

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Тепловые энергетические установки

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ИТЭТТ

«Допущен к защите»  
Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г  
(подпись)

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Математическое моделирование процесса горения твердого топлива

Специальность БВО71700-Теплоэнергетика

Выполнил (а) Муратова А.С. ТЭС 15-3  
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Борисова И.Т. к.ф.-м.н. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Парамонов С.Т. профессор к.э.н.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Т. « 24 » мая 2019 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. доцент  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
С.Е. « 15 » мая 2019 г.  
(подпись)

Нормоконтролер: Байбекова В.О.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
В.О. « 5 » 06 2019 г.  
(подпись)

Рецензент: Оскабаев М.С.  
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)  
« \_\_\_\_\_ » 20\_\_ г.  
(подпись)

Алматы 2019 г.

Некоммерческое акционерное общество  
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Институт Теплоэнергетики и теплотехники

Специальность 5В041400-Теплоэнергетика

Кафедра Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Муратова Арай Канатовна

(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Математическое моделирование процесса  
горения твердого топлива

утверждена приказом ректора № 124 от «26» 10 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «14» 06 2019 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1) техническая документация АЭС-ТЭЦ-3

2) параметры котлоагрегата БКЗ 180-100

3) химический состав твердого топлива

4) методики и численные методы моделирование горение  
частиц угля

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1) Методы исследования процесса горения твердого топлива,

2) Математическое моделирование процесса горения частиц  
угля,

3) Вычислительный эксперимент по модели,

4) Определение себестоимости отпуска тепловой и электри-  
ческой энергии на АЭС-ТЭЦ-3

5) Безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1) конструкция к БКЗ-160-100 Ф
- 2) горелочное устройство
- 3) принципиальная тепловая схема АЛЭС-ТЭЦ-3
- 4) презентация

Рекомендуемая основная литература

1. АскарOVA A.C., Болеленова C.A., Бекмурсаев A. Моделирование горения твердого топлива в камерах сгорания уходящих ТЭС: монография. - Алматы: Казак университетi, 2015. - 143с.
2. КудинOV A.A. Горение органического топлива: Учебное пособие Москва - Ижевск: ИИИ, 2015. - 390с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов




Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жизне-деятельности	доцент Мананбаева С.Е.	15.05.19.	
Экономика	проф. Парамонов С.Т.	24.05.19.	
Нормоконтроль	Байбеков В.О.	5.06.19	

ГРАФИК  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов по теме дипломного проекта	25.01.19	
2	Характеристика основного оборудования	27.01.19	
3	Характеристика вспомогательного оборудования	5.02.19	
4	Изучение процесса горения pulverного твердого топлива	25.02.19	
5	Определение характеристики жидкостного цикла	10.03.19	
6	Проведение расчетов в MS Excel	20.03.19	
7	Безопасность жизнедеятельности	29.03.19	
8	Определение себестоимости отпуска тепловой и электр. энергии на АЭС-ТЭЦ-3	15.04.19	
9	Общий вывод по дипломному проекту	3.05.19	
10	Представление чертежей и ссмм по проекту	20.05.19	

Дата выдачи задания « 19 » 01 2019 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись) Борисова Н.Т.  
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_  
(подпись) Муратова А.Х.  
(Фамилия и инициалы)



## **Аннотация**

На основании математической модели разработана программа для расчета процесса горения экибастузского угля в топке котла БКЗ-160-100Ф в MS Excel.

Выявлены и проанализированы особенности и определяющие параметры процесса горения частицы угля.

Дана оценка влияния выбросов загрязняющих веществ АлЭС ТЭЦ-3 на окружающую среду при использовании экибастузского угля.

Рассчитана себестоимость тепловой и электрической энергии станции

## **Аңдатпа**

MS Excel программасында математикалық үлгі негізінде екібастұз көмірінің БКЗ-160-100Ф қазандығының оттығында жану үрдісі жасалды.

Көмір бөліктері жану үрдісінің ерекшеліктері мен анықтау параметрлері анықталды және талданды.

АлЭС ЖЭС-3 екібастұз көмірін қолдану кезіндегі ластауыш заттарының қоршаған ортаға тигізетін әсеріне баға берілді.

Стансаның жылу және электр энергиясының өзіндік құны есептелді

## **Annotation**

On the basis of the mathematical model, a program has been developed for calculating the process of burning ekibastuz coal in a boiler BBP-160-100F (БКЗ-160-100Ф) furnace in the MS Excel.

The features and defining parameters of the burning process of coal particles were identified and analyzed.

An assessment is made of the impact of emissions of pollutants from AIEN TPP-3 on the environment when using ekibastuz coal.

The cost of thermal and electric power station was calculated.

## Содержание

Введение	7
Глава 1 Краткое описание электростанции	11
Глава 2 Процесс горения твердого топлива и его математическое моделирование	19
Глава 3 Исследование процесса горения пылевидного твердого топлива	30
Глава 4 Экономическая часть	45
Глава 5 Безопасность жизнедеятельности	56
Заключение	75
Список литературы	77
Приложение А	79
Приложение Б	83
Приложение В	85

## **Введение**

Угольная промышленность играет особую роль в топливно-энергетическом комплексе Казахстана. По подтвержденным запасам угля Казахстан занимает место в первой мировой десятке, а их доля в общемировом объеме запасов этой категории составляет 4%. Запасы каменного угля в республике оцениваются в 75 млрд.т. Республика Казахстан также входит в десятку крупнейших производителей угля в мире [1].

Основными потребителями основных источников энергии в Казахстане являются секторы производства электроэнергии и тепла (около 50% потребляемого топлива). Суммарная электрическая мощность Республики Казахстан превышает 18 ГВт. Основу для выработки электроэнергии составляют тепловые электростанции - около 87%, гидроэлектростанции составляют около 12%, а остальные - 1%. Примерно 38% всей выработки электроэнергии (6,7 ГВт) составляют тепловые электростанции и когенерация [1].

Основным топливно-энергетическим ресурсом в Казахстане является уголь, который в основном поставляется с Экибастузского, Карагандинского и Шубаркольского месторождений. Сжигание ископаемого топлива для выработки электроэнергии и / или тепла, особенно с использованием их крупных централизованных электростанций, является одной из основ современной социальной и экономической деятельности. С другой стороны, оборудование для сжигания топлива потребляет большое количество различных видов ископаемого топлива и других природных ресурсов, превращая их в полезную энергию. Работа этих предприятий привела к образованию различных отходов и попаданию большого количества загрязняющих веществ во все природные среды.

В Казахстане около 85% электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях, основным топливом которых является органическое топливо - уголь. Более 80% угля, сжигаемого на этих ТЭС, является низкосортным высокозольным углем (более 40%), преимущественно Экибастузского бассейна, где ведется добыча дешевых углей открытым способом. В результате принятой технологии добычи высокозольных углей Экибастузского месторождения и использования их без предварительного обогащения природная среда испытывает значительную антропогенную нагрузку [1].

Промышленность Казахстана направлена на использование угля в качестве энергетического топлива. Согласно «Статистическому обзору мировой энергетики» подготовленному британской компанией «BP», на начало 2013 года Казахстан является одной из стран-лидеров по запасам углей, уступая лишь Китаю, США, России, Австралии, ЮАР и Индии и занимает 8-е

место, которое наша республика делит с Украиной[2]

В Казахстане сосредоточено около 3,9% мировых запасов угля. Эффективность работы ТЭС и ТЭЦ, прежде всего, определяется работой котлоагрегата, в частности, процессом горения топлива.

Прогнозируемый рост цен на такие первичные источники энергии, как нефть и природный газ, заставляют искать альтернативные, экологически чистые технологии использования угля, который в обозримом будущем останется основным источником первичной энергии и запасы которого в Казахстане весьма значительны.

Для решения этой задачи Министерство промышленности и новых технологий разработало отраслевой план, обеспечивающий переход угольной промышленности на международные стандарты. Реализация плана позволит: - обеспечить внедрение технических регламентов, повысить конкурентоспособность угольной продукции и ее выход на международные рынки

- Коммерческие предприятия разрабатывают ряд высококачественных и безопасных продуктов, внедряя системы управления качеством и окружающей средой, соответствующие международным стандартам;

- Предоставлять высококачественные виды топлива, которые соответствуют международным стандартам для тепловых электростанций и снижают выброс вредных веществ в атмосферу.

Последнее тесно связано с текущим уровнем производства и потребления энергии, поскольку Казахстан занимает первое место в мире по уровню выбросов парниковых газов на атмосферу (3,38 кг на доллар). Это объясняется в стратегическом плане Министерства охраны окружающей среды республики на 2011-2015 годы.

Наибольший вклад в объем выбросов диоксида углерода вносит энергетика, а из энергоносителей - уголь.

Для анализа процесса горения важны следующие факторы: подготовка топлива к сжиганию, стадия горения: подогрев, подсушка топлива, возгонка летучих и образование кокса, горение летучих и кокса. Из всех этих стадий определяющей является стадия горения коксового остатка, т. е. стадия горения углерода, интенсивность которой и определяет интенсивность топливо сжигания и газификации в целом.

Экспериментальное исследование нестационарного горения встречает значительные трудности, обусловленные, например, возможными автоколебательными режимами. Аналитическое решение системы квазилинейных уравнений в частных производных, описывающих молекулярный тепло - и массоперенос при наличии химических превращений, в замкнутой форме получить не удается. В связи с этим актуальным является



поиск приближенных методов решения задач теории горения. В работе нестационарное горение рассматривается в рамках тепло диффузионной модели. Вспомогательными приемами изучения явились нуль мерная модель и метод статического моделирования[3].

При исследовании теплового воспламенения наиболее широкое распространение получили два метода, относящиеся к стационарной и нестационарной теориям.

Стационарная теория теплового воспламенения наиболее широкое распространение получили два метода, относящиеся к стационарной и нестационарной теориям. Решение задачи о тепловом воспламенении позволило показать, что наряду с воспламенением в центре сосуда возможно зажигание вблизи нагретых стенок, изучить закономерности перехода от самовоспламенения к зажиганию и влияние теплообмена на характеристики воспламенения, а также уточнить определение основных характеристик теплового взрыва при наличии выгорания. При тепловом воспламенении выгорание несущественно, но и дальнейшем оно должно играть важную роль в установлении стационарной теории теплового воспламенения. Представляется интересным изучить качественно новые особенности горения, обусловленные диффузией и выгоранием в газах и пористых системах, исследовать возможность стадийного описания нестационарного гомогенного горения с учетом диффузии, выгорания, теплообмена с окружающей средой.

На сегодняшний день математическое моделирование устройств сгорания является одним из важнейших способов получения наиболее представительной информации об аэродинамике, локальном и общем теплообмене. Несмотря на большой успех в разработке численных испытаний, большое количество разновидностей, возникающих при сгорании угольного топлива, недостаточно эксплуатируемых углей и сложных химических процессах, не позволяет создать универсальную модель. Поэтому задача использования существующих экспериментальных данных по углю для поиска математической модели и создания комплексной модели для расчета камеры сгорания все еще актуальна, что позволит более точно описать процесс сгорания пылевидного угля в устройстве сгорания.

Дипломная работа посвящается исследованию математической модели горения твердого топлива.

Хорошо известно, что к оборудованию для сжигания предъявляются строгие требования: полное сгорание, минимальные вредные выбросы, простая конструкция, надежность и экономичность, простота в эксплуатации и настройке. Современное развитие информационных технологий позволило нам

создать компьютерные математические модели и сравнить их прогнозы с полученными экспериментальными данными.

Поэтому актуальной задачей, имеющей научное и практическое значение, является изучение возможности использования компьютера для моделирования эффективности сгорания порошкообразного твердого топлива в термоэлектрических устройствах.

В соответствии с государственной программой «Цифровой Казахстан», целью которой является ускорение темпов развития экономики республики и улучшение качества жизни населения за счет использования цифровых технологий в среднесрочной перспективе, а также создание условий для перехода экономики Казахстана на принципиально новую траекторию развития, обеспечивающую создание цифровой экономики будущего в долгосрочной перспективе создание математической модели позволит нам упростить и облегчить многовариантные задачи, что соответственно приведет нас к цифровому Казахстану.[4]

Целью работы является выяснение особенностей горения пылевидного твердого топлива на основе математического процесса горения. Одной из важной составляющей поставленной цели создание программного продукта, чтобы упростить и облегчить многовариантные расчеты.

Задачи исследования:

- описание АлЭС ТЭЦ-3 и технических характеристик БКЗ-160-100-Ф
- изучение процесса химического преобразования угля, оценка влияния характеристик и тонины помола выбранного угля на механизм процесса горения,
- проведение вычислительного эксперимента по определению теплофизических параметров угольной частицы и их влияние на нестационарный процесс горения,
- изучение процесса химического преобразования угля, оценка влияния характеристик и тонины помола Экибастузского угля на механизм процесса горения
- рассчитать себестоимость выработки тепло и электроэнергии,
- рассчитать оценку воздействия ТЭЦ на окружающую среду при использовании твердого топлива.

## **Глава 1 Краткое описание электростанции**

### **1.1 Общие сведения о предприятии**

АлЭС ТЭЦ-3 (первоначально Алма-Атинская ГРЭС) была введена в эксплуатацию в 1962 году и в настоящее время является основным источником теплоснабжения поселка Отеген батыр (Энергетический) и КХ «Меркур Грин», а также выдает электроэнергию в энергосистему и близлежащим промышленным предприятиям.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-3 - 173 МВт, тепловая - 335,3 Гкал/ч. Располагаемая электрическая мощность станции - 156,4 МВт, тепловая - 271,6 Гкал/ч.

Первоначально на станции было установлено четыре турбины К-50-90 ЛМЗ и шесть котлов БКЗ-160-100 Ф2. Котел ст.№7 того же наименования с циклонным пред топком и жидким шлакоудалением, являлся экспериментальным. Из-за технических недоработок и отсутствия финансирования котел в настоящее время списан с последующей разборкой его на запчасти.

В главном корпусе полуоткрытого типа установлено основное оборудование станции: котлы и турбины. Турбины в машинном зале размещены продольно, открыто. Сверху турбины закрыты легкоъемными шатрами, а их конденсационная часть (ниже оперативной отметки обслуживания 8м) выполнена закрытой.

На предприятии имеется шесть действующих паровых энергетических котлов БКЗ – 160-100, три паровых турбины Т-41-90 ст.№1,2,3 и одна К-50-90 ст.№4.

В энергетических паровых котлах сжигается уголь и при этом образуется перегретый пар давлением 10 МПа и температурой 540°С. Полученный пар направляется на паровые турбины, которые приводят во вращение жестко соединенные с ними электрические генераторы, последние вырабатывают электрическую энергию. Основным топливом для энергетических котлов является уголь Казахстанских месторождений, в основном Карагандинских и Экибастузским разрезов. Для растопки и подсветки используется мазут марки М-100. Расход мазута в общем балансе топлива составляет 1,5%. Режим работы ТЭЦ – 3 - круглосуточно в 4 смены[5]

### **1.2 Топливо-транспортный цех**

Уголь и мазут транспортируются железнодорожным транспортом. В угольном вагоне заправляются восемь локомотивов, топливо взвешивается на весах грузовых автомобилей, и автомобиль входит в разгрузочный сарай.

Уголь выгружается вручную загрузчиком в отделе выгрузки топлива. Портер открывает люк, и уголь высыпается в щелевой бункер через решетку. Куски угля, имеющие размеры больше сечения решетки и не просыпавшиеся, дробятся дробильно-фрезерными машинами(ДФМ).

Уголь, ленточными конвейерами № 1 и № 5 отправляется на угольный склад грузоподъемностью 100 000 тонн.

### **1.3 Транспорт топлива**

По мере необходимости уголь со склада угля, бульдозерами сталкивается обратно в щелевой бункер. По ленточным конвейерам №1 и №2 уголь транспортируется в дробильный корпус, рассекается при помощи решётки (30-70 мм) на два потока. Один поток угля, пройдя через решётку, направляется на ленточный конвейер №3, второй - направляется в дробилку СМ-170Б, где уголь дробится до необходимой фракции и соединяется с первым потоком перед ленточным конвейером №3. Далее уголь, поднимаясь по ленточному конвейеру №3, взвешивается на ленточных весах, проходит через улавливатель металла и перегружается на транспортер №4. Уголь, перемещаемый лентой транспортера №4, отсекается установленными на транспортере отсекающими угля и складывается в бункерах сырого угля, установленных по два на каждом котле.

Схема пылеприготовления котлов БКЗ-160-100Ф разбита на две системы пылеприготовления (А и В) работающие совместно на один промбункер пыли. Из бункера сырого угля топливо, питателем сырого угля подаётся на входную горловину мельниц ШБМ Щ-10, где подсушивается и размалывается до необходимой тонины. Размолотый уголь подхватывается сушильным агентом (горячим воздухом с начальной температурой  $t=360^{\circ}\text{C}$  и температурой на выходе из мельницы  $70-130^{\circ}\text{C}$ ) и транспортируется за счет разряжения создаваемого мельничным вентилятором, по пылепроводам в сепаратор. В сепараторе угольная пыль с грубой фракцией (более 11-15 % остатка на сите R90) возвращается по течкам угля через мигалки на горловину мельницы, а остальная угольная пыль направляется в циклон. В циклоне угольная пыль отделяется от сушильного агента и через мигалки и сетку сыпается в промбункер пыли.

Отделенный сушильный агент, пройдя через мельничный вентилятор, разделяется на четыре потока для транспортировки пыли из промбункера. Из промбункера, питателями пыли, угольная пыль дозируется в необходимом количестве (в зависимости от положения плоского контролёра) и по пылепроводам транспортируется сушильным агентом (сбросным воздухом) на щелевые горелки котла. Расход сбросного воздуха регулируется шиберами, на

пылепроводах, после мельничного вентилятора. Количество организованного воздуха подаваемого в топку (вторичный воздух с температурой  $t = 360^{\circ}\text{C}$ ) регулируется шиберами на горелках котла.

В качестве растопочного топлива и в аварийных случаях используется мазут марки М-100 и редко М-60, М-40.

Мазут, поступающий на станцию, сбрасывается в топливный теплотрассовый трубопровод. Три топливных бака с мазутом установлены на эстакаде. В открытый люк для подогрева введена рулевая труба с подачей пара, параметры пара:  $P = 1,3 \text{ МПа}$ ,  $t = 250 \text{ C}$ . Дренажный люк открывается, а разогретый мазут через слив сливается в подземные емкости. Нормативной время слива мазута и пропарки цистерн составляет 6 часов (летом).

Угольная пыль поступает в топку через восемь пылевых труб, достигая четырех щелевых горелок (два из блоков), расположенных по углам печи и направленных к окружности на один метр.

Котел БКЗ-160-100Ф имеет негазоплотную обмуровку, топка работает под разрежением, создаваемым двумя дымососами для создания тяги и удаления дымовых газов.

При сгорании топлива выделяемая энергия передается радиационно экранам топки и конвекцией уходящих газов на пароперегревателе, воздухоподогревателях и водяному экономайзеру котла.

Отводы дымовых газов в атмосферу производится через две отдельно стоящие железобетонные дымовые трубы: №1 высотой 60м (диаметр устья 4м) и №2 – 100м (диаметр устья 5,1м). К дымовой трубе №1 подключен котел ст. №1, остальные котлы подключены к дымовой трубе №2.

#### **1.4 Организационная структура**

В качестве основного топлива на ТЭЦ-3 используется уголь с содержанием золы на рабочую массу от 37% до 41% и низшей теплотворной способностью не меньше 4050 ккал/кг. Растопочное топливо – мазут. Дымовые газы от котлов ТЭЦ перед выбросом их в атмосферу проходят очистку от золы в мокрых золоуловителях.

Золоулавливающая установка на первых двух котлах состоит из двух труб Вентури и двух скрубберов на каждый котел. На последующих четырех котлах установлены эмульгаторы на каждый котел. Зола сгоревшего топлива улавливается скрубберами с трубами Вентури, имеющими КПД – 96.0 %, и частично удаляется со шлаками на шлаковых комодах топки. Система золошлакоудаления ТЭЦ-3 гидравлическая, обратная с совместным удалением золы и шлака. По каналам системы гидрозолоудаления золовая пульпа попадает в приямок багерной насосной и насосами перекачивается на золоотвал. Золовая пульпа отстаивается и сливается через шахтный колодец в



приямком насосной осветленной воды (НОВ-2) и перекачивается насосами на станцию в бак ГЗУ.

Средний эксплуатационный КПД золоулавливающих установок составляет по данным измерений 2008 года 96% для котлоагрегатов №1 - №3 и 96,2% для котлоагрегатов №4-№6.

Дымовые трубы являются основными источниками загрязнения атмосферы.

При сжигании топлива из дымовых труб ТЭЦ-3 в атмосферу выбрасывается: зола угля ( $\text{SiO}_2$  20-70%), азота диоксид и оксид, серы диоксид, углерода оксид, зола мазутная (в пересчете на ванадий), бенз (а) - пирен.

Тепловая энергия сгоревшего топлива передается питательной воде, которая заполняет контур экрана камеры сгорания. Образовавшаяся пароводяная смесь по коллекторам собирается в барабане котла, сепарируется внутри барабанных циклонов и направляется в пароперегреватель, где параметры пара доводятся до номинальных  $P_{п/п.}=10\text{МПа}$ ,  $t=540^\circ\text{C}$ , при расходе не более 160 т/ч.

Частично отработавший пар с параметрами  $P=0,15\text{МПа}$  и  $t=150-170^\circ\text{C}$  через теплофикационный отбор направляется на теплофикационную установку. Теплофикационная установка включает в себя основной котел и пиковый котел, сетевой насос и систему труб отопления. Тепло с паром в бойлерах передаётся сетевой воде для отопления и горячего водоснабжения поселка и ТПХ.

Отработанный пар расширяется в конденсаторе, и полученный конденсат нагревается в системе регенерации.

Используя пар 4, 5, 6, 7, 8 отборов конденсат подогревается в подогревателях низкого давления (ПНД) затем аэрируется в деаэраторах 0,6 МПа, после этого отборами 1, 2, 3 подогревается в подогревателях высокого давления (ПВД) и питательными электронасосами подается в водяной объем барабана.

Система охлаждения оборудования и конденсатора выполнена по схеме, противоположной вентиляторной градирне и циркуляционному насосу. Вода, охлажденная в градирнях, по двум всасывающим циркуляционным насосам подводится в главный корпус к всасывающим трубопроводам циркуляционных насосов, оттуда отводится к каждому турбоагрегату. После конденсаторов циркуляционная вода поступает в напорный циркуляционный трубопровод и подается на градирни. Так же на градирню подается техническая вода, нагретая в масло - и газоохладителях турбин, воздухоохладителях ПЭН-ов и ПСН и др. В случае работы в зимний период по конденсационному графику не допускать переохлаждения циркуляционной воды, что способствует интенсивному образованию льда в оросителях (при температуре наружного воздуха ниже  $-10^\circ\text{C}$ ).

В качестве охладителя установлены пять десятисекционных градирен, с отсасывающими вентиляторами на каждой секции. В табл.1.1 указаны параметры:

Таблица 1.1- Параметры вентиляторов

Тип	пленочная
По ходу движения потоков	противоточная
Высота	13,5 м
Площадь	700 м <sup>2</sup>
Скорость воздуха при охлаждении	2,5-3 м/с
Вентиляторы с двигателями типа	ВАСО-14-16-32
Число оборотов	178 об/мин
Мощность	30 кВт
Номинальный ток	98 А
Напряжение	-380 В

Вентиляторная градирня состоит из трех основных частей:

- оросительного устройства,
- водораспределительного устройства,
- водосборного бассейна.

### 1.5 Система технического водоснабжения

Источником воды для технических целей ТЭЦ-3 является вода из 13 артезианских скважин. Водопроводные и отопительные сети для паровых котлов готовятся на водоочистных сооружениях(химводоочистка). Химводоочистка подпитки котлов работает по схеме полного двухступенчатого химобессоливания, ее проектная производительность – 45 м<sup>3</sup>/ч.

Химводоочистка подпитки теплосети работает по схеме прямого подкисления с последующей декарбонизацией, ее проектная производительность – 250 м<sup>3</sup>/ч.

В составе ТЭЦ -3 имеются пять основных цехов:

- топливно-транспортный цех (ТТЦ),
  - котельный цех (КЦ),
  - турбинный цех (ТЦ),
  - электрический цех (ЭЦ),
  - цех тепловой автоматики и измерения (ЦТАИ)
- и один вспомогательный химический цех.

Комплекс ТЭЦ – 3 состоит из следующих основных функциональных систем:

- главного корпуса с энергетическими котлами и паровыми турбинами,
- системы топливоснабжения твердым и жидким топливом;
- химводоочистки для подготовки подпиточной воды котлов и теплосети;
- схемы теплофикации в составе бойлерных установок и насосной станции сетевой воды, аккумуляторных баков и тепло магистралей;
- системы циркуляционной охлаждающей воды с вентиляторными градирнями и насосной станции;
- системы золоулавливания и золошлакоудаления;
- системы трансформирования и выдачи электрической мощности;
- ряда вспомогательных систем и подразделений.

### **1.6 Основные характеристики котельного агрегата**

Котлоагрегат БКЗ-160-100-Ф производительностью 160 тонн/час, давление пара в барабане 114 ата с температурой перегретого пара Т-540 °С, Барнаульского котельного завода, однобарабанный, вертикально водотрубный с полностью экранированной топкой. Котёл оборудован 8-ю щелевыми пылеугольными горелками углового расположения в два яруса. Горелки расположены таким образом, что оси горелок являются касательными к цилиндру Ø720 с вертикальной осью. Компоновка котлов – полуоткрытая, т.е. часть закрыта шатрами, опирающимися на каркасы котлов и закрытую бункерную этажерку. Котельный цех выполнен с разрывом между I и II очередями (между котлами ст. № 3 и 4). В сетевом дворе котельного цеха размещается багерная насосная. Деаэраторы ТЭЦ установлены, открыто на кровле закрытой деаэрационной этажерки.

### **1.7 Устройство котла**

Котёл оборудован двумя индивидуальными системами пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами и одним промежуточным бункером готовой пыли на две пылесистемы. Мельничный вентилятор первой системы работает на четыре пылеугольные горелки нижнего яруса, а второй мельничный вентилятор работает на другие четыре пылеугольные горелки верхнего яруса. На котле ст.№6 каждый мельничный вентилятор работает на два сбросных пылепровода. На котле расположены четыре мазутные форсунки.

Топочная камера прямоугольного сечения с размерами в плане (по осям труб) 6656x7163мм и объёмом 790 м<sup>3</sup>

Топка полностью экранированная трубами 60x4мм, сталь 20 с шагом 64мм.

Экраны топочной камеры разведены на 12 самостоятельных

циркуляционных контура (по числу монтажных топочных блоков). Нумерация контуров идёт по часовой стрелке от правого фронтального контура.

Счет труб идёт в том же направлении, что и счёт контуров. Концы экранных труб каждого блока введены в камеры диаметром 273x26мм. Камера по воде и пару в свою очередь соединены с барабаном котла трубами диаметром 133x10мм.

В верхней части топки трубы заднего экрана согнуты в камере печи, образуя «аэродинамический порог», верхняя плоскость которого является продолжением наклонного очага верхнего горизонтального газохода. «Аэродинамический порог» предназначен для улучшения аэродинамики потока на выходе из камеры сгорания и для частичного затемнения экрана перегревателя.

Заэкранировав «аэродинамический порог», трубы заднего экрана собираются в камеры на отметке 20.950, откуда пароводяная смесь по девяти трубам диаметром 133x10мм, образующим фестон с поперечным шагом 810мм., направляется в барабан котла.

Барабан с внутренним диаметром 1600мм и толщиной стенки 88мм, изготовлен из стали марки 22К.

В котле используется двухступенчатая схема испарения. Первая ступень испарения (чистый отсек) расположена непосредственно в барабане котла.

Солёными отсеками служат выносные сепарационные циклоны (на котлах № 1,2,3 по одному, а котлах № 4,5,6 по два циклона с каждой стороны котла, кроме того, нижние коллектора котлов №4,5,6 контуров 5,11 разделены внутренними перегородками на 2 части). Такая схема обеспечивает необходимое количество и качество пара при питании котла с содержанием соли до 100 мг / л. При продувке не менее 0,5% и не более 1% мощности котла

Во вторую ступень испарения (солёный отсек) включаются средние блоки боковых экранов топки контура №5, 11 соединяющиеся с циклонами, трубами диаметром 133x10мм. Циклоны соединены также трубами диаметром 133x10мм. В первой ступени сепарационными устройствами являются внутри барабанные циклоны с барботажной промывкой пара и жалюзийные сепараторы.

Питательная вода поступает в барабан по 12-ти трубам диаметром 60x4мм. И дозирующие трубки равномерно направляются через промывочный экран, через который они проходят через гидравлический затвор и выпускаются в объем воды барабана.

Основным топливом АТЭЦ-3 является экибастузский уголь, который имеет следующие характеристики: зольность  $A^P = 38 \%$ ; влажность  $W^P = 5\%$ ; выход летучих  $V = 25-28\%$ ; теплота сгорания  $Q_H^P = 4360$  ккал/кг. Мазут

используется в качестве дополнительного топлива для розжига и подсветки пылеугольного факела. Расход мазута через одну форсунку достигает 250-500 кг/ч. Мазутные горелки включаются в следующих случаях:

- розжиг котла. Работают 2-4 форсунки. Продолжительность по регламенту 3,5-4 часа. В среднем в зимнее время проводится 15 растопок котлов из холодного состояния. На каждую растопку потребляется до 15 т мазута,

- подсветка пылеугольного факела при работе на пониженных тепловых нагрузках (когда включены две пылеугольные горелки);

- подсветка при влажности угля более 11%,

- подсветка при температуре аэросмеси ниже 60 °С.

Годовое потребление угля составляет 160-170 тыс. т, а потребление мазута достигает 6-10 тыс. т, причем 95% этого мазута расходуется на подсветку. В холодную погоду общий расход мазута достигает 75 тонн в сутки. В этом случае котел сжигает 15-20 тонн мазута от обычного зажигания в холодном состоянии. Воспламенение очень затруднено, когда температура ниже -25 °С. Он длится более 12 часов и потребляет более 50 тонн мазута.

Эти цифры подтверждают необходимость поиска путей снижения расхода топлива..

Экспериментальные исследования, проводимые на натуральных промышленных объектах, дают ценные сведения о работе энергетического объекта в целом, но при этом возможность исследовать влияние отдельных факторов на формирование и развитие топочных процессов отсутствует. Значительно больше возможностей открывают исследования, проводимые на стендовых установках.

При теоретическом исследовании процессов теплопереноса в высокотемпературных и химически реагирующих потоках появляются свои трудности. Математическая модель хороша лишь при наличии правильных и точных исходных данных. Необходимо знать закон разложения и горения пылинки угля, законы химической кинетики в газе и на поверхности твердой фазы. Но и при наличии таких данных об элементарных процессах сама математическая задача расчета сложных турбулентных потоков, теплообмена и химических реакций остается достаточно трудной, а порой невозможной для решения.

В настоящее время единственным средством является комплексное исследование процесса сжигания пылевидного угля в камере сгорания котлов промышленные объекты (тепловые электростанции, тепловые электростанции и т.д.) представляют собой численные методы и вычислительные эксперименты с использованием методов трехмерного моделирования и привлечением современного компьютерного оборудования вычислительной



техники и пакета программ. Только при использовании компьютерного 3D-моделирования учитывается наибольшее количество явлений и факторов, влияющих на протекание реальных процессов. Кроме того, метод исследования обеспечивает высокую точность в прогнозировании поведения этих факторов в расчетах.

В расчетных экспериментах для создания физико-технических моделей используются представления о модельные представления процесса в камере сгорания энергетической установки.

Принципы создания таких моделей основаны на понимании различных технологических процессов (этапов) горения пылеугольного топлива, образование вредных пылегазовых выбросов, золы и т.д.) базируются на фундаментальных законах физики и химии. Такие процессы основаны на знании закономерностей, так называемых «элементарных процессов: аэродинамики, массо - и теплопереноса, химической кинетики, процессов фазовых переходов, нелинейных эффектов конвективного и радиационного теплообмена, диффузионных процессов и т.д.

Таким образом, сказанное выше говорит об **актуальности** поставленной задачи, а использование современных технологий численного метода исследования и методики трехмерного моделирования позволило в диссертационной работе провести комплексное исследование тепловых процессов и аэродинамических характеристик топочной камеры котла действующего казахстанского энергетического объекта.

## **Глава 2 Процесс горения твердого топлива и его математическое моделирование**

Понятие «топливо» сочетает в себе энергию, которую можно использовать технически. В настоящее время существует два вида топлива, которые отличаются принципами выделения энергии:

- 1) ядерное, которое выделяет энергию при ядерном превращении,
- 2) органическое вещество, которое выделяет энергию при окислении горючих элементов. [6]

Основным источником энергии в различного рода энергетических установках и двигателях является органическое топливо.

Высвобождение химической энергии органического топлива осуществляется в процессе его сжигания (горения). Горение-это комплекс быстро протекающих химических реакций, сопровождающихся выделением теплоты. Уголь как твердое топливо относится к органическому виду топлива.

Топливо в общем случае представляет сложные соединения горючих и негорючих элементов. Твёрдые и жидкие топлива состоят из горючих

элементов (углерода С, водорода Н, летучей серы  $S_l = S_{op} + S_k$ ), негорючих элементов (азота N, кислорода О) и балласта (золы А и влаги W) В технике используются следующие органические топлива:

- 1) твердое (древесина, торф, угли (бурый, каменный, антрацит), сланец, продукты переработки твердого топлива-кокс и полукокс),
- 2) жидкое (нефть, продукты нефтепереработки-бензин, керосин, дизельное и газотурбинное топливо, мазут, топливо печное бытовое (ТПБ)),
- 3) природный горючий газ, газы термообработки и коксования (генераторные, доменные, коксовальных печей).

## 2.1 Состав топлива

Углерод-основной горючий компонент топлива. Молекулярная масса  $\mu_c$  углерода равна 12,01 г/моль. Теплота сгорания аморфного углерода  $Q_c=34,4$  МДж/кг.

Водород-второй по значению элемент горючей массы органического топлива;  $\mu_H=1$  г/моль,  $Q_H=10,8$  МДж/кг.

Кислород, находящийся в топливе, теплоты не выделяет. Содержание кислорода велико в древесине и торфе;  $\mu_O=16$  г/моль

Азот-инертный химический элемент, в реакциях горения не участвует.

Сера в топливе считается примесью нежелательной, несмотря на то, что часть ее сгорает. Это обуславливается тем, что продукты сгорания серы вредно действуют на оборудование теплогенерирующих установок (ТГУ) и загрязняют окружающий воздух;  $\mu_S=32$  г/моль.

Влага в топливе-примесь балластная, снижает теплоту сгорания топлива (вернее, уменьшает долю горючих элементов в единице веса топлива). При сгорании топлива влага испаряется, отнимая на это часть теплоты реакции.  $W^p$  В топливе подразделяется на внешнюю и гигроскопическую (гидратную).

Зола-негорючая минеральная часть топлива; в нее входят соли щелочных и щелочно-земельных металлов, окислы кремния, железа, алюминия и др., а также минеральная сульфатная сера в соединениях  $CaSO_4$  и  $MgSO_4$ .

Одной из характеристик твердого природного топлива является термически разложившиеся газообразные и жидкие продукты, способные выделять свое органическое вещество (летучее вещество) при нагревании.

После завершения процесса термического разложения топлив остается твердый остаток-кокс, который содержит в основном углерод и золу.

Расчет статистики сгорания, то есть расчетов, связанных с материальным и тепловым балансом процесса сгорания, достаточен для получения основного состава качества работы топлива и общих данных по тепловыделению.

Тепловую ценность топлива характеризуют его теплотой сгорания  $Q$ , Дж/кг (Дж/м<sup>3</sup>), представляющей собой количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании массовой (для горючих газовой объемной) единицы топлива. Горючими элементами топлива являются С, Н и летучая горючая сера  $S=S_{op}+S_k$ . При сжигании 1 кг горючего элемента топлива выделяется следующее количество теплоты: углерода-32885 кДж/кг(7854 ккал/кг); серы-9132 кДж/кг(2181 ккал/кг); водорода-14311,2 кДж/кг(3418,0 ккал/кг) и 121025 кДж/кг(28905 ккал/кг) при образовании водяного пара и его сгорании.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива. Количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м<sup>3</sup> газа, при условии, что образующиеся в продуктах сгорания водяные пары конденсируются в ТГУ и теплота конденсации полезно используется, называется высшей теплотой сгорания топлива  $Q_B$ .

Количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании массовой (для газа-объемной) единицы топлива, за вычетом теплоты парообразования водяных паров, образующихся при горении, называется низшей теплотой сгорания топлива  $Q_H$ .

С увеличением внешнего балласта теплота сгорания топлива уменьшается. Для сравнения качеств различных топлив вводят их приведенные характеристики, отражающие содержания влаги, золы и серы в топливе, отнесенные к низшей теплоте сгорания его рабочей массы.

## 2.2 Теплота сгорания топлива

Количество теплоты, выделившейся при полном сгорании 1кг (кДж/кг) или 1 м<sup>3</sup> (кДж/м<sup>3</sup>) топлива называется теплотой его сгорания или теплотворной способностью. Существуют понятия высшей и низшей теплоты сгорания. Высшей теплотой сгорания принято называть всю теплоту, выделившуюся при сжигании 1 кг пылеугольного топлива, причем, необходимо, чтобы возвращалась теплота конденсации  $Q_{кон}$  водяных паров, а сами водяные пары, образующиеся при горении – конденсировались [7]

В котлах промышленного типа продукты сгорания не охлаждаются до температуры ниже 100° С, следовательно, в них конденсация водяных паров не происходит, поэтому теплота конденсации теряется. В этом случае общая теплотворная способность топлива будет меньше, а разность количества теплоты, выделившейся при полном сгорании 1 кг пылеугольного топлива и количества теплоты, образующейся при конденсации водяных паров, называется низшей теплотой сгорания  $Q_H$ .

Следовательно:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{кон}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_{\text{кон}} = 2500 \left( \frac{9H}{100} + \frac{W}{100} \right) \cong 225H + 25W$  -теплота конденсации влаги, кДж/кг

### 2.3 Сведения об используемом топливе

Ископаемый уголь можно разделить на три группы: бурый уголь, каменный уголь и антрацит.

*Бурый уголь* имеет повышенное содержание внутреннего балласта ( $O^r + N^r$ ), что снижает  $Q_{\text{н}}^r \approx 29\,309$  кДж/кг (7000 ккал/кг), и высокий выход летучих, гигроскопичен,  $W^p \approx 10\%$ , способен самовозгораться при хранении вследствие поглощения кислорода. Поэтому при хранении высота штабеля  $\leq 2,5$  м, а срок  $\leq 1$  месяц для немеханизированных складов. Бурые угли не коксуются, для коксования к ним добавляют коксующиеся каменные угли.

*Каменный уголь* составляет 81% всех залежей углей РК (Карагандинский район, Экибастузский район и Павлодарский район), подразделяется на ряд разновидностей: а) длиннопламенные и газовые угли имеют повышенный внутренний балласт ( $O^r + N^r$ ), высокий выход летучих, при горении они имеют длинное пламя, их используют для получения металлургического кокса; б) жирные коксующиеся угли используют для получения коксовального газа и высокоценных погонов;

*Антрацит* приближается к чистому углероду. Отличается большой прочностью, невысокой зольностью, малой влажностью, выход летучих мал. Используется только для целей сжигания, так как выход летучих невелик, кокс его рассыпается и не используется для выплавки металла [6]

На многих ТЭЦ Казахстана используется преимущественно дешевый высокозольный Экибастузский уголь, который добывается открытым способом. Принятая технология добычи угля и использование его без предварительного обогащения приводит к тому, что экосистема испытывает значительную антропогенную нагрузку. Зольная составляющая угля представляет собой смесь минералов, находящихся в свободном состоянии или связанных с топливом [1]

Эти негорючие минералы в основном состоят из солей щелочных и щелочноземельных металлов, оксидов кремния, железа и магния примерно показана в табл. 2.1:

Таблица 2.1- Процентное содержание Негорючие минералы

Негорючие минералы	Величина в %
$SiO_2$	49,5
$Al_2O_3$	16,7
$Fe_2O_3$	12,8
CaO	7,3
MgO	1,9
$TiO_2$	0,6
$MnO_2, SO_3, Na_2O+K_2O, P_2O_5$	0,12

Присутствие золы в топливе отрицательно сказывается на его качестве, так как зола уменьшает количество теплоты в единице массы топлива. Мельчайшие твердые частицы золы захватываются потоком топочных газов и уносятся из топки образуя летучую золу, которая загрязняет, а порой заваливает конвективную поверхность нагрева. При этом изменяется и запыленность дымовых газов, достигая для высокозольных углей 60-70 %  $\frac{г}{м^3}$ [6].

#### 2.4 Обоснование задачи исследования.

Поскольку исследование в этой статье основывается на твердом топливе (уголь), то подробно остановимся на нем.

Уголь является самым распространенным ископаемым топливом в мире. Он стал первым ископаемым топливом, используемым людьми. Топка с цепной решеткой была изобретена в 1833 году, и уголь начал гореть в виде пылевидного угольного факела в начале 20-го века[8], эта технология интенсивно развивалась в 1920 годы, и к 1930 факельное сжигание угля стало доминирующей технологией, используемой на тепловых электростанциях.

Кроме того, уголь является естественным продуктом медленного разложения органических веществ, главным образом из растительных источников.

Характеристики распространенных типов углей приведены в табл. 2.2

Таблица 2.2- Теплотехнические характеристики углей

Тип угля	$W_w$	$A_d$	$V_{daf}$	$Q_l^w$ (ккал/кг)
Сланец	40-50	75-80	48-50	1600-2000
Лигнит	32-40	28-35	23-27	1900-2100
Бурый	25-35	15-20	35-50	3000-3800
Каменный	5-12	20-56	15-40	4000-5000
Антрацит	5-8	25-35	4-10	4300-6200



## Продолжение таблицы 2.2

Обозначения:  $W_w$ -содержание влаги на рабочую массу;  $A_d$ -содержание золы на сухую массу;  $V_{daf}$ -выход летучих на горячую массу;  $Q_l^w$ -низшая теплота сгорания угля на рабочую массу

Использование угля в современном мире разнообразно. Он используется для выработки электроэнергии (энергетический уголь) в качестве сырья для металлургической (коксуемый уголь) и химической промышленности, получения редкоземельных элементов. В настоящее время оценочные запасы угля на земле превышают 14,8 трлн. тонны и мировые запасы промышленного угля - более 1 трлн. тонны, значительно превышающие запасы и ресурсы всех других видов топлива [9]. Мировой рынок угля более конкурентоспособен, чем нефть и газ из-за угольных месторождений, почти во всех странах, а добыча ведется практически во всех регионах мира.

Что касается нашей страны, то она также обладает огромными запасами энергетических ресурсов, достаточных для покрытия собственных потребностей и экспорта в другие страны, как в натуральном виде, так и в виде электроэнергии обладает Казахстан. В Республике Казахстан на ее территорию приходится около 1,8% всей территории Земли, и сосредоточено около 0,5% мировых запасов ископаемого топлива, что эквивалентно примерно 3,3% мировых запасов промышленного угля. По количеству добываемого угольного топлива промышленность Казахстана занимает восьмое место в мире и третье место после России и Украины среди стран СНГ.

В настоящее время в Казахстане разведано более 100 угольных шахт с общим геологическим запасом около 176,7 млрд тонн. Однако наиболее изучено приблизительно 40 месторождений, с промышленной оценкой ресурсов приблизительно 34,1 миллиарда тонн. Основные крупные месторождения углей расположены в Северном и Центральном Казахстане: Караганда(9,3 миллиардов тонн), Тургай(5,8 миллиардов тонн) и Экибастуз(12,5 миллиардов тонн). Как видно здесь Экибастуз самое крупное месторождение углей, соответственно используется чаще что собственно и в моей дипломной работе объектом исследования является Экибастузский уголь.

В то же время стоит проблема ухудшения качества углей поставляемых электростанциям. Увеличение содержание золы и влажности соответственно уменьшают теплоту сгорания. В табл. 2.3 показано изменение содержания золы и низшей теплотворной способности Экибастузского угля (по данным электростанций)

Таблица 2.3-Изменение характеристик экибастузского угля

Год	1960	1965	1970	1975	1990	2000
Ас, %	37,4	39,9	41,3	41,7	43,8	43,8
Q <sub>нр</sub> , кДж/кг	17400	16900	16800	16600	16200	15900

Это резкое изменение свойств топлива оказывает негативное влияние на работу электростанции. Но для современного развития мировых энергосистем мы знаем, что использование дефицитного жидкого топлива сократилось, являющегося ценным сырьем для нефтеперерабатывающей промышленности, и расширение применения твердых топлив, качество которых неуклонно снижается.

С другой стороны использования угля в процессе горения-с целью производства электроэнергии или тепла или использование в производстве стали или цемента-создает ряд экологических проблем. На современном уровне развития энергетической отрасли во всем мире чистые угольные технологии становятся общедоступными и продолжают до сих пор развиваться [10]

В прошлом если в энергетике на первом месте стояло только производство энергии, то сейчас необходимо соблюдать строгие нормы выброса вредных веществ, а также экономично использовать оборудование. Чрезвычайно важным является разработка процесса «чистого» сжигания угля с минимальными выбросами вредных веществ, соответственно, должны быть оптимизированы все конструктивные и режимные параметры такого процесса. Для уменьшения выбросов применяются первичные меры: специальный огневой режим, который подавляет в пламени образование вредных веществ. Существуют и вторичные меры: подключение системы очистки отработанного газа.

Разработка новых способов уменьшения выбросов вредных веществ посредством этих первичных и вторичных мер с помощью физических моделей, как правило, связана с большими затратами на сам эксперимент. Но также, такая разработка может дать только предложения для решения частичных проблем, так как физическое моделирование всех протекающих процессов в камере сгорания и в дымоходах на уменьшенных по масштабу установках принципиально невозможно. Эта проблема может быть решена только на основе систематического анализа, физического и химического моделирования.

И, несмотря на то, что эксперимент по-прежнему играет важную роль, как это говорится выше, особенно в исследовании сложных течений, в процессе проектирования отчетливо проявляется тенденция к более широкому

использованию вычислительных методов вследствие снижения стоимости последних.

Анализируя все вышесказанное можно сделать вывод, что численный эксперимент становится одним из наиболее экономичным и удобным способом для детального анализа и глубокого понимания сложных физических и химических явлений, которые происходят в топках [11]. Для применения математического моделирования необходимо иметь очень точную и содержательную информацию о закономерностях протекания физических и химических явлений в условиях, близких к натурным, а также о физических и кинетических параметрах, которые могут быть получены из опытов.

Численный эксперимент включает в себя следующие этапы:

- формулировка физической модели явления,
- уточнение и формулировка математической модели (уравнения и краевые условия), адекватно описывающей изучаемый нами физический процесс,
- разработка численного метода и алгоритма решения задачи или выбор того или иного известного метода,
- разработка программы или пакета программ для решения задачи,
- решение конкретной физической задачи, анализ и обработка результатов,
- сравнение полученных результатов с данными физического эксперимента, полученными на натуральных объектах или на их уменьшенных моделях, которое позволит сделать заключение об адекватности выбранной нами математической модели рассматриваемому реальному физическому процессу.

Для исследования тепловых процессов, происходящих в топочной камере энергетического котла, необходимо использовать математическую модель, которая представляет собой сложную систему нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных. Теоретической базой таких исследований являются фундаментальные законы сохранения импульса, вещества и энергии, дополненные уравнениями состояния и движения вязкой среды.

#### **2.4 Основные уравнения, описывающие процессы теплопереноса при сжигании твердого топлива в пылевидном состоянии в топочных камерах**

В процессе сгорания твердого топлива в пылевидном состоянии в камере сгорания происходит турбулентный процесс теплопередачи, качество компонентов реакции и продукта их взаимодействия. Такие процессы описываются уравнениями, основанными на законах сохранения массы и

импульса. Для реакционного потока, в котором происходят процесс теплообмена и химическая реакция, необходимо отдельно решить уравнение сохранения энергии и добавить уравнение сохранения компонента смеси или уравнение сохранения смешанной фракции и его изменение.

Для написания всех уравнения с учетом перечисленных физических и химических явлений, составляющих математическую модель рассматриваемых сложных процессов тепломассопереноса в реагирующих средах, запишем в начале все эти уравнения в общем виде как закон сохранения некой субстанции  $\Phi$ (масса, импульс, энергия, компонента смеси)[12].Рассмотрим:

Уравнение неразрывности. В дифференциальной форме уравнение неразрывности или закон сохранения массы записывается в виде:

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} = - \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho u_i), \quad (2.2)$$

Закон сохранения импульса. Закон сохранения импульса или уравнение количества движения записывается следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (\rho u_i) = - \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_i u_j) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\tau_{ij}) - \frac{\partial p}{\partial x_j} + \rho f_i, \quad (2.3)$$

здесь:  $f_i$ -объемные силы;  $\tau_{ij}$ -тензор вязких напряжений.

Турбулентные течения характеризуются пульсациями скоростей, которые способствуют смешиванию транспортируемых характеристик, таких как импульс, энергия и концентрация компонент, и вызывают также колебания этих характеристик. Так как пульсации могут быть малых масштабов, но иметь высокую частоту, непосредственно в практических технических расчетах их вычисление является очень сложной задачей. Вместо этого мгновенные (точные) определяющие уравнения могут быть усреднены по времени, представлены в виде среднего по ансамблю, что приводит к модифицированным системам уравнений, которые в вычислительном отношении требуют меньше затрат для решения[12]

Закон сохранения энергии. Изменение энергии в реагирующих турбулентных течениях может быть обусловлено следующими процессами: поток полной энергии за счет конвекций; поток полной энергии за счет молекулярного теплопереноса; изменение энергии за счет работы сил давления на поверхности контрольной области; изменение энергии за счет работы объемных сил; поглощение или выделение энергии в результате химических преобразований или за счет энергии теплового излучения.

С учетом вышеуказанных причин уравнение энергии в общем виде можно записать как:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \frac{\partial}{\partial x_i}(u_i(\rho E + p)) = \frac{\partial}{\partial x_i}(k_{eff} \frac{\partial T}{\partial x_i} - \sum_{j'} h_{j'} J_{j'} + u_j(\tau_{ij})_{eff}) + S_h, \quad (2.4)$$

где  $k_{eff}$ -эффективная теплопроводность, которая определяется суммой  $k_l$  и  $k_t$ (ламинарная и турбулентная теплопроводность соответственно),  $J_{j'}$ -диффузионный поток компонента  $j'$ .

Первые три слагаемые в правой частой уравнения(2.3)описывают передачу энергии за счет проводимости, диффузии и вязкой диссипации. В источниковом члене  $S_h$  учитывается тепло за счет химических реакций и любые другие объемные источники энергии. В уравнении (2.3)введено следующее обозначение:

$$E = h - \frac{p}{\rho} + \frac{u_i^2}{2}, \quad (2.5)$$

где теплосодержание  $h$  определяется для идеальных газов как:

$$h = \sum_{j'} m_{j'} h_{j'} \quad (2.6)$$

и для несжимаемых потоков как:

$$h = \sum_{j'} m_{j'} h_{j'} + \frac{p}{\rho} \quad (2.7)$$

В уравнениях (2.6) и (2.7)  $m_{j'}$ -массовая доля субстанции  $j'$ , а

$$h_{j'} = \int_{T_{j'}}^T c_{p,j'} dT \quad (2.8)$$

Для источникового члена  $S_h$  имеем:

$$S_h = S_{str} + S_{abr} + S_{h.p} \quad (2.9)$$

В этой сумме учитывается тепло за счет излучения, конвективного обмена между частицами и газовой фазой и тепло сгорания.

При горении пылеугольного топлива в топочных камерах промышленных котлов теплообмен посредством излучения, как было сказано выше, вносит максимальный вклад. В связи с этим, моделирование лучистого теплообмена при исследовании тепломассопереноса в топочных камерах является важным этапом при расчете теплообменных процессов с физико-химическими превращениями.



При наличии твердых угольных частиц в общем потоке последнее слагаемое в уравнении (2.9) определяется как:

$$S_{h.p} = \sum_j \sum_l N_{p,j}(d_{p,l}) \int_{\tau_i}^{\tau_0} \pi N u \lambda (T_G - T_p) d\tau \quad (2.10)$$

Источник энергии химических реакций, образующей в результате сжигания пылеугольного топлива в топочной камере, записывается следующим образом:

$$S_{abr} = M_{koks} H_{u_{koks}} + M_{fl} H_{u_{fl}} \quad (2.11)$$

Закон сохранения для компоненты вещества. Концентрации компонентов смеси в элементе объема записываются через соответствующее балансовое соотношение, которое учитывает физико-химические процессы, оказывающие влияние на изменение концентрации данных веществ.

Для написания закона сохранения для компонент реагирующей смеси введем понятие массовой концентрации  $C_\beta$ :

$$C_\beta = \frac{\rho_\beta}{\rho}, \text{ где } \sum_{\beta=1}^n \rho_\beta = \rho, \sum_{\beta=1}^n C_\beta = 1$$

В этом случае закон сохранения субстанции примет вид [2]

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho C_\beta) = - \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho C_\beta u_i) + \frac{\partial j_i}{\partial x_i} + S_\beta \quad (2.12)$$

Соотношение (2.12) закон сохранения для компонент реагирующей смеси. Для технических пламен число Маха  $Ma \leq 3$ , в этом случае учитывается перенос вещества только за счет диффузии. Перенос вещества за счет градиента давления, действия диффузии малы и ими будем пренебрегать

## 2.5 Моделирование турбулентности

Зависимые переменные в уравнениях сохранения неразрывности, движения и скалярного переноса, представляют мгновенные величины. Поскольку в большинстве инженерных приложений поток является турбулентным, характеризуются колебаниями его свойств жидкости (температуры, плотности и концентраций) и большим числом Рейнольдса, то вышеуказанные уравнения сохранения для газовой фазы должны быть переписаны с учетом турбулентных пульсаций. Зависящее от времени решение динамического состояния турбулентного потока может быть получено прямым учетом влияния турбулентности в уравнениях для газовой

фазы и расчетами точного решения уравнений Навье-Стокса, при учете наименьших масштабов флуктуации в пространстве и времени.

## **Выводы**

Рассмотрен химический состав и свойства экибастузского угля. Проведено обоснование математической модели процесса горения пылевидного твердого топлива. Записана система уравнений, описывающая процесс нестационарного прогрева и горения угольной частицы.

## **Глава 3 Исследование процесса горения пылевидного твердого топлива**

### **3.1 Выбор тонкости помола угольной пыли**

Для обеспечения эффективности процесса сжигания пыли твердое топливо после зимнего размораживания, предварительного дробления, отделения металла, колчедана, шепы и других длинномерных посторонних веществ подвергается сушке и измельчению.

Качество готовой пыли обеспечивает ее эффективное сгорание, в основном в зависимости от тонкости ее измельчения, то есть поверхности, которая обычно оценивается по размеру частиц в соответствии с отборочным анализом образца пыли.

Надежность воспламенения пыли непосредственно связана с величиной полного остатка пыли на сите с размерами ячеек 90 мкм (R90), а полнота ее выгорания - с наличием в пыли грубых фракций, характеризующихся величиной полного остатка на сите с размерами ячеек 200 мкм, что определяет потери тепла, сопутствующие механическому недожогу топлива. Решение уравнения Розина-Раммлера, устанавливающего взаимосвязь между R90-200, позволяет получить зависимость:

$$R_{200} = 100 \left( \frac{R_{90}}{100} \right)^{2,2n} \quad (3.1)$$

Индекс полидисперсности  $n$  зависит от типа измельчителя, топливного сепаратора и типа измельчаемого топлива [13]. Для шаровых барабанных мельниц (ШБМ) показатель  $n$ , характеризующий равномерность гранулометрического состава пыли, составляет 0,7 - 1,3; для молотковых мельниц (ММ) - 0,6 - 0,8; для среднеходных мельниц (СМ) - 1,1 - 1,3 и мельниц-вентиляторов (М-В) примерно 0,9.

Этот метод для подготовки пыли не получил распространения из-за огромных технических трудностей, связанных с необходимостью сбора большого количества эксплуатационных данных, которые не используются широко. Эти трудности усугубляются еще и тем, что, несмотря на видимую

конструктивную идентичность и идентичность свойств подготавливаемого к сжиганию топлива, практически каждая пылеприготовительная установка характеризуется индивидуальной точкой оптимального режима работы [1].

Индивидуальное значение экономичной тонкости помола является уникальным для каждого вида топлива и даже марки и имеет решающее значение в окислении органической части топлива и кислорода в зависимости от конкретных условий организации процесса сгорания этих свойств.

Известно, что скорость горения пыли всех видов твердого топлива примерно прямо пропорциональна диаметру частиц пыли и существенно зависит от степени метаморфизма топлива, его зрелости, что определяет вид данного топлива (антрацит, каменный или бурый уголь, сланец, торф).

Процессы воспламенения и сгорания угольной пыли такие же, как и в других условиях, например, при одинаковой степени измельчения, в значительной степени зависящей от количества летучих веществ, содержащихся в нем. На основании многочисленных зарубежных и отечественных эксплуатационных данных предложены зависимости между количеством летучих ( $V$ ), содержащихся в топливе, и необходимой тонкостью помола пыли ( $R_{90}$ ), обеспечивающей устойчивое воспламенение пыли и ее выгорание [14].

$$R_{90} = \alpha + \beta V^r, \quad (3.2)$$

где  $\alpha = 8; 6$ ;  $\beta = 0,9; 0,7$  - экспериментальные коэффициенты по экспериментальным данным США и Германии соответственно. С учетом равномерности гранулометрического состава пыли п зависимость тонкости помола от содержания летучих веществ в сухой беззольной массе топлива ( $V_{daf}$ ) предложена в [15].

$$R_{90}^* = 4 + 0,8nV^{daf}, \quad (3.3)$$

Экономичная тонкость помола пыли топлива, характеризующегося различными физико-химическими и теплотехническими свойствами, выбирается на основании решения оптимизационной задачи, обеспечивающей, с одной стороны, эффективность сжигания топлива путем своевременного воспламенения пыли и полноты ее выгорания, а с другой, - минимумом затрат на пылеприготовление, включая расход электроэнергии на размол, пневмотранспорт, и затрат, связанных с эксплуатацией (обслуживанием, ремонтом) пыле приготавливательных установок показано на рис.3.1 [1].

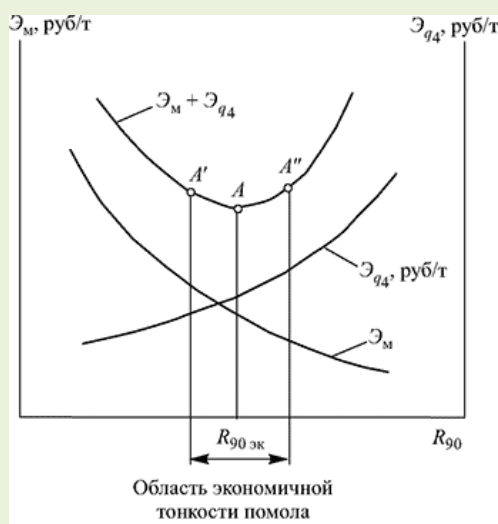


Рисунок 3.1- Экономичная тонкость помола

Тонкость конкретной твердой топливной пыли должна обеспечивать ее надежное воспламенение и выгорание, в первую очередь зависящие от свойств топлива, характеризующих его химическую активность как горючего материала.

Основой горения пылевидных топлив является химическое реагирование горючих составляющих топлива с кислородом воздуха. Однако химические реакции горения в топочной камере, как уже отмечалось, протекают в мощных пылегазовоздушных потоках за чрезвычайно короткое время (1-2 с) пребывания топлива и окислителя в топочной камере. Эти реакции происходят в условиях сильного взаимодействия физических процессов, которые происходят друг с другом.

Таковыми процессами являются: процесс движения подаваемых в топочную камеру составляющих горючую смесь газовых и твердых диспергированных веществ в системе струй, переходящих в поток и распространяющихся в ограниченном пространстве.

Скорость химической реакции сгорания зависит от природы топлива и физических условий: концентрации реакционного газа на поверхности, температуры и давления. Температурная зависимость скорости химической реакции является наиболее сильной. При низких температурах скорость химических реакций очень низка, а с точки зрения потребления кислорода она во много раз ниже скорости, с которой кислород доставляется диффузией. Процесс сгорания ограничен скоростью самой химической реакции и не зависит от условий подачи кислорода, то есть скорости воздушного потока, размера и тому подобного. Поэтому эта область неравномерного потока горения называется кинетикой. В зоне сгорания кинетической энергии  $\alpha D \gg k$  тогда получаем:

$$K_S^{O_2} = \kappa \cdot C_o \quad (3.4)$$

Баланс между количеством кислорода, доставляемого диффузией, и кислородом, потребляемым реакцией, устанавливается при низком градиенте его концентрации, так что разница концентрации кислорода на поверхности реакции от его значения в жидкости мала.. улучшение условий подачи кислорода, когда последний может транспортироваться в больших количествах, чем необходимо для химической реакции[16].

На рис. 3.2 показаны различные области гетерогенного потока горения. Кинетическая область I характеризуется кривой, показывающей, что скорость сгорания значительно увеличивается в соответствии с законом Аррениуса с ростом температуры.

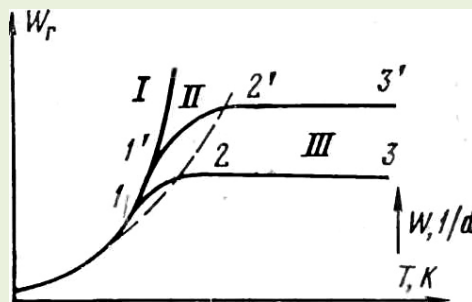


Рисунок 3.2- Области протекания гетерогенной реакции. 1,1' – кинетическая; 2,2' - промежуточная; 3,3' - диффузионная

3.2 При фиксированной температуре химическая реакция протекает в зоне 4.2 (кривая 1-2), и скорости потока этих двух фаз соразмерны. По мере повышения температуры скорость сгорания увеличивается, но до некоторой степени при переходе (рис. 4.2, зона III, кривая 2-5) она больше не зависит от температуры. В этой области результирующая концентрация кислорода на поверхности практически равна нулю. Скорость сгорания определяется скоростью, с которой кислород диффундирует на поверхность реакции, т.е.

$$K_S^{O_2} = \alpha_D \cdot C_o, \quad (3.5)$$

Эта зона горения поэтому называется диффузией. В зоне диффузии скорость сгорания практически не зависит от природы и температуры топлива.

Влияние температуры влияет только на изменение физических констант. В этой области условия переноса кислорода, то есть гидродинамические факторы: относительная скорость потока газа и размер частиц топлива, сильно влияют на скорость сгорания. По мере увеличения скорости потока газа и уменьшения размера частиц, т.е. ускорения транспорта кислорода, скорость диффузионного горения увеличивается[17]

В процессе сгорания устанавливается динамическое равновесие между



химическим процессом потребления кислорода и процессом диффузии переноса при определенном значении концентрации кислорода на поверхности реакции. Концентрация кислорода на поверхности частицы зависит от соотношения двух процессов: поскольку скорость диффузии универсальна, она будет приближаться к концентрации в потоке, и увеличение скорости химической реакции приведет к ее снижению.

Процесс горения, происходящий в диффузионной зоне, может входить в промежуточную зону (кривая 1'-2') или даже входить в кинетическую зону с повышенной диффузией, например, при увеличении скорости потока  $W$  или уменьшении размера частиц.

Таким образом, при увеличении скорости потока газа и при переходе к мелким частицам процесс превращается в кинетическое сгорание. Повышение температуры вызывает переход процесса к диффузионному сгоранию - (Рисунок 4-2, кривая 2'-3').

Для конкретной ситуации гетерогенное сгорание в данной области зависит от этих конкретных условий. Основной задачей изучения процесса гетерогенного горения является установление зон течения горения и определение количественного режима для каждой зоны.

3.1 Необходимо определить площадь сгорания экибастузских угольных частиц в печи при температуре 1500 К. Известный размер частиц составляет  $\delta = 0,00005$  м,  $0,0001$  м.

Энергия активации экибастузского угля составляет  $E = 134 \cdot 10^3$  кДж / кмоль, тогда получаем следующую формулу:

$$\lg \kappa_{01} = 0,2 \cdot 10^{-4} \cdot E + 2 = 0,2 \cdot 10^{-4} \cdot 134 \cdot 10^3 + 2 = 4,68 \cdot \quad (3.5)$$

Затем, используя зависимость Аррениуса  $dG_i = C_i \cdot \kappa_{0i} \cdot e^{-E_i/(RT)} d\tau$ , мы найдем, что константы скорости будут равны при  $RT = 1500$  К:

$$\kappa_1 = 4,78 \cdot 10^4 \cdot e^{-134000/8,3141500} = 1,032 \text{ м/с} \quad (3.7)$$

$$E_2 = 1,1 \cdot E_1 = 1,1 \cdot 134 \cdot 10^3 = 147400 \text{ кДж/кмоль} \quad (3.8)$$

$$\lg \kappa_{02} = 0,2 \cdot 10^{-4} \cdot 147400 + 2 = 4,948 \text{ м/с} \quad (3.9)$$

при этом

$$\kappa_2 = 8,8 \cdot 10^4 \cdot e^{-147400/8,3141500} = 0,653 \text{ м/с} \quad (3.10)$$

Для расчета константы реакции дожигания СО можно использовать следующие методы:

$$E_3 = 96,3 \cdot 10^3 \text{ кДж/кмоль}, \quad (3.11)$$

$$\kappa_{03} = 7,05 \cdot 10^6 \text{ 1/с} \quad (3.12)$$

При этом  $\kappa_3 = 19 \cdot 10^2 \text{ 1/с}$ . Для мелких частиц 0,0001 и 0,00005 м скорость парения мала, можно принять число  $Nu = 2$  (в пограничном слое поверхности тепловой поток выражается как  $q = -\lambda grad T$ , то из сопоставления с соотношением  $q = \alpha \cdot \Delta T$  можно получить критерий подобия Нуссельта  $Nu = (\alpha \cdot d) / \lambda$ , где  $d$  – определяющий размер тела. Критерий Нуссельта является критерием граничных условий) отсюда

$$\alpha_D = (2 \cdot D) / \delta \quad (3.13)$$

Для  $T = 1500 \text{ К}$ ,  $D_{O_2-N_2-CO_2} \approx 2,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ , при этом для частиц с  $\delta = 10^{-4} \text{ м}$ ,  $\alpha_D = (2 \cdot 2,8 \cdot 10^{-4}) / 10^{-4} = 5,6 \text{ м/с}$ , а для частицы  $\alpha_D = (2 \cdot 2,8 \cdot 10^{-4}) / 15 \cdot 10^{-5} = 3,733 \text{ м/с}$ . Граница кинетической области соответствует  $N_1 + N_2 = 0,1$ .

В наших условиях  $\delta = 10^{-4} \text{ м}$ ,  $1,36/5,6 + 0,66/5,6 = 0,36 > 0$ , для  $\delta = 15 \cdot 10^{-5} \text{ м}$ ,  $1,36/3,733 + 0,66/3,733 = 0,54 > 0$ , то есть процесс горения протекает в кинетической области.

Оценим влияние реакции 4 (реакция горения СО на поверхности частиц)

Так как  $D_{CO-O_2} \approx 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ , то для  $\delta = 10^{-4} \text{ м}$ :

$$Se = (\sqrt{1900 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}) / 5,6 = 0,14 < 0,4 \quad (3.14)$$

Для  $\delta = 15 \cdot 10^{-4} \text{ м}$ ,  $Se = (\sqrt{1900 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}) / 3,73 = 0,2 < 0,4$ , то есть у нас есть негорючий пограничный слой. Для оценки влияния реакции на процесс горения частиц кокса был введен критерий Семенова  $Se = \frac{\sqrt{k_4 \cdot D}}{a_D}$ ,

где  $k_4$  - четвертая константа скорости реакции.

Если  $Se < 0,4$ , выгорание выполняется по схеме пограничного слоя без сгорания. Когда есть горящий слой, и когда есть неравный  $1/Se + 1/2N_3 \leq 0,5$ , начинается переход к двойному горящему слою.

В табл. 3.1 приведены расчеты при  $\delta = 0,001 \text{ м}$ ,  $0,0005 \text{ м}$ .

Таблица 3.1 – Расчеты при  $\delta=0,001$  м,  $0,0005$  м.

Наименование	Значение
Коэффициент диффузионного обмена, $\alpha_D$ для $\delta=0,0005$ м	1,12
Коэффициент диффузионного обмена, $\alpha_D$ для $\delta=0,001$ м	0,801

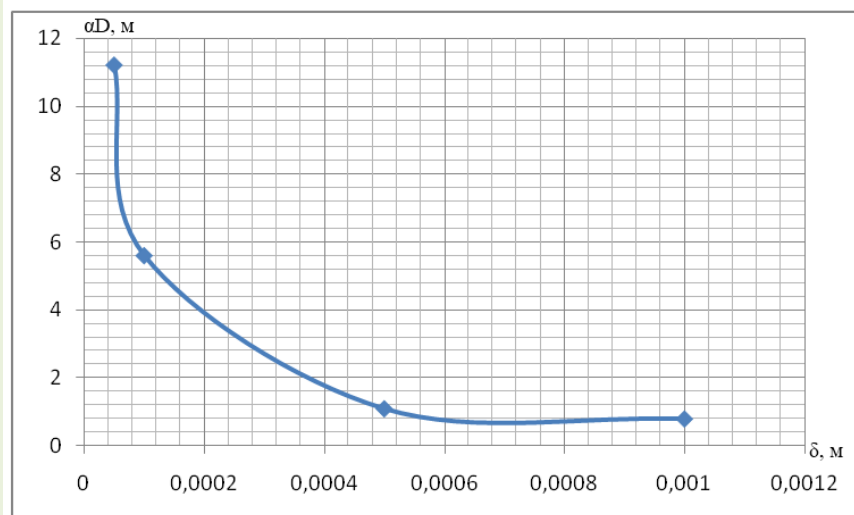


Рисунок 3.3 – Зависимость коэффициента диффузионного обмена от размера частицы

3.3 Следовательно, в гетерогенной реакции горения или в процессе испарения молекулярная диффузия и теплопроводность происходят только в относительно тонком пограничном слое вблизи поверхности, поскольку внешний поток пограничного слоя вблизи поверхности в основном турбулентный. Однако в этом случае процесс переноса в пограничном слое имеет решающее значение для процесса сгорания или испарения. Интенсивность переноса массы и энергии в турбулентности во много раз превышает интенсивность переноса в пограничном слое. Поэтому скорости теплопередачи и массообмена поверхности и потока в основном определяются молекулярным переносом в пограничном слое. Значение  $\alpha_D$  зависит от многих факторов: скорости потока среды, ее физических свойств, формы поверхности и тому подобного.

Процесс сгорания частиц твердого топлива можно разделить на несколько этапов: этап нагревания частиц, этап разделения летучего вещества и процесса сгорания и этап сгорания остатков кокса. Это позволяет находить временные зависимости между шагами и примерно рассчитывать время горения частиц природного топлива.. Нагрев частиц твердого топлива в печи происходит в основном за счет конвективного теплообмена между частицами

и потоком горячего газа, который подводится к пылевоздушной струе с помощью различных конструктивных мер [18].

В этом случае температура частиц изменяется со временем, в то время как температура потока постоянна, учитывается только конвективная составляющая теплообмена, и в поперечном сечении частицы отсутствует градиент температуры ( $Bi \ll 1$ ), который можно получить:

$$T_q = T_g - (T_g - T_{q0}) \cdot \exp\left(-\frac{6Nu \cdot \lambda_g}{c_q \cdot \rho_q \cdot \delta^2} \cdot \tau\right) \quad (3.15)$$

В формуле (3.15) скорость отставания частицы от потока газов учтена в критерии Nu. Общее время нагрева частиц (предположим, что гранулы сухие, потому что в процессе помола удалялась влага из топлива).

$$\tau_{Q/Q_{\max}} \leq 0,384 \cdot \frac{(c_q \cdot \rho_q \cdot \delta^2)}{\lambda_g \cdot Nu} \lg\left(1 - \frac{Q}{Q_{\max}}\right) \quad (3.16)$$

где  $\delta$  - размер частицы, м; удельная теплота Sch-частицы, кДж / кг · К;  $T_c$  - температура частицы, К;  $T_g$  - температура К дымового газа;  $T_{q0}$  - начальная температура частицы, К;

$$Nu = (\alpha \cdot \delta) / \lambda_g - \text{критерий Нусселя, для мелких частиц} \quad (3.17)$$

$Nu = 2$ ;  $Q / Q_{\max}$  - отношение воспринимаемого тепла частицы к максимально возможному теплу при данной температуре потока; Это соотношение может быть равно 0,95 для определения максимального времени нагрева частиц:

$$Q = \frac{(\pi \cdot \delta^3)}{6} \cdot \rho_q \cdot c_q \cdot (T_q - T_{q0}) \quad (3.18)$$

$$Q_{\max} = \frac{(\pi \cdot \delta^3)}{6} \cdot \rho_q \cdot c_q \cdot (T_g - T_{q0}) \quad (3.19)$$

3.3.1 Если начальная температура гранул составляет  $T_{q0} = 380$  К, время прогрева высушенных гранул экибастузского угля диаметром  $\delta = 12-4$  должно быть определено в потоке дымовых газов, имеющем температуру  $T_g = 1400$ К. Плотность частиц  $\rho_{ch} = 1300$  кг / м<sup>3</sup>.

Учитывая, что частицы малы, мы принимаем  $Nu = 2$ . Мы рассмотрим общее время, в течение которого гранулы нагреваются, чтобы довести газ до времени, необходимого для достижения 95% максимально возможного нагрева:  $Q / Q_{\max} = 0,95$ . Тогда удельная теплоемкость частицы согласно формуле

$$c_q = c_{q0} + 0,000209 \cdot T_q = 1,09 + 0,209 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(380 + 1400)}{2} = 1,276 \text{ кДж / кг}, \quad (3.20)$$

где  $c_{\text{ш}} = 1,09$  кДж/(кг · К)

$$\tau = -0,384 \cdot \frac{c_{\text{ш}} \cdot \rho_{\text{ш}} \cdot \delta^2}{\lambda_{\text{е}} \cdot Nu} \cdot \lg\left(1 - \frac{Q}{Q_{\text{max}}}\right) = -0,384 \cdot \frac{1,276 \cdot 1400 \cdot (10^{-4})^2}{0,486} \cdot \lg(1 - 0,95) =$$

$$= 0,918 \cdot 10^{-5} \quad \tau = 3,9 \cdot 10^{-2} \text{ с} \quad (3.21)$$

Таблица 3.2- Расчеты для различных размеров частиц.

Диаметр частицы Экибастузского угля, $\delta$ , м	Время прогрева, $\tau$ , с
0,0011	3,99
0,0009	2,67
0,0006	1,19
0,0002	0,13
0,00006	0,01

Следовательно, следует отметить, что для нагревания небольшой части топлива требуется в среднем от 0,01 до 0,83 секунды. Однако нагрев топлива с крупными частицами до летучих частиц воспламеняется меньше, чем влияние мелких частиц.

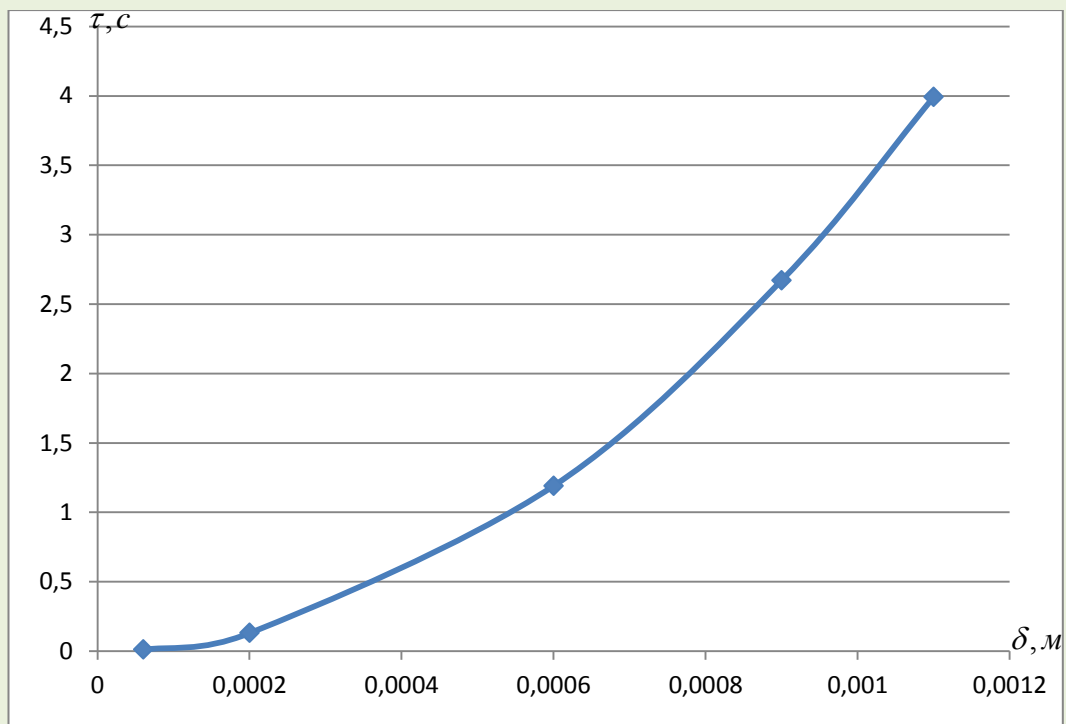


Рисунок 3.4 – Зависимость времени прогрева от размера частицы



3.3.2 При следующих условиях необходимо определить температуру экибастузских частиц угля, вводимых в поток дымовых газов, температура  $T_r = 1400$  К: начальная температура частиц  $T_{ч0} = 380$  К, время прогрева  $\tau_{Q/Q_{max}} = 3,9 \cdot 10^{-2}$  с, размер частицы  $\rho_ч = 1300$  кг/м<sup>3</sup>.

Примем,  $Nu=2$ . Таким образом,

$$T_ч = T_г - (T_г - T_{ч0}) \cdot \exp\left(-\frac{6 \cdot Nu \cdot \lambda_г \cdot \tau}{c_ч \cdot \rho_ч \cdot \delta^2}\right) = \quad (3.22)$$

$$= 1400 - (1400 - 380) \cdot \exp\left(-\frac{6 \cdot 2 \cdot 0,486}{1,276 \cdot 1300 \cdot (10^{-4})^2}\right) = 1400 \text{ К}$$

Значения температуры при различных размерах частицы даны в табл.3.3.

Таблица 3.3 – Значения температуры для различных размеров частиц.

Размеры частиц $\delta$ , м	Температура частицы $T$ , К
0,00006	1400
0,0002	1400
0,0006	1399,98
0,0009	1391,791
0,0011	1359,578

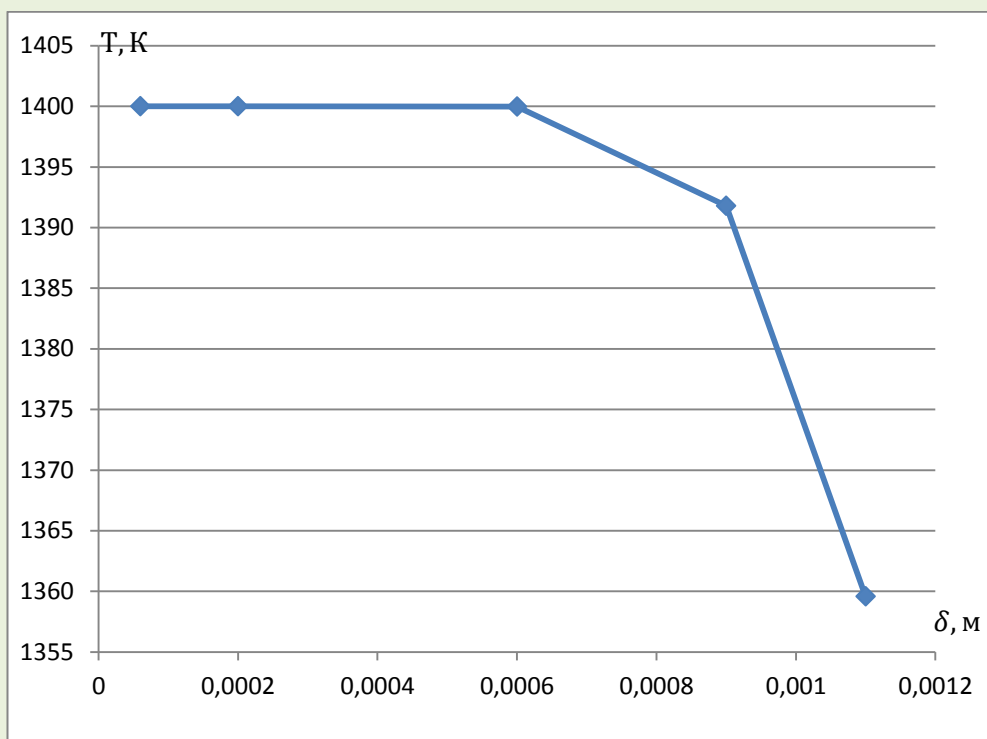


Рисунок 3.5- Зависимость температуры частицы от ее размера

Уточнение удельной теплоемкости частиц дает следующие значения температуры:  $T_{ч1}=1400$  К,  $T_{ч2}=1400$  К,  $T_{ч3}=1399$  К,  $T_{ч1}=1391$  К,  $T_{ч1}=1359$  К.

3.4 При рассмотрении различных компонентов уравнения теплового баланса котельного оборудования можно различить две потери в зависимости от топлива, способа сгорания, конструкции печи и ее обслуживания - это потери, вызванные неполным сгоранием в результате химического и механического воздействия. Механический недожог топлива подразделяется на три части: потери из-за отказа топлива в решетчатой печи, потери шлака и потери золы. Потери отказов, вызванные правильным построением сетки, обычно незначительны, и тепловое равновесие колеблется в диапазоне 0,5-2,0%. Потери шлака, особенно для золы, могут быть очень большими. Существует прямая связь между зольностью топлива и потерей шлака. Чем выше содержание золы, тем больше количество твердых частиц топлива в слое, и шлаковое покрытие не горит, что затрудняет доступ к воздуху. Как известно, в топливах с низким выходом летучести сгорание концентрируется в слое, где образуются высокие температуры, шлак плавится и часть топлива попадает в его массу. Если топливо сжигается с большим количеством летучих веществ, шлак затвердевает (гранулируется), а не прилипает к топливному блоку, и топливо уменьшается с потерей шлака из-за более низкой температуры в слое, сгоревшем в этом случае из-за испарения воздуха в пространстве сгорания[18]

Необходимо рассчитать механический недожог при сжигании пыли экибазстусского угля в топке с жидким шлакоудалением при тепловом напряжении топочного объема  $(B \cdot Q_H^P)/V_T=104,9$  кВт/м<sup>3</sup>; характеристиках помола  $R_{200}=1,2\%$ ;  $R_{90}=12\%$ . Коэффициент избытка воздуха  $\alpha=1,24$  теоретической температуре горения  $T_a=2150$  К, температура на выходе из топки  $T_T''=1352$  К. Теплотворная способность топлива  $Q_H^P=17,56$  МДж/кг. Влажность топлива  $W^P=5\%$ , зольность его  $A^P=38\%$ , содержание летучих в топливе,приходящейся на горячую массу  $V^r=30\%$ , количество воздуха,теоретически необходимое для сжигания 1 кг топлива при  $\alpha=1,24$   $V^o=4,694$  м<sup>3</sup>/кг.

Определим сначала выход летучих, приходящийся на рабочую массу:

$$V^P = V^e \cdot \frac{100 - (A^P + W^P)}{100} = 30 \cdot \frac{100 - (38 - 5)}{100} = 17,1 \quad \% \quad (3.22)$$

$$V_T = 0,788 + 3,715 + 0,7076 + (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 6,149 \text{ м}^3/\text{кг} \quad (3.23)$$

$$K^p = 1 - (W^p + A^p + V^p) / 100 = 1 - (5 + 38 + 17,1) / 100 = 0,399 \quad (3.24)$$

Принимая для топки с жидким шлакоудалением  $Z_m=0,2$ , определим при  $\theta_T'' = 1400 / 2150 = 0,63$  (3.25)

Среднюю температуру факела  $\theta_\phi \approx 0,78$ , т.е.  $T_\phi = 0,78 \cdot 2150 = 1677$  К.

Время пребывания пыли в топке:

$$\tau = \frac{Q_H^p}{(B \cdot Q_H^p / V_T) \cdot V_T \cdot (T_\phi / 273)} = \frac{17,56 \cdot 10^6}{(104,9) \cdot 10^3 \cdot 30, (1677 / 273)} = 4,54 \text{ с} \quad (3.26)$$

Определим параметр  $\beta$ , принимая  $\rho_k = 1630$  кг/м<sup>3</sup>, а давление в топке  $P = 1$  атм =  $9,81 \cdot 10^4$  Па:

$$\beta = \frac{1630 \cdot 5,99 \cdot 8,31 \cdot 10^3 \cdot 1677}{2 \cdot 22,4 \cdot 9,81 \cdot 10^4 \cdot 0,399} = 7,7 \cdot 10^4 \quad (3.27)$$

При  $T_\phi = 1677$  К константа скорости горения

$$\kappa_1 = 4,7 \cdot 10^4 \exp\left(\frac{134 \cdot 10^3}{8,31 \cdot 1677}\right) = 3,19 \text{ м/с} \quad (3.28)$$

Необходимо еще определить коэффициент диффузии кислорода в газах. Из-за приблизительного расчета выгорания факела изменение коэффициентом диффузии в зависимости от состава газа будем пренебрегать. Следующие коэффициенты взаимной диффузии используются при нормальных условиях ( $P_o = 9,81 \cdot 10^4$  Па и  $T_o = 273$  К):

$$D_{O, O_2-N_2} = 0,441 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}; \quad (3.29)$$

$$D_{O, O_2-CO_2} = 0,333 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}, \quad (3.30)$$

где  $n = 1,5 \div 2,5$ .

При температурах, соответствующих интервалу температур при горении, обычно берут  $n = 1,75$ . Давление в топке практически равно атмосферному. Тогда при температуре газов 1677 К

$$D_{0_2-N_2} = 0,184 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{1677}{273}\right)^{1,75} = 4,41 \cdot 10^{-4} \quad \text{м}^2/\text{с} \quad (3.31)$$

$$D_{0_2-CO_2} = 0,139 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{1677}{273}\right)^{1,75} = 3,33 \cdot 10^{-4} \quad \text{м}^2/\text{с} \quad (3.32)$$

Коэффициент диффузии кислорода в топочных газах определяется как

$$D_{0_2-\text{смесь}} = \frac{1-0,1}{\frac{0,11}{3,33 \cdot 10^{-4}} + \frac{0,79}{4,41 \cdot 10^{-4}}} = 4,24 \cdot 10^{-4} \quad \text{м}^2/\text{с} \quad (3.33)$$

Теперь находим значение комплекса  $\alpha_{D01} = \frac{\kappa_1}{(Nu_D \cdot D)} = \frac{(k_1 \cdot \delta_{01})}{(Nu_D \cdot D)}$ . Приняв для частиц неправильной формы  $Nu_D=2,1$ , получим:

$$\frac{(k_1 \cdot \delta_{01})}{(Nu_D \cdot D)} = \frac{3,19 \cdot 234 \cdot 10^{-6}}{2,1 \cdot 4,24 \cdot 10^{-4}} = 0,838 \quad (3.34)$$

Для использования номограмм при расчете необходим  $I_1$  необходимо определить параметр  $\alpha$ . В рассматриваемом случае:

$$\alpha = (1,24 - 1) \cdot \frac{4,694}{8,89} \cdot \frac{1}{0,399} \approx 0,264 \quad (3.35)$$

Находим значение комплекса  $\frac{(\kappa_1 \cdot \tau)}{(\beta \cdot \delta_{01})}$ :

$$I_2 = \frac{(\kappa_1 \cdot \tau)}{(\beta \cdot \delta_{01})} = \frac{(3,19 \cdot 4,54)}{(7,7 \cdot 10^4 \cdot 234 \cdot 10^{-6})} = 0,79 \quad (3.36)$$

Для определения  $I_1$  необходимо построить зависимость  $I_2 = \frac{(\kappa_1 \cdot \tau)}{(\beta \cdot \delta_{01})} = f\left(\frac{(k_1 \cdot \delta_{01})}{(Nu_D \cdot D)}\right)$  при  $n=1$ ;  $\alpha=0,26$  и разных  $I_1$ . Зададимся в первом приближении  $I_1=0,01$ . Тогда определим значения  $I_2$  для кинетической области при  $\left(\frac{(Nu_D \cdot D)}{(k_1 \cdot \delta_{01})}\right)=1$ . Они соответственно равны 0,7 и 1. Примем  $I_1=0,03$  из третьего приближения. Из выражения (34) находим:

$$q_4 = \frac{Q_K}{Q_H} \cdot I_1 \cdot K^p = 0,03 \cdot 0,399 \frac{33,913}{17,56} = 0,019 = 23 \% \quad (3.37)$$

Теперь необходимо оценить изменение твердости помола до конечного недожога  $q_4 = 2\%$  при изменении степени помола помола. Также необходимо оценить время и размер горячей пыли  $\delta_{01}$ , в которой сгорание многомолекулярного пламени будет происходить в средней зоне, т.е. при  $\left(\frac{(Nu_D \cdot D)}{(k_1 \cdot \delta_{01})}\right) = 1$ . Изменение  $Nu_D$  при изменении  $\delta_{01}$  пренебрегаю.

Горению пыли в промежуточной области при  $\left(\frac{(Nu_D \cdot D)}{(k_1 \cdot \delta_{01})}\right) = 1$  отвечает условие  $\left(\frac{(k_1 \cdot \delta_{01})}{(Nu_D \cdot D)}\right) = 1$ . Отсюда

$$\delta_{01} = \left(\frac{(Nu_D \cdot D)}{k_1}\right) = (2,1 \cdot 4,24 \cdot 10^{-4}) / 3,19 = 2,79 \cdot 10^{-4} \text{ м} \quad (3.38)$$

При известных  $I_1 = 0,03$  и  $\alpha = 0,33$  получается, что  $I_2 = 0,6$ . Отсюда находим время выгорания пыли:

$$\tau = \frac{(I_2 \cdot \beta \cdot \delta_{01})}{\kappa_1} = \frac{0,6 \cdot 8,7 \cdot 10^4 \cdot 433 \cdot 10^{-6}}{3,19} = 9,45 \text{ с} \quad (3.39)$$

При изменении размера  $\delta_{01}$  (тонины помола) меняется величина  $\left(\frac{(k_1 \cdot \delta_{01})}{(Nu_D \cdot D)}\right)$  и, следовательно, величина  $\frac{(\kappa_1 \cdot \tau)}{(\beta \cdot \delta_{01})}$ . Проведенные расчеты показывают, что при постоянном показателе полидисперсности  $n$  и механическом недожоге  $q_4$  время выгорания факела существенно возрастает с ростом  $\delta_{01}$  [16].

## Выводы

Таким образом был проанализирован процесс сжигания экибазстусского угля в котле БКЗ-160-100 Ф на АлЭС ТЭЦ-3. Важным моментом является то, что на основе этих расчетов программа создается в MS Excel и программа приемлема для других видов угля с другими характеристиками, для которых вам нужно только установить начальные параметры. Проведен вычислительный эксперимент с изменением диаметры тонины помола,



построены зависимости коэффициента диффузионного обмена от размера частицы, уставлено зависимость времени прогрева частицы от ее диаметра, а также выход летучих в зависимости от характеристик экибастузского угля. Интерфейс программы по исследованию процесса горения пылевидного твердого топлива показана на приложении А.

## Глава 4 Экономическая часть

Устойчивое развитие энергетического комплекса Казахстана и способность обеспечить стабильность являются одними из ключевых задач республики. От этого зависит эффективное удовлетворение внутренних потребностей населения и предприятий, а также дальнейшее устойчивое развитие национальной экономики и расширение возможностей экспорта электроэнергии.

Анализ текущего состояния отрасли показывает, что необходимо максимально использовать существующий потенциал развития электроэнергетики, а также решить проблему снижения износа электростанций и сетевого оборудования, а также повысить привлекательность инвестиций в отрасль.

В казахстанской сети 0,4-220 кВ распределении электроэнергии участвуют 21 региональная энергетическая компания и более 109 малых энергопередающих организаций. При этом большая часть малых энергопередающих организаций осуществляют свою деятельность без государственного регулирования.

В Казахстане ведется интенсивная работа по модернизации энергосистемы страны. Поскольку около 20% существующих мощностей по производству электроэнергии в Казахстане были введены в эксплуатацию до 1970-х годов, у страны есть возможность (что представляется разумным с практической и экономической точки зрения) от широкого использования угля (его доля составляет около 70%) топлива для топливных электростанций - это более диверсифицированная схема, основанная на более широком использовании природного газа, возобновляемых источников энергии и ядерной энергии.

В рамках своей работы по совершенствованию модели рынка электроэнергии Правительство Республики Казахстан приняло постановление «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса в Республике Казахстан до 2030 года» в июне 2014 года.

Данная дипломная работа посвящена изучению математического моделирования процесса горения твердого топлива. В качестве объекта была выбрана станция АТЭЦ-3. Исследования, полученные по этой теме имеют теоретическое и практическое значение. Целью экономической части является расчет себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии на АТЭЦ-3.

Для дальнейшей работы были взяты достоверные данные по выбранной станции. Приложение Б.

## 4.1 Определение себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от ТЭЦ

В качестве исходных данных для расчета даются годовые объемы выработки электрической тепловой энергии и удельные расходы условного топлива на выработку 1 кВтч электрической энергии и 1 Гкал тепловой энергии, вид топлива, его теплотворная способность (ккал/кг для), цена топлива (тенге/тнт для угля), расстояние транспортировки твердого топлива от месторождения до станции. Необходимые данные для расчета приведены в табл.4.1

Таблица 4.1- Исходные данные по АТЭЦ-3

$\mathcal{E}_e$ , млн. кВтч	$Q_e$ , тыс.Гкал	Топливо	$Q_p$ ,ккал /кг	$C_m$ ,тенге/тнт	R, км
1190	115	уголь	4200	3800	1338

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч принять в размере 260-280 гут/кВтч; а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии – 200-210 кгут/Гкал.

Стоимость перевозки твердого топлива составляет 1,0-1,2 тг/т-км.

## 4.2 Определение эксплуатационных издержек

### 4.2.1 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

Во время работы электростанции часть произведенной энергии используется для собственных нужд станции. Это энергопотребление зависит от типа оборудования и его удельной мощности, типа используемого топлива, технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования, а также от надлежащего соблюдения технической и финансовой политики станции. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик – от 6 до 16%.

В расчетах принимаем расход электроэнергии на собственные нужды в размере 7-9% ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 0,5-1% ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_e \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{млн.кВтч}, \quad (4.1)$$

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_e \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 1190 \cdot (1 - 0,08) = 1094 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{om} = Q_6 \cdot (1 - Q_{cn}), \text{ тыс. Гкал}, \quad (4.2)$$

$$Q_{om} = Q_6 \cdot (1 - Q_{cn}) = 115 \cdot (1 - 0,05) = 109,25 \text{ тыс. Гкал.}$$

#### 4.2.2 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяется по формулам:

$$B_э = Э_6 \cdot b_э, \text{ тыс. тунт}, \quad (4.3)$$

$$B_э = Э_6 \cdot b_э = 1190 \cdot 260 / 1000 = 309,4 \text{ тыс. тунт};$$

$$B_m = Q_6 \cdot b_T, \text{ тыс. тунт}, \quad (4.4)$$

$$B_m = Q_6 \cdot b_T = 115 \cdot 200 / 1000 = 23 \text{ тыс. тунт.}$$

Итого расход топлива ТЭЦ составляет:

$$B_y = B_э + B_m, \text{ тыс. тунт}, \quad (4.5)$$

$$B_y = B_э + B_m = 309,4 + 23 = 332,4 \text{ тыс. тунт.}$$

Поскольку расходы на оплату топлива и его транспортировку осуществляются на натуральном топливе, полученная величина расхода топлива должна быть переведена в натуральное топливо.

Для перевода количества израсходованного топлива из натуральных единиц измерения в тонны условного топлива необходимо использовать коэффициенты для перевода натурального топлива в условное:  $B_y$  — количество израсходованного котельно-печного топлива в натуральных единицах измерения;  $K_n$  — коэффициент для перевода натурального топлива в условное. Коэффициент для перевода натурального топлива в условное для каждого вида топлива определяется как отношение низшей теплоты сгорания рабочего состояния топлива к теплоте сгорания 1 кг условного топлива, то есть 7000 ккал/кг:

$$K_n = \frac{Q_p}{7000} = \frac{4200}{7000} = 0,6 \quad (4.6)$$

$$B_n = B_y : K_n, \text{ тыс. тнт}, \quad (4.7)$$

$$B_n = B_y : K_n = 332,4 \cdot 1000 / 0,6 = 554 \text{ тыс. тнт.}$$

Затраты на транспорт 1 тнт ( $C_{mp}$ ) твердого топлива определяются:

$$C_{mp} = R \cdot (1.8 - 2.0), \text{тенге/тнт}, \quad (4.8)$$

$$C_{mp} = 1338 \cdot 1,9 = 2542 \text{ тенге/тнт.}$$

Составляющая затрат на топливо определяется:

$$I_m = B_n \cdot (C_m + C_{mp}), \text{млн.тенге}, \quad (4.9)$$

$$I_m = B_n \cdot (C_m + C_{mp}) = 554\,000/100000 \cdot (3800 + 2542) = 3513,4 \text{ млн. тенге.}$$

#### 4.2.3 Расчет затрат на воду

Вода из ТЭЦ используется для охлаждения пара в конденсаторе турбины, для дополнения системы отопления, охлаждения генератора и трансформатора и удаления золы и воды. В зависимости от системы водоснабжения станции, зависит и величина затрат на воду. В последнее время стоимость теплоэлектростанции для воды значительно возросла, и в некоторых случаях она может достигать значения 1,4-1,6 тенге за кВт.

Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение можно принять:

$$I_B = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot (0,4 - 1,4) \text{ млн.тг}, \quad (4.10)$$

$$I_B = \mathcal{E}_{\text{выр}} \cdot (0,4 - 1,4) = 1190 \cdot 0,7 = 833 \text{ млн. тенге.}$$

#### 4.2.4 Расчет затрат на заработную плату

Чтобы определить стоимость заработной платы ТЭЦ, занятой персоналом промышленного производства (ППП), используемой при производстве и обслуживании, необходимо знать количество. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административно-управленческий персонал. Это количество зависит главным образом от мощности устройства и количества основного силового оборудования, типа используемого топлива, метода технического обслуживания и требований к окружающей среде.

На основании литературных данных и фактических данных о количестве работников на определенных станциях в Казахстане, можно рекомендовать среднее значение следующих соотношений работников. ( $K_{ш}$ ):

для ТЭЦ, установленной мощностью более 500 МВт – 1,3 – 1,5 чел./МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,6 – 1,8 чел./МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величина  $K_{ин}$  уменьшается на 15-20%.

Численность персонала станции определяется:

$$ЧП = K_{ин} \cdot N_y, \text{ чел.}, \quad (4.11)$$

$$ЧП = K_{ин} \cdot N_y = 1,3 \cdot 173 = 225 \text{ человек.}$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{зпо}$ ), включает заработную плату работников, занятых в технологическом процессе производства энергии, включая выплаты, связанные с рабочим временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии рабочим из фонда заработной платы, доплата за работу праздничные дни и ночное время и др.),

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпд}$ ) включая платы за нерабочее время (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.),

- начисления на заработную плату ( $I_{зпн}$ ) включает социальные налоговые льготы и накопленные пенсионные фонды.

Формула для определения суммарного фонда заработной платы, будет следующей:

$$I_{зп} = I_{зпо} + I_{зпн}, \text{ млн. тенге}, \quad (4.12)$$

$$I_{зпо} = 225 \cdot 1,3 = 293 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{зпд} = 0,1 \cdot 225 = 22,5 \text{ млн. тенге};$$

$$I_{зп} = 293 + 22,5 = 315,5 \text{ млн. тенге.}$$

Среднегодовая основная зарплата  $I_{зпо}$  составляет 1,2-1,5 млн. тенге на одного работника. Величина  $I_{зпд}$  берется в размере 10-15% от значения  $I_{зпо}$ .

### 4.3 Определение капитальных вложений на строительство ТЭЦ

Для строительства и эксплуатации ТЭЦ необходимы денежные средства. Для строительства станции капитальные вложения используются в качестве основного производственного актива, и он необходим для управления оборотным капиталом. Основные фонды есть средства труда, которые неоднократно участвуют в производственном процессе, сохраняя при этом свою натурально-вещественную форму, выполняют одну и ту же функцию в



течение нескольких производственных циклов и переносят свою стоимость на произведенную продукцию постепенно по частями в виде амортизационных отчислений.

В современной экономике наиболее часто используется термин «инвестиции». Инвестиции - это вложения в капитал как деньги и в реальный капитал. Изменения в капитале и оборотных средствах для дублирования основных средств называются капитальными вложениями. Это понятие инвестиций более широко трактует термин капитальные вложения и не имеет ограничений по месту и форме их вложений.

Основными видами инвестиций являются:

- капитальные вложения в виде вложения финансовых и материально-технических ресурсов в воспроизводство основных фондов, новом строительстве, расширении, технологической трансформации и обслуживании существующего производства,

- вложение средств в создание материально-технических запасов,

- финансовые средства в форме акций, облигаций и других ценных бумаг, а также затраты на приобретение банковских депозитов, финансовых активов (документы, подтверждающие права их владельца на часть собственности и прибыли предприятия, выпускавшего эти документы, ценные бумаги, акции, облигации).

Можно видеть, что термины инвестиции, капитальные вложения и основные производственные активы имеют много общего, почти синоним, но они также имеют экономические различия. В большинстве литературы по экономике энергетической продукции термин «основные производственные активы» чаще всего используется при определении стоимости энергетических продуктов, в то время как многие авторы соблюдают термины «капитальные вложения» или «инвестиции».

По составу природного материала все основные производственные активы подразделяются на следующие группы в зависимости от цели производственного процесса и срока службы:

- здания, сооружения, цеха, туннели,
- передаточные устройства (нефте-газо-водопроводы, ЛЭП),
- машины и оборудование (трактора, электрооборудование),
- транспортные средства (автотранспорт, ж/д, авиатранспорт, речной),
- производственный и хозяйственный инвентарь,
- земельные ресурсы (при наличии их стоимостной оценки), находящиеся в собственности предприятий, и прочие основные фонды.

Эти компоненты основных производственных фондов являются типичными источниками энергии.

В электроэнергетике так называемые удельные капитальные вложения

стали обычным явлением при определении стоимости электростанции любого типа. При проведении предварительных расчетов для определения стоимости основных производственных фондов (капитальных вложений) в странах СНГ и за рубежом, широко используются данные проектов по строительству электростанций аналогичного типа. На основе данных проектно-сметной документации, вся величина капитальных вложений в строительство электростанции делится на ее установленную мощность и получают показатель удельных капитальных вложений  $K_{уд}$ . Его величина, даже для станций одного типа, находится в широких пределах в зависимости от мощности блоков, их количества, вида используемого топлива и экологических требований. Исходя из конкретных капиталовложений, весьма вероятно, что затраты на электроэнергию и отопление предлагаемой станции будут ориентированы на будущее и экономически сопоставимы с другими вариантами энергоснабжения в регионе.

В настоящее время из-за нестабильности курсов валют трудно рекомендовать точную стоимость конкретных капиталовложений для электростанции. Увеличение курса со 185 до 385 тенге за доллар США и последующее снижение до 380 тенге не означает, что стоимость производства всех видов энергетического оборудования, металла, цемента и т. д. произошла пропорционально курсу валют, тем более что много оборудования производится за пределами Казахстана.

В расчетах можно принимать величину  $K_{уд}$  для ТЭЦ мощностью 100 МВт в пределах 1000 \$/кВт, для ТЭЦ 600 МВт – 1500 \$/кВт установленной мощности. Для станций, лежащих в этом диапазоне мощностей,  $K_{уд}$  принимать в соответствующей пропорции. Стоимость доллара США принимать из расчета нынешнего курса – 380 тенге.

Капитальные вложения в строительство новой ТЭЦ будут составлять:

$$K = K_{уд} \cdot N_y, \text{ млн. тенге} \quad (4.13)$$

$$K_{уд} = 1540 \text{ $/кВт} = 585,200 \text{ тыс. тенге/кВт},$$

$$K = 585200 \cdot 175 = 102\,410 \text{ млн. тенге}.$$

Известно, полная стоимость основных производственных фондов не может быть немедленно перенесена в расчет себестоимости энергетических продуктов, но стоимость производства постепенно переносится в себестоимость в форме амортизации.

Амортизационные отчисления представляют собой денежное возмещение физического и морального износа оборудования и расходуются на проведение капитального ремонта и приобретение нового оборудования,

взамен изношенного (реновация). На каждый вид оборудования установлены свои нормы амортизации. Так, например, здания – 1,0-1,2%; подъездные и железнодорожные пути и резервуары для хранения жидкого топлива – 4,0-6,6%; ЛЭП – 2,0-2,8%; кабельные линии -3,0%; трубопроводы тепловых сетей – 4,0%; котельные установки и водогрейные котлы – 4,0-5,5%; силовое оборудование и распределительные устройства - 5,6-6,5; автомобили -9,0-20,0%. Нормы амортизации определяются и контролируются государством.

Для комплексных расчетов коэффициент амортизации всей станции может быть определен на основе структуры основных производственных фондов и соответствующей нормы амортизации. Просуммировав все величины амортизационных отчислений по видам производственных фондов и соотнеся их с величиной капитальных вложений на станцию можно получить ориентировочное значение величины амортизации в целом по станции.

Расчеты показывают, что в зависимости от типа станций, мощности единичных блоков и станции в целом, вида потребляемого топлива, норма амортизации в среднем по станции может находиться в пределах 4,0-5,0%. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимать в размере 4,5% от величины К:

$$I_{ao} = 0,045 \cdot K, \text{ млн. тенге,} \quad (4.14)$$

$$I_{ao} = 0,045 \cdot 102\,410 = 4609 \text{ млн. тенге.}$$

Итоговая стоимость амортизации (доля основных производственных фондов в производственном процессе) будет включена в общие эксплуатационные расходы станции.

#### **4.5 Расчет затрат на проведение текущего ремонта**

Помимо затрат на текущий ремонт производственного оборудования, эта часть затрат также включает затраты на технический осмотр и техническое обслуживание оборудования в работе (обтирочные и смазочные материалы) и определяется как:

$$I_{тр} = 0,15 \cdot I_{ao}, \text{ млн. тенге,} \quad (4.15)$$

$$I_{тр} = 0,15 \cdot 4609 = 691,3 \text{ млн. тенге.}$$

#### **4.6 Расчет платы за выбросы**

Количество выплачиваемых выбросов вредных веществ зависит от количества выбросов, которое, в свою очередь, зависит от типа сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы). В нашем случае этот компонент

лучше по сравнению с существующими сайтами по аналогии. Установлено, что при сжигании экибастузского угля, величина платы за выбросы находится в пределах 200-250 тенге за тнт, следовательно:

$$I_{\text{выб}} = (200-250) \cdot V_{\text{тнт}}, \text{ млн. тенге}, \quad (4.16)$$

$$I_{\text{выб}} = 230 \cdot 554\,000 = 127,42 \text{ млн. тенге.}$$

#### 4.6 Общестанционные и цеховые расходы

Эта составляющая предусматривает затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда), отчисления на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненных расчетов можно пользоваться формулой:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{тр}}), \text{ млн.тенге}, \quad (4.17)$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (4609 + 315,5 + 691,3) = 1123,16 \text{ млн.тенге.}$$

#### 4.7 Расчет себестоимости отпуска энергии

Известно, что если на ГЭС и КЭС вырабатывается один вид энергии – электрическая, и все затраты станции относятся на нее, то на ТЭЦ вырабатывается как электрическая, так и тепловая энергия. В этом случае очень важно провести разнесение общих затрат станции на тепловую и электрическую энергию, потому, что от этого зависит себестоимость выработки тепловой и электрической энергии, а, следовательно, и экономическая эффективность работы ТЭЦ по сравнению с отдельным производством электрической и тепловой энергии.

В ТЭЦ есть много способов разделить затраты между тепловой энергией и электрической энергией.. Наиболее известные методы – физический, нормативный, энергетический (введен в России с 01.02.1996г.), ОРГРЭС, эксергетический. Конечно, у каждого аспекта есть своя сторона и противники.

В Казахстане наиболее широко используемым является физический метод (энергосберегающий эффект использования комбинации электрической и тепловой энергии связан с электрической энергией)

При выполнении данной дипломной работы используем разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии на основе

физического метода с помощью коэффициента:  $K_p = \frac{B_{\text{э}}}{B_y}$ , который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  – показывает

Следует разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 4.2.

$$K_p = 309,4/332,4=0,93;$$

$$1 - K_p = 1-0,93 = 0,07.$$

Таблица 4.2 – Суммарные эксплуатационные издержки (составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии)

Составляющие затрат	И <sub>всего</sub> , млн. тг	И <sub>э/э</sub> , млн. тг	И <sub>т/э</sub> , млн. тг
Топливо, И <sub>т</sub>	3513,4	3267,462	245,938
Вода, И <sub>в</sub>	830,2	772,086	58,114
Фонд заработной платы, И <sub>зп</sub>	315,5	293,4	22,085
Амортизационные отчисления, И <sub>ао</sub>	4609	4286,37	322,63
Ремонт, И <sub>р</sub>	691,3	642,9	48,391
Общестанционные, И <sub>об</sub>	1123,16	1044,53	78,62
Плата за выбросы, И <sub>выб</sub>	127,42	118,5	8,91
Итого затрат $\sum I$	11209,98	10425,248	784,668

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_m + I_v + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_p + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{\mathcal{E}_{\text{от}}} = \frac{10425,248}{1094} = 9,52 \text{ тг/кВт} \quad (4.18)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_m = \frac{I_m + I_e + I_{zn} + I_{ao} + I_p + I_{об} + I_{выб}}{Q_{от}} = \frac{784668}{109,25} = 7182,3 \text{ тг/кал} \quad (4.19)$$

### **Выводы**

Были сделаны расчеты для нахождения себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от АТЭЦ-3. С помощью данных посчитаны издержки во всей станции, в том числе: на топливо-3513,4млн.тг, на воду-830,2 млн.тг, на фонд заработной платы-315,5, на амортизационные отчисления-4609 млн.тг, на ремонт-691,3млн,общестанционные издержки-1123,16 и плата за выбросы-127,42 млн.тг. Здесь мы видим что самый большой расход составляет издержки на топливо, то есть если мы рассчитаем эффективный метод использования пылевидного твердого топлива, то можно будет снизить эти расходы. Благодаря этим данным была рассчитана себестоимость отпуска электрической энергии получилось 9,52 тенге/кВт, а себестоимость тепловой энергии получилось 7182,3 тенге/Гкал.



## Глава 5 Безопасность жизнедеятельности

### 5.1 Очистка уходящих продуктов сгорания котельных установок

В связи с широким использованием твердых топлив на ТЭС и повышением требований к охране окружающей среды все большее значение приобретают вопросы золоулавливания. Очистка дымовых газов способствует снижению выбросов золы в атмосферу и одновременно приводит к повышению надежности эксплуатации рабочих колес дымососов, особенно осевых. [6]

Уходящие продукты сгорания (газы) сжигаемого на ТЭС органического топлива содержат летучую золу, частицы несгоревшего пылевидного топлива, сернистый и серный ангидрид ( $SO_2$  и  $SO_3$ ), оксиды азота, соединения ванадия, соли натрия, кокс, частицы сажи и газообразные продукты неполного сгорания, оказывающие при определенных концентрациях вредное влияние на человеческий организм и растительный мир. Летучая зола вызывает также износ газоходов и дымососов, а  $SO_2$ -коррозию металла.

Строительство электростанций производится с соблюдением требований по предельно допустимым концентрациям вредных выбросов (на уровне 1,5 м от поверхности земли), выделяющихся из уходящих продуктов сгорания и загрязняющих атмосферу.

На ТЭС сооружают дымовые трубы, позволяющие рассеивать уходящие газы и снижать локальные твердое топливо, дополнительно устанавливают золоуловители для очистки дымовых газов от летучей золы.

Проблема улавливания из продуктов сгорания летучей золы в настоящее время в основном решена. В качестве золоуловителей применяют сухие и мокрые инерционные аппараты (батареи циклонов, мокрые инерционные золоуловитель) и электрофильтры, а также комбинированные золоулавливающие установки. Основным показателем работы золоуловителя является степень очистки газов или коэффициент золоулавливания  $\eta_{з.у.}$  (отношение массы уловленных частиц золы к массе золы в газах на входе в золоуловитель).

Надежность и эффективность работы систем газоочистки зависят от физико-химических свойств частиц, подлежащих улавливанию, и от основных параметров пылегазовых потоков.

В технике пыле- и золоулавливания принято различать истинную, кажущуюся и насыпную плотность твердых частиц. *Истинная плотность* твердой частицы определяется как отношение массы ее вещества к занимаемому ею объему за вычетом объема пор и газовых включений, которые может иметь частица. *Кажущаяся плотность* углеродных материалов-это

отношение массы образца к его объему, включая поры. Так как кажущаяся плотность выражает среднюю величину относительно всего объема тела, ее иногда называют средней плотностью или объемной массой. *Насыпная плотность* углеродных материалов-это отношение массы материала к определенному его объему при нормированном уплотнении. Она является важной физической и технологической характеристикой.

*Золой* при определении характеристик топлива считается остаток, получающийся при прокаливании до постоянной массы навески топлива в присутствии кислорода при 800 °С.Что касается, экибастузского угля, то характеристики приведены в табл.5.1

Таблица 5.1- Характеристика экибастузского угля

Состав угля	Значения
Экибастузский ИСС Высокозольный с относительно высоким содержанием примесей	более 40%
Общая влага в рабочем состоянии топлива, $W_p$	6,5%
Влага гигроскопическая, $W_g$	4%
Зольность в сухом состоянии топлива, $A_d$	36,9%
Сера общая в сухом состоянии топлива, $S_d$	0,7%
Летучие вещества в сухом беззольном состоянии топлива $V_{daf}$	25%
Низшая теплота сгорания в рабочем состоянии топлива, $Q_p$	17,56 МДж/кг
Сера колчеданная в сухом беззольном состоянии топлива, $S_{dafp}$	0,4%
Углерод в сухом беззольном состоянии топлива, $C_{daf}$	44,8%
Водород в сухом беззольном состоянии топлива, $H_{daf}$	3%
Азот в сухом беззольном состоянии топлива, $N_{daf}$	0,8%
Кислород (по разности) в сухом беззольном состоянии топлива, $O_{dfd}$	7,3%

*Дисперсный состав золы* зависит как от природы топлива, так и от технологических процессов пылеприготовления и пыле сжигания. Топлива, содержащие примеси трудно размалываемой породы, образуют в результате размола и сжигания более крупнодисперсную летучую золу, чем топлива, месторождениям которых сопутствуют глинистые породы. Малозольные топлива, как правило, имеют более мелкодисперсную золу, чем многозольные.

*Процентное содержание золы* в топливе обозначают  $A^p$ , если за исходную массу навески принимается масса рабочего топлива, и  $A^c$ , если зольность относят к сухой массе топлива [5]

Связь между этими величинами устанавливается соотношением:

$$A^p = \frac{(A^c \cdot (100 - W^p))}{100} \quad (5.1)$$

где  $W^p$  - влажность рабочего топлива, %.

Для сравнительной оценки количества золы, получающейся при сжигании различных видов топлива с целью получения одного и того же количества теплоты, пользуются приведенной зольностью  $A^{пр}$ , % · МДж/кг,

$$A^{пр} = A^p / Q^p_{н} \quad (5.2)$$

где  $Q^p_{н}$  - низшая теплота сгорания рабочего топлива, МДж/кг.

В зависимости от содержания летучих веществ в топливе, тонкости его размола и режима горения вместе с летучей золой из топки уносится различное количество не полностью сгоревших частиц топлива изменивших состав и форму под действием высокой температуры

## 5.2 Анализ условий труда в котельном цехе АТЭЦ – 3

Все ТЭЦ относятся к разряду опасных и вредных производств. *Опасным производственным фактором* называется такой производственный фактор, воздействие которого приводит к травме или к другому внезапному, резкому ухудшению здоровья. *Вредным производственным фактором* называется такой производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводит к заболеванию работающего или снижению трудоспособности. Примерами опасных факторов могут служить открытые токоведущие части оборудования, движущиеся детали машин и механизмов, раскаленные тела, наличие емкостей со сжатыми или вредными веществами и т.п. Примерами вредных факторов являются вредные примеси в воздухе,

неблагоприятные метеорологические условия, лучистая теплота, недостаточное освещение, вибрации, шум, ионизирующие и лазерные излучения и т.д. [6]

Вредные примеси в воздухе котельного цеха это непосредственно оксиды углерода, азота, серы и угольная пыль.

Оксид углерода (II) – высоко токсичное вещество. Уже при концентрации CO в воздухе порядка 0,01 - 0,02 % при вдыхании в течение нескольких часов возможно отравление, а концентрация 2,4 мг/м<sup>3</sup> через 30 минут приводит к обморочному состоянию. Оксид углерода вступает в реакцию с гемоглобином крови, наступает кислородное голодание, поражающее кору головного мозга и вызывающее расстройство высшей нервной деятельности.

Оксид азота (IV) – общий характер действия на работников цеха зависит от содержания в газовых смесях различных оксидов азота. При контакте с влажной поверхностью легких образуется азотная и азотистая кислоты, что приводит к отеку легких и сложным рефлекторным расстройствам. Действуя на кровеносную систему, приводит к кислородной недостаточности, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Даже при небольших концентрациях от 5 мг/м<sup>3</sup> до ПДК, при постоянном воздействии снижается иммуноустойчивость.

Оксид серы (IV) – оказывает многостороннее общетоксичное действие, вызывает острые и хронические отравления. Вызывает расстройство сердечно-сосудистой системы, легочно-сердечную недостаточность, нарушает деятельность почек. Общетоксическое действие SO<sub>2</sub> связано с нарушением иммунного статуса организма с понижением сопротивляемости инфекции. Наибольшую опасность представляет мелкодисперсная пыль. Такая пыль в отличие от крупнодисперсной практически не оседает в воздухе производственных помещений, находится во взвешенном состоянии и легко проникает в легкие. При высокой дисперсности пыль отличается повышенной химической активностью из-за большой поверхности. Так, в угольной пыли содержится 90% частиц размером менее 5 мкм, что делает ее особо вредной для организма человека. Действие вредных веществ в условиях высоких температур, шума и вибраций значительно усугубляется. Так, при высокой температуре воздуха расширяются сосуды кожи, усиливается потоотделение, учащается дыхание, что ускоряет проникновение вредных веществ в организм. Пыль, образующаяся в котельном цехе, может быть причиной заболевания пневмокониозом [7]

Для поддержания нормальных условий труда в котельном цехе разработан ряд следующих мер. На щитах управления, в залах вычислительной техники, кабинах, пультах и постах управлением технологическими

процессами поддерживается температура воздуха 22-24 °С, относительная влажность 60-40 % и скорость движения ветра не более 0,1 м/с в соответствии с санитарными нормами микроклимата в производственных помещениях СН № 4083-86. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины микроклимата не представляется возможным установить из-за технической недостижимости предусмотрены мероприятия по защите работающих от возможного перегрева: система местного кондиционирования, воздушное душирование, средства индивидуальной защиты.

На ТЭЦ размещается большое количество оборудования, эксплуатация которого связана со значительным шумоизлучением. В здании котельного цеха находятся следующие источники шума: генераторы, котлы, углеразмольные устройства и тягодутьевые машины, насосы, паропроводы. Установлены допустимые уровни шума (20) на рабочих местах и на территории предприятия, которые не должны превышать 85дБ. Для выполнения санитарных норм по уровням шума на ТЭЦ предусмотрены следующие мероприятия.

К опасным факторам в котельном цехе относятся сосуды под давлением. Безопасность эксплуатации систем, работающих под давлением, обеспечивается соблюдением «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением», утвержденных утвержденных приказом[18]

Для обеспечения безопасности при эксплуатации сосуды в зависимости от их назначения оснащаются: предохранительными клапанами, запорной или запорно-регулирующей арматурой, приборами для измерения давления, приборами для измерения температуры, указателями уровня жидкости. Применению защиты от недопустимого повышения давления рабочей среды на ТЭЦ подлежат: пароводяной и газовый тракт котлов, паровые пространства теплообменников, трубопроводы, насосы, расширительные баки. В качестве предохранительных устройств применяются: пружинные предохранительные клапаны, рычажные – грузовые предохранительные клапаны, импульсные предохранительные устройства, предохранительные устройства с разрушающимися мембранами.

Каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/ч снабжен не менее чем двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным. Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котел, должна быть не менее часовой производительности котлов.

### 5.3 Влияние АТЭЦ-3 на экологическую обстановку района

Алматинская ТЭЦ-3 расположена в пригороде и является одним из основных источников централизованного теплоснабжения промышленности и жилищно-коммунального сектора находящегося рядом.

Оборудование, установленное на АТЭЦ-3, находится в эксплуатации более 40 лет. Весь объём в годовом балансе топлива – 100% составляют экологически "грязные" виды топлива: уголь и мазут. Котлы ТЭЦ оборудованы системами золоочистки, эксплуатационная эффективность которых до 2010 года в среднем по станции составляла 96,0%. Газоочистка по другим вредным веществам не производится. Высота дымовых труб для отвода газов не превышает 100 м.

Дымовая труба №1 АТЭЦ-3 построена высотой 60 м с учётом обеспечения работы двух котлов БКЗ 160-100. В настоящий момент на дымовую трубу №1 работает только один котёл. Дымовая труба №2 была построена для обеспечения работы пяти котлов №2 - 6, монтажная высота дымовой трубы составляет 100 м. От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ[7]

1. Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_{\Sigma} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 3946,84 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 3,44 \text{ мг/м}^3, \quad (5.3)$$

$$M_{\Sigma} = M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_x} = 1489 + 5,88 \cdot 418 = 3946,84 \text{ г/с} \quad (5.4)$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 2105 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,834 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 1489 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,19 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 418 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,364 \text{ мг/м}^3.$$

Полученные значения максимальных приземных концентраций, значительно превышают допустимые нормы.

2. Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ:



$$\chi_m = d \cdot \frac{5-F}{4} \cdot H = 21,52 \cdot \frac{5-2}{4} \cdot 100 = 1614 м, \quad (5.5)$$

$$\text{где } d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,9} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,68}) = 21,52 м \quad (5.6)$$

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 5,7}{100 \cdot 100 \cdot 85} = 2,68$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_T \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{510,895 \cdot 85}{100}} = 4,9. \quad (5.7)$$

Для того чтобы снизить концентрации вредных выбросов, применяется безмазутный розжиг котельного агрегата и использование плазменной технологии сжигания.

#### 5.4 Влияние технологии плазменного сжигания углей на выбросы

Рассматриваемая технология плазменного сжигания угольной пыли при помощи СВЧ-плазмотронов дает ряд преимуществ для экологического баланса станции. Использование плазменно-топливных систем на тепловых электростанциях снижает механический недожог на 40-50%, образование оксидов азота - на 50-60%, при этом выход диоксида углерода может быть снижен на 1-2%. Отсутствие ванадия в процессе полностью исключает образование  $V_2 O_5$ . А также при плазменной газификации в газообразных продуктах отсутствуют смолы, фенолы и углеводороды, загрязняющие продукты обычной газификации угля. При переработке твердых топлив в плазме водяного пара газообразные продукты состоят более чем на 95 % из CO и  $H_2$ , причем объемное содержание водорода выше содержания оксида углерода

1. *Снижение механического недожога  $q_4$ .* При применении СВЧ-плазмотронов твердое топливо выгорает на 100 %. Плазменная технология сжигания характеризуется образованием радикалов и ионов при диссоциации плазмообразующего газа, что обуславливает высокую скорость протекания физико-химических процессов при высокой концентрации энергии в единице объема. При контакте потока «холодной» аэросмеси ( $T_a=350-400$  K) с плазменным потоком одновременно нагреваются угольные частицы и воздух. При этом угольные частицы размером до 250 мкм при темпах нагрева  $10^4 - 10^5$  град/с. из-за возникающих термических напряжений в их объеме претерпевают тепловой удар, в результате которого частицы угля дробятся на 8-10 осколков размером 5-30 мкм за время 0,01-0,05 с.

2. *Снижение выбросов NO<sub>x</sub>*. Во-первых, так как основной источник образования NO<sub>x</sub> азот топлива N<sub>p</sub> преобразуется в газообразный N<sub>2</sub>, который при этих температурах инертен и не образует окислов азота. Во-вторых, уменьшение коэффициента избытка воздуха, помимо снижения потерь теплоты с уходящими газами, является эффективным методом подавления образования оксидов азота. В-третьих, благодаря двухступенчатому режиму сжигания топлива (плазменно-топливная система и топка котла). На рисунке 5.1 показаны результаты экспериментов по снижению выбросов NO<sub>x</sub> и механического недожога при плазменном воспламенении углей. (возможности получения экспериментальных данных на АТЭЦ-3 не представилось, так как данная технология там не используется). Из рисунка видно, что при работающих ПТС (в режиме плазменной стабилизации горения факела) выбросы NO<sub>x</sub> снижаются в два раза, а механический недожог топлива в 4 раза.

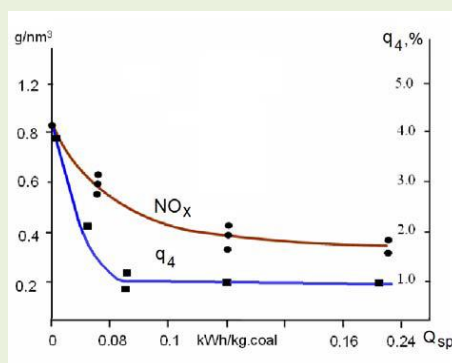


Рисунок 5.1 - Влияние на образование NO<sub>x</sub> и механического недожога топлива (q<sub>4</sub>) удельных энергозатрат (Q<sub>sp</sub>) при плазменном сжигании аэросмеси

Таблица 5.2 – Сведения о качестве и количестве сжигаемого топлива

Вид	Израсходов. в 2010 г., тыс.тут.	В %, от общего кол-ва.	Качество сжигаемого топлива			
			Q <sub>H</sub> ккал/кг; ккал/м <sup>3</sup>	Влажность W <sub>n</sub> %	Зольность, A <sub>n</sub> %	Сера, S <sub>n</sub> %
Всего	170,639	100	—	—	—	—
Мазут	4,205	2,5	9790	1,97	0,032	0,11
Уголь	166,434	97,5	4360	5	38	0,55

Средняя эксплуатационная степень очистки от золы в целом по ТЭЦ в 2006 году составила 95,8%. Отвод уходящих газов от котлов осуществляется по двум дымовым трубам. Параметры дымовых труб и подключение к ним котлов представлены приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.3 – Характеристики дымовых труб

№ дымовой трубы	Характеристики		Количество и тип котлов
	Н, м.	Д <sub>у</sub> , м	
1	60,0	4,3	БКЗ-160-100 ст.№1
2	100,0	4,9	БКЗ-160-100 ст.№2-6

В соответствии с отчетными данными ТЭЦ по форме 2-ТП (воздух) в атмосферу города за год выброшено вредных веществ табл.6.3

Таблица 5.4 – Годовые выбросы вредных веществ ТЭЦ-3

Выбросы вредных веществ ТЭЦ-3	Масса, тыс.т.
Выброшено вредных веществ за год	7,604
В том числе:	
золы	4,27
диоксида серы	2,59
Диоксида азота	0,544
оксида углерода	0,111
оксида азота	0,089

### 5.5 Расчёт выбросов дымовых газов в атмосферу

Проведем расчет вредных выбросов дымовых газов при сжигании угля на станции АТЭЦ-3.

Исходные данные для расчета приведены в табл.5.5

Таблица 5.5- Состав топлива по сертификату поставщика

Содержание топлива в рабочей массе	В процентах
Углерода, С <sup>p</sup>	42,0 %
Водорода, Н <sup>p</sup>	5,0 %

Продолжение таблицы 5.5

Азота, N <sup>P</sup>	1,5 %
Серы, S <sup>P</sup>	0,55 %
Кислорода, O <sup>P</sup>	11,9 %
Зольность, A <sup>P</sup>	38,0 %
Влажность, W <sup>P</sup>	5,0 %
Низшая теплота сгорания, Q <sub>н</sub> <sup>P</sup>	18268,4 кДж/кг
Расход топлива, В <sub>T</sub>	28,5 т/ч (7,92 кг/с)
Температура уходящих газов, T <sub>yx</sub>	120 °C+273=393 К
Потери от механического недожога, q <sub>4</sub>	1,5 %
Производительность котла, D	160 т/ч
Степень очистки дымовых газов в золоуловителе, η	0,96
Степень рециркуляции, r	0.0001
Доля твердых частиц, уносимых из топки с дымовыми газами, α <sub>yh</sub>	0,95
Коэффициент избытка воздуха, α <sub>T</sub>	1,2

Котел БКЗ-160-100, топливо – экибастузский уголь.

1. Теоретическое количество сухого воздуха (м<sup>3</sup>/кг), необходимое для сгорания твердого и жидкого топлива при α = 1:

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^P + (0,3755 \cdot S^P)) + 0,265 \cdot H^P - 0,0333 \cdot O^P \quad (5.8)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (42,0 + (0,3755 \cdot 0,55)) + 0,265 \cdot 5,0 - 0,0333 \cdot 11,5 = 4,694 \text{ м}^3/\text{кг}$$

2. Теоретические объемы продуктов сгорания, полученные при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха α ≠ 1:

$$V_T = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (5.9)$$

$$V_{\Gamma} = 0,788 + 3,715 + 0,7076 + (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 6,149 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Объем трехатомных газов:

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot [(C^P + (0,375 \cdot S^P))/100] \quad (5.10)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \cdot ((42,0 + 0,375 \cdot 0,55)/100) = 0,788 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Теоретический объем азота:

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,8 \cdot (N^P/100) \quad (5.11)$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79 \cdot 4,694 + 0,8 \cdot (1,5/100) = 3,715 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Теоретический объем водяных паров:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111 \cdot H^P + 0,0124 \cdot W^P + 0,0161 \cdot V^P \quad (5.12)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111 \cdot 5,0 + 0,0124 \cdot 5,0 + 0,0161 \cdot 4,694 = 0,692 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (5.13)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,692 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 4,694 = 0,708 \text{ м}^3/\text{кг}$$

3. Расход дымовых газов:

$$V_{\Gamma} = (B \cdot (V_{\Gamma}^0 + (\alpha_{\Gamma} - 1) \cdot V^0) \cdot T_{\text{yx}}) / (3,6 \cdot 273) \text{ м}^3/\text{с} \quad (5.14)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$V_{\Gamma} = (28,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 102,179 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$V_{\Gamma} = (142,5 \cdot [6,1494 + (1,6 - 1) \cdot 4,694] \cdot 393) / (3,6 \cdot 273) = 510,895 \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Количество золы, выбрасываемое в атмосферу с продуктами сгорания:

$$M_3 = 0,01B \cdot [(\alpha_{\text{yh}} \cdot A^P) + q_4 \cdot (Q_{\text{H}}^P / 32680)] \cdot (1 - \eta), \text{ т/ч} \quad (5.15)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_3 = 0,01 \cdot 28,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4/32680)] \cdot (1 - 0,96) = 0,421 \text{ кг/с} = 1,516 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_3 = 0,01 \cdot 142,5 \cdot [(0,95 \cdot 38,0) + 1,5 \cdot (18268,4/32680)] \cdot (1 - 0,96) = 2,105 \text{ кг/с} = 7,578 \text{ т/ч}$$

5. Масса оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{\text{NO}_x} = 0,34 \cdot 10^{-7} \cdot B \cdot K \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} [1 - (q_4/100)] + \beta_1 \cdot [1 - (\varepsilon_1 \tau)] \cdot \beta_3 \cdot \beta_2 \cdot \varepsilon_2, \text{ т/ч} \quad (5.16)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_{\text{NO}_x} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 28,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,084 \text{ кг/с} = 0,302 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_{\text{NO}_x} = 0,3 \cdot 10^{-7} \cdot 5,33 \cdot 142,5 \cdot 18268,4 \cdot (1 - 1,5/100) \cdot 0,883 \cdot [1 - (0,01 \cdot 0,0001)] \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 0,99 = 0,418 \text{ кг/с} = 1,505 \text{ т/ч}$$

$$\text{где } \beta_1 = 0,178 + (0,47 \cdot N^{\text{P}}) = 0,178 + (0,47 \cdot 1,5) = 0,883;$$

$\beta_1$  — безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$\beta_2 = 0,85$ ,  $\beta_2$  — коэффициент, характеризующий эффективность рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$\beta_3 = 1,0$ ,  $\beta_3$  — коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

$\varepsilon_1 = 0,010$  - коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$\varepsilon_2 = 0,99$  - коэффициент, характеризующий снижение выброса оксидов азота при подаче части воздуха помимо основных горелок

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива:

$$K = (12 \cdot D_{\text{н}}) / (200 + D_{\text{ф}}) = \frac{12 \cdot 160}{200 + 160} = 5,33 \quad (5.17)$$



$D_n$  и  $D_f$  – производительность котлов номинальная и фактическая.

6. Масса окислов серы, выбрасываемых в атмосферу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot S^P \cdot B \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \text{т/ч} \quad (5.18)$$

а) При условии работы одного котла на дымовую трубу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,55 \cdot 28,5 \cdot (1 - 0,05) = 0,298 \text{ кг/с} = 1,073 \text{ т/ч}$$

б) При условии работы пяти котлов на дымовую трубу:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,55 \cdot 142,5 \cdot (1 - 0,05) = 1,489 \text{ кг/с} = 5,361 \text{ т/ч}$$

где  $\eta''_{SO_2}$  – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе.

7. Количество выбросов оксидов ванадия

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} \cdot q_{V_2O_5} \cdot B \cdot (1 - \eta_{OC}) \cdot (1 - \eta_y) = 10^{-6} \cdot 159,2 \cdot 1333 \cdot (1 - 0,007) = 0,211 \quad (5.19)$$

Выбросы происходят только при растопке котла и для поддержания постоянства величины факела. Для растопки 1-го котла предусмотрены 6 механических мазутных форсунок, производительностью по 0,8 т/ч.

$$B = 6 \cdot 0,8 = 0,48 \text{ т/ч} = 1333 \text{ г/с}$$

Мазут, используемый на ТЭЦ-3 Шымкентского и Атырауского нефтеперегонных заводов –  $S_p = 2\%$ .

$q_{V_2O_5} = 95,4 \cdot S_p - 31,6 = 95,4 \cdot 2 - 31,6 = 159,2 \text{ г/т}$  - содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчёте на  $V_2O_5 \text{ г/т}$ ,

$\eta_{OC}$  – коэффициент оседания  $V_2O_5$  на поверхностях котельного агрегата,

$\eta_y$  – доля твёрдых частиц продуктов сгорания мазута улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных котлов  $\approx 0$

### 5.1 Расчёт максимальной концентрации вредных веществ

Для начала приведу значения ПДК по [18] на табл.5.6

Таблица 5.6- Значения ПДК

Наименование примесей	Значения ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
	Максимально разовая	Среднесуточная
Взвешенные вещества	0,5	0,05
Диоксид серы	0,5	0,05
Оксид углерода	5,0	3,0
Диоксид азота	0,2	0,04
Оксид азота	0,4	0,06
Озон	0,16	0,03

Дымовая труба №1 АТЭЦ-3 построена высотой 60 м с учётом обеспечения работы двух котлов БКЗ 160-100. В настоящий момент на дымовую трубу №1 работает только один котёл. Дымовая труба №2 была построена для обеспечения работы пяти котлов №2 - 6, монтажная высота дымовой трубы составляет 100 м. От этой производной начнём определение максимальных концентраций вредных веществ.

1. Величина максимальной приземной концентрации вредных веществ:

$$C_{\Sigma} = \frac{A \cdot M_{\Sigma} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 3946,84 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 3,44 \text{ мг/м}^3,$$

$$M_{\Sigma} = M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_x} = 1489 + 5,88 \cdot 418 = 3946,84 \text{ г/с}$$

$$C_{M_{TB}} = \frac{A \cdot M_{TB} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 2105 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100^2 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,834 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{SO_2}} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 1489 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 1,19 \text{ мг/м}^3,$$

$$C_{M_{NO_x}} = \frac{A \cdot M_{NO_x} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}} = \frac{200 \cdot 418 \cdot 2 \cdot 0,765 \cdot 1 \cdot 1}{100 \cdot 100 \cdot \sqrt[3]{510,895 \cdot 85}} = 0,364 \text{ мг/м}^3.$$

Полученные значения максимальных приземных концентраций, значительно превышают допустимые нормы.

2. Определение расстояния от дымовой трубы, на котором достигается максимальное значение приземной концентрации вредных веществ:

$$x_m = d \cdot \frac{5-F}{4} \cdot H = 21,52 \cdot \frac{5-2}{4} \cdot 100 = 1614 \text{ м},$$

где  $d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{4,9} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{2,68}) = 21,52 \text{ м}$

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{20 \cdot 20 \cdot 5,7}{100 \cdot 100 \cdot 85} = 2,68$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{510,895 \cdot 85}{100}} = 4,9.$$

Для того чтобы снизить концентрации вредных выбросов, применяется безмазутный розжиг котельного агрегата и использование плазменной технологии сжигания.

Величины приземных концентраций вредных веществ  $C$  в атмосфере по оси факела выброса на различных расстояниях от источника выброса определяются по формуле

$$C = S_1 \cdot C_m \quad (5.20)$$

Безразмерный коэффициент  $S_1$  определяется в зависимости от отношения  $x / x_m$  по формулам

$$\text{при } \frac{x}{x_m} \leq 1 \quad S_1 = 3 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^4 - 8 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^3 + 6 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2; \quad (5.21)$$

$$\text{при } 1 < \frac{x}{x_m} \leq 8 \quad S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot \left(\frac{x}{x_m}\right)^2 + 1} \quad (5.22)$$

$$x / x_m = 0.25; \quad x / x_m = 0.5; \quad x / x_m = 1.5; \quad x / x_m = 3.0; \quad x / x_m = 5.0$$

Коэффициент  $S_1$ . уравнение «в формуле (5.21)»:

$$S_1 = 3 \cdot 0.25 - 8 \cdot 0.25 + 6 \cdot 0.25 = 0.262$$

Приземная концентрация, уравнение «в формуле (5.20)»:

$$C = S_1 \cdot C_m = 0.262 \cdot 1,834 = 0,48 \text{ МГ/М}^3$$

Приземные концентрации для значений отношения

$$x / x_m > 1:$$

$$x / x_m = 1,5$$

Коэффициент S1, уравнение «в формуле (5.22)»:

$$S_1 = \frac{1,13}{0,13 \cdot 1,5^2 + 1} = 0,874$$

$$C = 0,874 \cdot 1,834 = 1,6 \text{ мг/м}^3$$

Таблица 5.5- Расчетная концентрация золы

C(зола) мг/м <sup>3</sup>	x/x <sub>м</sub>
0,48	0,25
1,25	0,5
1,6	1,5
0,95	3
0,487	5

Выполняю схожие расчеты для C<sub>(SO<sub>2</sub>+NO<sub>2</sub>)</sub>

$$C_{m(SO_2+NO_2)} = 1,19 + 0,364 = 1,554 \text{ мг/м}^3$$

Таблица 5.6- Расчетная концентрация диоксида азота и серы

C <sub>m(SO<sub>2</sub>+NO<sub>2</sub>)</sub> мг/м <sup>3</sup>	x/x <sub>м</sub>
0,407	0,25
1,06	0,5
1.358	1,5
0,808	3
0,413	5

Расчет и построение графиков выполнено в редакторе Excel в Приложении В.

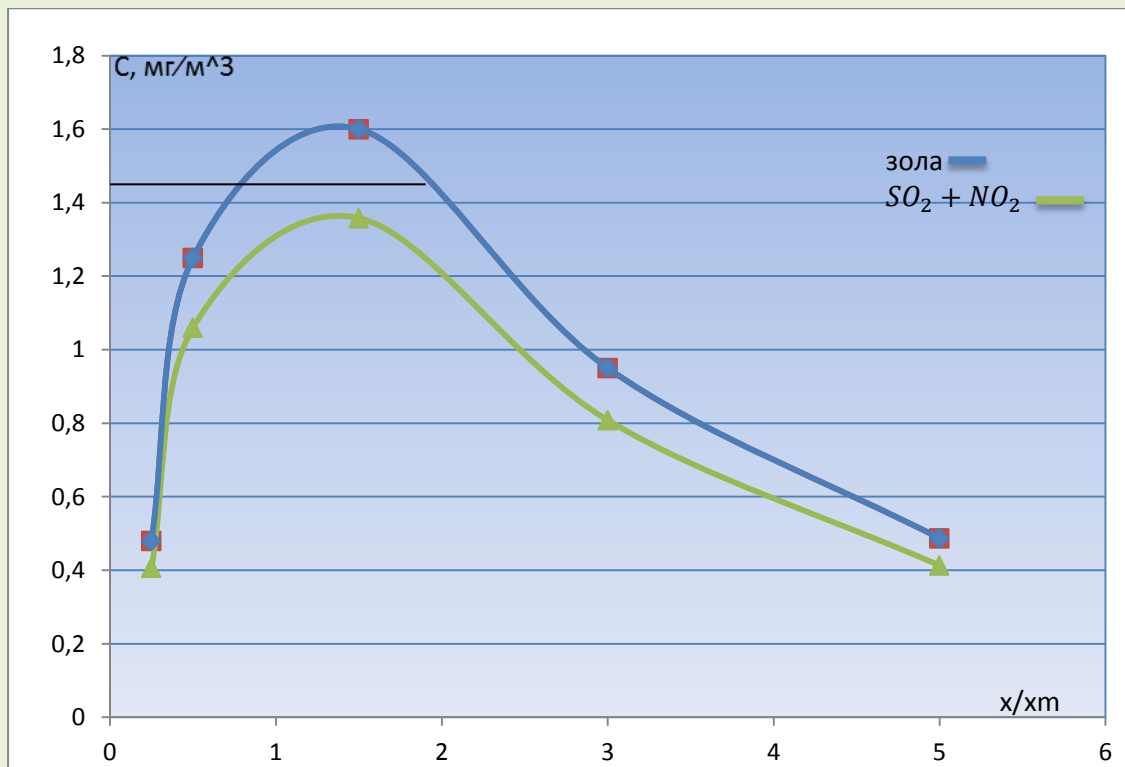


Рисунок 5.2- Зависимость концентрации вредного вещества в приземном слое атмосферы от расстояния источников выбросов

### 5.6 Пожарная безопасность. Меры предосторожности при транспортировке угольной пыли.

Устройство котельных установок отвечают техническим требованиям по взрывобезопасности [20]. Запрещается начинать операции по растопке котла в следующих случаях:

- технологическое оборудование имеет дефекты, могущие вызвать пожар.
- имеются неисправности цепей управления, а также технологических защит и блокировок, действующих на останов котла,
- если не закончены изоляционные работы и не сняты строительные леса.

Перед растопкой, после погасания факела и после остановки котла топки и газоходы вентилируется в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации и местной эксплуатационной инструкции. Персонал обязан строго контролируется соблюдение установленного топочного режима котельных установок, что обеспечивает безопасность работы.

При поступлении сигнала о загорании отложений в газоходе (воздухоподогревателе) котла необходимо:

- сообщить начальнику котельного цеха о возникновении загорания в воздуховоде или воздухоподогревателе,
- остановить котёл,
- открыть задвижки подачи воды с коллектора.

Если температура за воздухоподогревателем будет продолжать расти, действуем в соответствии с оперативным планом пожаротушения. При возникновении пожара в котельном отделении котёл немедленно останавливается, если огонь или продукты горения угрожают жизни обслуживающего персонала, а также, если имеется непосредственная угроза повреждения оборудования, цепей управления и защит котла.

При загорании или пожаре в помещении котельного цеха немедленно вызывается пожарная охрана и отключаются участки мазутопровода, находящиеся в зоне непосредственного воздействия огня или высоких температур. Внутри котельных отделений на вводных задвижках, напорных и обратных линиях мазутопроводов вывешены таблички «Закрывать при пожаре». Мазут, разлитый или протёкший из-за нарушения плотности сальников арматуры, форсунок или трубопроводов, присыпаются сыпучими материалами (песок и т.п.) и немедленно убираются. Места, где был пролит мазут, тщательно протираются. На мазутопроводах и паропроводах применяются и эксплуатируются только несгораемая теплоизоляция. Исключаются попадание масла и мазута на теплоизоляцию горячих трубопроводов, а также на горячие поверхности. При попадании в аварийных случаях масла или мазута на теплоизоляцию горячих трубопроводов немедленно принимаются меры по удалению горючих жидкостей с теплоизоляции.

В этих случаях участки теплоизоляции следует очищать горячей водой или паром, а если эта мера не помогает (при глубокой пропитке теплоизоляции), этот участок теплоизоляции должен быть полностью заменен. Запрещается проводить сварочные и другие огнеопасные работы на действующем взрыво- и пожароопасном оборудовании котельных установок.

В целях повышения надёжности мазутопроводы в зданиях выполняются из усиленных бесшовных стальных труб повышенного класса с минимальным количеством фланцевых соединений. Все трубопроводы в котельном отделении имеют опознавательную окраску и обозначающие цветные кольца в зависимости от свойств транспортируемых веществ в соответствии с действующим государственным стандартом, а в помещениях и на оборудовании должны быть знаки безопасности. Мазутопроводы окрашиваются в коричневый опознавательный цвет. Резервный комплект мазутных форсунок, предварительно проверенный на стенде, хранятся на специальном стеллаже в непосредственной близости от котла.

## **Выводы**

Поставленной задачей являлась оценка воздействия выбросов при использовании твердого топлива и расчет предельно допустимой концентрации. Была выбрана станция АТЭЦ-3 и на примере используемого органического топлива являлась-Экибастузский уголь. Добыча высокозольных

углей Экибастузского месторождения и использования их без предварительного обогащения природная среда испытывает значительную антропогенную нагрузку. Данный вид угля также считается высокозольным (более 40%). Выполненные расчеты показали, что необходимо принимать другие меры для снижения этих выбросов, такие как пылеулавливание, метод рециркуляции дымовых газов, ступенчатое сжигание топлива и так далее так как в настоящее время в Казахстане разведано более чем 100 угольных депозитов с полными геологическими запасами приблизительно 176,7 миллиардов тонн. А это означает что при современном уровне потребления этих запасов хватит на 250 лет. Также, важно отметить, что каменные угли Казахстана являются хорошим малосернистым энергетическим топливом и при рациональной организации топочного процесса вред наносимый окружающей среде может быть сведен к минимуму.

В экологической части были рассчитаны предельно допустимые концентрации выбросов на ТЭЦ-3, концентрация золы составляет  $1,834 \text{ мг/м}^3$ , оксида серы составляет  $1,19 \text{ мг/м}^3$ , оксида азота  $0,364 \text{ мг/м}^3$ .



## Заключение

В дипломной работе проведено исследование физико-технологических процессов, происходящих в камерах сгорания реального энергетического объекта (котел БКЗ 160-100 Ф АТЭЦ-3) при сжигании в ней пылеугольного топлива с использованием математической модели.

Рассмотрены процессы теплопереноса при сжигании экибастузского угля с учетом основных стадий горения угля: выхода летучих, горения коксового остатка, формирования и деструкции вредных пылегазовых выбросов.

Были поставлены и решены следующие задачи:

-описана станция АТЭЦ-3 и технические характеристики котлоагрегата БКЗ-160-100Ф;

-изучен процесс химического преобразования угля, дана оценка влияния характеристик и тонины помола выбранного угля на механизм процесса горения, рассмотрен химический состав и свойства экибастузского угля. Проведено обоснование математической модели процесса горения пылевидного твердого топлива. Записана система уравнений, описывающая процесс нестационарного прогрева и горения угольной частицы.

-проведен вычислительный эксперимент по определению теплофизических параметров угольной частицы и их влияние на нестационарный процесс горения, был проанализирован процесс сжигания экибастузского угля в котле БКЗ-160-100 Ф. Важным моментом является то, что на основе этих расчетов программа создается в MS Excel и программа приемлема для других видов угля с другими характеристиками, для которых вам нужно только установить начальные параметры. В результате эксперимента с изменением диаметры тонины помола, скорости вдува пыли, построены зависимости коэффициента диффузионного обмена от размера частицы, уставлено зависимость времени прогрева частицы от ее диаметра, а также выход летучих в зависимости от характеристик экибастузского угля

-рассчитана себестоимость выработки тепла и электроэнергии на АлЭС ТЭЦ-3, Были сделаны расчеты для нахождения себестоимости отпуска электрической и тепловой энергии от АТЭЦ-3. С помощью данных посчитаны издержки во всей станции, в том числе: на топливо-3513,4млн.тг, на воду-830,2 млн.тг, на фонд заработной платы-315,5, на амортизационные отчисления-4609 млн.тг, на ремонт-691,3млн,общестанционные издержки-1123,16 и плата за выбросы-127,42 млн.тг. Здесь мы видим, что самый большой расход составляет издержки на топливо, то есть если мы рассчитаем эффективный метод использования пылевидного твердого топлива, то можно будет снизить эти расходы. Благодаря этим данным была рассчитана себестоимость отпуска электрической энергии получилось 9,52 тенге/кВт, а себестоимость тепловой

энергии получилось 7182,3 тенге/Гкал.

-дана оценка воздействия АлЭС ТЭЦ-3 на окружающую среду при использовании экибастузского угля и рассчитаны ПДК загрязняющих веществ, концентрация золы составляет 1,834 мг/м<sup>3</sup>, что превышает нормативное значение, оксида серы составляет 1,19 мг/м<sup>3</sup>, оксида азота 0,364 мг/м<sup>3</sup>, не превышающие нормы, построен график зависимости концентрации вредного вещества в приземном слое атмосферы от расстояния источников выбросов

## Список литературы

- 1 Аскарлова А.С., Болегенова С.А., Бемухамет А. Моделирование горения в камерах сгорания угле сжигающих ТЭС: монография. - Алматы: Қазақ университеті, 2015. – 143 с.
- 2 Statistical Review of World Energy 2013 .
- 3 Хзмалян Д.М и Каган Я.А. Теория горения и топочные устройства. Под ред. Д.М.Хзмаляна. Учебное пособие для студентов высш.учебн.заведений.М., «Энергия», 488с.
- 4 Послание Президента «Третья модернизация Казахстана: глобальная конкурентоспособность» от 31.01.2017.
- 5 Техническая документация .
- 6 Горение органического топлива: Учебное пособие / Кудинов А.А. - М.:НИЦ ИНФРА-М, 2015. - 390 с.
- 7 Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков Котельные установки и парогенераторы. Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика».- 2003.- 592 с.
- 8 K Field, M.A., Gill, D.W.,Morgan, V.B.and Hawskley, P.G.W.(1967),Combustion of Pulverized Coal,The British Coal Utilization Research Association,Cheney&Sons Ltd,England.132p.
- 9 Уголь-самый распространенный в мире энергетический ресурс. Уголь стал первым видом ископаемого топлива, используемым человеком(<http://www.rb.ru/biz/markets/show/90/>).
- 10 Мессерле А.В.Численное исследование процессов плазмохимической подготовки пылеугольных топлив к сжиганию//Горение и плазмохимия.-2003.- С.42-49.
- 11 Ширяев А.А. Физические аспекты проблемы численного моделирования течений с горением. - М.:Наука,1986.-404с.
- 12 Launder В.Е, Spalding D.В. The numeral computation of turbulent flows Comp. Maths //Appl. Mech. Eng.-1974.-№3.-Р.269-286.
- 13 Бурдуков А.П. Чернова Г.В., Чурашев В.Н. Угольная направленность развития теплоэнергетики Сибирского региона: технологические и технические аспекты ее осуществления // Труды Международной конференции «Восточная энергетическая политика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство Азиатско-Тихоокеанского региона». — Иркутск, 1998.
- 14 Бурдуков А.П. Чернова Г.В., Чурашев В.Н. Угольная направленность развития теплоэнергетики Сибирского региона: технологические и технические аспекты ее осуществления // Труды Международной конференции «Восточная энергетическая политика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство Азиатско-Тихоокеанского региона». — Иркутск, 1998.
- 15 Денисов М.Г. , Денисов Г.А. , Носиков Т.П. Патент 2001680 РФ, 1680,1993.

16 Бабий В.И., Куваев Ю.Ф. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела. - М.: Энергоатомиздат, 1986-208с.

17 [kazenergy.com/operation/electric-power-industry](http://kazenergy.com/operation/electric-power-industry).

18 СН РК 2.02-01-2014.

19 Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2015 года № 10303

20 СН РК 2.04-02-2011.

