разного качества, количество угля одного качества определяется взвешиванием.

Когда штабель полностью сформирован, барабанная УПМ начинает его срабатывать с торцевой стороны по всей ширине. Рыхлители машины (в виде подвижных решеток) обрушают штабель по высоте, а расположенные по всей длине врачающегося барабана ковши захватывают уголь из разных слоев и подают его на конвейер, расположенный внутри барабана. В результате этого и происходит перемешивание и усреднение угля с разными значениями зольности.

При исходном колебании зольности экибастузского угля от 32 до 60% усреднительный комплекс в разрезе “Восточный” обеспечивает уже продолжительное время поставку угля с зольностью 42%. С помощью усреднительного комплекса может производится перемешивание угля разных марок и в разных пропорциях.

Учитывая вышесказанное можно утверждать что технология усреднения топлива подойдет для получения нужной смеси топлива, необходимого для сжигания. Именно эту технологию я и рекомендую в данной работе.

## **7 Технико-экономическая оценка мероприятий по сжиганию непроектного топлива на котлоагрегатах ООО «Сибирская генерирующая компания»**

### **7.1 Краткая характеристика методики технико-экономической оценки применения мероприятий по сжиганию непроектных углей на котельных агрегатах**

Технико-экономическая оценка использования непроектных углей ООО «Сибирская генерирующая компания» выполнена путем расчёта относительных коэффициентов увеличения затрат на топливо и эксплуатационных затрат, поскольку данные виды затрат являются приоритетными. Расчёты выполнены в широком диапазоне топлив и включают в себя как отдельно взятые марки топлив, так и их смеси.

Для каждой рассматриваемой ТЭС в таблице 7.1 представлены стоимости 1-ой тонны условного и натурального топлива с учётом доставки и НДС на отчётный год. Для оценки стоимости различных видов топлив определен коэффициент удорожания стоимости топлива  $K_T$ , представляющий собой отношение стоимости непроектного топлива  $U_T$  к проектному  $U_{\text{ПТ}}$  (формула 7.1). Коэффициенты удорожания смесей топлив  $K_{\text{СТ}}$  рассчитаны по формуле 7.2. Показатели экономичности котлоагрегата (КПД, расход топлива) выражены посредством коэффициента увеличения расхода топлива (смеси)  $K_B$ , представляющим собой отношение полного расхода непроектного топлива (смеси)  $B_{\text{СТ}}$  к проектному  $B_{\text{ПТ}}$  (формула 7.3). Значения полных расходов топлив и их смесей получены по результатам теплогидравлических расчётов котлоагрегатов. Коэффициенты удорожания смесей топлив и коэффициенты увеличения расхода топлив в совокупности позволяют рассчитать коэффициент увеличения затрат на топливо  $K_{\text{ЗТ}}$  (формула 7.4) и в процентах оценить динамику затрат на топливо  $\Delta z_t$  (формула 7.5). Результаты расчётов по разным котлоагрегатам сведены в таблицы 7.2-7.4.

$$K_T = \frac{U_T}{U_{\text{ПТ}}}. \quad (7.1)$$

$$K_{\text{СТ}} = N_{\text{ПТ}} + N_T \cdot K_T, \quad (7.2)$$

где  $N_{\text{ПТ}}, N_T$  – содержание топлива в смеси, %.

$$K_B = \frac{B_{\text{СТ}}}{B_{\text{ПТ}}}. \quad (7.3)$$

$$K_{\text{ЗТ}} = K_{\text{СТ}} \cdot K_B. \quad (7.4)$$

$$\Delta_{3T} = (K_{3T} - 1) \cdot 100. \quad (7.5)$$

Динамика эксплуатационных издержек определяется посредством коэффициентов эффективности поверхностей нагрева  $\psi$ , каждый из которых представляет собой отношение коэффициента теплопередачи загрязнённых и чистых труб поверхностей нагрева. Значения коэффициентов эффективности поверхностей нагрева получены по результатам теплогидравлических расчётов котлоагрегатов. Средний коэффициент эффективности поверхностей нагрева  $\psi_{cp}$  рассчитан пропорционально площадям  $F$  радиационных, полурадиационных и конвективных поверхностей нагрева котлоагрегата по формуле 7.6. Соотношение данного коэффициента при работе котлоагрегата на непроектном и проектном топливе позволяет рассчитать коэффициент удорожания (увеличения эксплуатационных затрат)  $K_{3E}$  (формула 7.7) и в процентах оценить динамику эксплуатационных затрат  $\Delta_{3E}$  (формула 7.8). Результаты расчётов разных котлов сведены в таблицы 7.5-7.7.

$$\psi_{(CT.PT)_{cp}} = \frac{\sum \psi_{(CT.PT)_i} \cdot F_i}{\sum F_i}. \quad (7.6)$$

$$K_{3E} = \frac{\psi_{CT_{cp}}}{\psi_{PT_{cp}}} \quad (7.7)$$

$$\Delta_{3E} = (K_{3E} - 1) \cdot 100. \quad (7.8)$$

## **7.2 Результаты технико-экономической оценки применения мероприятий сжиганию непроектных углей на котельных агрегатах ООО «Сибирская генерирующая компания»**

Для каждой рассматриваемой ТЭС в таблице 7.1 представлены стоимости одной тонны условного и натурального топлива с учётом доставки и НДС. Для оценки стоимости различных видов топлив определён коэффициент удорожания стоимости топлива, который представляет собой отношение стоимости непроектного топлива к проектному. Коэффициенты удорожания смесей топлив рассчитаны и представлены в таблицах 7.2-7.4

Таблица 7.1 – Стоимость топлива

Месторождение топлива	Теплота сгорания	Удельная стоимость		Коэф удорожания стоимости	Коэф удорожания стоимости смеси
		руб./т.у.т	руб./т.н.т		
<b>Бородинский</b>	3610	1583,79	1199,93	1	0
<b>Канский</b>	3867	1539,31	1204,51	1,0038	0,38
<b>Назаровский</b>	3210	1637,64	1179,38	0,9829	-1,71
<b>Харанорский</b>	2893	2683,73	1573,39	1,3112	31,1
<b>Березовский</b>	3750	1663,41	1216,2	1,0136	1,36
<b>Черногорский</b>	5154	2202,68	1830,61	1,5256	52,56
<b>Изыхский</b>	5100	2217,86	1830,61	1,5256	52,56

Таблица 7.2 – Коэффициент увеличения затрат на топливо БКЗ–320-140 ЖШУ

Тип котлоагрегата, Наименование ТЭС	Наименование топлива	Содержание топлива в смеси, %		Полный расход топлива (смеси), т/ч		Коэффициент удорожания стоимости непроектного топлива (смеси), т/ч		Коэффициент увеличения расхода топлива (смеси)	Коэффициент увеличения затрат на топливо	Коэффициент увеличения затрат на топливо, %
		Проектное топливо	Непроектное топливо	Проектное топливо	Смесь	Непроектное топливо	Смесь			
БКЗ-320ЖШУ Красноярская ТЭЦ-1	<b>Бородинский</b>	100	0	50,4	50,4	1,00	1,00	1	1,000	0,000
	<b>Канский</b>	0	100	50,4	47,2	1,00	1,00	0,937	0,940	-5,992
	<b>Назаровский</b>	0	100	50,4	58,7	0,98	0,98	1,165	1,145	14,474
	<b>Харанорский</b>	0	100	50,4	61,3	1,31	1,31	1,216	1,595	59,482
	<b>Березовский</b>	0	100	50,4	48,6	1,01	1,01	0,964	0,977	-2,264
	<b>Черногорский</b>	0	100	50,4	48,2	1,53	1,53	0,956	1,459	45,900
	<b>Изыхский</b>	0	100	50,4	41,2	1,53	1,53	0,817	1,247	24,712
	бородинский (черногорский)	90	10	50,4	44,8	1,53	1,05	0,889	0,936	-6,439
	бородинский (черногорский)	80	20	50,4	42,8	1,53	1,11	0,849	0,938	-6,153
	бородинский (черногорский)	70	30	50,4	42,1	1,53	1,16	0,835	0,967	-3,297
	бородинский (изыхский)	70	30	50,4	42,7	1,53	1,16	0,847	0,981	-1,919
	бородинский (изыхский)	85	15	50,4	43,7	1,53	1,08	0,867	0,935	-6,458

Продолжение таблицы 7.2

	бородинский (изыхский)	90	10	50,4	45,8	1,53	1,05	0,909	0,956	-4,351
	бородинский (харанорский)	70	30	50,4	51,3	1,31	1,09	1,018	1,113	11,289
	бородинский (харанорский)	50	50	50,4	52,7	1,31	1,16	1,046	1,208	20,835
	бородинский (харанорский)	30	70	50,4	53,1	1,31	1,22	1,054	1,283	28,311
	бородинский (березовский)	70	30	50,4	49,85	1,01	1,00	0,989	0,993	-0,689
	бородинский (березовский)	50	50	50,4	49,3	1,01	1,01	0,978	0,985	-1,519
	бородинский (березовский)	30	70	50,4	49,01	1,01	1,01	0,972	0,982	-1,835
	бородинский (назаровский)	90	10	50,4	51,6	0,98	1,00	1,024	1,022	2,206
	бородинский (назаровский)	85	15	50,4	52,2	0,98	1,00	1,036	1,033	3,305
	бородинский (назаровский)	70	30	50,4	54,1	0,98	0,99	1,073	1,068	6,790

Таблица 7.3 – Коэффициент увеличения затрат на топливо БКЗ-420-140 ЖШУ

Тип котлоагрегата, Наименование ТЭС	Наименование топлива	Содержание топлива в смеси, %		Полный расход топлива (смеси), т/ч		Коэффициент удорожания стоимости непроектного топлива (смеси), т/ч	Коэффициент увеличения расхода топлива (смеси)	Коэффициент увеличения затрат на топливо	Коэффициент увеличения затрат на топливо, %	
		Проектное топливо	Непроектное топливо	Проектное топливо	Смесь					
БКЗ-420ЖШУ Красноярская ТЭЦ-2	<b>Бородинский</b>	100	0	78,2	78,2	1	1,0000	1	1	0
	<b>Канский</b>	0	100	78,2	72,8	1,00	1,00	0,931	0,934	-6,550
	<b>Назаровский</b>	0	100	78,2	88,7	0,98	0,98	1,134	1,115	11,485
	<b>Харанорский</b>	0	100	78,2	98,2	1,31	1,31	1,256	1,647	64,659
	<b>Березовский</b>	0	100	78,2	69,7	1,01	1,01	0,891	0,903	-9,661
	<b>Черногорский</b>	0	100	78,2	66,9	1,53	1,53	0,855	1,305	30,515
	<b>Изыихский</b>	0	100	78,2	67,1	1,53	1,53	0,858	1,309	30,905
	бородинский (черногорский)	90	10	78,2	74,8	1,53	1,05	0,957	1,007	0,680
	бородинский (черногорский)	80	20	78,2	71,7	1,53	1,11	0,917	1,013	1,326
	бородинский (черногорский)	70	30	78,2	68,9	1,53	1,16	0,881	1,020	2,000
	бородинский (изыхский)	70	30	78,2	71,9	1,53	1,16	0,919	1,064	6,441
	бородинский (изыхский)	85	15	78,2	73,4	1,53	1,08	0,939	1,013	1,262

Продолжение таблицы 7.3

	бородинский (изыхский)	90	10	78,2	74,9	1,53	1,05	0,958	1,008	0,814
	бородинский (харанорский)	70	30	78,2	79,1	1,31	1,09	1,012	1,106	10,595
	бородинский (харанорский)	50	50	78,2	80,1	1,31	1,16	1,024	1,184	18,370
	бородинский (харанорский)	30	70	78,2	80,6	1,31	1,22	1,031	1,255	25,524
	бородинский (березовский)	70	30	78,2	77,65	1,01	1,00	0,993	0,997	-0,299
	бородинский (березовский)	50	50	78,2	77,1	1,01	1,01	0,986	0,993	-0,738
	бородинский (березовский)	30	70	78,2	76,2	1,01	1,01	0,974	0,984	-1,633
	бородинский (назаровский)	90	10	78,2	79,4	0,98	1,00	1,015	1,014	1,361
	бородинский (назаровский)	85	15	78,2	80	0,98	1,00	1,023	1,020	2,039
	бородинский (назаровский)	70	30	78,2	82,1	0,98	0,99	1,050	1,044	4,448

Таблица 7.4 – Коэффициент увеличения затрат на топливо БКЗ–500-140 ТШУ

Тип котлоагрегата, Наименование ТЭС	Наименование топлива	Содержание топлива в смеси, %		Полный расход топлива (смеси), т/ч		Коэффициент удорожания стоимости непроектного топлива (смеси), т/ч		Коэффициент увеличения расхода топлива (смеси)	Коэффициент увеличения затрат на топливо	Коэффициент увеличения затрат на топливо, %
		Проектное топливо	Непроектное топливо	Проектное топливо	Смесь	Непроектное топливо	Смесь			
БКЗ-500 Красноярская ТЭЦ-2	<b>Бородинский</b>	100	0	90,8	90,8	1	1,0000	1	1	0
	<b>Канский</b>	0	100	90,8	84,6	1,00	1,00	0,932	0,935	-6,473
	<b>Назаровский</b>	0	100	90,8	103,1	0,98	0,98	1,135	1,116	11,602
	<b>Харанорский</b>	0	100	90,8	113,8	1,31	1,31	1,253	1,643	64,338
	<b>Березовский</b>	0	100	90,8	87,7	1,01	1,01	0,966	0,979	-2,104
	<b>Черногорский</b>	0	100	90,8	62,5	1,53	1,53	0,688	1,050	5,011
	<b>Изыхский</b>	0	100	90,8	63,1	1,53	1,53	0,695	1,060	6,019
	бородинский (черногорский)	90	10	90,8	85,2	1,53	1,05	0,938	0,988	-1,236
	бородинский (черногорский)	80	20	90,8	83,2	1,53	1,11	0,916	1,013	1,262
	бородинский (черногорский)	70	30	90,8	82,5	1,53	1,16	0,909	1,052	5,186
	бородинский (изыхский)	70	30	90,8	83,1	1,53	1,16	0,915	1,060	5,951
	бородинский (изыхский)	85	15	90,8	86,1	1,53	1,08	0,948	1,023	2,300

Продолжение таблицы 7.4

	бородинский (изыхский)	90	10	90,8	86,2	1,53	1,05	0,949	0,999	-0,076
	бородинский (харанорский)	70	30	90,8	91,7	1,31	1,09	1,010	1,104	10,421
	бородинский (харанорский)	50	50	90,8	93,1	1,31	1,16	1,025	1,185	18,489
	бородинский (харанорский)	30	70	90,8	93,5	1,31	1,22	1,030	1,254	25,408
	бородинский (березовский)	70	30	90,8	90,25	1,01	1,00	0,994	0,998	-0,201
	бородинский (березовский)	50	50	90,8	89,7	1,01	1,01	0,988	0,995	-0,542
	бородинский (березовский)	30	70	90,8	89,41	1,01	1,01	0,985	0,994	-0,596
	бородинский (назаровский)	90	10	90,8	92	0,98	1,00	1,013	1,011	1,148
	бородинский (назаровский)	85	15	90,8	92,6	0,98	1,00	1,020	1,017	1,720
	бородинский (назаровский)	70	30	90,8	94,5	0,98	0,99	1,041	1,035	3,540

Таблица 7.5 – Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат котлоагрегата БКЗ-320-14ЖШУ

Месторождение проектного (непроектного) топлива	Содержание топлива в смеси, %		Значения коэффициентов тепловой эффективности поверхностей нагрева						Среднее значение коэффициента тепловой эффективности	Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат	Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат, %
	проектное топливо	непроектное топливо	радиационные поверхности(топка )	полурadiационные поверхности (фестон ширма)	Полурadiационные и конвективные поверхности	конвективные поверхности	конвективные поверхности	конвективные поверхности			
БКЗ-320ЖШУ Красноярская ТЭЦ-1 (поверхность нагрева, м <sup>2</sup> )	938,1	685,83	517,1	533,25	603,32	5273,88	8551,48				
Бородинский	100	0	0,346	0,566	0,64	0,697	0,596	0,589	0,570811	1	0
Канский	0	100	0,334	0,394	0,625	0,681	0,588	0,585	0,550764	0,96488	-3,512
Назаровский	0	100	0,336	0,556	0,579	0,634	0,567	0,576	0,551231	0,965699	-3,43013
Харанорский	0	100	0,359	0,587	0,695	0,774	0,646	0,609	0,59791	1,047476	4,747572
Березовский	0	100	0,34	0,522	0,611	0,645	0,577	0,581	0,555353	0,97292	-2,70798
Черногорский	0	100	0,331	0,563	0,703	0,762	0,656	0,674	0,633442	1,109723	10,97231
Изыихский	0	100	0,323	0,574	0,681	0,781	0,646	0,654	0,620261	1,086632	8,663158
бородинский (черногорский)	90	10	0,3445	0,5657	0,6463	0,7035	0,602	0,5975	0,577074	1,010972	1,097231
бородинский (черногорский)	80	20	0,343	0,5654	0,6526	0,71	0,608	0,606	0,583337	1,021945	2,194461
бородинский (черногорский)	70	30	0,3415	0,5651	0,6589	0,7165	0,614	0,6145	0,5896	1,032917	3,291692
бородинский (изыхский)	70	30	0,3391	0,5684	0,6523	0,7222	0,611	0,6085	0,585646	1,025989	2,598948

Продолжение таблицы 7.5

бородинский (изыхский)	85	15	0,34255	0,5672	0,64615	0,7096	0,6035	0,59875	0,578228	1,012995	1,299474
бородинский (изыхский)	90	10	0,3437	0,5668	0,6441	0,7054	0,601	0,5955	0,575756	1,008663	0,866316
бородинский (харанорский)	70	30	0,3499	0,5723	0,6565	0,7201	0,611	0,595	0,578941	1,014243	1,424272
бородинский (харанорский)	50	50	0,3525	0,5765	0,6675	0,7355	0,621	0,599	0,58436	1,023738	2,373786
бородинский (харанорский)	30	70	0,3551	0,5807	0,6785	0,7509	0,631	0,603	0,58978	1,033233	3,3233
бородинский (березовский)	70	30	0,3442	0,5528	0,6313	0,6814	0,5903	0,5866	0,566173	0,991876	-0,8124
бородинский (березовский)	50	50	0,343	0,544	0,6255	0,671	0,5865	0,585	0,563082	0,98646	-1,35399
бородинский (березовский)	30	70	0,3418	0,5352	0,6197	0,6606	0,5827	0,5834	0,55999	0,981044	-1,89559
бородинский (назаровский)	90	10	0,345	0,565	0,6339	0,6907	0,5931	0,5877	0,568853	0,99657	-0,34301
бородинский (назаровский)	85	15	0,3445	0,5645	0,63085	0,68755	0,59165	0,58705	0,567874	0,994855	-0,51452
бородинский (назаровский)	70	30	0,343	0,563	0,6217	0,6781	0,5873	0,5851	0,564937	0,98971	-1,02904

Таблица 7.6 – Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат котлоагрегата БКЗ-420-14ЖШУ

Месторождение проектного (непроектного) топлива	Содержание топлива в смеси, %		Значения коэффициентов тепловой эффективности поверхностей нагрева								Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат	Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат, %
	Проектное топливо	Непроектное топливо	радиационные поверхности (топка)	полурadiационные поверхности (фестон ширма)	Полурadiационные и конвективные поверхности	конвективные поверхности (пароперегреватель, водяной экономайзер)	конвективные поверхности (пароперегреватель, водяной экономайзер)	конвективные поверхности (пароперегреватель, водяной экономайзер)	Среднее значение коэффициента тепловой эффективности			
БКЗ-420ЖШУ Красноярская ТЭЦ-2 (поверхность нагрева, м <sup>2</sup> )	1266	459	1283	1280	2510	2360	9158,6					
Бородинский	100	0	0,346	0,566	0,64	0,697	0,596	0,589	0,578	1,000	0,000	
Канский	0	100	0,334	0,394	0,625	0,681	0,588	0,585	0,561	0,969	-3,084	
Назаровский	0	100	0,336	0,556	0,579	0,634	0,567	0,576	0,548	0,947	-5,279	
Харанорский	0	100	0,359	0,587	0,695	0,774	0,646	0,609	0,619	1,069	6,946	
Березовский	0	100	0,34	0,522	0,611	0,645	0,577	0,581	0,557	0,963	-3,740	
Черногорский	0	100	0,331	0,563	0,703	0,762	0,656	0,674	0,632	1,093	9,342	
Изыхский	0	100	0,323	0,574	0,681	0,781	0,646	0,654	0,624	1,078	7,808	
бородинский (черногорский)	90	10	0,3445	0,5657	0,6463	0,7035	0,602	0,5975	0,584	1,009	0,934	
бородинский (черногорский)	80	20	0,343	0,5654	0,6526	0,71	0,608	0,606	0,589	1,019	1,868	
бородинский (черногорский)	70	30	0,3415	0,5651	0,6589	0,7165	0,614	0,6145	0,595	1,028	2,803	
бородинский (изыхский)	70	30	0,3391	0,5684	0,6523	0,7222	0,611	0,6085	0,592	1,023	2,342	

Продолжение таблицы 7.6

бородинский (изыхский)	85	15	0,34255	0,5672	0,64615	0,7096	0,6035	0,59875	0,585	1,012	1,171
бородинский (изыхский)	90	10	0,3437	0,5668	0,6441	0,7054	0,601	0,5955	0,583	1,008	0,781
бородинский (харанорский)	70	30	0,3499	0,5723	0,6565	0,7201	0,611	0,595	0,590	1,021	2,084
бородинский (харанорский)	50	50	0,3525	0,5765	0,6675	0,7355	0,621	0,599	0,598	1,035	3,473
бородинский (харанорский)	30	70	0,3551	0,5807	0,6785	0,7509	0,631	0,603	0,606	1,049	4,862
бородинский (березовский)	70	30	0,3442	0,5528	0,6313	0,6814	0,5903	0,5866	0,572	0,989	-1,122
бородинский (березовский)	50	50	0,343	0,544	0,6255	0,671	0,5865	0,585	0,568	0,981	-1,870
бородинский (березовский)	30	70	0,3418	0,5352	0,6197	0,6606	0,5827	0,5834	0,563	0,974	-2,618
бородинский (назаровский)	90	10	0,345	0,565	0,6339	0,6907	0,5931	0,5877	0,575	0,995	-0,528
бородинский (назаровский)	85	15	0,3445	0,5645	0,63085	0,68755	0,59165	0,58705	0,574	0,992	-0,792
бородинский (назаровский)	70	30	0,343	0,563	0,6217	0,6781	0,5873	0,5851	0,569	0,984	-1,584

Таблица 7.7 – Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат котлоагрегата БКЗ-500-140 ТШУ

Месторождение проектного (непроектного) топлива	Содержание топлива в смеси, %		Значения коэффициентов тепловой эффективности поверхностей нагрева								Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат	Коэффициент увеличения эксплуатационных затрат, %
	проектное топливо	непроектное топливо	радиационные поверхности (топка)	полурadiационные поверхности (фестон ширма)	Полурadiационные и конвективные поверхности	конвективные поверхности (пароперегреватель, водяной контур)	конвективные поверхности (пароперегреватель, водяной контур)	конвективные поверхности (пароперегреватель, водяной контур)	Среднее значение коэффициента тепловой эффективности			
БКЗ-500 Красноярская ТЭЦ-2 (поверхность нагрева, м <sup>2</sup> )	1126	564	564	1691	1860	6889	12694					
<b>Бородинский</b>	100	0	0,431	0,499	0,62	0,594	0,652	0,646	0,613	1,000	0,000	
<b>Канский</b>	0	100	0,389	0,385	0,545	0,564	0,635	0,638	0,590	0,963	-3,743	
<b>Назаровский</b>	0	100	0,393	0,49	0,614	0,468	0,581	0,617	0,566	0,923	-7,659	
<b>Харанорский</b>	0	100	0,477	0,531	0,638	0,709	0,714	0,696	0,671	1,094	9,433	
<b>Березовский</b>	0	100	0,404	0,454	0,592	0,494	0,596	0,622	0,573	0,934	-6,554	
<b>Черногорский</b>	0	100	0,374	0,549	0,647	0,705	0,704	0,738	0,684	1,115	11,530	
<b>Изыхский</b>	0	100	0,362	0,508	0,625	0,718	0,715	0,72	0,674	1,099	9,852	
бородинский (черногорский)	90	10	0,4253	0,504	0,6227	0,6051	0,6572	0,6552	0,620	1,012	1,153	
бородинский (черногорский)	80	20	0,4196	0,509	0,6254	0,6162	0,6624	0,6644	0,627	1,023	2,306	
бородинский (черногорский)	70	30	0,4139	0,514	0,6281	0,6273	0,6676	0,6736	0,634	1,035	3,459	

Продолжение таблицы 7.7

бородинский (изыхский)	70	30	0,4103	0,5017	0,6215	0,6312	0,6709	0,6682	0,631	1,030	2,956
бородинский (изыхский)	85	15	0,42065	0,50035	0,62075	0,6126	0,66145	0,6571	0,622	1,015	1,478
бородинский (изыхский)	90	10	0,4241	0,4999	0,6205	0,6064	0,6583	0,6534	0,619	1,010	0,985
бородинский (харанорский)	70	30	0,4448	0,5086	0,6254	0,6285	0,6706	0,661	0,631	1,028	2,830
бородинский (харанорский)	50	50	0,454	0,515	0,629	0,6515	0,683	0,671	0,642	1,047	4,716
бородинский (харанорский)	30	70	0,4632	0,5214	0,6326	0,6745	0,6954	0,681	0,654	1,066	6,603
бородинский (березовский)	70	30	0,4229	0,4855	0,6116	0,564	0,6352	0,6388	0,601	0,980	-1,966
бородинский (березовский)	50	50	0,4175	0,4765	0,606	0,544	0,624	0,634	0,593	0,967	-3,277
бородинский (березовский)	30	70	0,4121	0,4675	0,6004	0,524	0,6128	0,6292	0,585	0,954	-4,588
бородинский (назаровский)	90	10	0,4272	0,4981	0,6194	0,5814	0,6449	0,6431	0,608	0,992	-0,766
бородинский (назаровский)	85	15	0,4253	0,49765	0,6191	0,5751	0,64135	0,64165	0,606	0,989	-1,149
бородинский (назаровский)	70	30	0,4196	0,4963	0,6182	0,5562	0,6307	0,6373	0,599	0,977	-2,298

### **7.3 Технико-экономическая оценка перевода котельного агрегата БКЗ-320-140Ж на сжигание смеси Бородинского и Березовского в смеси 30/70**

Для нахождени экономического эффекта в данном работе было принято решение рассчитать смесь топлив Бородинского и Березовского месторождений в смеси 30/70. Проведенные расчетные исследования котельного агрегата БКЗ-320-140ЖШУ Красноярской ТЭЦ-1 подтверждают высокую эффективность и перспективность выбранного направления для решения поставленной задачи.

Перевод котельного агрегата на сжигание непроектного топлива вызовет следующие изменения в статьях текущих затрат:

- экономия затрат от уменьшения расхода топлива на котельный агрегат за счет повышения коэффициента полезного действия брутто котла;
- снижение затрат по платежам за выбросы загрязняющих веществ, а именно золы, оксидов азота и оксидов серы;
- сокращение ежегодных затрат, связанных с расшлаковкой и очисткой пароперегревательных и конвективных поверхностей нагрева;
- возникновение дополнительных амортизационных отчислений при вводе нового оборудования.

Сметная стоимость перевода котельного агрегата по данной схеме составляет по предварительной оценке составляет 75000 тыс. руб. В качестве основных затрат для проведения реконструкции выступают: закупка 2х усреднительно-погрузочных машин и штабелеукладчика для угольного склада, установка дополнительных систем очистки топочной камеры, строительно-монтажные работы и материалы, инжиринговые работы и услуги.

Таблица 7.8 – Исходные данные

Показатель	Условное обозначение	Значение показателя
Цена 1 т угля, руб./т н.т.(Бородинского)	$\Pi_{\tau 1}$	1200
Цена 1 т угля, руб./т н.т.(Березовского)	$\Pi_{\tau 2}$	1216,2
Полный расход топлива, кг/с	$B$	14
Единовременные затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	$K_m^1$	75000
Норматив платы за выброс загрязняющих веществ в атмосферу		

### Продолжение таблицы 7.8

Показатель	Условное обозначение	Значение показателя
двуокись серы [10], руб./т	$\Pi_{SO_2}$	45,4
азота двуокись [10], руб./т	$\Pi_{NO_2}$	138,8
зола [10], руб./т	$\Pi_3$	15,1
Число часов работы котла в течение года (данные ПТО), ч	$T_k$	2880
Норма амортизации, %	$H_a$	18
Количество котельных агрегатов, шт.	$n_k$	3

1. В результате реконструкции котельного агрегата БКЗ-320-140 по переводу на непроектное топливо возрастет коэффициент полезного действия парового котла, а расчетный расход топлива на котел снизится. Стоимость сэкономленного топлива в результате реконструкции составит 9714 тыс. руб. (таблица 7.9).

Таблица 7.9 – Экономия затрат от уменьшения расхода топлива на котельный агрегат

Показатель	Расчетная формула (условное обозначение)	Значение показателя
КПД нетто котла:		
до проведения мероприятия, %	$\eta_1$	90,96
после проведения мероприятия, %	$\eta_2$	91,3
Расход топлива на котел		
При березовском угле, т/ч	B1	50,4
При смеси Бородинского(30)+ Березовского(70) т/ч	B2	49
Затраты на топливо год		
При Бородинском угле, тыс.руб	$C_1 = B_1 \cdot \Pi_{t1} \cdot T_k$	174182
При смеси Бородинского(30)+ Березовского(70) тыс.руб.	$C_2 = (B_2 \cdot 0.3 \cdot \Pi_{t1} + B_2 \cdot 0.7 \cdot \Pi_{t2}) \cdot T_k$	170944
Стоимость сэкономленного топлива с трех котлов, тыс. руб.	$C_m = C_1 - C_2$	9714

2. Плата за выбросы загрязняющих веществ рассчитывается по видам загрязнений и зависит от массы выбросов и соответствующих ставок платы, установленных нормативным законодательством и соответствующих коэффициентов. Проведение данной реконструкции приведет к существенному снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (зола, оксиды азота и серы), в результате чего снизятся экологические платежи.

Таблица 7.10 – Снижение затрат по платежам за выбросы загрязняющих веществ

Показатель	Расчетная формула (условное обозначение)	Значение показателя	
		До реконстр.	После реконстр.
1. Коэффициент экологической ситуации	$k_{\text{ЭК}}$	1,68	1,68
2. Коэффициент индексации платы за выбросы	$k_{\text{ИНД}}$	2,45	2,45
Массовый выброс двуокиси серы, г/с	$M_{SO_2}$	100,8	98,02
Массовый выброс двуокиси азота, г/с	$M_{NO_2}$	74,89	64,1
Массовый выброс золы, г/с	$M_3$	3,54	2,57
3. Масса выбросов двуокиси серы, т	$m_{SO_2} = M_{SO_2} \cdot T_k$	1045,1	1016,27
4. Масса выбросов двуокиси азота, т	$m_{NO_2} = M_{NO_2} \cdot T_k$	776,46	664,59
5. Масса выбросов золы, т	$m_3 = M_3 \cdot T_k$	36,7	26,65
6. Плата за выбросы загрязняющих веществ			
двуокись серы, тыс. руб.	$C_{SO_2} = m_{SO_2} \cdot k_{\text{ЭК}} \cdot k_{\text{инд}} \cdot \Pi_{SO_2}$	195.3	189.9
двуокись азота, тыс. руб.	$C_{NO_2} = m_{NO_2} \cdot k_{\text{ЭК}} \cdot k_{\text{инд}} \cdot \Pi_{NO_2}$	443.6	379.7
зола, тыс. руб.	$C_3 = m_3 \cdot k_{\text{ЭК}} \cdot k_{\text{инд}} \cdot \Pi_3$	2.281	1.656
7. Уменьшение платы за выбросы, тыс. руб. трех котлов	$\Delta C_{\text{выб}}$		210

3. Ежегодно затраты Красноярской ТЭЦ-1 (согласно данным ПТО) на расшлаковку поверхностей нагрева котельного агрегата БКЗ-320-140 в среднем составляют около 600 тыс. руб. Предложенные технические решения в данном случае не способны полностью нивелировать перечень затрат, однако приведут к некоторому снижению интенсивности шлакования и загрязнения поверхностей нагрева (таблица 7.11).

Таблица 7.11 – Сокращение ежегодных затрат связанных с расшлаковкой и очисткой пароперегревательных и конвективных поверхностей нагрева

Показатель	Расчетная формула (условное обозначение)	Значение показателя	
		До реконстр.	После реконстр.
1. Затраты на расшлаковку поверхностей нагрева одного котла (данные ПТО), тыс. руб.	$C_{pu}$	600	300
2. Затраты на расшлаковку поверхностей нагрева трех котлов, тыс. руб.	$C_{pu}^o$	1800	900
3. Уменьшение затрат на расшлаковку, тыс. руб.	$\Delta C_{pu}$	900	

## 7.4 Расчет коммерческой эффективности проекта

Обоснование объемов необходимых финансовых ресурсов (инвестиций) приводится на весь срок реализации проекта с разбивкой по годам. Расчетный срок эффективности проекта принимался равным 15 годам.

При оценке коммерческой эффективности проекта использовалась следующая информация.

Коэффициент дисконтирования: в рублях принял 18% поправка на риск проекта в соответствии с целью вложения финансовых средств в энергоресурсосберегающий проект (3%).

Налоговое окружение: исчисление налогов и сборов, подлежащих зачислению в бюджетную систему и государственные внебюджетные фонды, производилось исходя из положений Налогового и Бюджетного кодекса по состоянию на 1 января 2018 г. В частности, применялись налог на прибыль равный 20% [10].

Оценка экономической эффективности проекта производилась по следующим основным показателям:

Чистый дисконтированный доход (NPV) определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу. Данный показатель отражает интегральный эффект предприятия от реализации проекта, чем больше его значение, тем эффективнее проект. Вложение средств является эффективным, если  $NPV > 0$ .

Индекс прибыльности (PI) – определяется как отношение суммы приведенных эффектов к величине капитальных вложений. Если  $PI > 1$ , проект является эффективным.

Внутренняя норма доходности (IRR) отражает ту норму дисконта, при которой величина приведенных эффектов равна капиталовложениям.

Срок окупаемости (PB) представляет собой период, начиная с которого первоначальные вложения и суммарные затраты, связанные с

инвестиционным проектом покрываются суммарным результатом его осуществления.

Детальные расчеты показателей эффективности проекта, притоков и оттоков от инвестиционной, операционной и коммерческой деятельности с разбивкой по годам эксплуатации приведены в таблице 7.13 и в таблице 7.12.

Таблица 7.12 – Показатели коммерческой эффективности инвестиций в проект

Интегральные показатели по проекту	Значение
Чистый дисконтированный доход (NPV) за 15 лет, млн. руб.	0,82
Внутренняя норма доходности (IRR), %	18%
Дисконтированный индекс доходности (DPI), доли	0,012
Дисконтированный срок окупаемости (DPP), лет	14,3
Срок окупаемости (PB), лет	5

График финансового профиля проекта представлен на рисунке 7.1.

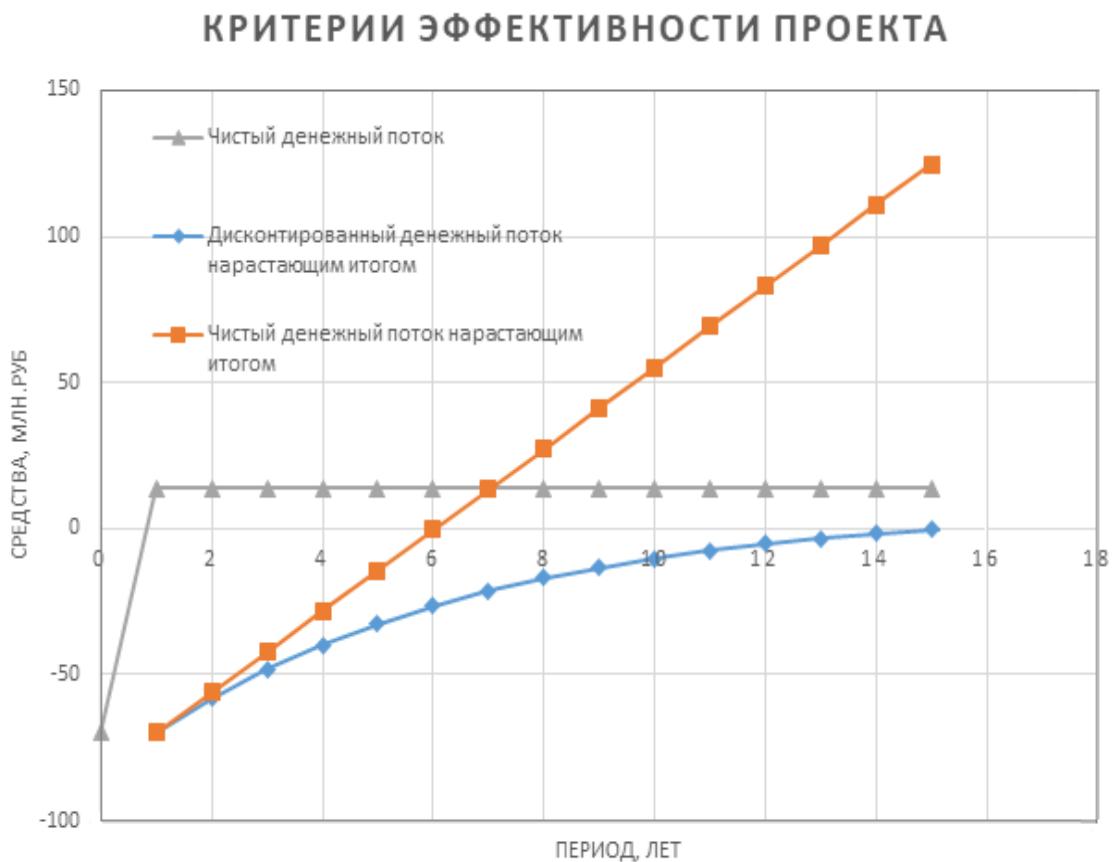


Рисунок 7.1 – График финансового профиля проекта

Таблица 7.12 – Денежные потоки в текущих ценах

Показатели	Расчетный период														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Денежный поток по инвестиционной деятельности (кап.вложения, млн.руб)	-70	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Выручка от реализации, млн.руб.		10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4
Амортизационные отчисления, млн.руб.		5,250	5,250	5,25 0	5,250	5,250	5,250	5,25 0	5,250	5,25 0	5,250	5,250	5,250	5,25 0	5,250
Доход от основной деятельности, млн.руб.		10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4
Налог на прибыль, млн.руб		2,165	2,165	2,16 5	2,165	2,165	2,165	2,16 5	2,165	2,16 5	2,165	2,165	2,165	2,16 5	2,165
Чистая прибыль, млн.руб.		8,659	8,659	8,65 9	8,659	8,659	8,659	8,65 9	8,659	8,65 9	8,659	8,659	8,659	8,65 9	8,659
Денежный поток от основной деятельности, млн.руб		10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,8 24	10,82 4	10,82 4	10,82 4	10,8 24	10,82 4

Продолжение таблицы 7.12

Коэффициент дисконтирования,		0,909	0,826	0,75 1	0,683	0,621	0,564	0,51 3	0,467	0,42 4	0,386	0,350	0,319	0,29 0	0,263	0,239
Чистый денежный поток	-70	13,90 9	13,90 9	13,9 09	13,90 9	13,90 9	13,90 9	13,9 09	13,90 9	13,9 09	13,90 9	13,90 9	13,9 09	13,9 09	13,90 9	13,90 9
Чистый денежный поток нарастающим итогом	-70	- 56,09 1	- 42,18 2	- 28,2 72	- 14,36 3	-0,454	13,45 5	27,3 64	41,27 4	55,1 83	69,09 2	83,00 1	96,91 0	110, 820	124,7 29	138,6 38
Дисконтированный денежный поток	-70	11,78 7	9,989	8,46 6	7,174	6,080	5,152	4,36 6	3,700	3,13 6	2,658	2,252	1,909	1,61 7	1,371	1,162
Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом	-70	-58,2	-48,22	39,7 5	32,58 3	-26,50	-21,35	16,9 8	-13,28	10,1 4	-7,491	-5,239	-3,330	-1,71 3	-0,342	0,820

Экономическая часть работы содержит оценку изменения издержек производства, капитальных вложений.

Таким образом, расчет коммерческой эффективности проекта показал, что при реализации на котельных агрегатах БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1 при сжигания смеси Бородинского(30) и Березовского(70) угля ожидается получение следующих результатов:

1. «Чистый дисконтированный доход» больше нуля, следовательно, проект эффективный и целесообразно вкладывать деньги в этот проект, т.к. при его реализации прирост капитала компании составит 820 тыс. руб.

2. «Индекс доходности» меньше единицы – это показывает что проект не является прибыльным.

3. Значение «внутренней нормы доходности» свидетельствует о достаточно высоком «резерве безопасности проекта» (18 %).

4. Непродолжительные сроки окупаемости (5 лет), до восьми лет.

Достаточно высокие результаты показателей коммерческой эффективности инвестиций в проект свидетельствуют о его перспективности и о возможности реконструкции котельных агрегатов БКЗ-320-140 на территории Красноярской ТЭЦ-1.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате выполненной работы с помощью проведенных расчетно-теоретических исследований разработана методика, позволяющие перевод котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей или смесей углей

1. Выполнено обобщение экспериментально-расчёты материалов балансовых и тепловых испытаний котельных агрегатов ООО «Сибирская генерирующая компания» при сжигании проектных и непроектных углей.

2. Исследованы средние характеристики технического, элементного состава топлив и химического состава минеральной части зольного остатка проектных и непроектных углей и их смесей.

- Бородинский
- Канский
- Черногорский
- Бородинский 90%+Черногорский 10%
- Бородинский 80%+Черногорский 20%
- Бородинский 70%+Черногорский 30%
- Изыхский
- Бородинский 90%+Изыхский 10%
- Бородинский 85%+Изыхский 15%
- Бородинский 30%+Изыхский 70%
- Харанорский
- Бородинский 70%+Харанорский 30%
- Бородинский 50%+Харанорский 50%
- Бородинский 30%+Харанорский 70%
- Назаровский
- Бородинский 90%+Назаровский 10%
- Бородинский 85%+Назаровский 15%
- Бородинский 70%+Назаровский 30%
- Березовский
- Бородинский 70%+Березовский 30%
- Бородинский 50%+Березовский 50%
- Бородинский 30%+Березовский 70%

3. Выполнены теплогидравлические расчёты с использованием программы РТС Mathcad Prime для котлов БКЗ-320-140 ЖШУ (ТЭЦ-1), БКЗ-420-140ЖШУ(ТЭЦ-2), БКЗ-500-140 ТШУ(ТЭЦ-2) с использованием данных экспертного анализа шлакующих и загрязняющих свойств указанных топлив

4. Доказано что при наличии на электростанции двух видов топлива, значительно отличающегося по своим характеристикам, экономически целесообразно сжигать его раздельно в разных котлах,

оптимизировав режим каждого из котлов на использование топлива одного вида. Однако с точки зрения экономичности нет особой необходимости проводить значительные реконструкции технологического процесса, выгоднее будет сжигать смесь топлива, которая будет удовлетворять всем техническим требованиям.

5. Анализ шлакующих свойств рассматриваемых углей показал, что наивысшей склонностью к образованию наиболее прочных железистых отложений, образующихся в основном в топочной камере (см. индексы шлакования топочных экранов и полурадиационных поверхностей нагрева) котла обладают канский и назаровский угли. Из числа смесей, наибольшую склонность к образованию железистых отложений проявляют в широком диапазоне соотношения – назаровский + харанорский и бородинский + черногорский. С точки зрения образования натриевых отложений все рассматриваемые угли и их смеси относятся к классу нешлакующих топлив. Максимальные значения данный индекс принимает для каменных углей: изыхского, шлама кузнецкого и элегестинского углей. Склонность к образованию кальциевых отложений, косвенно характеризующие прочность отложений проявляется в первую очередь у бурых углей: бородинского, канского, берёзовского, назаровского и смеси назаровского + харанорского углей. Данные выводы подтверждаются расчётными значениями температуры шлакования и допустимой температуры газов на выходе из топочной камеры котла по условию шлакования.

6. Проанализирована технология усреднения топлива которая подойдет для приготовления необходимой смеси для подачи в топочную камеру котла.

7. Основываясь на результатах теплогидравлических расчётов для котлов Красноярской ТЭЦ-1 и Красноярской ТЭЦ-2, с использованием данных экспертного анализа шлакующих и загрязняющих свойств топлив и рейтинговых оценок указанных топлив, можно определить ряд мероприятий, повышающих надёжность работы котельных агрегатов при сжигании непроектных топлив и их смесей. Наименее затратным мероприятием является модернизация средств очистки поверхностей нагрева котла:

**БКЗ-320-140 (ЖШУ):** Для углей и их смесей с рейтингами шлакования ширм и топочных экранов, относящихся к очень высоким (ОВ), необходима модернизация средств очистки топки с установкой дальнобойных аппаратов водяной обдувки (3 аппарата типа ОВД-2) и заменой (установкой) глубоковыдвижных аппаратов паровой обдувки (4 аппарата ОГ-6);

**БКЗ-420-140(ЖШУ):** Для углей и их смесей с рейтингами шлакования ширм и топочных экранов, относящихся к очень высоким (ОВ), необходима модернизация средств очистки топки с установкой дальнобойных аппаратов водяной обдувки (4 аппарата типа ОВД-2). Одним из ограничивающих факторов к сжиганию непроектных топлив на котлах с жидким шлакоудалением является высокая температура  $t_C$ . Повышение плавкости шлаков может быть обеспечено внедрением схемы подачи присадок

непосредственно на под топки, и путем подмеса к топливу (такими присадками могут быть золошлаковые отходы с высоким содержанием кальция);

**БКЗ-500-140:** Для углей и их смесей с рейтингами шлакования ширм и топочных экранов, относящихся к очень высоким (ОВ), необходима модернизация средств очистки топки с заменой устаревших дальновобойных аппаратов водяной обдувки на новые (4 аппарата типа ОВД-2). По опыту сжигания хакасских каменных углей с высокой зольностью относительно проектного топлива может потребоваться усиление пылепроводов для защиты от абразивного износа.

Так же для всех котельных агрегатов при сжигании углей с высоким содержанием кальция, рекомендуется модернизировать систему ГЗУ, угли с высоким содержанием кальция образуют золу, которая при смеси с водой цементирует пульпопроводы. Требуется перейти на систему сухого золоудаления, либо усовершенствовать уже имеющую систему ГЗУ.

8. Проведена технико-экономическая оценка экономической эффективности проекта. В результате чистый дисконтированный доход для одного из рассматриваемых вариантов составил 0,82 млн. руб, срок окупаемости инвестиционного проекта – 5 лет, что подтверждает привлекательность проекта.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трембовля, В. И. Теплотехнические испытания котельных установок / В. И. Трембовля, Е. Ф. Фингер, А. А. Авдеева. – М. : Энергия, 1977. – С 98.
2. Кузнецов, Н. В. Нормативный метод расчёта котельных агрегатов / Н. В. Кузнецов, В. В. Митор [и др.] // М. : Энергия, 1973. – С 54.
3. Методика определения шлакующих свойств твёрдых топлив в промышленных и стендовых условиях. МТ-34-70-84, М. 1983.
4. Деринг, И. С. Поведение минеральной части твёрдого топлива в парогенераторах / И. С. Деринг // Красноярск: КПИ – 1973. – 215 с.
5. Отс, А. А. Процессы в парогенераторах при сжигании сланцев и канскогоачинских углей / А. А. Отс — М.: Энергия, 1977. – 312 с.
6. Григорьева В. А. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. // Москва : Энергоатомиздат – 1982. – 624 с.
7. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. – 96 с.
8. Ривкин, С. Л. Теплофизические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин, А. А. Александров. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 562 с.
9. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу. Учебн. пос., 2-е изд. испр. и доп. / Под ред. П. В. Рослякова. – Москва : Издательство МЭИ, 2002. – 84 с.
10. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах [Электронный ресурс] – :постановление Правительства РФ от 13 сентября 2016 года N 913 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
11. Говсиевич, Е. Р. О предотвращении монополизации рынка угольной продукции, поставляемой на ТЭС / Е.Р. Говсиевич // Энергетик – 2003 – № 9 – С. 5-6.
12. Говсиевич, Е. Р., Разработка методических положений по определению ущербов, наносимых ТЭС из-за сжигания углей непроектных марок и ухудшенного качества / Е. Р. Говсиевич, В. И. Эдельман. // Отчёт НИИЭЭ – // М. : Энергия, 1995. – С 120.
13. Говсиевич, Е. Р Проблемы углеснабжения ТЭС в условиях монополизации рынков энергетических углей / Е. Р Говсиевич, .Ю. Е. Долин, И. С. Кожуховский, В. И. Эдельман // Изд-во МЭИ – М – 2005– 234 с.
14. Алешинский, Р. Е. Особенности углеснабжения ТЭС и рынки энергетических углей / Р. Е. Алешинский, Ф. М. Векслер, Е. Р. Говсиевич [и др.] // Электрические станции – 2005 – № 5 – С. 82-85.
15. Перспективы использования угля в электроэнергетике России. НТС РАО "ЕЭС России"// Электрические станции – 2004– № 12 – С. 2-18.

16. Научно-технический Совет РАО "ЕЭС России" по теме "Текущее состояние и проблемы топливообеспечения ТЭС РАО "ЕЭС России" на современном этапе. 28.12.2005 г.

17. Алешинский,. О проблеме монополизации рынков энергетических углей / Р. Е. Алешинский, Ф. М Векслер, Е. Р. Говсиеевич [и др.] // Энергетик – 2005 – № 8 – С. 11-15.

18. Алешинский, Р. Е., Качественные характеристики угольного топлива: их влияние на техникоэкономические показатели ТЭС / Р. Е. Алешинский, Ф. М Векслер, Е. Р. Говсиеевич [и др.] // Энергетик – 2003 – № 1 – С. 17-20.

19. Совершенствование топливного баланса тепловых электростанций России – настоятельное требование времени – НТС РАО "ЕЭС России" 18.06.04 // Энергетик – 2004 – № 11 – С. 4-9.

20. Говсиеевич Е.Р., Алешинский Р.Е. Экономическая оценка эффективности обогащения угольного топлива. Энергетик, 2005, № 10, с. 2-3.

21. Кудрявцев В.В, Алешинский Р.Е., Векслер Ф.М. и др. О возможности использования различных углей на ТЭС. Энергетик. 2004, № 8, с. 9-13.

22. Вербовецкий, Э. Х. Компьютерная программа экспертнойоценки влияния качества топлива на технико-экономические показатели оборудования пылеугольных станций / Э. Х. Вербовецкий, М. Н Майданик // Энергетик – 2004 – № 1 – С.15-17

23. РД 153-34.1-09.321 Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС, 2002 г.

24. Астраханцева, И.А. Экономическая оценка технических решений: Метод. указания по дипломному проектированию для студентов специальности 1005 – «Тепловые электрические станции» / И.А. Астраханцева. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 1998. – 27 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
институт  
Тепловые электрические станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
подпись  
фамилия  
Е.А.Бойко  
инициалы,  
« 29 » Июня 2020 г.

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на  
сжигание непроектных углей  
тема

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

код и наименование направления

13.04.01.02 Энергоэффективные технологии производства электрической и  
тепловой энергии

код и наименование магистерской программы

Научный  
руководитель

профессор, д.т.н  
должность, ученая степень

  
29.06.20  
подпись, дата

Е.А. Бойко  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
29.06.20  
подпись, дата

А.А. Артамонов  
инициалы, фамилия

Рецензент

Заместитель главного  
Инженера «КрТЭЦ-1»

  
29.06.20  
подпись, дата

Я.С. Михайленко  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
29.06.20  
подпись, дата

П.В. Шишмарев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020

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

Политехнический институт  
институт

Тепловые электрические станции  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

  
подпись

Е.А. Бойко  
ициалы, фамилия

«09» ноября 2018г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
по форме Магистерской диссертации**

Студенту Артамонову Артему Алексеевичу  
фамилия, имя, отчество

Группы ФЭ18-06М Направление (специальность) 13.04.01.02  
номер группы код

Энергоэффективные технологии производства электрической и тепловой  
энергии

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Разработка мероприятий по  
переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей

Утверждена приказом по университету № 17144/с от 09.11.2018

Руководитель ВКР Е.А. Бойко, профессор, д.т.н., кафедра ТЭС.

ициалы, фамилия, должность, учёная степень и место работы

Исходные данные для ВКР БКЗ-500-140 и БКЗ-420-140Ж Красноярской  
ТЭЦ-2, БКЗ-320-140 Красноярской ТЭЦ-1, угли марок: Бородинский,  
Канский, Черногорский, Изыхский, Харонорский, Назаровский, Березовский.

Перечень разделов ВКР 1) Введение; 2) Опыты сжигания непроектного  
топлива на ТЭС России; 3) Исследования котельных агрегатов Красноярского

филиала группы ООО «Сибирская генерирующая компания» и рассмотрение  
свойств проектных и непроектных топлив; 4) Обзор технологий и  
технических решений по использованию непроектных углей на котлах; 5)  
Расчётный анализ режимов работы котельных агрегатов при сжигании  
проектных и непроектных углей; 6) Обоснование рекомендаций по  
использованию непроектных углей на различных котлах СГК; 7) Технико-  
экономическая оценка мероприятий по сжиганию непроектного топлива на  
котлоагрегатах ООО «Сибирская генерирующая компания»; 8) Заключение.

Руководитель ВКР

Задания принял к исполнению

  
подпись  
  
подпись

E.A. Бойко

инициалы и фамилия

A.A. Артамонов

инициалы и фамилия

« 09 » Ноября 2018г..

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

кафедра «Тепловые электрические станции»

**ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ**  
выпускной квалификационной работы

студента Артамонов А.А.

ФИО

группы ФЭ 18-06М выполненной на тему Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей

1. Актуальность и новизна магистерской диссертации обусловлена системной проработкой условий, требований и технических решений по переводу котельных агрегатов на сжигание непроектных топлив

2. Оценка содержания ВКР Выполнены исследования по сжиганию непроектных топлив на котлах ТЭС РФ; проанализированы режимы работы котельных агрегатов ТЭС СГК; исследованы технические и теплофизические свойства непроектных углей; проведены расчетные исследования по использованию проектных углей на различных котлах ТЭС СГК и определены оптимальные сочетания смесей непроектных и проектных топлив; Выполнена оценка интенсивности аварийных отказов поверхностей нагрева паровых котлов по причине перегрева металла из-за шлакования и загрязнения. Разработано специализированное методическое, экологических загрязнений при использовании непроектных углей; проработаны вопросы по подготовке угольных смесей в условиях ТЭС.

3. Замечания к ВКР Замечаний нет

4. Рекомендуемая оценка ВКР отлично

5. Руководитель ВКР Бойко Е.А.

*подпись*

ФИО

д.т.н., профессор, зав. кафедрой ТЭС СФУ

(ученая степень, звание, должность, место работы)

« 26 » июня 20\_20 г.

**РЕЦЕНЗИЯ**  
на магистерскую диссертацию А.А. Артамонова  
по магистерской программе «Энергоэффективные технологии производства  
тепловой и электрической энергии»  
по теме «Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК  
на сжигание непроектных углей»

Представленная магистерская диссертация посвящена вопросу перевода котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей. Методика, рассмотренная в данной магистерской диссертации, обеспечит конкурентоспособность энергетических компаний, при выборе топлива для сжигания на ТЭС.

ТЭС проектировались на сжигание углей конкретных месторождений (как правило, близлежащих), поэтому в новых конкурентных условиях рынка поставок угля технологические и экономические критерии взаимозаменяемости углей весьма актуальны. Эта информация необходима при построении эффективной системы управления издержками и бизнес планирования.

При сжигании непроектных топлив могут произойти: ограничения нагрузки, снижение надежности и экономичности, а также, изменение экологических параметров работы котлов. Одной из главных проблем при сжигании непроектных топлив на котлах тепловых электростанций является проблема шлакования и загрязнения поверхностей нагрева.

Следует отметить, что работа, имея качественный уровень проработки методик по сжиганию и подготовке смеси проектного и непроектного топлив, содержит следующие недостатки такие как:

- Нет привязки системы смешивания топлив, с угольным складом Красноярской ТЭЦ-1 или ТЭЦ-2.
- Малый ассортимент проработанных смесей топлив.

Данные замечания носят дискуссионный характер и не влияют на общее положительное впечатление от работы.

Представленная магистерская диссертация на тему «Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей» может быть рекомендована к защите и заслуживает высокой оценки.

Заместитель главного инженера  
АО «Красноярская ТЭЦ-1»

Я.С. Михайленко



**Заявление о согласии выпускника на размещение выпускной квалификационной работы в электронно-библиотечной среде ФГАОУ ВО СФУ**

1 Я, Артамонов Артем Алексеевич

*фамилия, имя, отчество полностью*

студент Политехнического института, группа ФЭ18-06М  
*институт/группа*

Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский федеральный университет» (далее – ФГАОУ ВО СФУ), разрешаю ФГАОУ ВО СФУ безвозмездно воспроизвести и размещать (доводить до всеобщего сведения) в полном объеме написанную мною в рамках выполнения образовательной программы

Магистерскую диссертацию

*указать выпускную квалификационную работу бакалавра, дипломную работу специалиста, дипломный проект специалиста, магистерскую диссертацию*

на тему: Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей  
*название работы*

в открытом доступе в электронно-библиотечной среде (на веб-сайте СФУ), таким образом, чтобы любой пользователь данного портала мог получить доступ к выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) из любого места и в любое время по собственному выбору, в течение всего срока действия исключительного права на выпускную работу.

2 Я подтверждаю, что выпускная работа написана мною лично, в соответствии с правилами академической этики и не нарушает авторских прав иных лиц.

«30» 06 2020 г.

  
подпись



# Отчет о проверке на заимствования №1



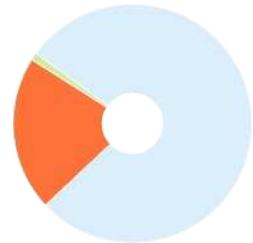
Автор: Артамонов Артем Алексеевич  
Проверяющий: Захаров Павел Алексеевич ([bik@sfu-kras.ru](mailto:bik@sfu-kras.ru) / ID: 256)  
Организация: Сибирский федеральный университет  
Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат» - <http://sfukras.antiplagiat.ru>

## ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 81216  
Начало загрузки: 20.06.2020 01:08:51  
Длительность загрузки: 00:00:41  
Имя исходного файла: Неизвестно  
Название документа: Разработка мероприятий по переводу котельных агрегатов ТЭС СГК на сжигание непроектных углей  
Размер текста: 1 кБ  
Тип документа: Магистерская диссертация  
Символов в тексте: 121394  
Слов в тексте: 11096  
Число предложений: 615

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Последний готовый отчет (ред.)  
Начало проверки: 20.06.2020 01:09:33  
Длительность проверки: 00:01:46  
Комментарии: не указано  
Модули поиска: Модуль поиска ИПС "Адилет", Модуль выделения библиографических записей, Сводная коллекция ЭБС, Модуль поиска "Интернет Плюс", Коллекция РГБ, Цитирование, Модуль поиска переводных заимствований, Модуль поиска переводных заимствований по elibrary (EnRu), Модуль поиска переводных заимствований по интернет (EnRu), Коллекция eLIBRARY.RU, Коллекция ГАРАНТ, Коллекция Медицина, Диссертации и авторефераты НББ, Модуль поиска перефразирований elibrary.RU, Модуль поиска перефразирований Интернет, Коллекция Патенты, Модуль поиска "СФУ", Модуль поиска общеупотребительных выражений, Кольцо вузов



ЗАИМСТВОВАНИЯ	САМОЦИТИРОВАНИЯ	ЦИТИРОВАНИЯ	ОРИГИНАЛЬНОСТЬ
20,62%	0%	1,24%	78,14%

Заимствования — доля всех найденных текстовых пересечений, за исключением тех, которые система отнесла к цитированиям, по отношению к общему объему документа. Самоцитирования — доля фрагментов текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника, автором или соавтором которого является автор проверяемого документа, по отношению к общему объему документа. Цитирования — доля текстовых пересечений, которые не являются авторскими, но система посчитала их использование корректным, по отношению к общему объему документа. Сюда относятся оформленные по ГОСТу цитаты; общеупотребительные выражения; фрагменты текста, найденные в источниках из коллекций нормативно-правовой документации. Текстовое пересечение — фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника. Источник — документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка. Оригинальность — доля фрагментов текста проверяемого документа, не обнаруженных ни в одном источнике, по которым шла проверка, по отношению к общему объему документа. Заимствования, самоцитирования, цитирования и оригинальность являются отдельными показателями и в сумме дают 100%, что соответствует всему тексту проверяемого документа. Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые пересечения проверяемого документа с проиндексированными в системе текстовыми источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности заимствований или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

№	Доля в отчете	Доля в тексте	Источник	Ссылка	Актуален на	Модуль поиска	Блоков в отчете	Блоков в тексте
[01]	2,54%	3,86%	Краткое описание котла БКЗ-270(320)-1..	<a href="http://mydocx.ru">http://mydocx.ru</a>	28 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	9	14
[02]	1,43%	2,81%	Пачковский, Сергей Владимирович ди...	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	9	28
[03]	1,4%	2,76%	Расчет парового котла БКЗ 420-140. Ку...	<a href="http://biblioфонд.ru">http://biblioфонд.ru</a>	29 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	9	15
[04]	2,43%	2,43%	Инструкция по эксплуатации котла БК...	<a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	01 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	2	2
[05]	1,85%	2,43%	не указано	<a href="http://bib.convdocs.org">http://bib.convdocs.org</a>	29 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	9	13
[06]	0,11%	1,78%	https://esu.citis.ru/dissertation/MGGQVW	<a href="https://esu.citis.ru">https://esu.citis.ru</a>	21 Mar 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	3	18
[07]	0,01%	1,71%	Краткое описание котла БКЗ-270(320)-1..	<a href="http://mydocx.ru">http://mydocx.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	1	20
[08]	0%	1,68%	Инструкция по эксплуатации котла БК...	<a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	8
[09]	0%	1,65%	Коплярова, Надежда Владимировна Н...	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	19 Фев 2018	Коллекция РГБ	0	18
[10]	0,43%	1,64%	скачать	<a href="http://bib.convdocs.org">http://bib.convdocs.org</a>	10 Авг 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	6	24
[11]	0,61%	1,38%	Реакционная способность энергетиче...	<a href="http://ibooks.ru">http://ibooks.ru</a>	раньше 2011	Сводная коллекция ЭБС	8	15
[12]	0%	1,38%	229367	<a href="http://biblioclub.ru">http://biblioclub.ru</a>	19 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	15
[13]	1,21%	1,21%	Опытное сжигание непроектного угля..	<a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	05 Авг 2016	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	3	3
[14]	0,99%	1,18%	Инструкция по эксплуатации котла БК...	<a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	05 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	2	3

[15]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,38%</span>	1,09%	ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАБ... <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	3	5
[16]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	1,07%	Реакционная способность энергетиче... <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	20 Янв 2020	Сводная коллекция ЭБС	0	15
[17]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	1,04%	Опытное сжигание непроектного угля... <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	05 Авг 2016	Коллекция eLIBRARY.RU	0	7
[18]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,68%</span>	1,01%	Исследование возможности перевода... <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	5	4
[19]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,35%</span>	0,99%	Инструкция по эксплуатации котла БК... <a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	30 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	2	3
[20]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,87%	Инструкция по эксплуатации котла БК... <a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	1	8
[21]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,04%</span>	0,86%	Инструкция по эксплуатации котла БК... <a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	31 Мая 2016	Модуль поиска "Интернет Плюс"	1	7
[22]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,86%	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ОЧИС.. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	11 Июл 2019	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	1	3
[23]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,82%	КРАС ТЭЦ-1 <a href="http://m.bankreferatov.ru">http://m.bankreferatov.ru</a>	01 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	0	3
[24]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,02%</span>	0,78%	Котельные установки и парогенераторы ... <a href="https://otherreferats.allbest.ru">https://otherreferats.allbest.ru</a>	11 Дек 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	1	11
[25]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,77%</span>	0,77%	Сжигание непроектных марок угольн... <a href="http://rosteplo.ru">http://rosteplo.ru</a>	02 Ноя 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	8	8
[26]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,35%</span>	0,75%	Серант Ф.А., Белоруцкий И.Ю., Ершов Ю <a href="http://itp.nsc.ru">http://itp.nsc.ru</a>	30 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	5	6
[27]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,23%</span>	0,72%	Инструкция по эксплуатации котла БК... <a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	31 Мая 2016	Модуль поиска "Интернет Плюс"	3	6
[28]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,45%</span>	0,72%	Тепловой расчет парового котла - Стр 5 <a href="http://studfiles.ru">http://studfiles.ru</a>	08 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	3	4
[29]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,41%</span>	0,66%	РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХО. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	16 Июл 2018	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	1	3
[30]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,65%	ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАБ... <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	раньше 2011	Коллекция eLIBRARY.RU	0	3
[31]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,54%</span>	0,64%	Технологический процесс перевода ко... <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	05 Авг 2016	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	4	3
[32]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,08%</span>	0,52%	2015 ИТТСУ ТЭН 511 Девятов Д.В..doc	не указано	Кольцо вузов	1	10
[33]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,1%</span>	0,48%	Брыкалов, Сергей Михайлович на при... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	1	2
[34]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,23%</span>	0,47%	Об утверждении отдельных методиче... <a href="http://adilet.zan.kz">http://adilet.zan.kz</a>	21 Янв 2016	Модуль поиска ИПС "Адилет"	3	7
[35]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,46%	Черенцова, Анна Александровна на пр.. <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	7
[36]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,46%	72236 <a href="http://e.lanbook.com">http://e.lanbook.com</a>	10 Мар 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	6
[37]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,45%	Юрков, Дмитрий Александрович диссе.. <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	4
[38]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,45%	Дубровский, Виталий Алексеевич дисс... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	6
[39]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,02%</span>	0,42%	Н. П. Жуков [и др.] ; М-во образования ... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	01 Фев 2018	Коллекция РГБ	1	9
[40]	<span style="background-color: #99ff99; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,39%</span>	0,39%	не указано	не указано	Модуль поиска общепопулярных выражений	10	10
[41]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,15%</span>	0,39%	ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭНЕРГЕ... <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	29 Авг 2014	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	1	2
[42]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,37%</span>	0,37%	Янов, Сергей Романович диссертация ... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	3	3
[43]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,07%</span>	0,37%	Афанасьева, Ольга Валерьевна диссер... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	1	4
[44]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,36%	Методы защиты окружающей среды <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	4
[45]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,11%</span>	0,35%	https://esu.citis.ru/dissertation/2KLK9T3... <a href="https://esu.citis.ru">https://esu.citis.ru</a>	20 Мар 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	2	4
[46]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,14%</span>	0,34%	РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХО. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	16 Июл 2018	Коллекция eLIBRARY.RU	1	3
[47]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,12%</span>	0,33%	ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ. Федеральное г.. <a href="http://docplayer.ru">http://docplayer.ru</a>	26 Апр 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	2	3
[48]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,21%</span>	0,33%	Тепловой расчет парового котла - Стр 6 <a href="http://studfiles.ru">http://studfiles.ru</a>	29 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований Интернет	1	2
[49]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0,22%</span>	0,33%	225908 <a href="http://biblioclub.ru">http://biblioclub.ru</a>	19 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	1	2
[50]	<span style="background-color: #ff9900; border: 1px solid black; padding: 2px;">0%</span>	0,33%	Инструкция по эксплуатации котла БК... <a href="http://vunivere.ru">http://vunivere.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	3

[51]	0%	0,32%	Теплообменные аппараты ТЭС. В 2 кн....	<a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	4
[52]	0,16%	0,31%	МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ 1. Выброс...	<a href="http://docplayer.ru">http://docplayer.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	3	5
[53]	0,3%	0,3%	Теплота сгорания мазута	<a href="http://studopedia.net">http://studopedia.net</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	3	3
[54]	0%	0,3%	Разматыватели рулонного металлопр...	<a href="http://biblio.fond.ru">http://biblio.fond.ru</a>	20 Июн 2014	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	3
[55]	0,15%	0,29%	Поляков, Андрей Александрович диссе..	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	1	3
[56]	0%	0,29%	Зубова, Марина Витальевна диссертаци..	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	4
[57]	0%	0,28%	Исследование возможности перевода...	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	раньше 2011	Коллекция eLIBRARY.RU	0	2
[58]	0%	0,27%	Справочник по энергоснабжению и эл..	<a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	3
[59]	0%	0,27%	Повышение эффективности работы га...	<a href="http://dep.nlb.by">http://dep.nlb.by</a>	06 Дек 2018	Диссертации и авторефераты НББ	0	4
[60]	0,14%	0,26%	Гриценко, Марина Викторовна диссер...	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	2	4
[61]	0,03%	0,25%	не указано	<a href="http://dspace.susu.ru">http://dspace.susu.ru</a>	08 Ноя 2018	Модуль поиска "Интернет Плюс"	1	4
[62]	0%	0,24%	Котельная установка с котлом Пп-1650..	не указано	14 Апр 2018	Кольцо вузов	0	5
[63]	0,23%	0,23%	Постановление администрации город...	<a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	14 Янв 2017	Коллекция ГАРАНТ	8	8
[64]	0%	0,22%	Серант Ф.А., Белоруцкий И.Ю., Ершов ИС	<a href="http://itp.nsc.ru">http://itp.nsc.ru</a>	раньше 2011	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	2
[65]	0%	0,22%	Федорищев, Юрий Георгиевич диссер...	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	1
[66]	0,22%	0,22%	Методические рекомендации по оцен...	<a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	13 Янв 2017	Коллекция ГАРАНТ	5	5
[67]	0%	0,2%	ВКР 15-ТС Шошин С.А.	не указано	21 Июн 2019	Кольцо вузов	0	4
[68]	0,07%	0,2%	Баратов, Александр Евгеньевич диссер..	<a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	19 Янв 2010	Коллекция РГБ	2	3
[69]	0,09%	0,18%	ВКР Пушкирев.docx	не указано	15 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	2	3
[70]	0%	0,18%	в.к.р2	не указано	18 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	3
[71]	0%	0,18%	Документ Microsoft Word.docx	не указано	20 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	3
[72]	0%	0,18%	готово - копия.pdf	не указано	21 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	3
[73]	0,18%	0,18%	Методика определения выбросов загр..	<a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	04 Mar 2019	Коллекция ГАРАНТ	3	3
[74]	0%	0,18%	Совершенствование сбытовой деятель..	не указано	19 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	2
[75]	0%	0,17%	214431	<a href="http://biblioclub.ru">http://biblioclub.ru</a>	18 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	0	2
[76]	0,17%	0,17%	Приказ Департамента экономической...	<a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	28 Фев 2018	Коллекция ГАРАНТ	2	2
[77]	0%	0,17%	Котельная установка Пн-3950-25-545_5...	не указано	25 Июн 2019	Кольцо вузов	0	3
[78]	0%	0,17%	Диплом123.pdf	не указано	24 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	2
[79]	0%	0,17%	Инвестиционное проектирование	<a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	3
[80]	0,16%	0,16%	ОПЫТНОЕ СЖИГАНИЕ СМЕСИ МУГУНС..	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	26 Фев 2015	Коллекция eLIBRARY.RU	2	2
[81]	0%	0,14%	Повышение производительности элек..	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	28 Авг 2014	Коллекция eLIBRARY.RU	0	1
[82]	0%	0,14%	TPU_VKR_18704.pdf	<a href="http://portal.tpu.ru">http://portal.tpu.ru</a>	25 Мая 2016	Кольцо вузов	0	4
[83]	0,01%	0,14%	diplom Kuzmin _final_	не указано	23 Июн 2017	Кольцо вузов	1	2
[84]	0%	0,14%	ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭНЕРГЕ...	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	29 Авг 2014	Коллекция eLIBRARY.RU	0	2
[85]	0%	0,14%	Download PDF>>	<a href="http://sworld.com.ua">http://sworld.com.ua</a>	07 Янв 2018	Модуль поиска переводных заемствований	0	1
[86]	0%	0,13%	СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА ОЧИС..	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	11 Июл 2019	Коллекция eLIBRARY.RU	0	2
[87]	0%	0,13%	Технические решения по модернизаци..	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	27 Мая 2019	Коллекция eLIBRARY.RU	0	1
[88]	0%	0,13%	Тринченко2018	не указано	06 Дек 2018	Кольцо вузов	0	2
[89]	0,04%	0,13%	Развитие системы администрировани...	<a href="http://elibRARY.ru">http://elibRARY.ru</a>	27 Мая 2019	Коллекция eLIBRARY.RU	1	2
[90]	0%	0,13%	Диплом	не указано	20 Июн 2017	Кольцо вузов	0	2

[91]	0%	0,12%	Проект парового котла Е-330-13,8-550 н. <a href="http://elib2.altstu.ru">http://elib2.altstu.ru</a>	26 Ноя 2016	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	5	
[92]	0%	0,12%	Пинигин, Василий Владимирович Повы. <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	22 Авг 2019	Коллекция РГБ	0	2	
[93]	0%	0,11%	ФАКТОР МИНЕРАЛЬНОЙ ЧАСТИ В ТЕХН. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	11 Мая 2018	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	0	1	
[94]	0%	0,11%	Реконструкция котла Е 25-М с перевод... <a href="http://biblio.fond.ru">http://biblio.fond.ru</a>	15 Июн 2014	Модуль поиска "Интернет Плюс"	0	2	
[95]	0%	0,11%	Котельные установки ТЭС: теплотехни.. <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	20 Янв 2020	Сводная коллекция ЭБС	0	2	
[96]	0,06%	0,1%	Хайдурова, Александра Андреевна дис... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	2	2	
[97]	0,01%	0,1%	Габдрахманова, Гульнара Наилевна К... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	11 Июн 2020	Коллекция РГБ	1	2	
[98]	0%	0,1%	Отечественная история. Выпускная кв... <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	20 Янв 2020	Сводная коллекция ЭБС	0	1	
[99]	0%	0,1%	BKP Дробков С.В..pdf	не указано	10 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	1
[100]	0%	0,1%	BKP.pdf	не указано	11 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	1
[101]	0%	0,1%	BKP Муха А.А..pdf	не указано	15 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	1
[102]	0%	0,1%	BKP Павлюкевич.pdf	не указано	19 Июн 2019	Модуль поиска "СФУ"	0	1
[103]	0,05%	0,1%	BKP-НГТУ-м15-ТС-000-17	не указано	23 Июн 2017	Кольцо вузов	2	2
[104]	0%	0,09%	ДП ТЭФ ТЭУ Абдрашев Да 14062017.txt	не указано	14 Июн 2017	Кольцо вузов	0	2
[105]	0%	0,09%	Финансовый менеджмент: Стоимостно. <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	2	
[106]	0,09%	0,09%	Современные решения, закладываемы. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	15 Янв 2017	Модуль поиска перефразирований eLIBRARY.RU	1	1	
[107]	0%	0,08%	Heat exchange and NOX reduction in the.. <a href="https://witpress.com">https://witpress.com</a>	06 Янв 2018	Модуль поиска переводных заимствований	0	1	
[108]	0,08%	0,08%	Дорожный асфальтобетон на основе т.. <a href="http://dep.nlb.by">http://dep.nlb.by</a>	11 Ноя 2016	Диссертации и авторефераты НББ	1	1	
[109]	0,08%	0,08%	228883	<a href="http://biblioclub.ru">http://biblioclub.ru</a>	19 Апр 2016	Сводная коллекция ЭБС	1	1
[110]	0%	0,08%	Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 3.. <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	1	
[111]	0%	0,08%	Баранова, Ольга Алексеевна диссертаци.. <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	раньше 2011	Коллекция РГБ	0	1	
[112]	0%	0,08%	Котел с кольцевой топкой для энергоб.. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	12 Янв 2013	Коллекция eLIBRARY.RU	0	1	
[113]	0%	0,08%	Воронов, Денис Александрович Ценно.. <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	15 Июн 2020	Коллекция РГБ	0	2	
[114]	0%	0,08%	Классическая теория поляризации мо... <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	1	
[115]	0%	0,08%	Тепломассоперенос и физико-механич. <a href="http://dep.nlb.by">http://dep.nlb.by</a>	11 Ноя 2016	Диссертации и авторефераты НББ	0	1	
[116]	0%	0,07%	Информационно-технический справо... <a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	14 Авг 2018	Коллекция ГАРАНТ	0	2	
[117]	0%	0,07%	Яковлев, Виктор Александрович Повы... <a href="http://dlib.rsl.ru">http://dlib.rsl.ru</a>	27 Дек 2019	Коллекция РГБ	0	1	
[118]	0%	0,06%	МЕТОДИКА ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ ОЦЕН.. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	26 Фев 2015	Коллекция eLIBRARY.RU	0	1	
[119]	0,05%	0,05%	Тепловой расчет парового котла. Курс.. <a href="http://biblio.fond.ru">http://biblio.fond.ru</a>	15 Июн 2014	Модуль поиска "Интернет Плюс"	1	1	
[120]	0%	0,05%	Интенсификация погрузки древесины... <a href="http://dep.nlb.by">http://dep.nlb.by</a>	11 Ноя 2016	Диссертации и авторефераты НББ	0	1	
[121]	0%	0,05%	231280	<a href="http://biblioclub.ru">http://biblioclub.ru</a>	раньше 2011	Сводная коллекция ЭБС	0	1
[122]	0%	0,05%	Проектно-сметное дело в железнодор... <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	1	
[123]	0%	0,05%	Управление ЛПУ в современных услов.. <a href="http://studentlibrary.ru">http://studentlibrary.ru</a>	19 Дек 2016	Коллекция Медицина	0	1	
[124]	0%	0,05%	НОРМИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ЗОЛО.. <a href="http://elibrary.ru">http://elibrary.ru</a>	05 Авг 2016	Коллекция eLIBRARY.RU	0	1	
[125]	0%	0,04%	Постановление администрации город... <a href="http://municipal.garant.ru">http://municipal.garant.ru</a>	27 Дек 2016	Коллекция ГАРАНТ	0	1	
[126]	0,04%	0,04%	Методические указания по расчету вы.. <a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	14 Янв 2017	Коллекция ГАРАНТ	2	2	
[127]	0%	0,03%	Комплексное исследование каолинов ... <a href="http://dep.nlb.by">http://dep.nlb.by</a>	04 Июл 2017	Диссертации и авторефераты НББ	0	1	
[128]	0,01%	0,03%	Постановление Администрации город... <a href="http://ivo.garant.ru">http://ivo.garant.ru</a>	21 Июн 2019	Коллекция ГАРАНТ	1	2	