

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.А. Кулагин

подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 2024 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Совершенствование топливно-энергетического комплекса

Красноярского края

тема

13.04.01. Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код – наименование магистерской программы

Руководитель

подпись, дата

доцент, канд. техн. наук

должность, ученая степень

А.А. Пьяных

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Н.А. Землянский

инициалы, фамилия

Рецензент

подпись, дата

директор КФ ИБРАЭ

РАН, канд. техн. наук

должность, ученая степень

Д.А. Озерский

инициалы, фамилия

Красноярск 2024

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Совершенствование топливно-энергетического комплекса» содержит 70 страниц текстового документа, 21 иллюстрацию, 23 таблиц, 22 использованных источников.

УГОЛЬ, ТОПЛИВНЫЕ СМЕСИ, НЕПРОЕКТНОЕ ТОПЛИВО, КОТЕЛ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ, ШЛАКОВАНИЕ.

Объект исследования – бурые угли Канско-Ачинского бассейна, биомасса и отходы промышленности и ЖКХ.

Цель исследования: определение топлива для совершенствования ТЭК Красноярского края.

Для достижения этой цели решены следующие задачи:

- определён технический и элементный анализ топлив;
- определён химический состав золы б топлив;
- проведен расчёт склонности топлив к шлакованию топочных экранов котлов;
- выполнен тепловой расчёт выбранного подходящего топлива на котельном агрегате БКЗ-75-39ФБ
- предложено решение смешения и хранения различных топлив.

В ходе работы проведён тепловой расчёт сжигания в котельном агрегате БКЗ-75-39ФБ твердотопливной смеси из бурого угля и кородревесных отходов до 30% в пропорции. Были определены основные потери тепла от котельного агрегата при различных топливах, КПД брутто котельного агрегата и расход топлива. Был проведён анализ склонности топлив к загрязнению поверхностей нагрева при сжигании угля и различных биомасс по методике УралВТИ, и отображены его результаты по четырём факторам.

В результате исследования было определено перспективное топливо взамен проектного, предложены технические решения по смесеобразованию и складированию топлив, определены соотношения компонентов топливной смеси для стабильной работы котельных агрегатов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Материалы и методы	12
1.1 Характеристики топлив	12
1.1.1 Описание углей	12
1.1.1 Описание биомассы и других топлив	16
1.1.3 Определение характеристик не ископаемых топлив.....	23
1.2 Описание котельного агрегата.....	28
1.3 Методика определения склонности топлив к шлакованию.....	31
1.4 Методика теплового расчёта котельного агрегата.	34
2 Расчетная часть.....	37
2.1 Определение оптимальных соотношений углей для сжигания в котельных агрегатах.....	37
2.2 Предварительная оценка склонности к шлакованию топлив.....	38
2.2.1 Оценка склонности к шлакованию бородинского угля	38
2.2.2 Оценка склонности к шлакованию балахтинского угля	40
2.2.3 Определение свойств топлива из угля 3Б и КДО	42
2.2.4 Определение свойств топлива из угля 3Б и Кору	46
2.2.5 Определение свойств топлива из угля 3Б и Опилки	48
2.2.6 Определение свойств топлива из угля 3Б и Дробины.....	50
2.2.7 Определение свойств топлива из угля 3Б и Лигнина.....	52
2.2.8 Определение свойств топлива из угля 3Б и ОСВ	54
2.2.9 Результаты предварительной оценки склонности к шлакованию топлив.	56
2.3 Тепловой расчёт	61

3 Технические решения при переходе на сжигание непроектных топлив.....	63
3.1 Хранение топлив	63
3.2 Способы организации смешения.....	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	68

ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетический комплекс (далее ТЭК) – это отрасли экономики, связанные с:

- Добычей и производством энергетического сырья;
- Переработкой сырья в другие виды топлив (кокс, нефтепродукты, газ);
- Преобразование энергии, накопленной в топливе или ресурсах в электрическую и тепловую энергию;
- Транспортом и распределением энергии потребителям.

Задачи ТЭК:

- Обеспечить необходимыми видами энергии население и экономику;
- Обеспечить бюджет государства с помощью экспорта энергоресурсов.

Ближайшие десятилетия производство тепловой и электрической энергии в нашей стране будет также связано с использованием природного топлива: газа и угля. А на территории Красноярского края будут разрабатываться угольные месторождения, и большая часть теплоэлектростанций будет работать на твёрдом топливе. [1]

Согласно указу президента Российской Федерации “О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации” от 1 декабря 2016 года, в ближайшие 10-15 лет приоритетами научно-технологического развития следует считать те направления, которые позволят достичь результатов в научно-технической области и создать технологии, обеспечивающие в частности переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике [2]. Поэтому для достижения экологичности и ресурсосбережения необходимо использовать более энергоёмкие сорта углей, содержащие в себе меньше золы и веществ, образующих вредные выбросы.

При переходе на другие виды углей, важно знать, что на этапе проектирования ТЭС выбирается уголь определённых месторождений (чаще

близлежащих), его называют проектным. Всё оборудование и установки станции выбраны согласно показателям этого топлива, поэтому использование углей других сортов и месторождений может создать сложности при работе станции из-за различия состава.

Использование смесей из близких по характеристикам углей широко используется в мировой практике, в основном, для поддержания качества товарного топлива. В европейских странах сжигают смеси из различающихся по параметрам и свойствам углей, добытых на разных континентах. Смесей готовят на угольных складах портов и на самих станциях. Качество определяется целью применения и степенью отличия друг от друга характеристик используемых углей.

Традиционно на большинство отечественных ТЭС уголь поставляется от нескольких поставщиков и отправляется на сжигание попеременно или в виде неконтролируемой смеси. Подготовка однородной смеси практикуется редко из-за отсутствия современного оборудования для усреднения на угольных складах или оперативного контроля качества поступающего угля. Но качественное усреднение возможно с использованием имеющегося оборудования при наличии системы оперативного входного контроля и закладки штабеля, или отдельного складирования углей разных поставщиков [3].

Применение смесей позволяет промышленности повысить унификацию оборудования и стабильность обеспечения топливом, а на ТЭЦ добиться преимуществ как в техническом, так и экологическом и экономическом планах:

- увеличение количества применимых углей и уменьшение зависимости от конкретного поставщика;
- решения проблем выбросов вредных веществ за счёт использования угля с низким содержанием серы, меньшей зольностью без значительных вложений;
- добавление дешёвого угля или имеющего большую теплоту сгорания при сравнимой стоимости для снижения затрат;
- улучшения работы оборудования за счёт использования более качественного топлива, если на низкосортном топливе она была не оптимальна.

Реализованные на практике преимущества сжигания смесей весьма значительны, и ожидается расширение их применения.

При этом применение не сжигаемых ранее смесей на ТЭС может ухудшить условия шлакования, хранения, размола и выгорания. Как известно, состав углей различается между месторождениями, внутри одного бассейна в разных местах добычи, так и в одном месте добычи в течении его выработки. Изменяется элементный состав, содержание влаги, зольности, теплота сгорания, а также содержание минеральной части. При повышении влаги, требуется больший расход сушильного агента, при повышении зольности – повышается расход и мощность дымососов, нагрузка на золоуловитель, возможен занос конвективной части, а в случае различия теплоты сгорания изменяются показатели котельного агрегата. А минеральная часть влияет на абразивные и шлакующие свойства топлив.

Существенное изменение свойств угля или характеристик требуемого дополнительного оборудования приводит к реконструкции котельного цеха, а, следовательно, к повышению капитальных вложений для перехода на сжигание непроектного угля, поэтому целесообразнее выбирать для перехода топлива, наиболее схожие с проектным или добавлять их в определённой пропорции для схожести параметров.

Более существенного сокращения выбросов парниковых газов, оксидов азота и оксидов серы можно добиться при сжигании на ТЭЦ биомассы, это может быть сама древесина так и кородревесные отходы.

Кроме угля Красноярский край богат древесиной, которая поступает для получения различной продукции на более 300 деревообрабатывающих предприятий, например, ООО «Енисейский ЦБК», АО «Красноярский ДОК», ОАО «Лесосибирский ЛДК № 1», ООО «Енисейский фанерный комбинат», после которых остаётся большое количество древесных отходов, которые являются биотопливом и для утилизации могут быть включены в топливно-энергетический комплекс.

Но переход на полное сжигание биотоплива на ТЭС затрудняется: большими капиталовложениями, связанными с тем, что большинство теплоэнергетического оборудования предназначено для работы на твёрдом ископаемом топливе, сложностью стабильного обеспечения биотопливом ТЭС, близким расположением огромных угольных запасов.

Наиболее удобным решением этих трудностей является совместное сжигание угля с биомассой. В настоящее время используются следующие технологии сжигания биомассы с углём:

- совместное сжигание угля и биомассы в топке котла;
- совместное сжигание угля и генераторного газа, полученного при газификации биомассы;
- сжигание угля и отдельно биомассы в котлах, стоящих в непосредственной близости.

При совместном сжигании смесеобразование осуществляется на топливном складе, дальше топливная смесь транспортируется конвейером в дробилки, а затем в топливные бункера и мельничные устройства. Для получения генераторного газа биомасса загружается в газогенератор. В третьем случае для сжигания угля и биотоплива используются разные топливные конвейеры и котлы.

В первом случае основные трудности связаны в топливоподготовке древесного биотоплива и в процессе его горения совместно с углём. Из-за высокой влажности и сложности тонкого измельчения древесина может не успеть сгореть в топочной камере. Это подтвердили в своём исследовании авторы из Иркутского национального исследовательского института на котле БКЗ-320-140 ПТ-5 Иркутской ТЭЦ-6, проектным топливом которого является бородинский уголь. Во время испытаний они сжигали смесь из кородревесных отходов (КДО) в виде плоской щепы 30-120 мм, шириной 5-20 мм и толщиной 2-10 мм и ирбейского угля. КДО имело следующие рабочие характеристики: $W^r = 25-40\%$, $A^d = 0,25-1,3\%$, $V^{daf} = 87\%$, $Q_i^r = 2600-3300$ ккал/кг,

$S^d = 0,047\%$. Ирбейский уголь имел следующие рабочие характеристики: $W^r = 27-29\%$, $A^d = 7,5\%$, $V^{daf} = 46,5\%$, $Q_i^r \approx 4000-4150$ ккал/кг, $S^d = 0,25\%$.

Котёл оснащён четырьмя молотковыми мельницами с отдельным бункером пыли. Подача КДО осуществлялась через сбросную горелку, или муфельную горелку, или одновременно через сбросную и муфельную. Было выявлено более позднее воспламенение топлива из-за крупности размеров КДО [4].

Поэтому необходимо проводить топливоподготовку биомассы с целью снижения влажности и количества летучих элементов. Воздействовать можно как механически, так и за счёт высоких температур. Возможно производить пеллеты, топливные брикеты и подобные продукты за счёт механического воздействия. Под высокотемпературным воздействием понимается торрефикация (200-300 °С), пиролиз (400-600 °С) и газификация (свыше 600 °С)

Отходы от деревообрабатывающей промышленности - обычное сырьё для производства пеллет. Такое биотопливо имеет высокую плотность с содержанием влаги менее 10% и теплотой сгорания 3800-4700 ккал/кг. Гранулы имеют почти одинаковый размер, что дает преимущество в компактном хранении и автоматизации подачи к топке котла. За 2016 год на мировом рынке продано 16,5 млн. тонн пеллет. В основном потребляющими пеллеты являются Европейские страны такие как Великобритания, Нидерланды, Дания, Бельгия и Германия. Для производства биоэнергии используют древесные гранулы в таких странах как Китай, Япония, Германия, Великобритания и Нидерланды. В Индии существуют успешные разработки по получению электроэнергии из биомассы. В качестве биомассы применяются опилки, солома, лузга и т.п. [5]. В Китае 80% производства тепловой и электроэнергии производится путем сжигания угля. Для снижения вредных выбросов таких как CO_2 , NO_x , SO_x и других применяют способ частичного добавления углеродно-нейтрального топлива такого как кукурузная солома [6].

В России опыт применения лузги в качестве добавочного топлива был исследован при сжигании в котле ТП-14А Кумертауской ТЭЦ АО «СЭГК» г.

Кумертау Республики Башкортостан. Котел ТП-14А оборудован системой «НТВ-технология» для сжигания топлива в низкотемпературном вихре, проектное топливо является бурый уголь Тюльганского месторождения с калорийностью 1500-1700 ккал/кг, выход летучих 65,2%. Низкие топливные характеристики этого угля подтолкнули к проведению испытаний по сжиганию непроектного топлива в виде лузги подсолнечника. Лузга подсолнечника имеет низшую теплоту сгорания, равную 4000-4200 ккал/кг, выход летучих составил 69,5%. Испытания проводили на двух котлах с добавлением 15%, 23%, 32% и 39% лузги к углю. По результатам испытаний было отмечено, что применение лузги с подсветкой природным газом является перспективным направлением для повышения эффективности работы ТЭС. Необходимо проводить модернизацию системы топливоподачи для сжигания биотоплива [7].

В настоящее время не разработаны технологии, позволяющие обеспечить рациональное хранение биомассы на топливном складе и её доставку непосредственно со склада до котельного цеха. Нет описанных способов равномерного измельчения древесины до размеров, обеспечивающих стабильный режим горения и способов однородного смешения с углём.

Обобщив вышесказанное, можно отметить, что для перехода к ресурсосберегающей и экологически безопасной энергетике возможно использовать топливные смеси на основе углей так как возле крупных городов Красноярского края расположены большие угольные месторождения. Для осуществления перехода теплоэлектростанций на непроектные топлива необходимо провести расчётно-аналитические оценки показателей и свойств топлив:

- теплотехнических показателей;
- характеристик топлива и золы, влияющих на выбросы вредных веществ, золоулавливание и золошлакоудаление;
- шлакующих и загрязняющих свойства;
- абразивных свойств;
- склонности к самовозгоранию;

- сыпучести;
- смерзаемости.

1 Материалы и методы

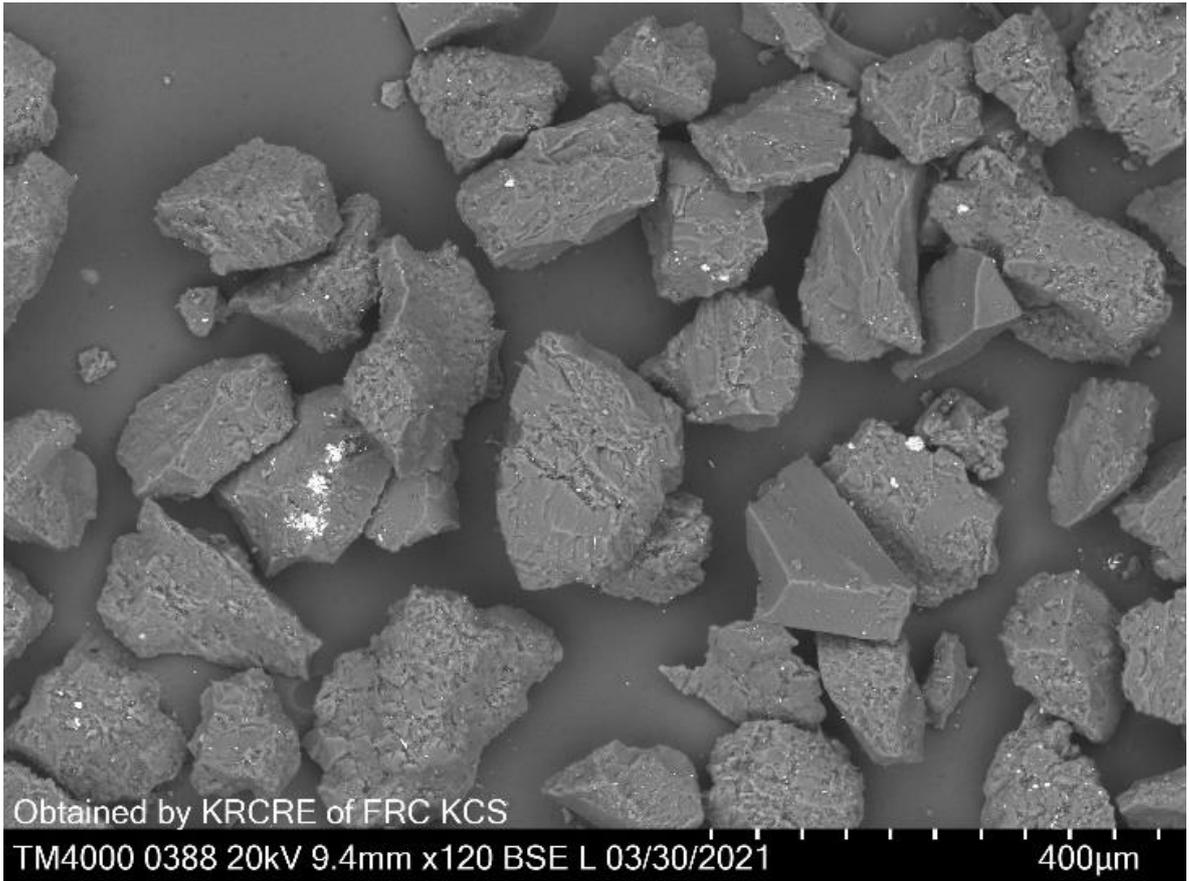
1.1 Характеристики топлив

1.1.1 Описание углей

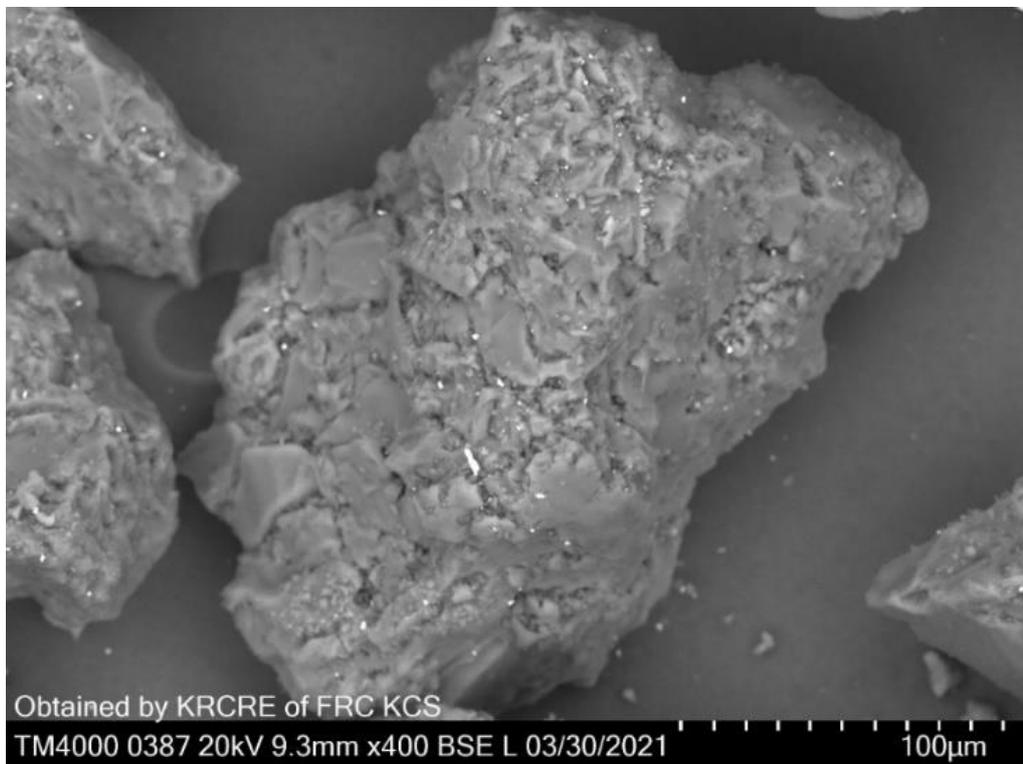
В ближайшие десятилетия производство тепло и электроэнергии в восточной части страны будет осуществляться за счёт твёрдого топлива, значительный объём которого добывается в Канско-Ачинском угольном бассейне. Для совершенствования производства энергии в крае возьмём за исходное топливо – добываемый в крае бородинский бурый уголь марки 2Б, на который была спроектирована основная часть ТЭС. Образец и изображения сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) этого угля представлены на рисунке 1.



a)



b)



B)

Рисунок 1 – Бородинский бурый уголь: а – исходный вид; б – изображение СЭМ с увеличением 120 раз; в – изображение СЭМ с увеличением 400 раз

Бородинский уголь добывается в г. Бородино красноярского края в угольном разрезе АО «СУЭК-Красноярск» «Разрез Бородинский имени М.И. Щадова». Для доставки угля используются линии железных дорог, проложенные в разных районах края и позволяющие осуществлять доставку топлива в больших объёмах. Его качества согласно сертификата представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики бородинского угля

№	Технический анализ			Элементный состав					Q_i^r , ккал/кг
	W^r , %	A^d , %	V^{daf} , %	C^{daf} , %	H^{daf} , %	N^{daf} , %	S^{daf} , %	O^{daf} , %	
2Б	32,6	7,3	48,0	73,2	5,1	1,0	0,3	48,0	3900

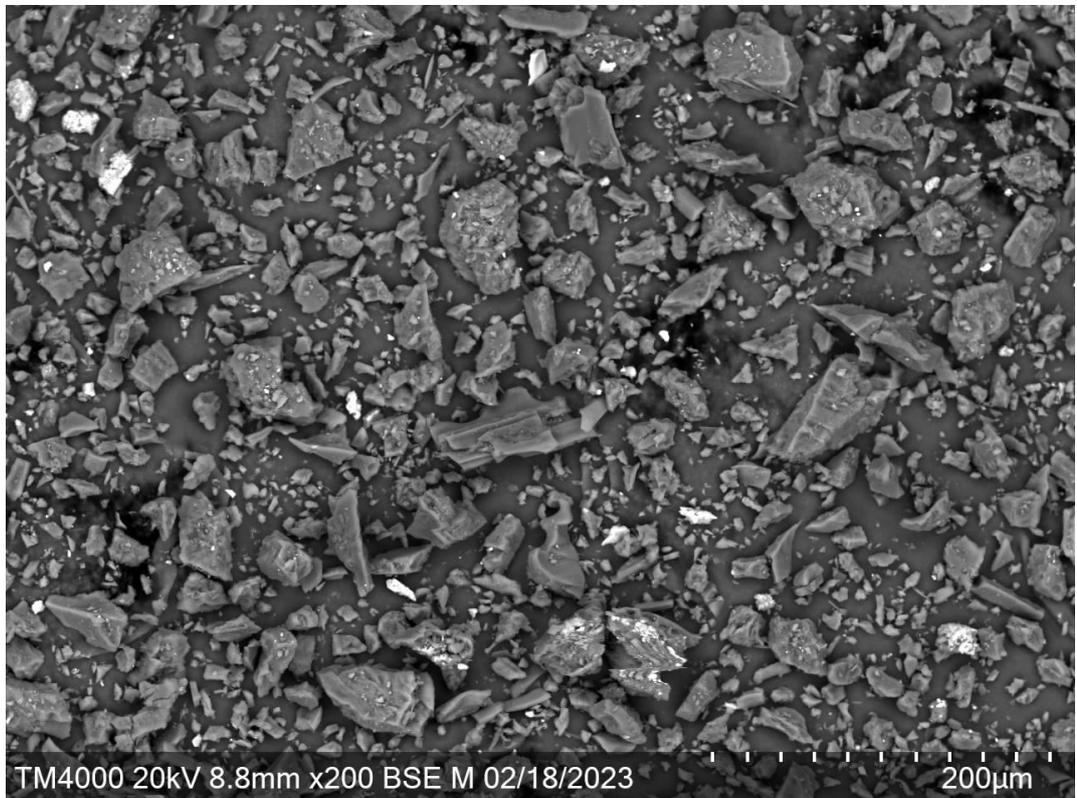
Для его замены выберем другой бурый уголь с большей теплотой сгорания этого же угольного бассейна, чтобы комбинация его с биомассой не снижала теплоты сгорания, а свойства углей были схожи, тем самым, упрощая переход. Таким является Балахтинский уголь, марки 3Б. Он имеет уникальные характеристики:

- низкую влажность;
- низкую зольность;
- высокую теплоту сгорания для бурого угля.

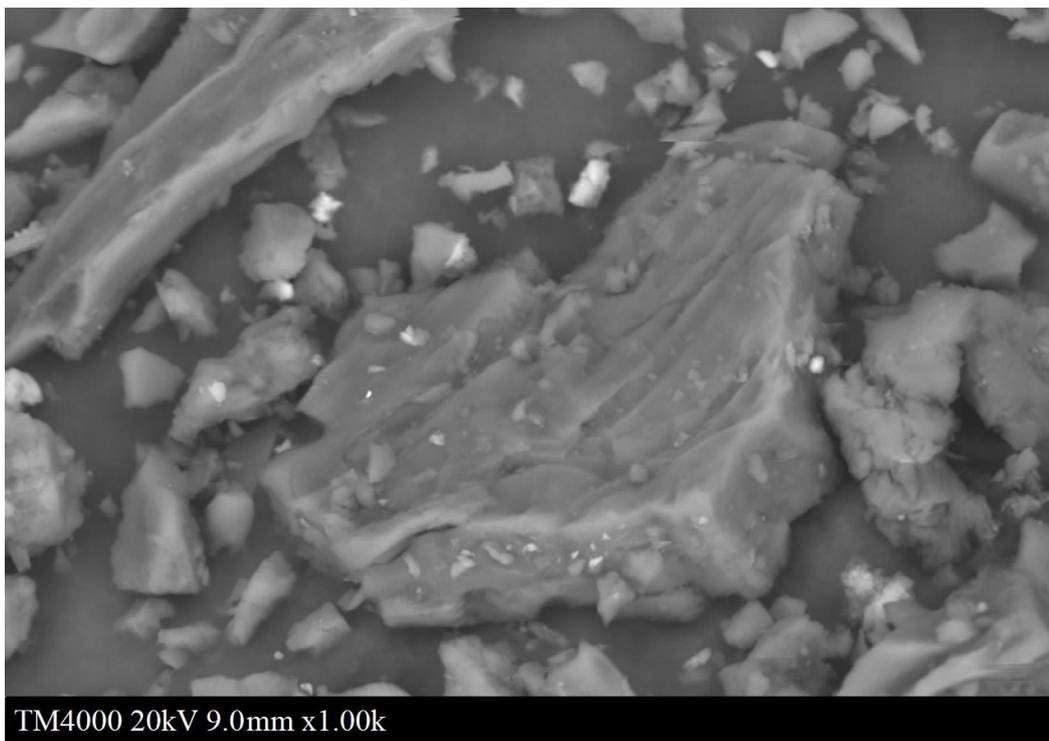
Его используют в основном на промышленно-отопительных котельных, так как его доставка осуществляется только автотранспортом. Образец и изображения сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) этого угля представлены на рисунке 2.



a)



b)



в)

Рисунок 2 – Балахтинский бурый уголь: а – исходный вид; б – изображение СЭМ с увеличением 200 раз; в – изображение СЭМ с увеличением 1000 раз

Его качества согласно сертификата представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики балахтинского угля

№	Технический анализ			Элементный состав					Q_i^r , ккал/кг
	W^r , %	A^d , %	V^{daf} , %	C^{daf} , %	H^{daf} , %	N^{daf} , %	S^{daf} , %	O^{daf} , %	
ЗБ	20,8	6,2	44,6	74,1	5,0	0,86	0,34	19,69	4890

1.1.1 Описание биомассы и других топлив

В виде биомассы и альтернативных топлив, выберем распространённые в Красноярском крае их виды:

- Лесные биомассы:
 - ❖ Коро-древесные отходы (далее «КДО»);
 - ❖ Кору лиственницы и сосны (далее «Кора»);
 - ❖ Опилки лиственницы и сосны (далее «Опилки»);
- Отходы промышленности:
 - Пивную дробину (далее «Дробина»);
 - Гидролизный лигнин (далее «Лигнин»);
- Отходы ЖКХ:
 - Сухие остатки сточных вод (далее «ОСВ»).

Коро-древесные отходы, кора лиственницы и сосны, а также опилки – получены из столярного цеха Сибирского федерального университета. Они изображены на рисунке 3.



(a)



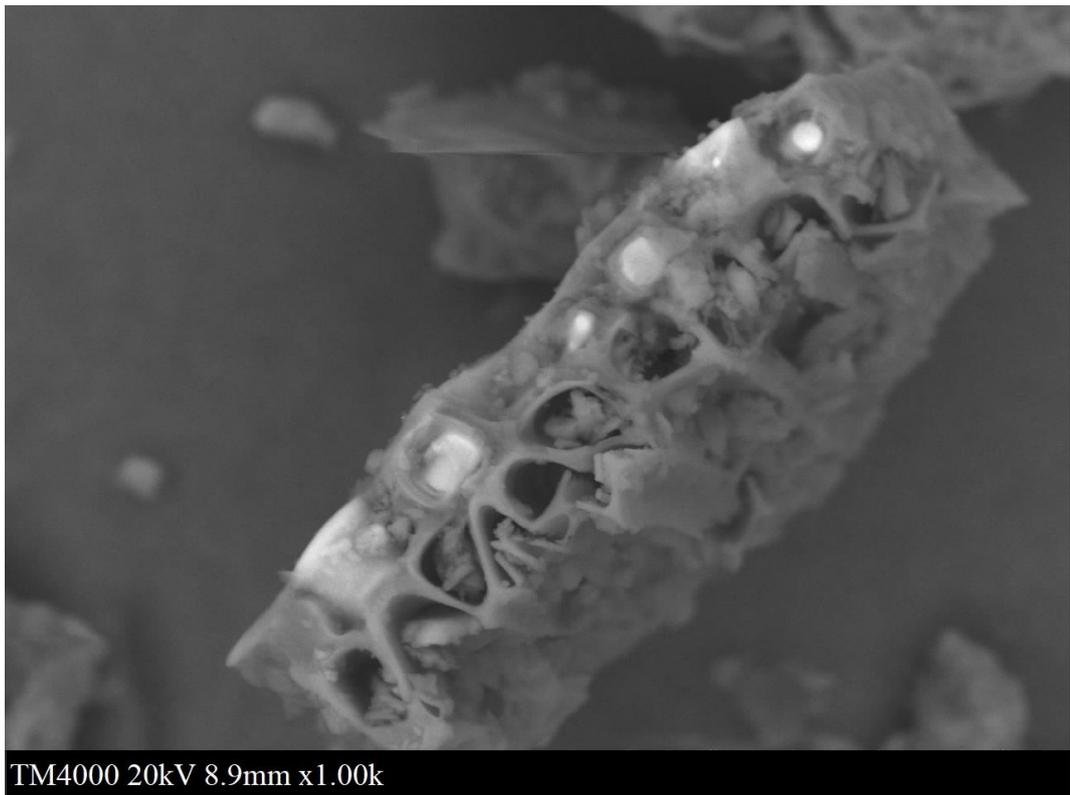
(б)

Рисунок 3 – Измельчённые кородревесные отходы: (а) исходный вид; (б) изображение СЭМ увеличенное в 150 раз

Пивная дробина — это побочный продукт пивоварения, остатки ячменного (кукурузного, рисового или овсяного) сырья после выработки из него сула. Чаще всего это гуща из частиц семян и оболочек ячменя, богатая растительной клетчаткой. Используется для скармливания сельскохозяйственным животным как в свежем, влажном, так и в высушенном виде. При недостатке спроса утилизируется на полигонах. При захоронении пивной дробины на полигонах она разлагается до 50 лет. Образец изображен на рисунке 4.



(a)



(б)

Рисунок 4 – Пивная дробина: (a) исходный вид; (б) изображение СЭМ, увеличенное в 1000 раз

Гидролизный лигнин — это комплекс веществ, которые образуются в технологическом цикле гидролизного производства. Он представляет собой опилкоподобную массу с влажностью 65–70 %. Источником гидролизного лигнина является древесина. Путем гидролиза из неё извлекаются гидролизуемые соединения для получения спирта, кормовых дрожжей и иных продуктов. В образующемся остатке доля лигнина возрастает до 70–90 %. Гидролизный лигнин используется в различных отраслях науки и промышленности, но темпы его производства выше, чем переработки. Поэтому лигнин накапливается на территории предприятий или заполняет полигоны. Его разложение усложняется тем, что в воде лигнин практически не растворим. А из-за используемых в ходе технологических процессов серной и соляной кислот он загрязняет почву. Он изображен на рисунке 5.



(a)



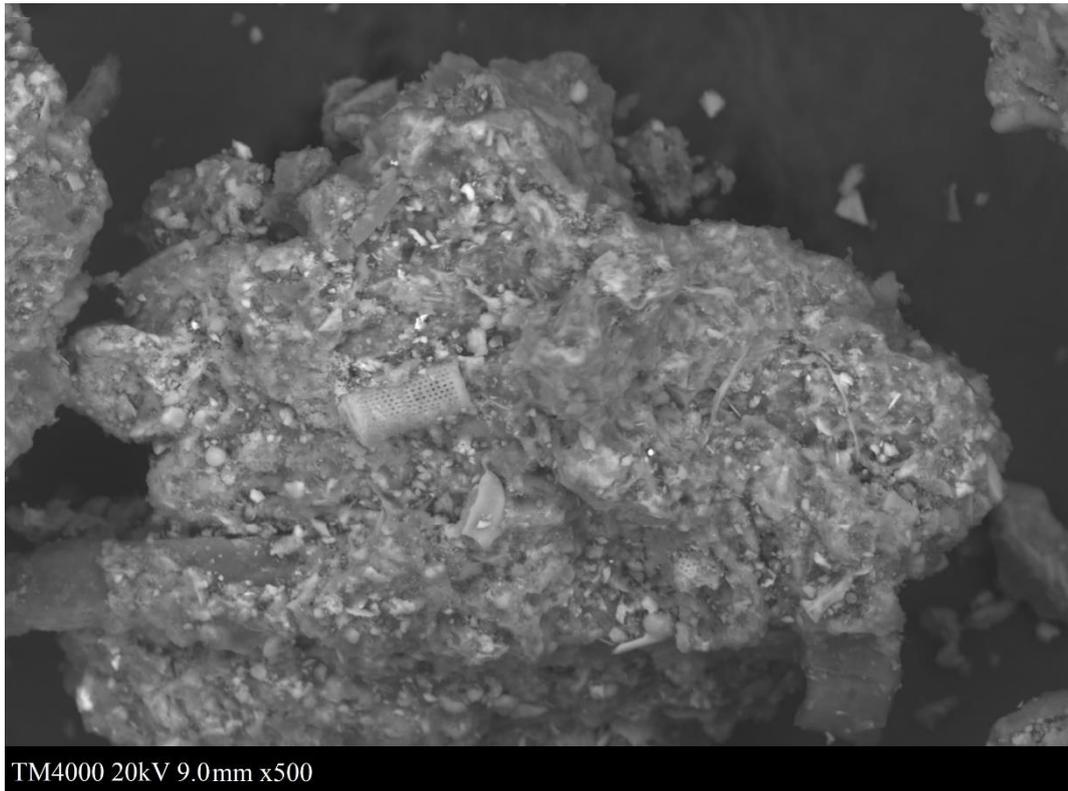
(б)

Рисунок 5 – Гидролизный лигнин (а) исходный вид; (б) изображение СЭМ увеличенное в 180 раз

Остатки сточных вод г. Красноярск (ОСВ) – остатки от канализационных вод отделяемые в ходе химической и механической очистки в виде ила. Они попадают после очистных сооружений по илопроводам на полигон. Получены с правобережного полигона остатков сточных вод, где они пролежали от 7 до 9 лет. Они изображены на рисунке 6.



(a)



(б)

Рисунок 6 – Сухие остатки сточных вод: (a) исходный вид; (б) изображение СЭМ, увеличенное в 500 раз

1.1.3 Определение характеристик не ископаемых топлив

Характеристики образцов изучались после сразу после доставки в лабораторию. Все образцы были отдельно упакованы и размолоты с помощью ручных инструментов до размера менее 20 мм. Далее по отдельности топлива измельчали в дисковой мельнице Retsch DM 200 (Retsch GmbH, Germany). Перед каждым новым образцом мельница опустошалась и очищалась для исключения попадания примесей. Основные характеристики мельницы: максимальный начальный размер частиц менее 20 мм; максимальное число оборотов 528 об/мин., гарантированная тонина помола менее 100 μm . Мельница представлена на рисунке 7.

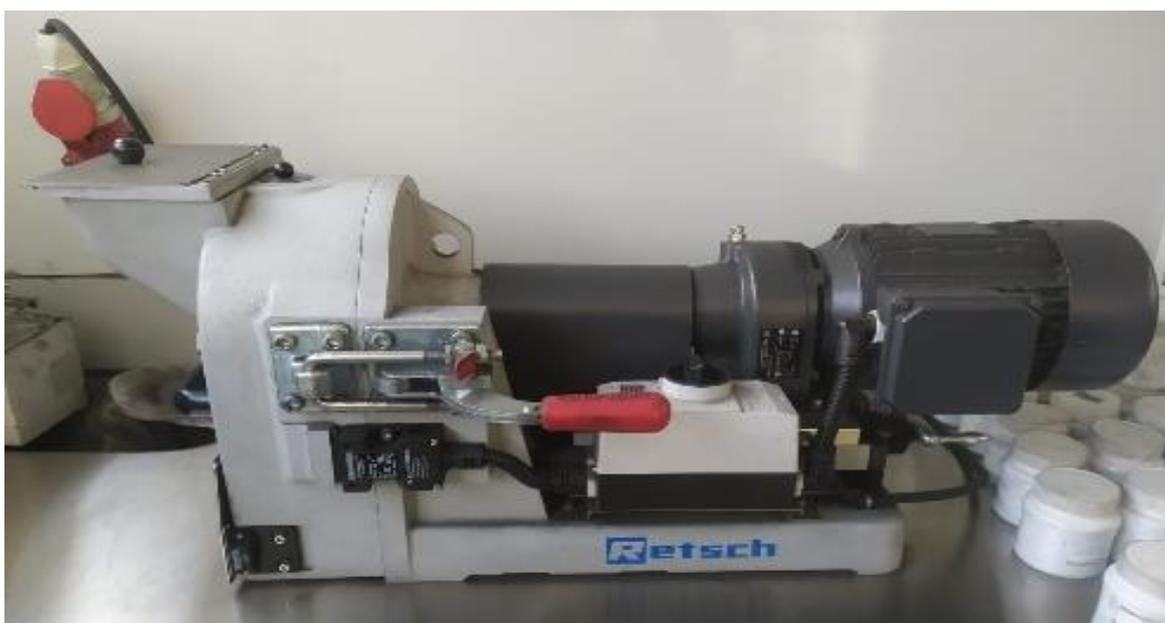


Рисунок 7 – Дисковая мельница Retsch DM 200

Для подготовки экспериментальных образцов использовалась аналитическая просеивающая машина RETSCH AS 200 BASIC (Retsch GmbH, Germany) с двумя ситами, размер ячеек которых составлял 53 мкм и 200 мкм. Таким образом, получались образцы пыли угля с размерами частиц 53–200 мкм, что соответствует размерам пылеугольного топлива, используемого при факельном сжигании в энергетических котлах. Установка показана на рисунке 8.

Калорийность топливных образцов определяли в калориметре ИКА С6000, оснащенным стандартной кислородной бомбой. Принцип работы основывается на всех стандартах бомбовых калориметров, таких как DIN, ISO, ASTM, ГОСТ и GB. Его вид представлен на рисунке 9.



а)



б)

Рисунок 8 – Аналитическая просеивающая машина RETSCH AS 200 BASIC: а – основная часть, б – сита



Рисунок 9 – Калориметр ИКА С6000

Влажность определялась по ГОСТ 8.649-2015 с помощью анализатора Sartorius MA-150, изображённого на рисунке 10.



Рисунок 10 – Анализатор влажности Sartorius MA-150

Зольность определялась по ГОСТ 55661-2013 с помощью лабораторной камерной муфельной печи SNOL 30/1300, представленной на рисунке 11.



Рисунок 11 – Муфельная печь SNOL 30/1300

Выход летучих веществ определялся по ГОСТ R 55660-2013, содержание серы по ГОСТ 32979-2014, высшая теплота сгорания по ГОСТ 147-2013, содержание кислорода по ГОСТ 27313-2015. Содержание углерода, водорода, азота, серы по ГОСТ 32979-2014 изучалось с помощью макроанализатора ELEMENTAR vario MACRO cube, общий вид которого представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Макроанализатор ELEMENTAR vario MACRO cube

Характеристики всех топлив, их технический и элементный состав, а также низшая теплота сгорания описаны в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики биомассы и других топлив.

№	Технический анализ			Элементный состав					Q_i^r , ккал/кг
	W^r , %	A^d , %	V^{daf} , %	C^{daf} , %	H^{daf} , %	N^{daf} , %	S^{daf} , %	O^{daf} , %	
2Б	32,6	7,3	48,0	73,2	5,1	1,0	0,3	48,0	3900
3Б	20,8	6,2	44,6	74,1	5,0	0,86	0,34	19,69	4890
КДО	22,8	4,4	61,3	53,2	5,8	0,03	-	40,98	3270
Кора	17,1	2,6	74,5	52,88	5,6	-	-	41,5	3614
Опилки	18,2	0,2	80,0	50,4	5,9	0,31	-	43,4	3481
Дробина	59,4	5,2	78,7	52,7	6,6	3,2	0,3	37,2	1504
Лигнин	47,5	6,2	65,9	63,2	5,4	-	0,5	30,9	2458
ОСВ	6,7	62,3	80,3	53,0	5,8	3,4	0,7	35,8	1671

1.2 Описание котельного агрегата

В качестве объекта исследования был выбран промышленно-отопительный паровой котел БКЗ 75-39ФБ. Основное топливо – бородинский бурый уголь марки 2Б, резервное – березовский бурый уголь марки 2Б. Компоновка котла выполнена по П-образной схеме. Котёл вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, уравновешенной тягой. Его общий вид представлен на рисунке 13.

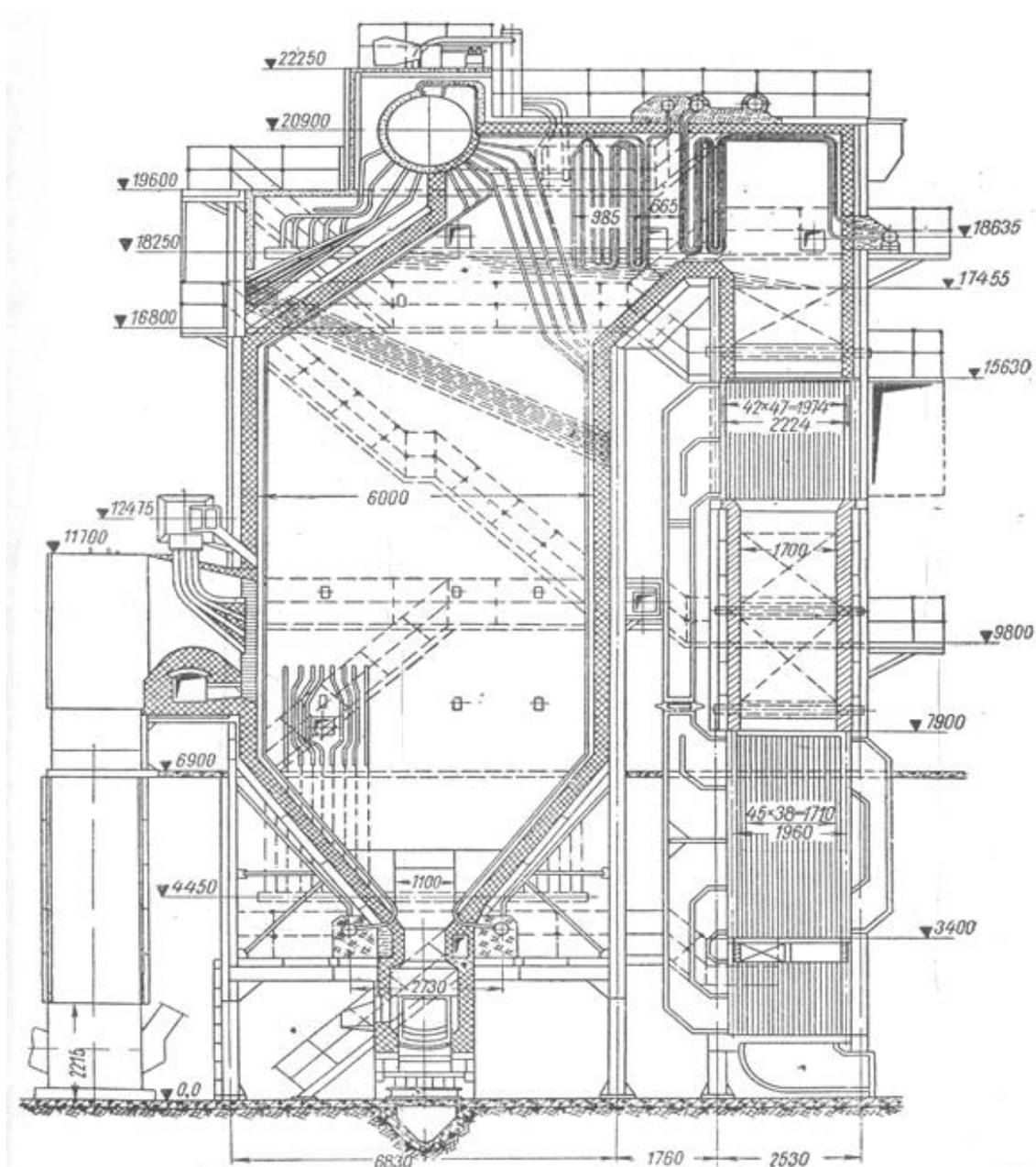


Рисунок 13 – Общий вид котла БКЗ-75-49ФБ

Топка является первым (подъемным) газоходом, во втором (горизонтальном) расположены пароперегревательные поверхности. В опускном газоходе в рассечку расположены экономайзер и воздухоподогреватель. Схема пылеприготовления индивидуальная с прямым вдуванием и сушкой топлива горячим воздухом.

Размол топлива производится двумя молотковыми мельницами, оборудованными шахтными гравитационными сепараторами, работающими по индивидуальной схеме.

Вихревые горелки 2 шт. расположены на фронтальной стенке топки, в один ярус. Обмуровка котла выполнена в тяжелом исполнении с металлической обшивкой. Основным топливом является Бородинский бурый уголь марки 2Б, растопочное топливо мазут М100.

Топочная камера полностью экранирована трубами диаметром 60 мм. В нижней части топки фронтальной и задней экраны образуют скаты холодной воронки. В верхней части трубы заднего экрана разведены в четырехрядный фестон. Экраны разделены на 12 самостоятельных циркуляционных контуров по числу блоков топочной камеры. Топка оборудована двумя прямооточно-лопаточными горелками типа «труба в трубе». Площадь внутреннего прямооточного канала (канал аэросмеси) составляет 0,25 м², периферийного канала вторичного воздуха 0,52 м², куда жестко вварены завихряющие лопатки. Направление крутки на горелках: А левого вращения, Б правого вращения. Оси горелки наклонены к поду топки под углом 15° к горизонтальной оси и развернуты к центру топки под углом 11° к продольной оси котла. На задней стене, на уровне горелок, установлены сопла заднего дутья.

Барабан котла внутренним диаметром 1500 мм с толщиной стенки 40 мм выполнен из стали 20К. В барабане имеется чистый отсек первой ступени испарения и два солевых отсека второй ступени испарения по торцам барабана, оборудованные внутрибарабанными циклонами. Третья ступень испарения включает два выносных циклона диаметром 337 мм. Пар из циклонов поступает в барабан.

Экранные поверхности нагрева объединены в 12 циркуляционных контуров. Каждый циркуляционный контур представляет собой систему из опускных труб, нижнего коллектора, экранных (подъемных) труб, барабана и выносного циклона. Задние нижние коллектора боковых экранов объединены в 2 циркуляционных контура с выносными циклонами. Ввод пароводяной смеси с экранных труб в выносной циклон осуществляется через промежуточный коллектор. Средние коллекторы боковых экранов объединены в два циркуляционных контура с солевыми отсеками барабана. Фронтальные, задние и передние боковые коллекторы объединены в 8 циркуляционных контуров с чистым отсеком барабана. Ввод пароводяной смеси в барабан котла с передних боковых экранов осуществляется через промежуточные (верхние) коллекторы. С остальных экранов пароводяная смесь поступает непосредственно в барабан.

Пароперегреватель конвективный, вертикального типа, с коридорным расположением труб диаметром 38 мм (сталь 20), состоит из двух ступеней, расположенных в горизонтальном газоходе. Температура перегрева регулируется поверхностным пароохладителем, расположенным в рассечке ступеней пароперегревателя

Водяной экономайзер кипящего типа, гладкотрубный, змеевиковый, выполнен из труб диаметром 38 мм и состоит из трех блоков, расположенных в конвективном газоходе котла.

Трубчатый воздухоподогреватель вертикального типа, выполнен из труб диаметром 40 мм, имеет четыре хода по воздушной стороне. Состоит из трех блоков.

Для очистки экранных поверхностей нагрева на боковых стенках топки установлены четыре аппарата ОМ-0,35. Рабочим агентом является собственный пар котла. Очистка пароперегревателя осуществляется с помощью двух электровибраторов, установленных слева и справа снаружи поворотной камеры. "Котел оборудован двумя молотковыми тангенциальными мельницами типа ММТ 1300/2030/735, работающими каждая на отдельную горелку. Тип сепараторов - гравитационные шахтные. Подача топлива в мельницу

осуществляется скребковым питателем угля типа СПУ 700/5040. Для обеспечения тягой и дутьем на котле установлен один дутьевой вентилятор типа ВДН-18 и один дымосос типа Д18.25. гравитационные шахтные.

Характеристики согласно паспорта котла приведены в таблице 4

Таблица 4 – Технические характеристики котла БКЗ-75-49ФБ

№	Техническая характеристика	Размерность	Величина
	Котёл		БКЗ-75-49ФБ
1	Паропроизводительность (теплопроизводительность номинальная)	т/ч	75
2	Температура перегретого пара	°С	440
3	Давление перегретого пара	кгс/см ² (МПа)	49 (4,32)
4	Температура питательной воды	°С	104
5	Давление питательной воды	кгс/см ² (МПа)	23,5 (2,303)
6	Температура уходящих газов	°С	122
7	Расход топлива, подаваемого в топку	т/ч	16
8	КПД брутто	%	91,06

1.3 Методика определения склонности топлив к шлакованию

Для определения склонности топлив к шлакованию воспользуемся широко применяемой методикой УралВТИ, поскольку этим институтом накоплен большой опыт и объём информации по шлакующим свойствам отечественных и зарубежных топлив (3,8-10).

Расчёт отношения количества кислых оксидов к основным для угля:

$$kO = \frac{SiO_2 + Al_2O_3 + TiO_2}{CaO + MgO + K_2O + Na_2O} \quad (1)$$

Содержание пиритной серы, %:

$$S_p^{daf} = 0,581 \cdot S_t^{daf} - 0,03 \quad (2)$$

Склонность углей к образованию железистых отложений:

$$P_{Fe} = 0,856 - \frac{0,567}{0,9 \cdot S_p^{daf} \cdot \frac{100 - A^d}{A^d} + 0,0813 \cdot Fe_2O_3} \cdot 0,3 \quad (3)$$

Склонность углей к образованию загрязнений на базе активных щелочей:

$$P_{Na} = 0,416 \cdot (0,949 \cdot Na_2O - 0,013 \cdot K_2O - 0,05)^{0,313} \quad (4)$$

Содержание активного кальция:

$$CaO^a = CaO \cdot (1 - 0,0025 \cdot A^d) - 0,05 \quad (5)$$

Склонность углей к образованию сульфатно-кальциевых отложений:

$$P_{Ca} = 0,5 \cdot (CaO^a)^{0,22} - P_{Na} \quad (6)$$

Показатель, характеризующий состав минеральной части:

$$P_{xc} = 1 - 0,025 \cdot ko \quad (7)$$

Комплексный показатель склонности углей к шлакованию топочных экранов:

$$R_{st} = 0,707 \cdot ((P_{Fe})^2 + (P_{xc})^2)^{0,5} \quad (8)$$

Температура начала шлакования:

$$t_{шл} = 945 + 8,22 \cdot ko \quad (9)$$

Для оценки вероятности отложений, их прочности и объёма используется ранжирование показателей шлакующих и загрязняющих свойств углей по методике УралВТИ, описанное в таблице 5.

Таблица 5 - Показатели шлакующих и загрязняющих свойств твёрдых топлив и их ранжирование по УралВТИ

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

Характеристики твёрдого топлива из двух компонентов, их технический и элементный состав, а также состав золы при совместном сжигании, рассчитывались за счёт аддитивности свойств твёрдых топлив [3] по формуле:

$$X_{cp} = \frac{C_1}{100} \cdot X_1 + \frac{C_2}{100} \cdot X_2 \quad (10)$$

где C_1 – процент содержания первого угля в смеси по массе;

C_2 – процент содержания второго угля в смеси по массе;

X_1 – значение характеристики первого угля;

X_2 – значение характеристики второго угля.

1.4 Методика теплового расчёта котельного агрегата.

Для определения энергетических характеристик котельного агрегата проводится тепловой расчёт по нормативному методу [1], учитывая рекомендации по обработке результатов и проведению расчётов [2], согласно им:

Коэффициент полезного действия котла определяется по обратному балансу по формуле:

$$\eta_k^{\text{бр}} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6, \% \quad (11)$$

где: q_2 - потери тепла с уходящими газами, %;

q_3 - потери тепла с химической неполнотой сгорания, %;

q_4 - потери тепла с механической неполнотой сгорания, %;

q_5 - потери тепла в окружающую среду, %;

q_6 - потери тепла с физическим теплом шлака, %.

Потери тепла с уходящими газами рассчитывались по формуле:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{0\text{в}}) \cdot (100 - q_4)}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \% \quad (12)$$

где H_{yx} - энтальпия уходящих газов;

α_{yx} - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

$H_{0\text{в}}$ - энтальпия холодного воздуха;

ϑ_{yx} - температура уходящих газов, °С;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ - низшая теплота сгорания топлива.

Потери тепла от химической неполноты сгорания близятся к нулю, потому что мы учитываем оптимально настроенный режим горения с минимальным образованием СО (Оксида углерода).

Потери тепла с механической неполнотой сгорания определялись по формуле:

$$q_4 = \left(a_{\text{ун}} \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} + a_{\text{шл}} \frac{\Gamma_{\text{шл}}}{100 - \Gamma_{\text{шл}}} \right) \cdot \frac{Q_{\text{сгор}} A^P K_Q}{Q_H^P}, \% \quad (13)$$

где $a_{\text{ун}}$ - доля унесённой золы от всего объёма золы;

$a_{\text{шл}}$ - доля шлака от всего объёма золы;

$\Gamma_{\text{ун}}$ - содержание горючих веществ в золе уноса;

$\Gamma_{\text{шл}}$ - содержание горючих веществ в шлаке;

$Q_{\text{сгор}}$ - теплота сгорания 1 кг горючих, равная 7800 ккал/кг;

K_Q - коэффициент перевода.

Потери тепла в окружающую среду определялись по формуле:

$$q_5 = q_5^{\text{НОМ}} \cdot \frac{D_{\text{к}}^{\text{НОМ}}}{D_{\text{к}}}, \% \quad (14)$$

где $q_5^{\text{НОМ}}$ - номинальное значение потерь тепла в окружающую среду;

$D_{\text{к}}^{\text{НОМ}}$ - номинальное значение паропроизводительности котла;

$D_{\text{к}}$ - используемое значение паропроизводительности котла.

Потери с теплом шлака определяются по формуле:

$$q_6^{\text{шл}} = \frac{a_{\text{шл}} (C\mathcal{Q})_{\text{зл}} \cdot A^P}{Q_H^P} \quad (15)$$

Где $(C\mathcal{Q})_{\text{зл}}$ — энтальпия золы.

$$X_{CP} = \frac{C_1}{100} X_1 + \frac{C_2}{100} X_2, \%, \quad (16)$$

где X_{CP} - определяемая характеристика;

C_1, C_2 - массовый процент содержания первого и второго топлива в смеси;

X_1, X_2 - требуемая характеристика первого и второго топлива.

Расход топлива, подаваемого в топку котла, определялся по формуле:

$$B_k = \frac{D_{ПП} \cdot (i_{ПП} - i_{ПВ}) + G_{Пр} \cdot (i_{Пр} - i_{ПВ})}{Q_n^p \cdot \frac{\eta_{бр}}{100}}, \text{ т/ч.} \quad (17)$$

где $D_{ПП}$ – паропроизводительность котла;

$i_{ПП}$ – энтальпия перегретого пара;

$i_{ПВ}$ – энтальпия питательной воды;

$G_{Пр}$ – расход продувочной воды, взят как 2% от номинальной паропроизводительности;

$i_{Пр}$ – энтальпия продувочной воды.

2 Расчетная часть

2.1 Определение оптимальных соотношений углей для сжигания в котельных агрегатах

В настоящее время на ТЭЦ применяется смешение углей для образования смесей в пропорции по массе 30% на 70% или 50% на 50%.

У углей 2Б и 3Б не было выявлено различия по данным показателям:

- взрывоопасным свойствам;
- абразивным свойствам топлива и золы;
- показателям склонности к окислению и самовозгоранию;
- сыпучим свойствам;
- смерзаемости.

Для замещения бородинского угля мы выбираем топливо из комбинации балахтинского угля с большей теплотой сгорания и биомассы.

Пригодность смеси в качестве альтернативы проектного топлива без серьёзной реконструкции или замены оборудования ТЭЦ на котле БКЗ-75-49ФБ определим с помощью предварительной оценки склонности к шлакованию, а далее теплового расчёта.

При этом выберем шаг изменения количественной составляющей углей и не ископаемых топлив, равный 10%. Таким образом с каждым видом не ископаемого топлива получим комбинации:

- 80% Балахтинского угля + 20% другого топлива;
- 65% Балахтинского угля + 35% другого топлива;
- 50% Балахтинский уголь + 50% другого топлива.

А также сравним полученные топлива со значениями при сжигании только балахтинского или бородинского угля.

2.2 Предварительная оценка склонности к шлакованию топлив

2.2.1 Оценка склонности к шлакованию бородинского угля

В таблице 6 и 7 представлен технический анализ бородинского угля и химический состав его золы согласно сертификату качества от разреза.

Таблица 6 - Технический анализ угля 2Б

Показатели		Рабочее состояние г	Аналитическое состояние а	Сухое состояние d	Сухое беззольное состояние daf
Общая влага угля, %	W_t	32,6	7,0		
предельная	W_t	33,0			
Зольность угля, %	A	4,9	6,8	7,3	
предельная	A	5,5	7,6	8,2	
Выход летучих веществ, %	V	28,8	41,4	44,5	48,0
Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Q_i	3900	5644	6068	6544
Общая сера угля, %	S_t	0,20	0,28	0,3	0,32

Таблица 7 - Химический состав золы угля 2Б

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	51,38
Оксид алюминия	Al_2O_3	10,08
Оксид железа	Fe_2O_3	9,78
Оксид кальция	CaO	23,32
Оксид магния	MgO	4,84
Оксид титана	TiO_2	0,1
Оксид натрия	Na_2O	0,2
Оксид калия	K_2O	0,3

На примере бородинского и балахтинского угля выполним подробный расчёт склонности к шлакованию. Произведём расчёт отношения количества кислых оксидов к основному для угля 2Б:

$$k_o = \frac{45,5+9,95+0,1}{23,01+4,78+0,3+0,2} = 1,964 \quad (18)$$

Содержание пиритной серы:

$$S_p^{daf} = 0,581 \cdot 0,32 - 0,03 = 0,156 \% \quad (19)$$

Склонность углей к образованию железистых отложений:

$$P_{Fe} = 0,856 - \frac{0,567}{0,9 \cdot 0,156 \cdot \frac{100-7,3}{7,3} + 0,0813 \cdot 9,65} = 0,635 \quad (20)$$

Склонность углей к образованию загрязнений на базе активных щелочей:

$$P_{Na} = 0,416 \cdot (0,949 \cdot 0,2 - 0,013 \cdot 0,3 - 0,05)^{0,313} = 0,233 \quad (21)$$

Содержание активного кальция:

$$CaO^a = 23,01 \cdot (1 - 0,0025 \cdot 7,3) = 22,54 \% \quad (19)$$

Склонность углей к образованию сульфатно-кальциевых отложений:

$$P_{Ca} = 0,5 \cdot (CaO^a)^{0,22} - P_{Na} = 0,5 \cdot (22,54)^{0,22} - 0,233 = 0,77 \quad (20)$$

Показатель, характеризующий состав минеральной части:

$$P_{xc} = 1 - 0,025 \cdot 1,964 = 0,951 \quad (21)$$

Комплексный показатель склонности углей к шлакованию топочных экранов:

$$R_{st} = 0,707 \cdot ((0,635)^2 + (0,951)^2)^{0,5} = 0,808 \quad (22)$$

Температура начала шлакования:

$$t_{шл} = 945 + 8,22 \cdot 1,964 = 961,14 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (23)$$

2.2.2 Оценка склонности к шлакованию балахтинского угля

В таблице 8 и 9 представлен технический анализ балахтинского угля и химический состав его золы согласно сертификату качества от разреза.

Таблица 8 - Технический анализ угля ЗБ

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	20,8
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	4,91
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	44,6
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	4890
Общая сера угля, сухое состояние, %	S_t^d	0,27

Таблица 9 - Химический состав золы угля ЗБ

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	42,76
Оксид алюминия	Al_2O_3	14,51
Оксид железа	Fe_2O_3	11,11
Оксид кальция	CaO	25,74
Оксид магния	MgO	3,51
Оксид титана	TiO_2	0,79
Оксид натрия	Na_2O	0,79
Оксид калия	K_2O	0,79

Содержание серы на сухое беззольное состояние:

$$S_t^{daf} = S_t^d \cdot \frac{100}{100 - A^d} \quad (24)$$

$$S_t^{daf} = 0,34 \cdot \frac{100}{100 - 6,2} = 0,362 \quad (25)$$

Произведём расчёт отношения количества кислых оксидов к основным:

$$k_o = \frac{37,7+12,8+0,7}{22,7+3,1+0,7+0,7} = 1,882 \quad (26)$$

Содержание пиритной серы:

$$S_p^{daf} = 0,581 \cdot 0,362 - 0,03 = 0,181 \% \quad (27)$$

Склонность углей к образованию железистых отложений:

$$P_{Fe} = 0,856 - \frac{0,567}{0,9+0,181 \cdot \frac{100-6,2}{6,2} + 0,0813 \cdot 9,8} = 0,682 \quad (28)$$

Склонность углей к образованию загрязнений на базе активных щелочей:

$$P_{Na} = 0,416 \cdot (0,949 \cdot 0,7 - 0,013 \cdot 0,7 - 0,05)^{0,313} = 0,355 \quad (29)$$

Содержание активного кальция:

$$CaO^a = 22,7 \cdot (1 - 0,0025 \cdot 6,2) = 22,298 \% \quad (30)$$

Склонность углей к образованию сульфатно-кальциевых отложений:

$$P_{Ca} = 0,5 \cdot (22,298)^{0,22} - 0,355 = 0,634 \quad (31)$$

Показатель, характеризующий состав минеральной части:

$$P_{xc} = 1 - 0,025 \cdot 1,882 = 0,953 \quad (32)$$

Комплексный показатель склонности углей к шлакованию топочных экранов:

$$R_{st} = 0,707 \cdot ((0,682)^2 + (0,953)^2)^{0,5} = 0,828 \quad (33)$$

Температура начала шлакования:

$$t_{шл} = 945 + 8,22 \cdot 1,882 = 960,47 \text{ }^\circ\text{C} \quad (34)$$

2.2.3 Определение свойств топлива из угля ЗБ и КДО

По формуле (1) для твёрдого топлива из двух компонентов за счёт аддитивности свойств рассчитан технический и элементный состав. В таблице 9 представлен вычисленный технический состав топлива для пропорции 50% угля и 50% КДО.

Таблица 10 - Технический анализ 50% ЗБ + 50% КДО

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	21,8
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	4,66
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	52,93
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	4080
Общая сера, сухое состояние, %	S_t^d	0,14

Так как для определения шлакующих свойств топлива нам нужен его химический состав, мы предварительно озоляли биомассы и другие топлива в муфельной печи SNOL 30/1300. Далее состав золы определялся с помощью сканирующей электронной микроскопии на электронном микроскопе ТМ-4000 (Hitachi, Япония) с функцией рентгеноспектрального микроанализа (РСМА), рисунок 14.



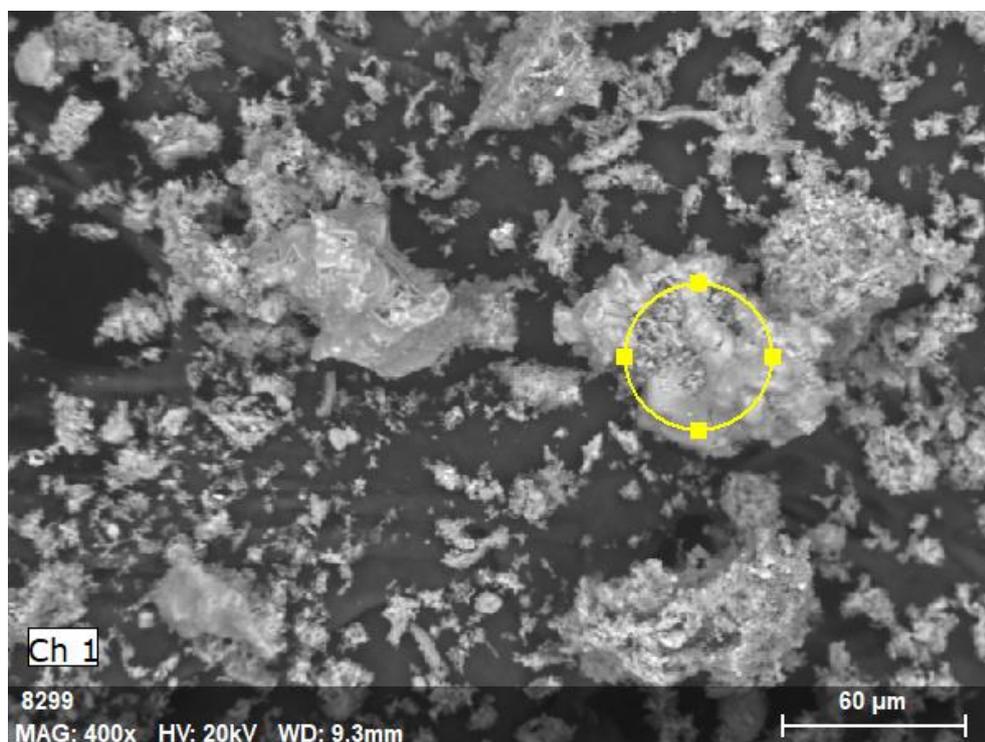
Рисунок 14 – Сканирующий-электронный микроскоп TM4000Plus

Методика проведения сканирующей электронной микроскопии с РСМА включает в себя получение требуемого изображения, связанного с базой данных выходящего из образца характеристического рентгеновского излучения (точно измеренных длин волн или энергий и интенсивностей спектральных линий) с помощью настройки напряжения ускорения, условий излучения и условий вакуума.

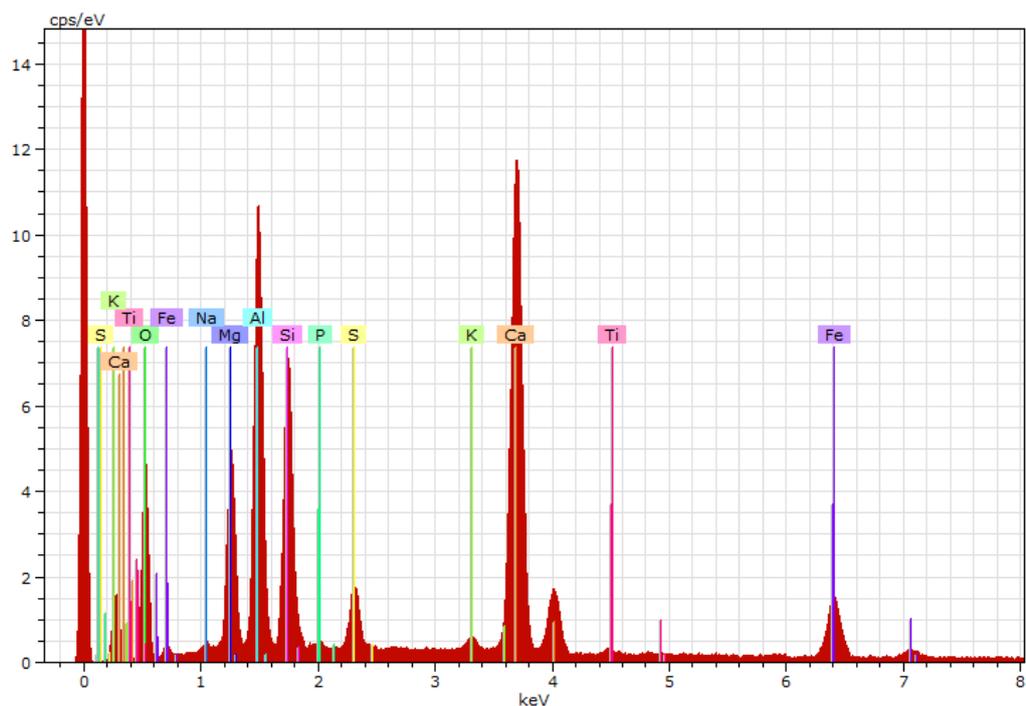
Для проведения РСМА каждого топлива отбиралась навеска, достаточная для заполнения токопроводящей подложки. Навеска насыпалась на

токопроводящую подложку, а излишки удалялись с помощью потока воздуха. Далее подложка прикреплялась к держателю образца, регулировалась высота готовой заготовки, и помещалась внутрь микроскопа. Во время анализа исследуемый образец бомбардируется высокоэнергетическими электронами (1-50 кэВ, использовалось 10 кэВ), в результате чего с его поверхности происходит эмиссия рентгеновского излучения.

Выходящее из образца характеристическое рентгеновское излучение, включающее точное измерение длин волн (или энергий) и интенсивностей спектральных линий фиксируется и анализируется. Выбиралась необходимая, усреднённая область образца (рисунок 15).



(a)



(б)

Рисунок 15 – Зола КДО: а – снимок СЭМ с областью анализа; б – спектр содержания элементов в золе

Из анализа рентгеновского излучения области определялось, какие элементы входят в состав образца и в каких количественных соотношениях они находятся. Определенный химический состав золы КДО описан в таблице 11.

Таблица 11 - Химический состав золы КДО

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	43,19
Оксид алюминия	Al_2O_3	11,34
Оксид титана	TiO_2	0,54
Оксид железа	Fe_2O_3	4,76
Оксид кальция	CaO	26,86
Оксид магния	MgO	6,28
Оксид калия	K_2O	6,49
Оксид натрия	Na_2O	0,54

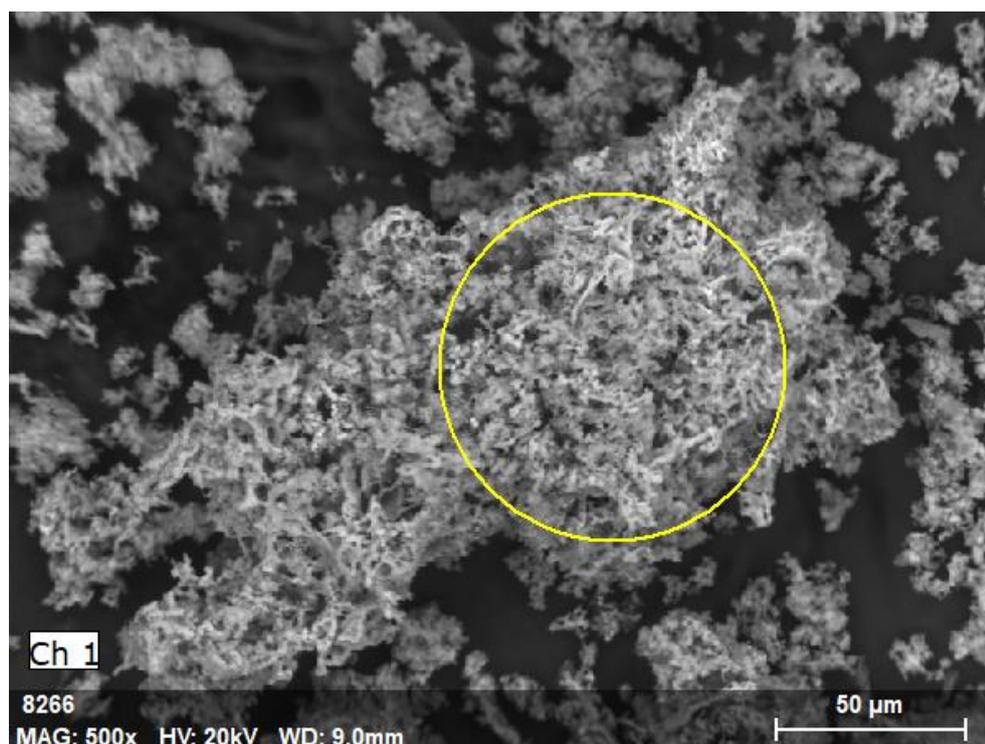
2.2.4 Определение свойств топлива из угля 3Б и Коры

По формуле (1) для твёрдого топлива из двух компонентов за счёт аддитивности свойств рассчитан технический и элементный состав. В таблице 12 представлен вычисленный технический состав топлива для пропорции 50% угля и 50% Коры.

Таблица 12 - Технический анализ 50% 3Б + 50% Коры

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	18,94
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	3,75
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	59,55
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	4252
Общая сера, сухое состояние, %	S_t^d	0,14

Состав золы Коры определялся с помощью рентгеноспектрального микроанализа (РСМА) на сканирующем электронном микроскопе ТМ-4000 (Hitachi, Япония). Далее выбиралась усреднённая область образца (рисунок 16),



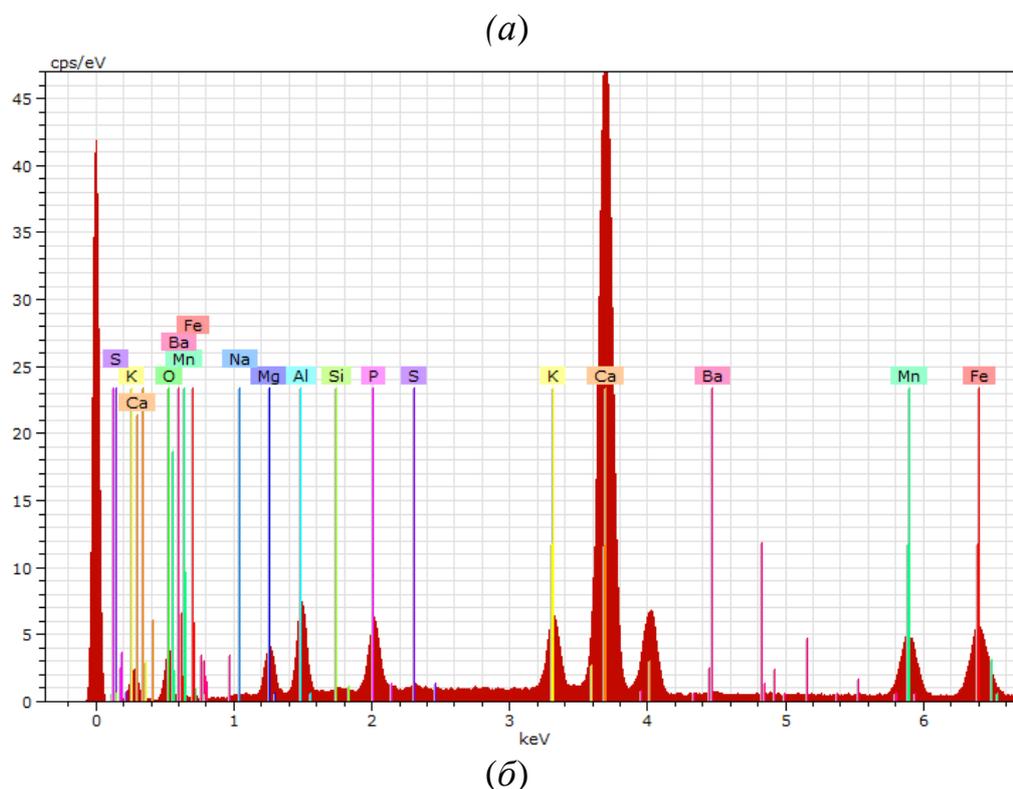


Рисунок 16 – Зола коры: а – снимок СЭМ с областью анализа; б – спектр содержания элементов в золе

Из анализа рентгеновского излучения области определялось, какие элементы входят в состав образца и в каких количественных соотношениях они находятся. Определенный химический состав золы Кору описан в таблице 13.

Таблица 13 - Химический состав золы Кору

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	3,51
Оксид алюминия	Al_2O_3	3,72
Оксид титана	TiO_2	1,15
Оксид железа	Fe_2O_3	10,97
Оксид кальция	CaO	61,6
Оксид магния	MgO	9,04
Оксид калия	K_2O	9,27
Оксид натрия	Na_2O	0,74

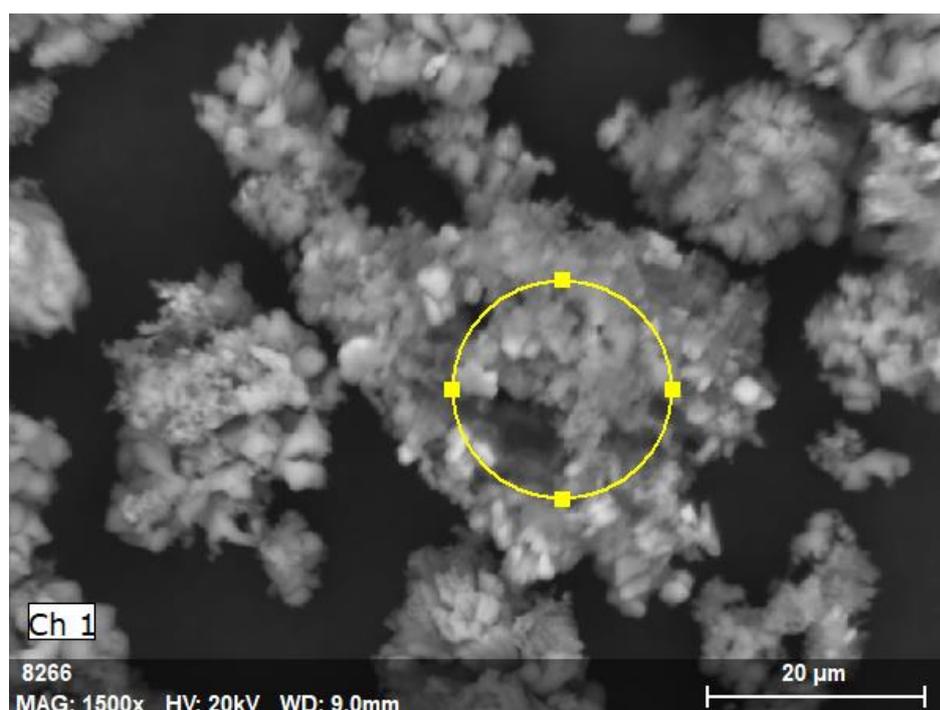
2.2.5 Определение свойств топлива из угля 3Б и Опилки

По формуле (1) для твёрдого топлива из двух компонентов за счёт аддитивности свойств рассчитан технический и элементный состав. В таблице 14 представлен вычисленный технический состав топлива для пропорции 50% угля и 50% Опилки.

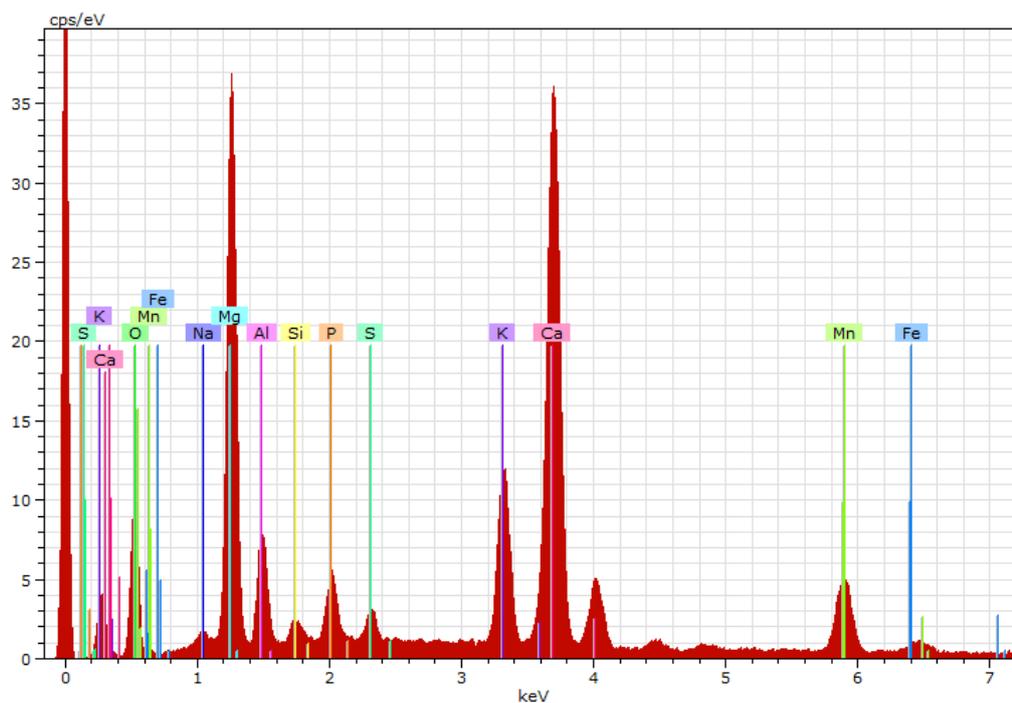
Таблица 14 - Технический анализ 50% 3Б + 50% Опилки

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	19,48
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	2,56
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	62,3
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	4186
Общая сера, сухое состояние, %	S_t^d	0,14

Состав золы Опилки определялся с помощью рентгеноспектрального микроанализа (РСМА) на сканирующем электронном микроскопе ТМ-4000 (Hitachi, Япония). Далее выбиралась усреднённая область образца (рисунок 17).



(a)



(б)

Рисунок 17 – Зола Опилкок: *a* – снимок СЭМ с областью анализа; *б* – спектр содержания элементов в золе

Из анализа рентгеновского излучения области определялось, какие элементы входят в состав образца и в каких количественных соотношениях они находятся. Определенный химический состав золы Опилкок описан в таблице 15.

Таблица 15 - Химический состав золы Опилкок

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	4,22
Оксид алюминия	Al_2O_3	1,81
Оксид титана	TiO_2	0,62
Оксид железа	Fe_2O_3	3,51
Оксид кальция	CaO	62,76
Оксид магния	MgO	13,6
Оксид калия	K_2O	12,73
Оксид натрия	Na_2O	0,75

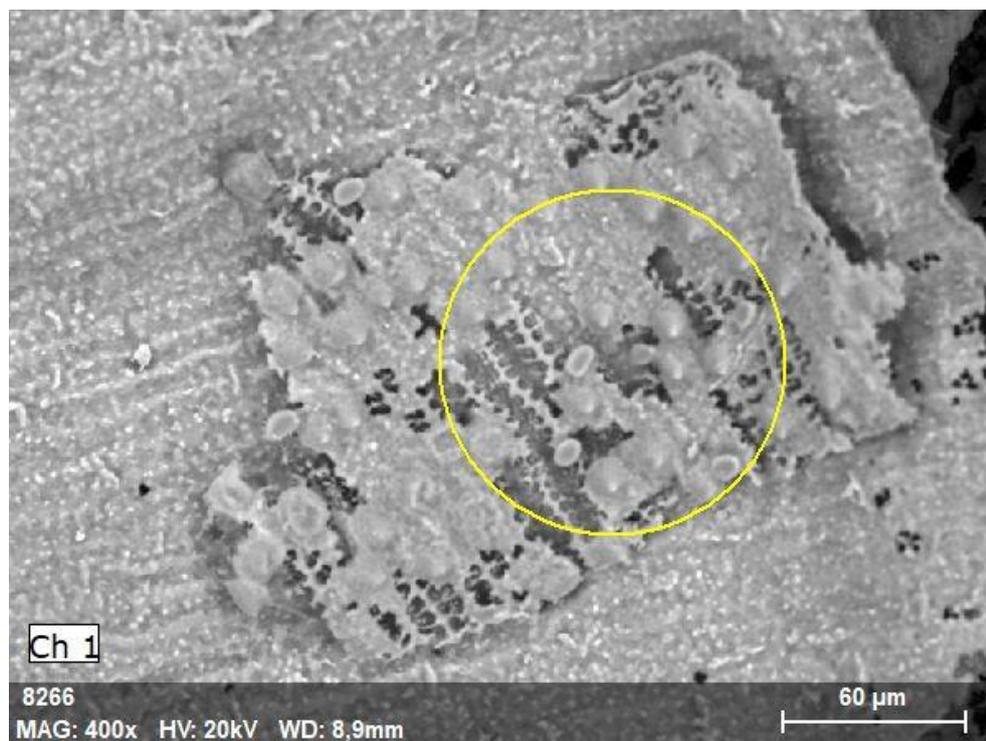
2.2.6 Определение свойств топлива из угля 3Б и Дробины

По формуле (1) для твёрдого топлива из двух компонентов за счёт аддитивности свойств рассчитан технический и элементный состав. В таблице 16 представлен вычисленный технический состав топлива для пропорции 50% угля и 50% Дробины.

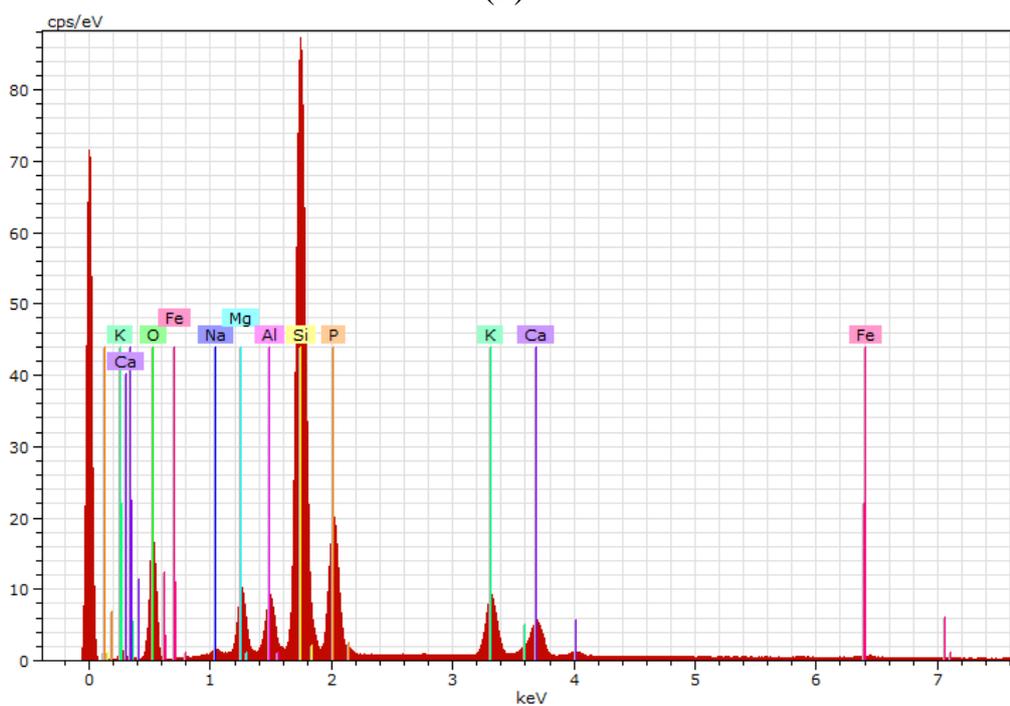
Таблица 16 - Технический анализ 50% 3Б + 50% Дробины

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	40,09
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	5,05
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	61,65
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	3197
Общая сера, сухое состояние, %	S_t^d	0,19

Состав золы Дробины определялся с помощью рентгеноспектрального микроанализа (РСМА) на сканирующем электронном микроскопе ТМ-4000 (Hitachi, Япония). Далее выбиралась усреднённая область образца (рисунок 18).



(a)



(б)

Рисунок 18 – Зола Дровины: *a* – снимок СЭМ с областью анализа; *б* – спектр содержания элементов в золе

Из анализа рентгеновского излучения области определялось, какие элементы входят в состав образца и в каких количественных соотношениях они

находятся. Определенный химический состав золы Дробины описан в таблице 17.

Таблица 17 - Химический состав золы Дробины

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	75,19
Оксид алюминия	Al_2O_3	0
Оксид титана	TiO_2	0
Оксид железа	Fe_2O_3	2,03
Оксид кальция	CaO	13,46
Оксид магния	MgO	0
Оксид калия	K_2O	7,99
Оксид натрия	Na_2O	1,33

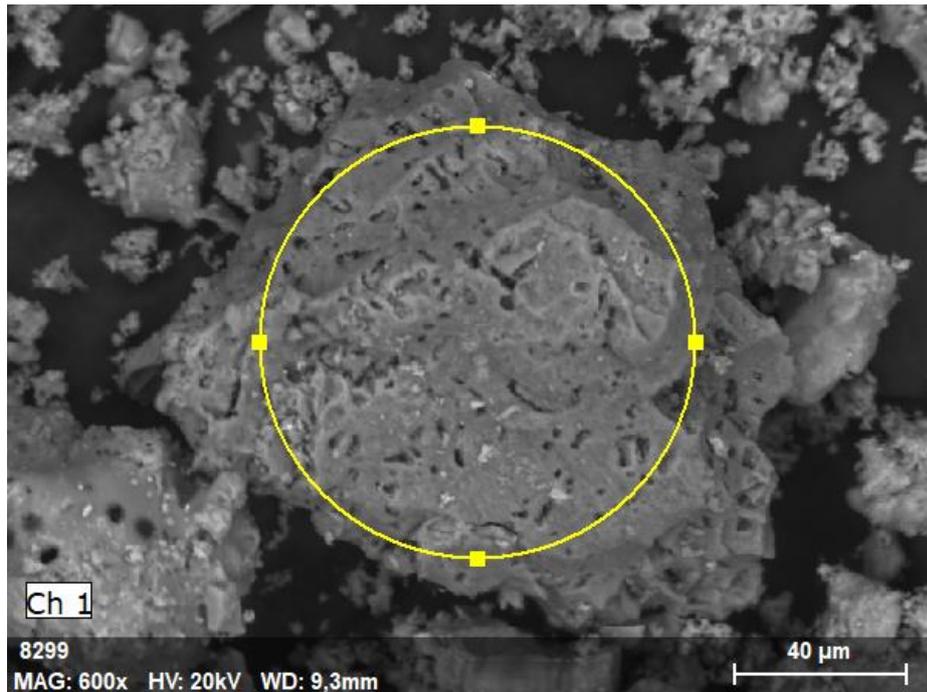
2.2.7 Определение свойств топлива из угля 3Б и Лигнина

По формуле (1) для твёрдого топлива из двух компонентов за счёт аддитивности свойств рассчитан технический и элементный состав. В таблице 18 представлен вычисленный технический состав топлива для пропорции 50% угля и 50% Дробины.

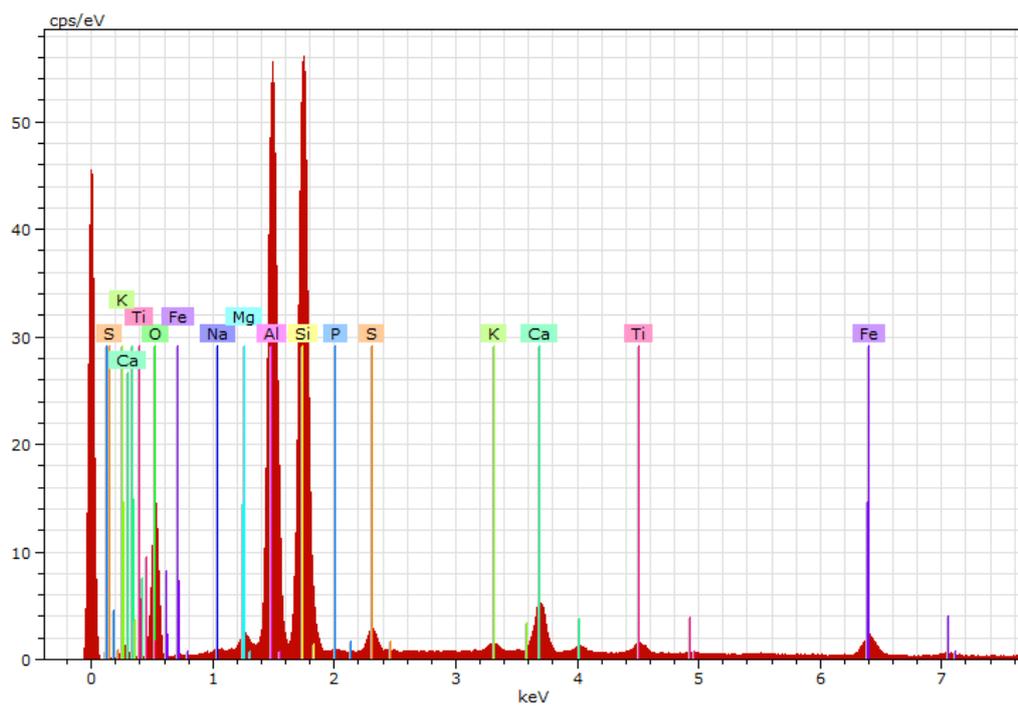
Таблица 18 - Технический анализ 50% 3Б + 50% Лигнина

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	47,5
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	6,2
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	65,9
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	2460
Общая сера, сухое состояние, %	S_t^d	0,25

Состав золы Лигнина определялся с помощью рентгеноспектрального микроанализа (РСМА) на сканирующем электронном микроскопе ТМ-4000 (Hitachi, Япония). Далее выбиралась усреднённая область образца (рисунок 19).



(a)



(б)

Рисунок 19 – Зола Лигнина: *а* – снимок СЭМ с областью анализа; *б* – спектр содержания элементов в золе

Из анализа рентгеновского излучения области определялось, какие элементы входят в состав образца и в каких количественных соотношениях они находятся. Определенный химический состав золы Лигнина описан в таблице 19.

Таблица 19 - Химический состав золы Лигнина

Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	32,79
Оксид алюминия	Al_2O_3	3,59
Оксид титана	TiO_2	2,28
Оксид железа	Fe_2O_3	18,38
Оксид кальция	CaO	40,28
Оксид магния	MgO	0
Оксид калия	K_2O	2,68
Оксид натрия	Na_2O	0

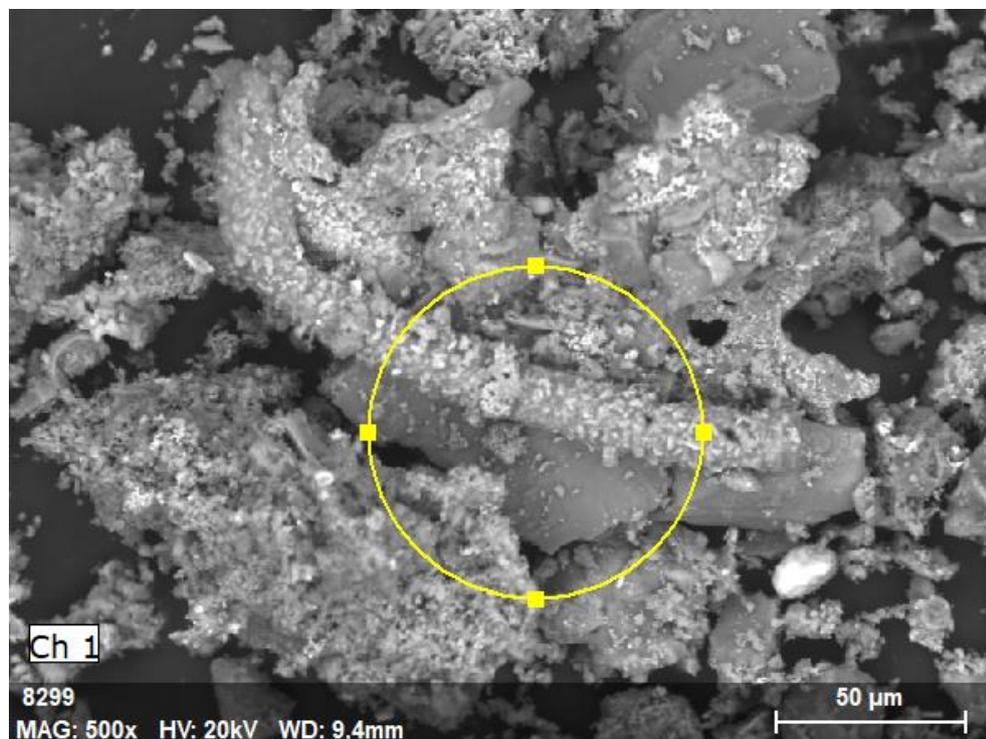
2.2.8 Определение свойств топлива из угля 3Б и ОСВ

По формуле (1) для твёрдого топлива из двух компонентов за счёт аддитивности свойств рассчитан технический и элементный состав. В таблице 20 представлен вычисленный технический состав топлива для пропорции 50% угля и 50% ОСВ.

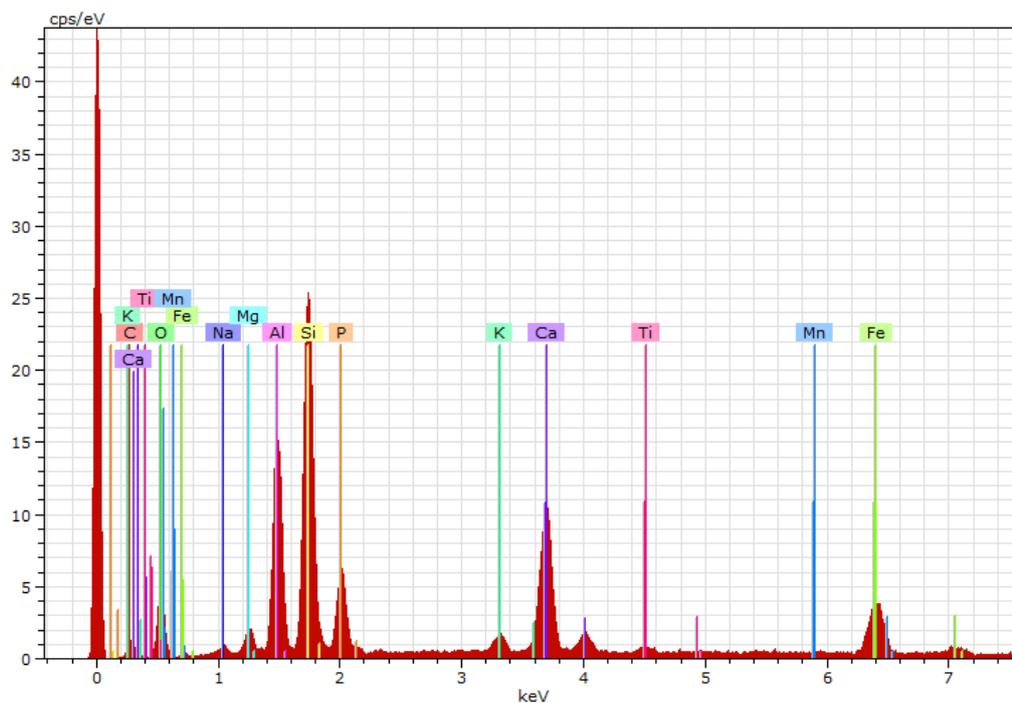
Таблица 20 - Технический анализ 50% 3Б + 50% ОСВ

Показатели		Значение
Общая влага угля, рабочее состояние, %	W_t^r	13,75
Зольность угля, сухое состояние, %	A^d	33,6
Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, %	V^{daf}	62,45
Низшая теплота сгорания, рабочее состояние, ккал/кг	Q_i	3281
Общая сера, сухое состояние, %	S_t^d	0,24

Состав золы ОСВ определялся с помощью рентгеноспектрального микроанализа (РСМА) на сканирующем электронном микроскопе ТМ-4000 (Hitachi, Япония). Далее выбиралась усреднённая область образца (рисунок 20).



(a)



(б)

Рисунок 20 – Зола остатков сточный вод: *a* – снимок СЭМ с областью анализа;
б – спектр содержания элементов в золе

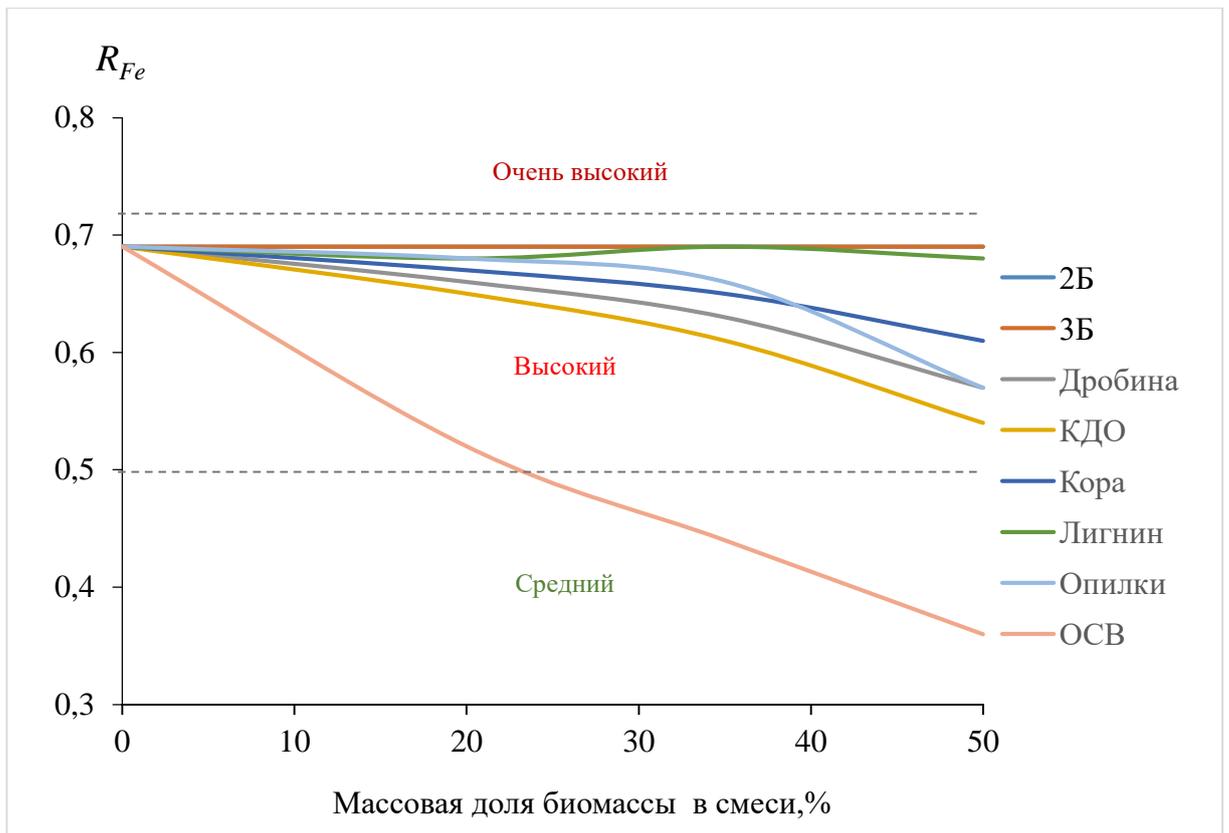
Из анализа рентгеновского излучения области определялось, какие элементы входят в состав образца и в каких количественных соотношениях они находятся. Определенный химический состав золы ОСВ описан в таблице 21.

Таблица 21 - Химический состав золы ОСВ

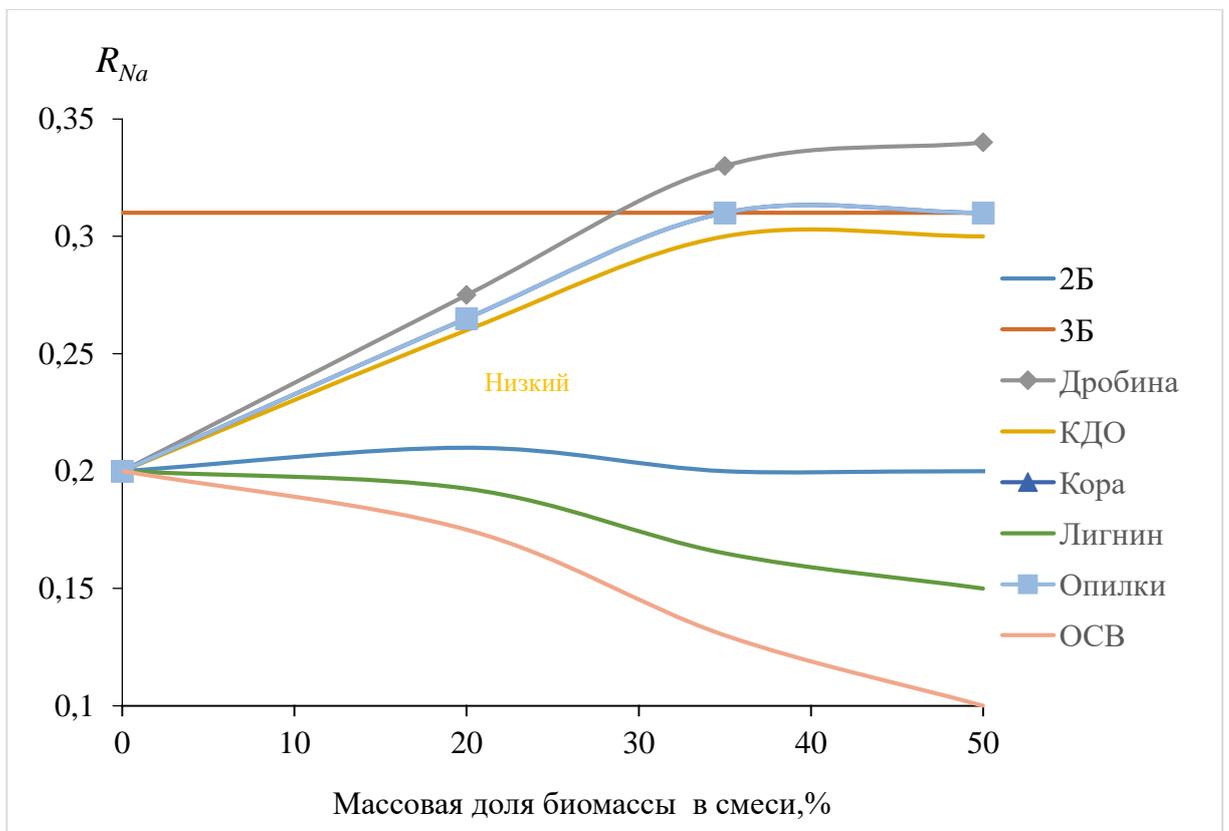
Химический состав золы, на сухую массу, %		
Оксид кремния	SiO_2	59,28
Оксид алюминия	Al_2O_3	6,9
Оксид титана	TiO_2	2,24
Оксид железа	Fe_2O_3	14,03
Оксид кальция	CaO	14,95
Оксид магния	MgO	0
Оксид калия	K_2O	2,6
Оксид натрия	Na_2O	0

2.2.9 Результаты предварительной оценки склонности к шлакованию топлив.

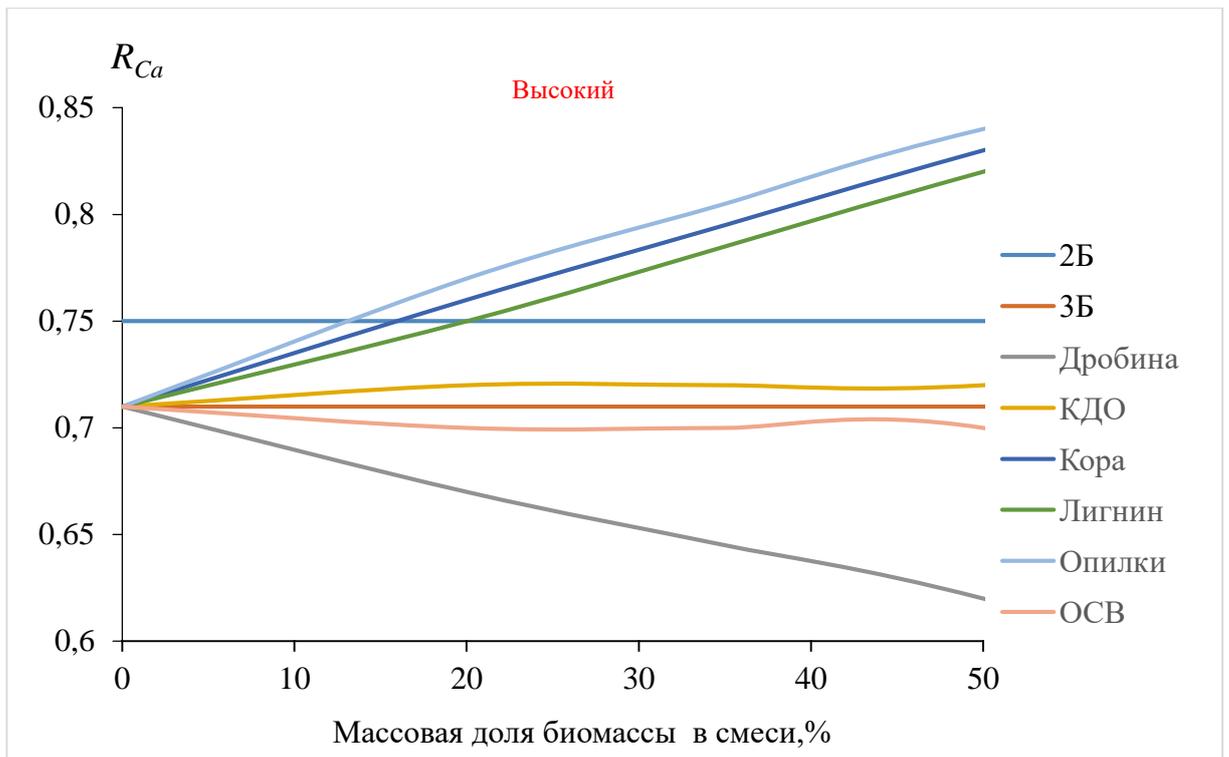
Согласно методики УралВТИ, определим склонность к образованию железистых отложений, загрязнений на базе активных щелочей. сульфатно-кальциевых отложений, и склонности к шлакованию топочных экранов. Результаты изображены на рисунке 21, где «низкий» «средний», «высокий» и «очень высокий» - это ранги склонности к шлакованию, а пунктирная горизонтальная линия при её наличии – это граница рангов. По оси X – отображены значения доли биомассы в топливе, а по оси Y – соответствующее значение параметра.



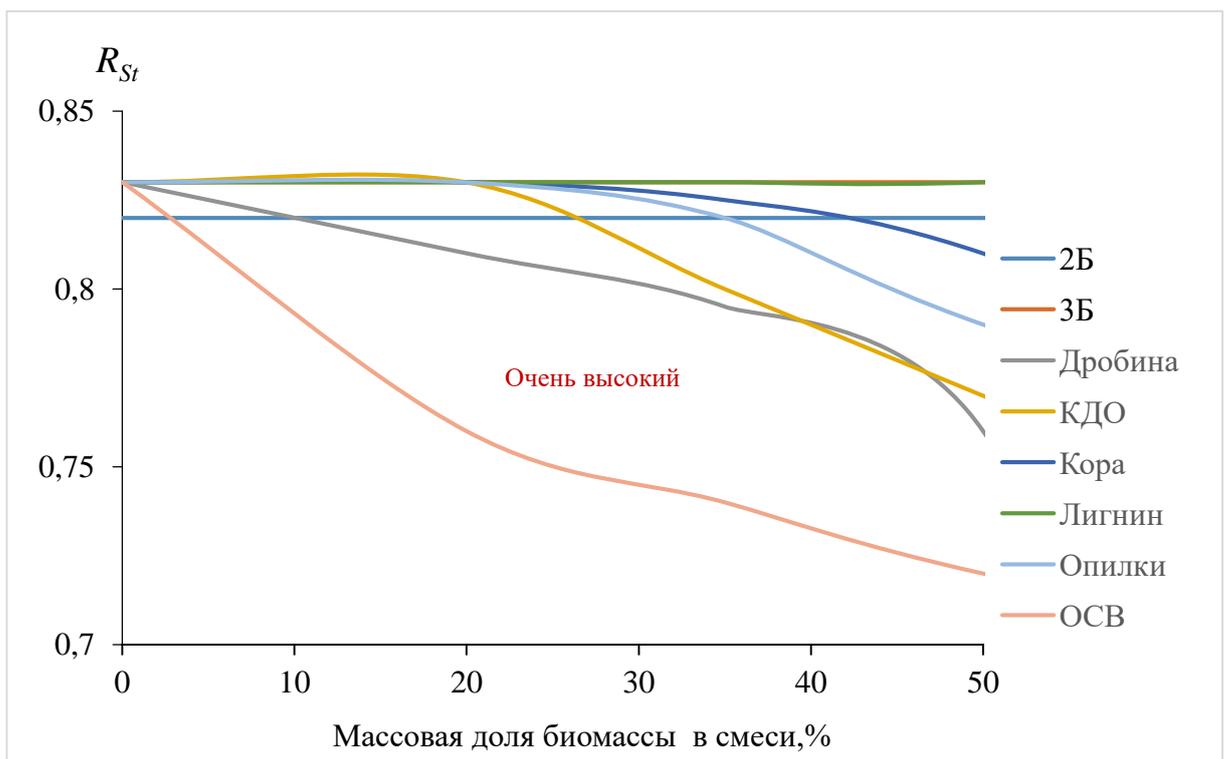
(а)



(б)



(в)



(г)

Рисунок 21 – Склонность топлив к загрязнению поверхностей нагрева: а – Склонность к образованию железистых отложений; б – Склонность к

образованию щелочных отложений.; v – Склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений.; z – Склонность к шлакованию топочных экранов

Для выбора итогового топлива сравним свойства различных топлив в пропорции 65% Балахтинского угля 3Б + 35% Биомассы в таблице 22:

Таблица 22 – Свойства перспективных топлив

№	Технический анализ			Элементный состав					Q_i^r , ккал/кг
	W^r , %	A^d , %	V^{daf} , %	C^{daf} , %	H^{daf} , %	N^{daf} , %	S^{daf} , %	O^{daf} , %	
2Б	32,6	7,3	48,0	73,2	5,1	1,0	0,3	48,0	3900
3Б	20,8	6,2	44,6	74,1	5,0	0,86	0,34	19,69	4890
3Б + КДО	21,5	4,73	50,43	66,88	5,27	0,57	0,24	27,04	4323
3Б + Кора	19,5	4,1	55,06	66,27	5,22	0,55	0,24	27,72	4443
3Б + Опилки	19,88	3,26	56,99	65,29	5,32	0,65	0,23	28,51	4397
3Б + Дробина	34,31	5,01	56,54	69,73	5,32	1,33	0,35	23,27	3705
3Б + Лигнин	30,14	5,36	52,05	71,35	5,1	0,65	0,4	22,5	4040
3Б + ОСВ	15,87	25	57,09	70,35	5,16	1,34	0,42	22,73	3764

Для дальнейшего исследования, проведения теплового расчёта и возможного применения на котельном агрегате совместно с углём методом исключения выберем КДО, потому что:

- ОСВ, Дробина и Лигнин содержат в своём составе большую долю серы, по сравнению с углём, поэтому от сжигания этих топлив будет образовываться не меньше вредных выбросов;
- ОСВ имеет большую зольность, что повлияет на параметры дополнительного оборудования и точно понадобится реконструкция;
- Опилки и Кора по отдельности имеют большую долю кальция в составе золы, из-за этого у этих топлив высокая склонность к сульфатно-кальциевым отложениям, выше, чем у углей на 20%.

- из-за сторонних примесей кроме коры и опилок в КДО, зола имеет большую долю оксида кремния, и меньшую долю кальция, что снижает вероятность отложений.

2.3 Тепловой расчёт

Для определения энергетических характеристик котельного агрегата проводится тепловой расчёт по нормативному методу, учитывая рекомендации по обработке результатов и проведению расчётов.

Для расчёта выберем такие топлива:

- 100% Бородинского угля
- 90% Балахтинского угля + 10 % КДО
- 80% Балахтинского угля + 20 % КДО
- 70% Балахтинского угля + 30 % КДО

Для примера проведём подробный тепловой расчёт Бородинского угля.

Потери тепла с механической неполнотой сгорания рассчитывались по формуле (11):

$$q_4 = \left(0.95 \frac{3,5}{100 - 3,5} + 0.05 \frac{13}{100 - 13}\right) \cdot \frac{32682 \cdot 7,3}{3900} = 0,61\%$$

Потери тепла с уходящими газами рассчитывались по формуле (12):

$$q_2 = \frac{(1856 - 1,3 \cdot 223,5) \cdot (100 - 0,285)}{16341} = 9,55\%$$

где H_{yx} - энтальпия уходящих газов для 135°C.

Потери тепла в окружающую среду (q_5) при номинальной нагрузке приравниваются к проектному значению 0,68%

Потери тепла с физическим теплом шлака рассчитывались по формуле (13):

$$q_6^{\text{шл}} = \frac{0,05 \cdot 767 \cdot 7,3}{16352} = 0,017\%$$

Коэффициент полезного действия котла по формуле (14):

$$\eta_k^{\text{бп}} = 100 - 9,55 - 0 - 0,51 - 0,68 - 0,008 = 89,19$$

Расход топлива, подаваемого в топку котла, определялся по формуле (15):

$$B_k = \frac{75 \cdot (3303 - 925) + 2 \cdot (1461 - 925)}{16352 \cdot \frac{89,41}{100}} = 12,31 \text{ т/ч}$$

Из этой массы топлива на уголь приходится 100%, тогда расход угля:

$$B_y = 100\% B_k = 12,31 \text{ т/ч}$$

Таким образом определены потери тепла и КПД при сжигании Бородинского угля. Проведём расчёты для других топлив и соберём итоги в таблицу 23.

Таблица 23 – Результаты теплового расчёта для разных топлив

№	q_2 %	q_3 %	q_4 %	q_5 %	q_6 %	$\eta_0^{\text{бп}}$ %	B_y т\ч	$B_{\text{КДО}}$ т\ч
2Б	9,55	0	0,61	0,68	0,017	89,14	12,31	0
90% 3Б + 10 % КДО	8,4	0	0,52	0,68	0,011	90,39	8,97	1,00
80% 3Б + 20 % КДО	7,2	0	0,39	0,68	0,010	91,72	8,43	2,106
70% 3Б + 30 % КДО	6,1	0	0,285	0,68	0,009	92,93	8,12	3,48

3 Технические решения при переходе на сжигание непроектных топлив

3.1 Хранение топлив

Доставка твердого топлива на ТЭЦ осуществляется железнодорожным транспортом, вагоны взвешиваются и направляются в разгрузочное устройство, оно может быть с щелевым бункером для нижней разгрузки или в виде стационарного вагопрокидывателя при расходе угля более 100 т/ч. После приёмного устройства уголь поступает в дробилку для грубого измельчения, металлические примеси улавливаются магнитными сепараторами. Далее с помощью ленточных конвейеров, установленных по одному на каждый вагопрокидыватель, топливо попадает в узел пересыпки, а с него на угольный склад, хранение топлива на котором осуществляется в виде штабелей.

Угольный склад обеспечивают резерв топлива и устраняют разницу между расходом и объёмом поставки топлива, его вместимость выбирается в зависимости от удалённости станции от угольных разрезов и шахт:

- при расположении в районе добычи, т.е. на расстоянии до 40 км, вместимость склада принимается равной 7-суточному расходу топлива всех котлов при работе их в течении 24 часов;
- при нахождении далее 40 км от мест добычи, но менее 100 км, объём склада выбирается равным 15-суточному расходу топлива;
- в общем случае объём склада принимается равным 30-суточному расходу топлива на станции.

Для складов с запасом более 100 тыс. т время хранения топлива устанавливается: 0,4-0,5 года для бурых углей; 2-6 лет для каменных углей, в зависимости от устойчивости к самовозгоранию.

К топливным складам выдвигаются следующие требования:

- максимальная механизация погрузочно-разгрузочных работ;
- высокая надёжность и готовность работы механизмов в любое время суток;

- основные механизмы должны обеспечить часовую производительность по выдаче топлива со склада, равную 100%-ной часовой потребности котельной в топливе;
- хранение на складах должно осуществляться согласно требованиям пожарной охраны, техники безопасности и санитарных норм;
- потери топлива на складе должны быть минимальны.

Поэтому при хранении топлива на складе нужно организовать постоянное наблюдение и обслуживание. Нужен контроль температуры внутри штабеля, при её росте выше 60 °С топливо со склада сразу отправляют в тракт топливоподачи к котлам. Для устранения самовозгорания угля на складе штабели и их откосы утрамбовывают бульдозерами и катками. Хранение топлив разных сортов должно осуществляться отдельно для предупреждения самовозгорания и контроля смешения топлив, засорение посторонними примесями при этом недопустимо.

Одним из основных недостатков открытых складов КДО является отсутствие бетонного основания, способного предотвратить попадание большого количества камней в систему подачи КДО при зачистке погрузчиком. Второй недостаток – повышенная доля влаги в биомассе и смерзаемость.

3.2 Способы организации смешения

На большинстве отечественных ТЭС уголь, поставляемый от нескольких поставщиков отправляется на сжигание попеременно или в виде неконтролируемой смеси. Подготовка однородной смеси практикуется редко из-за отсутствия современного оборудования для усреднения на угольных складах или оперативного контроля качества поступающего угля.

Добиться качественного смешения возможно с использованием имеющегося оборудования при наличии системы оперативного входного

контроля и закладки штабеля, и отдельного складирования углей разных поставщиков.

Усреднение углей на складе может быть достигнуто при наличии бульдозера и системы контроля, но они применимы для использования угольных смесей в равной пропорции и/или в случае допустимости отклонения пропорции от равной. Более точное образование смеси без серьёзных технических изменений оборудования или его замены возможно на линии подачи углей со склада. После склада угли отдельно поступают в грохоты и тонко размалываются в дробилках. Из дробилок транспортёры переносят их на автоматические весы, согласно показания которых можно добиться образования смесей разных пропорций с большей точностью, чем непосредственно на угольном складе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При переходе на непроектное топливо, необходимо учитывать месторасположение угольных месторождений, технический и химический состав углей, склонность углей к шлакованию топочных экранов котлов, основные характеристики горения угольной смеси и технико-экономические показатели. Проведенная оценка возможности перехода к сжиганию непроектного топлива на угольной ТЭЦ показала следующее:

1. В ближайшие десятилетия производство тепла и электроэнергии в Красноярском крае будет осуществляться путем сжигания углей Канско-Ачинского угольного бассейна. Топливо-энергетический комплекс Красноярского края можно усовершенствовать с помощью замены проектного для многих станций бородинского угля марки 2Б, на балахтинский уголь марки 3Б который имеет низкую влажность, низкую зольность, высокую теплоту сгорания по сравнению с бородинским углем. И может быть использован вместе с биомассой.
2. При переходе с угля 2Б на непроектное топливо согласно предварительной оценки общая склонность к образованию отложений осталась высокой, мы определили, что:
 - склонности к образованию железистых отложений снизится на 10%;
 - склонность к образованию загрязнений на базе активных щелочей останется на том же уровне
 - значение склонности к образованию сульфатно-кальциевых отложений понизится на 5%;
 - результаты расчёта комплексного показателя шлакования топочных экранов показали его снижение на 5-10 %;
 - вовлечение лесной биомассы и лигнина повышает склонность к образованию сульфатно-кальциевых отложений на 20%;

- вовлечение остатков сточных вод снижает склонность к шлакованию до 50% в сравнении с бурыми шлакующими углями Канско-ачинского угольного бассейна.
3. По итогам теплового расчёта сжигания двухкомпонентного топлива из угля и кородревесных отходов можно отметить:
- Использование балахтинского угля и кородревесных отходов повысило КПД брутто котельного агрегата за счёт понижения потерь с уходящими газами и прогнозируемого более полного сгорания;
 - Общий расход топлива возможно сократить с 12,31 т\ч до 10т\ч, а при больших долях биомассы, расход угля можно снизить до 8,12 т\ч;
 - Для замещения сжигания 1 т\ч балахтинского угля марки ЗБ потребовалось 1,3 т\ч кородревесных отходов.
4. Хранение топлив разных сортов должно осуществляться отдельно для предупреждения самовозгорания и контроля смешения топлив, засорение посторонними примесями при этом недопустимо. Грубое усреднение углей может быть достигнуто на складе при наличии бульдозера и системы контроля, а более точное образование смесей без серьёзных технических изменений оборудования возможно на линии подачи углей со склада после взвешивания углей на автоматических весах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Скуратов, А. П. Топочные процессы при сжигании шлакующих канско-ачинских углей : монография / А. П. Скуратов, С. Г. Козлов. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2021. – 172 с. ISBN 978-5-7638-4549-5
2. Российская Федерация. Указы. О стратегии научно-технологического развития Российской Федерации: Указ Президента Российской Федерации № 642 : [принят канцелярией Президента Российской Федерации 1 декабря 2016 года, в редакции президента от 15.03.2021 №143]. – Москва : Кремль.
3. Алехнович, А. Н. Характеристики и свойства энергетических углей / А. Н. Алехнович. – Челябинск : Цицеро, 2012. – 549 с.: ил. – ISBN 978-5-91283-284-0.
4. Кудряшова А. Н., Мехряков А. Д., Кочеткова О. Н. Особенности совместного сжигания угля и древесных отходов // Системы. Методы. Технологии. 2017. №1. С. 78-84. DOI: 10.18324/2077-5415-2017-1-78-84
5. Pradhan, P., Mahajani, S. M., Arora A. Production and utilization of fuel pellets from biomass: A review. Fuel Processing Technology. 181 (2018) 215-232. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2018.09.021>
6. Chansa, O., Luo, Z., Yu, C. Study of the kinetic behaviour of biomass and coal during oxyfuel co-combustion. Chinese Journal of Chemical Engineering. 28 (2020) 1796–1804. <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2020.02.023>
7. Сосин Д. В., Литун Д. С., Рыжий И. А., Штегман А. В., Шапошников Н.А. Опыт сжигания лузги подсолнечника в пылеугольных котлах Кумертауской ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2020. №1. С. 15-22. DOI: 10.1134/S0040363619120099
8. Алехнович А. Н. Прогнозирование и контроль шлакования котлов: диссертация на соискание ученой степени д-ра техн. наук: 04.04.95. Челябинск: УралВТИ, 1995. 70 с.
9. Энергетические угли восточной части России и Казахстана (справочник). Челябинск: УралВТИ, 2004. 304 с.

10. Алехнович А. Н. Шлакование энергетических котлов: учеб. пособие. Челябинск: ЧФПЭИПК, 2006. 129 с.
11. Уэндландт, У. У. Термические методы анализа [Текст] / Пер. с англ. под ред. В.А. Степанова, В. А. Берштейна. - Москва : Мир, 1978. - 526 с.
12. J. M. Oladejo, S. Adegbite, C. H. Pang, H. Liu, A. M. Parvez and T. Wu. Appl. Energy. 188, 215–225 (2017).
13. C. Moon, Y. Sung, S. Ahn, T. Kim, G. Choi and D. Kim. Exp. Therm. Fluid Sci. 47, 232–240 (2013).
14. M. Seggiani, S. Vitolo, M. Pastorelli and P. Ghetti. Fuel. 86, 1885–1891 (2007).
15. H. Liu, S. Gong, C. Jia and Q. Wang. J Therm Anal Calorim. 127, 2531–2544 (2017).
16. C. Wang, F. Wang, Q. Yang and R. Liang. Biomass Bioenergy. 33, 50–56 (2009).
17. X. G. Li, B. G. Ma, L. Xu, Z-W. Hu and X-G. Wang. Thermochem. Acta. 441, 79–83 (2006).
18. S. Zheng, Y. Hu, Z. Wang and X. Cheng. J. Energy Inst. 93, 1373–1381 (2020).
- A. Bala-Litwiniak and M. Zajemska. Renew. Energy. 162, 151–159 (2020).
19. The research of combustion of solid fuel mixture based on low degree coals of metamorphism of the Kansko-Achinsky coal basin. / A. V. Zhuikov, N. A. Zemlyanskiy, S. V. Chicherin, L. R. Junussova, A. A. Yelemanova, I. I. Grishina // Phys.: Conf. Ser. - 2021 - № 2211 012001 – С. 5
20. Проблемы перевода угольных ТЭЦ на непроектные топлива / А. И. Матюшенко, А. В. Жуйков, Н. А. Землянский, Д. А. Логинов // Промышленная энергетика. – 2022. - №4 – С. 36.
21. Предварительная оценка возможности перевода котлов тепловых электростанций на сжигание альтернативного угля / М. Н. Майданик, Э. Х. Вербовецкий, А. Н. Тугов // Теплоэнергетика. – 2021. - №9 – С. 33-42.

22. Абрютин А. А. Тепловой расчёт котлов : нормативный метод / А. А. Абрютин, Э. С. Карасина, Р. А. Петросян , В. Н. Фомина, А. Г. Блох, С. И. Мочан, В. С. Назаренко, Е. К. Чавчанидзе – 3-е изд., пер. и доп. – Санкт-Петербург, 1998. – 261 с.

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.А. Кулагин

подпись инициалы, фамилия

«26» июня 2024 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Совершенствование топливно-энергетического комплекса

Красноярского края

тема

13.04.01. Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код – наименование магистерской программы

Руководитель

Кулагин 21.06.24
подпись, дата

доцент, канд. техн. наук
должность, ученая степень

Пьяных А.А.
инициалы, фамилия

Выпускник

Землянский 21.06.24
подпись, дата

Землянский Н.А.
инициалы, фамилия

Рецензент

Муромов
подпись, дата

директор КФ ИБРАЭ
РАН, канд. техн. наук
должность, ученая степень

Озерский Д.А.
инициалы, фамилия

Красноярск 2024