

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

Политехнический институт

(наименование института)

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

(наименование кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ В.А. Кулагин

(подпись)

(инициалы, фамилия)

«__» _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«УЛУЧШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОТЛА Е-500
ПРИ СЖИГАНИИ КАУ»

(название темы магистерской диссертации)

13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

(код и наименование направления)

13.04.01.01 – Энергетика теплотехнологии

(наименование программы)

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

Выпускник _____ Д.С. Сиделев
(подпись, дата) *(инициалы, фамилия)*

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

_____ С.Г. Степанов
(подпись, дата) *(инициалы, фамилия)*

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

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ

С.

Введение.....	3
1 Общая характеристика вредного воздействия ТЭС на окружающую среду и пути его снижения.....	5
1.1 Краткая характеристика выбросов ТЭС.....	5
1.2 Методы технологического подавления оксидов азота.....	8
1.3 Выводы и постановка задач исследования.....	13
2 Особенности сжигания канско-ачинских углей в топке котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2.....	14
2.1 Характеристика основного оборудования ТЭЦ- 2.....	21
2.2 Оценка влияния Красноярской ТЭЦ-2 на экологию региона.....	26
2.3 Конструкция котла Е-500.....	37
2.4 Выводы по главе 2.....	38
3 Предложения по организации топочного процесса котла Е-500.....	41
3.1 Предлагаемая схема двухступенчатого сжигания.....	49
3.2 Расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья	55
3.3 Определение температуры на выходе из топки.....	56
3.4 Расчеты выбросов оксида азота.....	58
3.5 Выводы по главе 3.....	
Заключение.....	
Список использованных источников.....	

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время темп и масштабы антропогенного воздействия превышают адаптационные возможности биосферы и поэтому происходят необратимые процессы в природе, приводящие к экологическим катастрофам.

Актуальность решения изложенных в магистерской диссертации задач определяется тем, что одним из основных источников вредного воздействия на окружающую среду являются энергетические предприятия, а среди них доминирующую роль занимают тепловые электрические станции (ТЭС). Наиболее распространенными экологически опасными выбросами от ТЭС являются оксиды азота (NO_x), которые образуются при сжигании любого вида топлива. Количество образующихся и выбрасываемых в атмосферу NO_x зависит от многих факторов: вида топлива, способов организации топочного процесса и очистки уходящих газов.

Определяющую роль в снижении выбросов оксидов азота играют режимно-технологические методы, направленные на подавление образования NO_x в топках котла и включающие в себя ступенчатое сжигание, нестехиометрическое сжигание, рециркуляцию дымовых газов, впрыск влаги и др. Однако необходимо дальнейшее усовершенствование этих методов, которые позволяют обеспечить нормативные требования к выбросам NO_x без существенных потерь в эффективности и надежности работы котельных установок на различных видах топлива.

Другим не менее важным способом снижения выбросов оксидов азота является оптимизация процесса горения. Эффективность горения определяется в основном соотношением воздуха и топлива, а также надлежащим распространением воздуха внутри котла. Поэтому выбор оптимального баланса между топливом и воздухом является определяющим фактором в отношении минимизации выбросов NO_x и повышении эффективности процесса горения. В случае котлоагрегатов с использованием пылеугольного топлива, особенно

низкого качества, к которому относятся бурые канско-ачинские угли (КАУ), найти и поддерживать такой баланс представляет достаточно сложную задачу.

Целью диссертационной работы является разработка и обоснование методов снижения выбросов оксидов азота от котельного агрегата Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 при сжигании бурых КАУ.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Дать оценку влияния Красноярской ТЭЦ-2 на экологию региона.
2. Изучить опыт эксплуатации котла Е-500 и обосновать метод технологии сжигания КАУ, обеспечивающий снижения выбросов оксидов азота.
3. Разработать схему организации топочного процесса в котле Е-500 с ступенчатым сжиганием пылеугольного топлива.
4. Произвести расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья, температуры в топочной камере, выбросов оксида азота.

Для котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 разработаны технические решения по организации двухступенчатого сжигания КАУ, включающие ступенчатую подачу горячего воздуха в зону активного горения через боковые сопла третичного дутья, а также в зону дожигания через специальные сопла верхнего третичного дутья.

Проведен расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья и определены расчетные характеристики режимов работы котла на номинальной нагрузке при работе на трех пылесистемах.

Результаты теплотехнических расчетов показали, что при двухступенчатом сжигании топлива по сравнению с проектным вариантом температура в ядре горения существенно уменьшается, на выходе из топки – незначительно возрастает.

Результаты экологического расчета показали, что предложенная реконструкция схемы сжигания пылеугольного топлива в котле Е-500 приводит к сокращению выбросов оксида азота в атмосферу более чем на 60 %.

1 Общая характеристика вредного воздействия ТЭС на окружающую среду и пути его снижения

1.1 Краткая характеристика выбросов ТЭС

Энергетика является одной из самых загрязняющих отраслей народного хозяйства. При неразумном подходе происходит нарушение нормального функционирования всех компонентов биосферы (воздуха, воды, почвы, животного и растительного мира), а в исключительных случаях, подобных Чернобылю, под угрозой оказывается и сама жизнь. Поэтому главным должен стать подход с экологических позиций, учитывающих интересы не только настоящего, но и будущего[1–5].

В настоящее время теплоэнергетика обеспечивает нашу страну 3/4 всей вырабатываемой энергии. Теплоэнергетика основывается на сжигании различных видов органического топлива – нефти, газа, угля, торфа, сланца. При этом ТЭС являются одним из основных загрязнителей атмосферы твёрдыми частицами золы, окислами серы азота, другими веществами, оказывая вредное воздействие на здоровье людей, а также углекислым газом, способствующим возникновению «парникового эффекта». Процесс накопления углекислого газа в атмосфере будет усиливать нежелательную тенденцию в сторону повышения среднегодовой температуры на планете.

Основными источниками искусственных аэрозольных загрязнений воздуха также являются ТЭС и ТЭС, которые потребляют уголь высокой зольности. Аэрозольные частицы отличаются большим разнообразием химического состава. Чаще всего в их составе обнаруживаются соединения кремния, кальция и углерода, реже - оксиды металлов: железа, магния, марганца, цинка, меди, никеля, свинца, сурьмы, висмута, селена, мышьяка, бериллия, кадмия, хрома, кобальта, молибдена, а также асбест. Еще большее разнообразие свойственно органической пыли, включающей алифатические и ароматические углеводороды соли кислот. Особо большие скопления вредных газообразных и аэрозольных примесей в приземном слое воздуха являются

одной из главных причин образования ранее неизвестного в природе фотохимического тумана.

Фотохимический туман (смог) – представляет собой многокомпонентную смесь газов и аэрозольных частиц первичного и вторичного происхождения. В состав основных компонентов смога входят озон, оксиды азота и серы, многочисленные органические соединения называемые в совокупности фотооксидантами.

Фотохимический смог возникает в результате фотохимических реакций при определенных условиях: наличии в атмосфере высокой концентрации оксидов азота, углеводородов и других загрязнителей, интенсивной солнечной радиации и безветрия или очень слабого обмена воздуха в приземном слое при мощной и в течение не менее суток повышенной инверсии [6–8].

Смоги – нередкое явление над Лондоном, Парижем, Лос-Анджелесом, Нью-Йорком и другими городами Европы и Америки. По своему физиологическому воздействию на организм человека они крайне опасны для дыхательной и кровеносной системы и часто бывают причиной преждевременной смерти городских жителей с ослабленным здоровьем [9]

Последствиями накопления глобальных загрязнителей ТЭЦ в атмосфере являются: парниковый эффект, разрушение озонового слоя и кислотные осадки.

Тепловое загрязнение поверхности водоемов и прибрежных морских акваторий в результате сброса нагретых сточных вод электростанциями и некоторыми промышленными производствами. Сброс нагретых вод во многих случаях обуславливает повышение температуры воды в водоемах на 6-8 градусов Цельсия. Площадь пятен нагретых вод в прибрежных районах может достигать 30 км². Это препятствует водообмену между поверхностным и донным слоем. Растворимость кислорода уменьшается, а потребление его увеличивается, поскольку с ростом температуры усиливается активность аэробных бактерий, разлагающих органические вещества.

Среди загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу с антропогенными выбросами электростанций, оксиды азота (NO_x) относятся к наиболее опасным. Они образуются, в основном в процессе сгорания при высоких температурах органического топлива в виде различных оксидов азота, которые трансформируются в NO_2 . Все выбросы обычно оцениваются в пересчете на NO_2 , хотя нельзя точно определить, какая часть выбросов присутствует в атмосфере в виде NO_2 или NO . Оксид и диоксид азота играют сложную и важную роль в фотохимических процессах, происходящих в тропосфере и стратосфере под влиянием солнечной радиации и являющихся причиной образования фотохимического смога и высоких концентраций O_3 [10].

На долю тепловой энергетики Российской Федерации приходится примерно 16 % объема загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от промышленных предприятий и транспорта. Загрязнение воздушного бассейна предприятиями энергетики связано в основном с выбросами дымовых газов, образующих при сжигании органического топлива в котлах электростанций [11]. Вместе с тем, ужесточение на государственном и региональном уровне требований к охране окружающей среды, наличие на ТЭЦ малоэффективного природоохранного оборудования, а на ряде ТЭЦ и его отсутствие приводит к тому, что нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ) не соблюдается:

- по золе на 18 % ТЭЦ, сжигающих твердое топливо;
- по оксидам азота на 25 % ТЭЦ;
- по диоксиду серы на 15 % ТЭЦ, сжигающих твердое топливо и мазут;

Для вновь вводимого оборудования – нормативы удельных выбросов в атмосферу, в соответствии с ГОСТ 50831-95 составляют;

- оксиды азота – от 150 до 350 мг/нм³;
- оксиды серы – от 400 до 2400 мг/нм³ (в зависимости от мощности) при сжигании твердого топлива;
- твердые частицы – от 50 до 100 мг/нм³;
- эффективность золоулавливания – 99,3 %.

1.2 Методы технологического подавления оксидов азота

Оксиды азота, появляющиеся при сжигании углей, по механизму образования подразделяются на термические, быстрые и топливные.

Термические образуются в результате реакции атмосферного азота с кислородом при температурах свыше 1500 °С. Скорость образования термических NO_x зависит от температуры и концентрации кислорода в зоне максимальных температур. Из рассмотрения основных химических реакций следует что минимизация термических NO_x возможна путем снижения времени нахождения и концентрации окислителя в высокотемпературной зоне, а также путем снижения температуры газов в зоне горения [12–14].

Быстрые оксиды азота образуются на фронте углеводородного пламени в результате реакции между углеводородными радикалами топлива и атмосферным азотом, в результате которых образуется «активный азот».

Топливные NO_x образуются в результате взаимодействия кислорода с азотосодержащими компонентами органической массы топлива в процессе его сжигания и зависят от содержания азота в топливе и избытка воздуха. Топливные NO_x (до 80 %) образуются на начальном участке факела при сравнительно низких температурах (от 1000 до 1400 °С) в зоне максимальных скоростей выгорания топлива, т.е. на стадии воспламенения и горения летучих.

Исследованиями установлено, что при температуре факела до 1500°С (низкотемпературное сжигание) оксиды азота при сжигании углей образуются в основном из азота топлива. На долю термических и быстрых NO_x приходится около 5 %, поэтому роль их весьма незначительна, особенно при сжигании бурых углей в топках с твердым шлакоудалением. Таким образом, в пылеугольных топочных устройствах при горении образуются преимущественно топливные оксиды азота [12, 13].

Снижения образования топливных оксидов азота достигается уменьшением коэффициента избытка воздуха в зоне воспламенения угля. Этот способ называется двухступенчатым или нестехиометрическим сжиганием топлива. Недостатком этого метода является возможность увеличения

шлакования поверхностей нагрева и повышения потерь тепла с механическим недожогом [15].

В зарубежной и отечественной энергетике реализация метода нестехиометрического сжигания осуществляется следующими путями.

1. Оптимизация существующих систем сжигания, заключающаяся, прежде всего в отладке режима работы котла с минимально возможным избытком воздуха при приемлемой степени выгорания топлива, уровне оксида углерода (СО) и шлакования.

Сжигания бородинского угля в котле Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 с минимально возможным избытком воздуха показала, что снижение α_T'' от 1,25 до 1,17 приводило к снижению концентрации оксидов азота в трех мельничном режиме работы с 430 до 310 мг/нм³, при работе в четырех мельничном режиме – с 580 до 460 мг/нм³ (при приемлемой степени выгорания топлива, уровне концентрации СО и шлакования) [16–18]. Предотвратить рост температуры газов (с целью ограничения скорости роста вторичных отложений) удалось за счет эффективной водяной очистки топочных экранов.

2. Применения горелок с пониженным выходом NO_x. Конструктивно горелки выполняются таким образом, чтобы имело место затягивание, перемешивания первичного и вторичного воздуха (поворот сопел вторичного воздуха в горелке, по отношению к струям аэросмеси, в интервале от 20 до 25 % в сторону экранов), т.е. обеспечивался бы стадийный подвод воздуха (ступенчатость по горизонтали). В этом случае горение летучих происходит при значительном недостатке кислорода, что приводит к снижению концентрации NO_x от 30 до 50 % (Великобритания, США).

В тангенциальных топках такой же эффект можно получить при внедрении схемы концентрической подачи воздуха (LowNO_xConcentricFiringSystem-LNCFS), т.е. подачи части вторичного воздуха вне горелок. Размыкание горелочной струи по горизонтали, когда от 10 до 20 % воздуха подается тангенциально сбоку от горелок, позволяет также уменьшить избытки воздуха на начальных участках горелочной струи. При этом на

расстоянии от 3 до 4 м с момента начала развития процесса горения, факел и третичный воздух смыкаются и происходит догорание коксового остатка частиц топлива. На котле ТП-85 Иркутской ТЭЦ-9 паропроизводительностью 420 т/ч успешно внедрена схема концентрического сжигания в сочетании с упрощенной схемой трехступенчатого сжигания, позволившая снизить концентрацию NO_x в выбросах (C_{NO_x}) с 1100 до 700 мг/нм³ (на 36 %) без заметного увеличения q_3 и q_4 .

3. Двухступенчатое сжигание. Часть воздуха (от 20 до 30 %) попадает в топку выше основных горелок через специальные сопла (ступенчатость по вертикали). В зоне горелок образуется восстановительная атмосфера ($\alpha''_{\text{заг}} < 1$), в которой происходит восстановление образовавшихся на начальных участках факела оксидов азота. Смещение верхнего третичного дутья и продуктов сгорания топлива обеспечивает выгорание продуктов химического и механического недожога. Отсутствие продуктов химического недожога топлива в зоне горения, при наличии интенсивного массообмена, обеспечит низкий темп шлакования. Исследования показали, что эффективность снижения концентраций оксидов азота при двухступенчатом сжигании выше при времени пребывания пылегазового потока в восстановительной зоне факела до 1 с. Оптимальная величина доли третичного дутья при различном времени нахождения факела в восстановительной зоне и постоянном α''_T составляет от 0,25 до 0,35. Размыкание факела по вертикали обеспечивало снижение концентраций оксидов азота на 40 %.

Впервые схема двухступенчатого сжигания была реализована на котле паропроизводительностью 210 т/ч (Западно-Сибирская ТЭЦ, г. Новокузнецк) при сжигании каменного угля марки Г и промпродукта в тангенциальной топке. Концентрация NO_x снизилась в 1,5 раза и составила $C_{\text{NO}_x} = 500 \dots 600$ мг/нм³. Шлакование и коррозия топочных экранов не наблюдались, температура газов на выходе из топки увеличилась на 40 °С.

С целью снижения оксидов азота котлостроительные фирмы США идут по пути реконструкции старых и разработки новых горелок в сочетании с

двухступенчатым сжиганием. Реконструкция сдвоенных вихревых горелок на котле энергоблока мощностью 605 МВт позволила сократить выбросы NO_x до 50 % без увеличения температуры на выходе из топки. Внедрением двухрегистраемых вихревых горелок фирмы Babcock-Wilcox, а также фирмы Foster-Wheeler с расщепленным соплом аэросмеси на энергоблоках мощностью с 90 по 700 МВт было достигнуто снижение C_{NO_x} в дымовых газах от 40 до 60 %. Опыт показывает, что не всегда имеют место столь эффективные результаты. Так фирмой Foster-Wheeler на котле энергоблока 500 МВт ТЭС Hammond были внедрены новые вихревые горелки с пониженным образованием NO_x и двухступенчатая схема сжигания. Снижение C_{NO_x} составило не более 30 %, а содержание горючих в уносе удвоилось. В США имеется опыт реконструкции тангенциальных топок на схему концентрического сжигания в совокупности с двухступенчатым сжиганием. Концентрация NO_x на котле блока 165 МВт ТЭС Valmont снизилась на 30 % без изменения содержания горючих в уносе. На котле блока 350 МВт ТЭС Cherokee эффект уменьшения концентрации NO_x составил 40 %, однако было обнаружено загрязнение конвективных поверхностей нагрева.

4.Трехступенчатое сжигание (Reborn технология), при котором часть топлива с недостатком кислорода вводится в топку выше основных горелок. Образующиеся продукты неполного сгорания, взаимодействуя с NO_x , образовавшимися в зоне основных горелок, восстанавливают их до атомарного кислорода. Воздух, необходимый для дожигания продуктов неполного сгорания, подается выше зоны восстановления.

Внедрение схемы трехступенчатого сжигания на котле с тангенциальной пылеугольной топкой ТЭС Kingsnorth снижало C_{NO_x} на 50 % от 500...600 до 260...290 мг/м³. (приведено к содержанию $\text{O}_2=3$ %) при подачи в зону восстановления жидкого топлива. На пылеугольном блоке 108 МВт Niles в штате Огайо с подачей в зону восстановления 18 % газа (по теплу) позволило снизить выбросы NO_x от 50 до 60 %. Использование угля в качестве топлива восстановителя на ТЭЦ Нельсон Дейве привело к уменьшению C_{NO_x} на 57 %.

Серьезных проблем с эксплуатацией котла не возникло. Внедрение Reborn по упрощенной схеме на котле ТП-92 (Добротворская ТРЭС) с прямоточными горелками и твердым шлакоудалением показало снижение C_{NO_x} при сжигании львовско-волынского угля примерно на 30 % (при использовании угля для создания восстановительной зоны). КПД котла брутто снизился на 0,68 % из-за повышения горючих в уносе до 4,4 %. В настоящее время котел работает на природном газе. На котле ТПП-312 блока 300 МВт (Ладыжинская ГРЭС) с вихревыми горелками и жидким шлакоудалением с подачей в зону восстановления природного газа было получено при сжигании донецких углей марки ГСШ и ДСШ двухкратное снижение C_{NO_x} (в зависимости от избытка воздуха от 410 до 600 мг/нм³). При этом C_{CO} не превышала 125 мг/нм³. Однако, метод трехступенчатого сжигания пока не нашел широкого распространения в России, но отдельный опыт в энергетике имеется.

По зарубежным источникам комплекс описанных выше мероприятий позволяет снизить выбросы NO_x на 80 %. В таблице 1.1 представлена сравнительная эффективность технологических методов снижения выбросов оксидов азота при сжигании пылеугольного топлива в котлоагрегатах.

Таблица 1.1 – Эффективность технологических методов снижения оксида азота

Наименование мероприятий	Снижение оксидов азота, %
Снижение общего коэффициента избытка воздуха	10...15
Отключение горелок	15...20
Горелки с низким выходом оксидов азота	30...50
Двухступенчатое сжигание	30...40
Рециркуляция газов	15...20
Трехступенчатое сжигание	40...60
Сочетание методов	50...80

Выбор конкретного технологического метода снижения образования NO_x учитывает прежде всего особенности оборудования ТЭС, существующие в регионе экологические нормы по выбросам вредных и загрязняющих веществ, стоимость модернизации котлоагрегата. Так, например, КАУ обладают высокими шлакующими и загрязняющими свойствами. Наиболее надежными

для их сжигания оказались котлы типа Е-500 (БКЗ-500-140-1) с высокими технико-экономическими показателями: $\eta_{бр} = 92,1 \%$, $q_2 = 7,0 \%$, $q_4 = 0,5-0,6 \%$, оборудованные тангенциальными топками, пылесистемами прямого вдувания с мельницами-вентиляторами и газовой сушкой топлива. Однако, они не удовлетворяют нормативным требованиям по выбросам NO_x , (C_{NO_x} может достигать 580 мг/нм^3) концентрация которых в соответствии с ГОСТ Р 50831-95 не должна превышать для котельных установок 350 мг/нм^3 .

Зарубежный и отечественный опыт свидетельствует о возможности значительного снижения выбросов NO_x котельными агрегатами путем применения технологических методов, одним из которых является ступенчатое сжигание пылеугольного топлива.

1.3 Выводы и постановка задач исследования

Дана характеристика выбросов вредных веществ ТЭС в окружающую среду и рассмотрены пути их снижения. Рассмотрены методы технологического подавления оксидов азота при сжигании пылеугольного топлива. В результате проведенного анализа были поставлены следующие задачи исследования:

1. Дать оценку влияния Красноярской ТЭЦ-2 на экологию региона.
2. Изучить опыт эксплуатации котла Е-500 и обосновать методологии сжигания КАУ, обеспечивающий снижения выбросов оксидов азота.
3. Разработать схему организации топочного процесса в котле Е-500 с ступенчатым сжиганием пылеугольного топлива.
4. Произвести расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья, температуры в топочной камере, выбросов оксида азота.

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

2.1 Характеристика основного оборудования ТЭЦ-2

Красноярская ТЭЦ-2 предназначена для централизованного теплоснабжения промышленных предприятий, жилых и административных зданий г. Красноярск, с одновременной выдачей электроэнергии в энергосистему. Установленная электрическая мощность КТЭЦ-2 составляет по проекту 465 МВт [17, 19, 20].

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

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

Параметры теплоносителей:

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

Таблица 2.1 – Состав основного оборудования

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

Характерные сочетания работающего оборудования

Зимний период:

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

Турбоагрегаты работают в теплофикационном режиме.

Летний период:

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

Турбоагрегаты работают в теплофикационном режиме.

Таблица 2.2 – Характеристика топлива

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

1. Котлы и их оборудование.

1). Котлы БКЗ-420-140ПТ-1 вертикальные барабанные с естественной циркуляцией. На котле установлено 16 основных горелок по периметру топки в два яруса и 6 сбросных горелок. Номинальные параметры перегретого пара 560 С, 140 кгс/см². Регулирование температуры пара осуществляется путем впрыска собственного конденсата. Проектное сопротивление котла по газам – 291,5 кг/см², по воздуху – 347,5 кг/м². Золоуловитель – электрофильтр типа УГ-2-4-74. Шлакоудаление жидкое. Поверхности нагрева: пароперегреватель – 36530 м², экономайзер – 718 м², воздухоподогреватель - 36530 м². Тягодутьевая установка состоит из дымососа типа ДОД-31.5Ф (частота вращения – 490

об/мин, диаметр колеса 3150 мм, мощность двигателя – 1000 кВт) и дутьевого вентилятора ВНД-28-2.

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

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

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

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

Условия работы.

1. Топливо – Бородинский марки Б2: $Q_p^H = 3740$ ккал/кг, $A_p = 6 \%$, $W_p = 33 \%$, $V_p = 17 \%$, $S_p = 0,2 \%$.
2. Температура перегретого пара $T_{пп} = 560$ °С.
3. Присосы в топку $\Delta\alpha_{тп} = 5 \%$.
4. Температура холодного воздуха $T_{хв} = 30$ °С.
5. Воздух подогревается рециркуляцией горячего воздуха, а при снижении температуры холодного воздуха ниже 30 °С включаются калориферы.
6. Температура воздуха перед воздухоподогревателем $T_{взп} = 50$ °С.
7. Нагрев воздуха за счёт рециркуляции горячего воздуха $\Delta t_{рец} = 20$ °С.
8. Нагрев воздуха в калориферах $\Delta t_{кф} = 30$ °С.

9. Тонина помола топлива $R_{90} = 50 \%$.
 10. Тип пылесистем – молотковые мельницы ММТ-2000/2590/730 с мельничными вентиляторами ВМ-160/850-У с промежуточными бункерами.
 11. Присосы воздуха в систему пылеприготовления $\Delta\alpha_{\text{пс}} = 30 \%$.
 12. Температура питательной воды $T_{\text{пв}} = 230 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Расход непрерывной продувки $D_{\text{нп}} = 0,01D_{\text{пл}}$ т/ч.

2.1.4 Котлы БКЗ-500-140-1

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

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

Воздухоподогреватель трубчатый.

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

На котле установлено по два дымососа типа ДН 26х2 (частота – 745 об/мин, диаметр колеса – 2600 мм, мощность двигателя – 1000 кВт), по два вентилятора ВДН 26П-У (частота – 740 об/мин, диаметр колеса – 2600 мм, мощность двигателя – 630 кВт).

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

Энергетические характеристики котла БКЗ-500-140.

Условия работы.

1. Топливо Бородинский марки Б2: $Q_p^H = 3740$ ккал/кг, $A_p = 7,4 \%$, $W_p = 1,2 \%$, $V_p = 17 \%$, $S_p = 0,3 \%$.
2. Температура перегретого пара $T_{пп} = 560$ °С.
3. Топка с цельносварными экранами бесприсосная.
4. Температура холодного воздуха $T_{хв} = 30$ °С.
5. Воздух подогревается рециркуляцией горячего воздуха.
6. Температура воздуха перед воздухоподогревателем $T_{взп} = 50$ °С.
7. Нагрев воздуха за счёт рециркуляции горячего воздуха $\Delta t_{рец} = 20$ °С.
8. Тип пылесистем – мельницы-вентиляторы МВ-2700/650/590

прямого вдувания.

9. Присосы воздуха в систему пылеприготовления $\Delta \alpha_{пс} = 30 \%$.
10. Температура питательной воды $T_{пв} = 230$ °С.

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

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

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

Энергетические характеристики котлов ПТВМ-180.

Условия работы.

1. Топливо – мазут марки М-100: $Q_p^H = 9700$ ккал/кг, $S_p = 1,19 \%$.
2. Режим работы котла – пиковый, нагрузка котла определяется температурой наружного воздуха.

3. Часовой расход воды через котел $G_{\text{св}}=3860$ т/ч.
 4. Температура сетевой воды на входе в котел $T_{\text{св}}=104$ °С.
 5. Подогрев холодного воздуха не предусмотрен, $t_{\text{хв}}=-20$ °С.
- Температура мазута перед котлом $T_{\text{м}}=140$ °С.

II. Турбинное оборудование.

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

Основные параметры турбоагрегата:

- 1) Номинальная мощность – 110 МВт;
- 2) Давление свежего пара – 130 кгс/см^2 ;
- 3) Температура свежего пара – 555 °С;
- 4) Тепловая нагрузка – 175 Гкал ;
- 5) Расход свежего пара номинальный – 480 т/ч ;
- 6) Частота вращения ротора – 3000 об/мин;
- 7) Абсолютное давление отработанного пара – $0,05 \text{ кгс/см}^2$.

В состав турбоустановки наряду с турбиной входят следующие оборудование:

- генератор ТВФ-120-2 с водородным охлаждением;
- четыре подогревателя низкого давления;
- три подогревателя высокого давления;
- конденсатная группа, состоящая из двух конденсаторов КГ-2-620-3 с поверхностью охлаждения 2300 м^2 . В каждом конденсаторе поверхность охлаждения разделена на два пучка (внутреннее и внешнее). Охлаждающая вода проходит по трубам поверхности охлаждения в два хода.

Два подогревателя сетевой воды:

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

2). Паровая теплофикационная турбина ПТ-135/165-130/15 с двумя регулируемыми производственными и двумя отопительными отборами пара.

Турбина предназначена для непосредственного привода турбогенератора и отпуска теплоты на производство и отопление.

Основные параметры турбоагрегата:

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

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

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

2.2 Оценка влияния Красноярской ТЭЦ-2 на экологию региона

Город Красноярск характеризуется как чрезвычайно загрязненный промышленными выбросами с превышением по ряду загрязняющих веществ предельно допустимых концентраций.

Существующая промышленность города характеризуется многоотраслевой структурой и высокой степенью концентрации производства.

В районе расположения Красноярской ТЭЦ-2 действует целый ряд крупных промышленных предприятий. С севера промплощадка граничит с

Химико-металлургическим заводом, асфальтовым заводом и частично цементным заводом.

С востока с жилпоселком цементного завода и частной застройкой поселка Торгашино. С юга промплощадку ограждает высокая горная гряда, на которой расположено торгашинское месторождение известняков, разрабатываемых цементным заводом. С запада граница промплощадки проходит по восточной окраине жилищного поселка "Металлист".

По данным Красноярского ЦНЗПС фоновые концентрации в районе Красноярской ТЭЦ-2 на посту наблюдения № 8 (ул. Кутузова, 92) составляют:

- пыль 1,4 – ПДК (0,7 мг/м³);
- сернистый ангидрид – 0,04 ПДК (0,02 мг/м³);
- диоксид азота – 1,18 ПДК (0,1 мг/м³);
- оксид углерода – 0,6 ПДК (3 мг/м³).

Наиболее мощным источником поступления в атмосферу загрязняющих веществ являются дымовые трубы ТЭЦ. В процессе сжигания органического топлива с дымовыми газами в атмосферу поступают:

- зола;
- сернистый ангидрид;
- оксиды азота;
- бенз(а)пирен;
- пятиокись ванадия (только при сжигании мазута);
- оксиды углерода.

Кроме того, с летучей золой в атмосферу поступают токсичные микроэлементы, которых испаряются, а затем конденсируются или адсорбируются на частицах золы при охлаждении топочных газов в тракте котла.

Выбросы золы зависят от количества и зольности потребляемого топлива, а также от совершенства и уровня эксплуатации золоуловителей.

По данным испытаний, проводимых на ТЭЦ, эффективность работы золоуловителей котлов от 1 до 3 составляет 97,5%, котлов от 4 до 6 – 97,8%.

Выделение сернистого ангидрида практически целиком определяется содержанием в исходном топливе соединений серы. В топочном процессе происходит частичное связывание соединений серы содержащимися в минеральной части топлива окислами кальция и магния. Уровень связывания соединений серы составляет 20% для котлов 4,5 и 5,0% для котлов с 1 по 3 (котлы с жидким шлакоудалением).

Выбросы оксидов азота при сжигании угля связаны с окислением азота, содержащегося в топливе, при его термическом разложении.

Количество выделяющихся оксидов азота зависит в определенной мере от организации топочного процесса и может частично регулироваться топочными методами. По данным замеров, выполняемых на ТЭЦ, содержание азота в уходящих газах котлов составляет 500 мг/м³ для котлов 1,2 и 3 и 580 мг/м³ для котлов 4, 5 и 6.

Оксиды азота поступают в атмосферу в основном в виде NO, большая часть которого (до 80%) доокисляется в атмосфере до NO₂.

Количество выделяющегося бенз(а)пирена, адсорбирующегося на сажистых частицах уноса, зависит от эффективности золоулавливания и организации топочного процесса.

На промплощадке ТЭЦ имеется также ряд небольших по мощности источников выделения вредных веществ, в основном в виде неорганизованных выбросов.

Поступление в атмосферу угольной пыли происходит вследствие выдувания мелких фракций (менее 10 мкм) из штабелей топливного склада, пыления при разгрузке вагонов, работы аспирационных установок на тракте топливоподачи.

Для снижения пыления угольного склада предусмотрено послойное укатывание бульдозерами, для укатывания откосов предусматриваются прицепные катки. Для снижения пыления угольного склада в процессе его формирования на галерее выдачи топлива на склад предусмотрена установка

телескопической трубы с целью сокращения высоты открытого ссыпания топлива.

Системы аспирации воздуха предусматриваются в помещениях тракта: вагонопрокидывателя, дробильного корпуса, узлах пересыпки топлива надбункерной галерее.

Надземная часть вагонопрокидывателя имеет вытяжную вентиляцию. Очистка воздуха применена двухступенчатая в групповых циклонах НИИОГАЗ типа ЦН-15.

Аспирационные установки дробильного корпуса и узлов пересыпки оборудованы пылеулавливающими установками - сухими циклонами ЦН-II, ЦН-15 и мокрыми пылеуловителями – скоростными промывателями типа СИОТ, после которых очищенный воздух сбрасывается в атмосферу через сбросные трубы. Степень очистки пылеуловителей, применяемых в системах аспирации, не ниже 97%.

В надбункерной галерее котельной предусмотрена система аспирации со сбросом запыленного воздуха в котлоагрегат.

Выбросы углеводородов возникают вследствие испарения при сливе и хранении нефтепродуктов (основную часть составляют предельные углеводороды).

Незначительное количество вредных веществ выделяется на вспомогательных производствах – холодная и термическая обработка металлов, сварочные работы, окраска, изоляционные работы, а также от технологического транспорта, которые не оказывают заметного воздействия на общий баланс вредных выбросов ТЭЦ в атмосферу и уровень загрязнения природной среды за пределами промплощадки ТЭЦ.

Красноярская ТЭЦ-2 выбрасывает в атмосферу 31 ингредиент от 18 источников (организованных и неорганизованных) загрязнения. При этом основными источниками выделения загрязняющих веществ являются котельные агрегаты. Для всех нормируемых ингредиентов максимальные

приземные концентрации не превышают ПДК и составляют(в пределах промплощадки):

- пыль неорганическая (зола) – 0,149ПДК;
- диоксид азота – 0,905ПДК;
- диоксид серы – 0,327ПДК;
- ванадий – 0,178ПДК;
- пыль неорганическая (угольная пыль) – 0,452ПДК;
- оксиды углерода – 0,0109ПДК;
- бенз(а)пирен – 0,000072ПДК;
- группа суммации (диоксиды серы и азота) – 1,233ПДК;
- пыль древесная – 11,8ПДК.

Для приведенных ингредиентов нормативы предельно-допустимых выбросов были рассчитаны АО «СибВТИ» и утверждены на уровне фактических выбросов.

В таблице 2.3 приведены характеристики приземных концентраций на текущий момент и на перспективу. Расчеты рассеивания загрязняющих веществ проведены по программе «Эколог», разработанной предприятием «Интеграл».г. Санкт-Петербурга. Видно, что выбросы загрязняющих веществ не создают концентраций в приземном слое атмосферы, превышающих предельно-допустимые.

Таблица 2.3 – Характеристики приземных концентраций

Вещества	Максимальная приземная концентрация в долях ПДК	
	Существующее положение	Перспектива
Пыль неорганическая (зола)	0,092	0,149
Диоксид азота	0,561	0,797
Диоксид серы	0,228	0,327
Ванадия пятиокись	0,153	0,178
Окись углерода	0,0069	0,0109
Бенз(а)пирен	0,043	0,0716

Проведение реконструкции котлоагрегатов для снижения оксидов азота позволит снизить оксиды азота до 0,797 ПДК. При этом группа суммации составит 1,125 ПДК.

2.3 Конструкции котла Е-500

Паровой котел Е-500 (модель БКЗ-500-140-1) однобарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, предназначен для получения пара высокого давления при сжигании Бородинского бурого угля с твердым шлакоудалением (таблица 2.4)[19–21].

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

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

Система АСУ ТП позволяет:

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

1). Топочная камера.

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

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

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

Таблица 2.4 – Основные расчетные характеристики котла Е-500

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

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

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

Котел оборудован прямоточными горелками, тангенциально расположенными в углах топки на каждом из трех ярусов, что обеспечивает закрутку факела в горизонтальной плоскости. Каналы аэросмеси и вторичного

воздуха выполнены в виде примыкающих друг к другу вертикальных щелей. Подача вторичного воздуха осуществляется по внешней стороне вращения факела в топке. Для уменьшения потери тепла с механическим недожогом на котле заведено нижнее дутье.

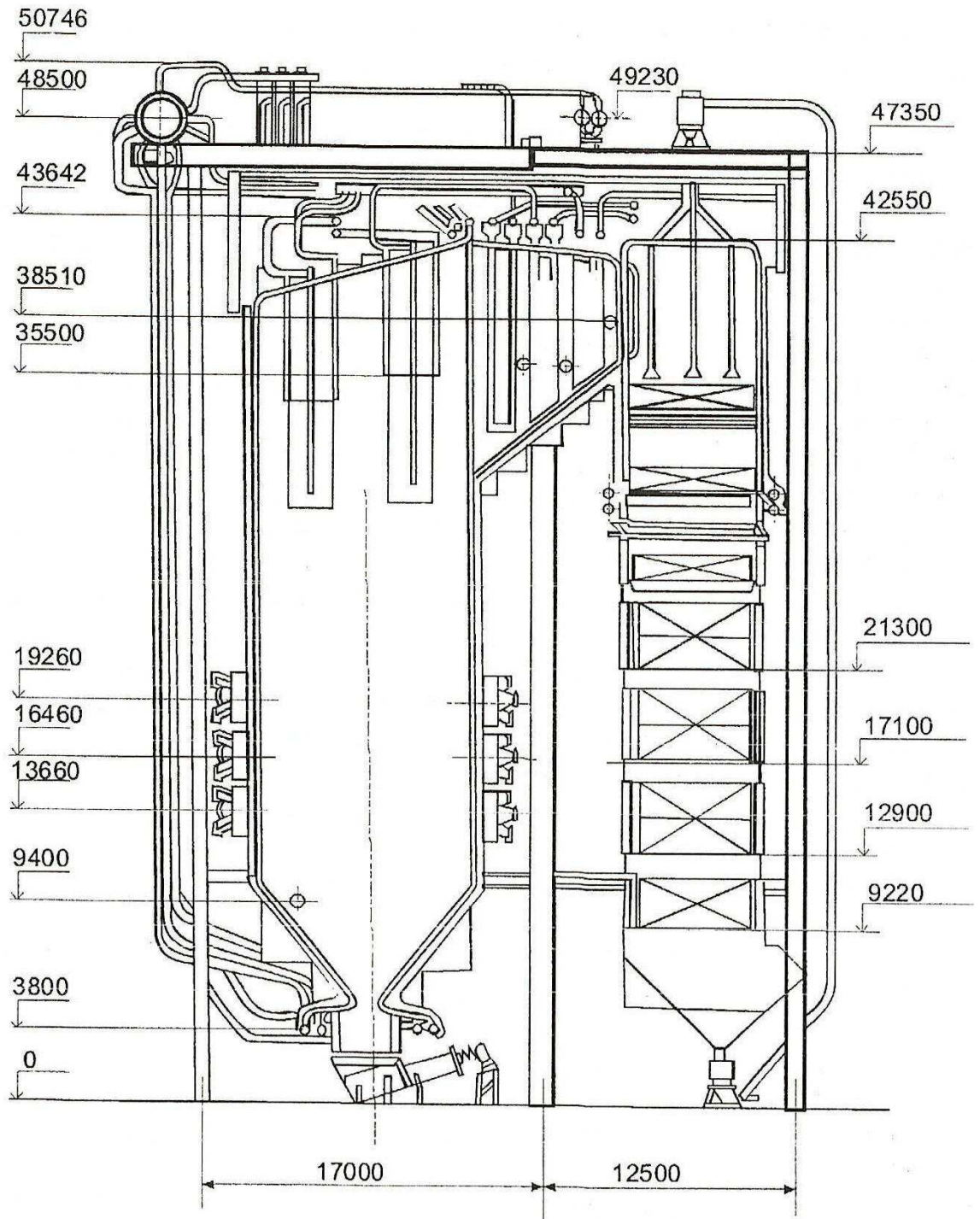


Рисунок 2.1 – Общий вид котла E-500

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

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

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

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

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

2). Барабан котла и сепарационные устройства.

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

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

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

Верхний распределительный коллектор расположен в паровом объеме барабана между дроссельным потолком и промывочным листом. Направление

потоков пара, истекающего в паровой объем, выбрано под углом 45° к продольной оси барабана. Потоки пара к торцам барабана направлены вдоль его оси. При этом часть потоков пара направлена на торцевую перегородку, а часть – в направляющие листы, приваренные к распределительным коллекторам.

Два нижних распределительных коллектора расположены в водяном объеме барабана и при растопках служат для парового разогрева барабана от постороннего источника насыщенным паром давлением $40 \dots 160 \text{ кгс/см}^2$. При остановках котла нижние коллекторы подключаются только при расхолаживании полностью опорожненного барабана (без уровня воды). Потоки пара из данных коллекторов направлены вдоль оси барабана, а в торцах - под углом 45° к оси барабана.

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

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

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

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

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

Для обеспечения требуемого качества пара на котле применена схема двухступенчатого испарения. Первую ступень испарения (чистый отсек)

составляют барабан с фронтowymi, задними и боковыми экранами, кроме крайних передних боковых экранов, которые совместно с выносными циклонами составляют вторую ступень испарения.

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

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

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

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

Для обеспечения в котле нормального солевого режима предусмотрены:

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

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

в) линии непрерывной продувки циклонов;

г) линии периодической продувки нижних коллекторов экранов;

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

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

3). Пароперегреватель.

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

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

Пароперегреватель имеет два параллельных потока пара. Движение пара следующее.

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

Далее пар десятью трубами 159x14 сталь 20 направляется в пять нижних камер 219x36 сталь 20 фронтальной стенки поворотной камеры опускного газохода, откуда проходит пять панелей экранирующих фронтальную, потолочную и заднюю стенки поворотной камеры и поступает в пять нижних

камер 219x36 сталь 20. Две панели выполнены из 20 труб и три панели из 24 труб 60x6 сталь 20 с шагом 100 мм.

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

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

После пароохладителей первой ступени пар по 12 трубам 133x13 сталь 12X1МФ поступает в 12 входных камер 133x20 сталь 12X1МФ задних ширм второй ступени, выполненных из труб 32x5 сталь 12X1МФ по 22 трубы в каждой, проходит их противотоком и, по 12 трубам 159x17 сталь 12X1МФ, поступает в четыре входные камеры 273x25 сталь 12X1МФ третьей ступени пароперегревателя. Проходит прямооток 54 пятиниточных пакета пароперегревателя, выполненных из труб 38x6 сталь 12X1МФ, и поступает в четыре выходных камеры 273x36 сталь 12X1МФ, откуда по 12 трубам 159x20 сталь 12X1МФ поступает в два впрыскивающих пароохладителя второй ступени 325x36 сталь 12X1МФ, где происходит переброс пара по ширине газохода из правой части газохода в левую и наоборот.

После пароохладителей пар по 12 трубам 159x20 сталь 12X1МФ поступает в четыре входные камеры 273x36 сталь 12X1МФ четвертой ступени пароперегревателя, проходит прямооток 54 пятиниточных пакета из труб 38x5

сталь 12X18Н12Т, и поступает в четыре выходные камеры 325x50 сталь 15X1М1Ф, затем по 12 трубам 159x26 сталь 12X1МФ, поступает в две паросборные камеры 325x50 сталь 15X1М1Ф. Выход пара из каждой камеры односторонний.

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

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

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

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

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

4). Конвективная шахта.

Конвективная шахта представляет собой опускной газопровод с размещенными в нем водяным экономайзером и трубчатым

воздухоподогревателем. Верхняя часть боковых стен опускного газохода экранирована трубами водяного экономайзера.

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

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

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

5). Очистка поверхностей нагрева.

Для очистки поверхностей нагрева котла применяются устройства следующего типа:

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

Монтаж, наладка и эксплуатация аппаратов производится по специальной инструкции.

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

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

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

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

б). Установка непрерывного механизированного шлакоудаления.

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

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

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

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

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

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

КАУ характеризуются умеренной влажностью до 38 %, низким содержанием серы до 0,6 % и зольности до 12 %. Длительный опыт

эксплуатации котла показывает, что особенности поведения органического и минерального состава КАУ в топочном процессе являются определяющими факторами при выборе технологии, обеспечивающей высокую эффективность их сжигания.

Серьезным недостатком котлов Е-500, ограничивающим их применение на электростанциях, являются высокие выбросы оксидов азота NO_x . Так при работе котла на трех пелесистемах с коэффициентом избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,25$ концентрация NO_x в дымовых газах достигает 430 мг/м^3 , а на четырех пылесистемах – 580 мг/м^3 . При зондировании топки установлено, что максимальная концентрация NO_x наблюдается на расстоянии 4...5 калибров горелки. Это обстоятельство вызывает необходимость, как отмечалось в главе 1, провести модернизацию топочной камеры котла с внедрением технологической схемы ступенчатого сжигания пылеугольного топлива.

2.4 Выводы по главе 2

1. Приведена подробная характеристика котельного и турбинного оборудования Красноярской ТЭЦ-2.

2. Проведена оценка влияния ТЭЦ-2 на экологию г. Красноярска. Показано, что ТЭЦ-2 выбрасывает в атмосферу 31 ингредиент от 18 организованных и неорганизованных источников загрязнения. При этом основными источниками выделения загрязняющих веществ являются котельные агрегаты. Приведены характеристики приземных концентраций выбросов загрязняющих веществ на текущий момент и на перспективу.

3. Рассмотрена конструкция котла Е-500 и особенности работы его элементов. Показано, что существенным недостатком котлов Е-500, ограничивающим их применение на электростанциях, являются высокие выбросы оксидов азота NO_x . Это обстоятельство требует провести модернизацию топочной камеры котла с внедрением технологической схемы ступенчатого сжигания пылеугольного топлива.

3 Предложения по организации топочного процесса котла Е-500

3.1 Предлагаемая схема двухступенчатого сжигания

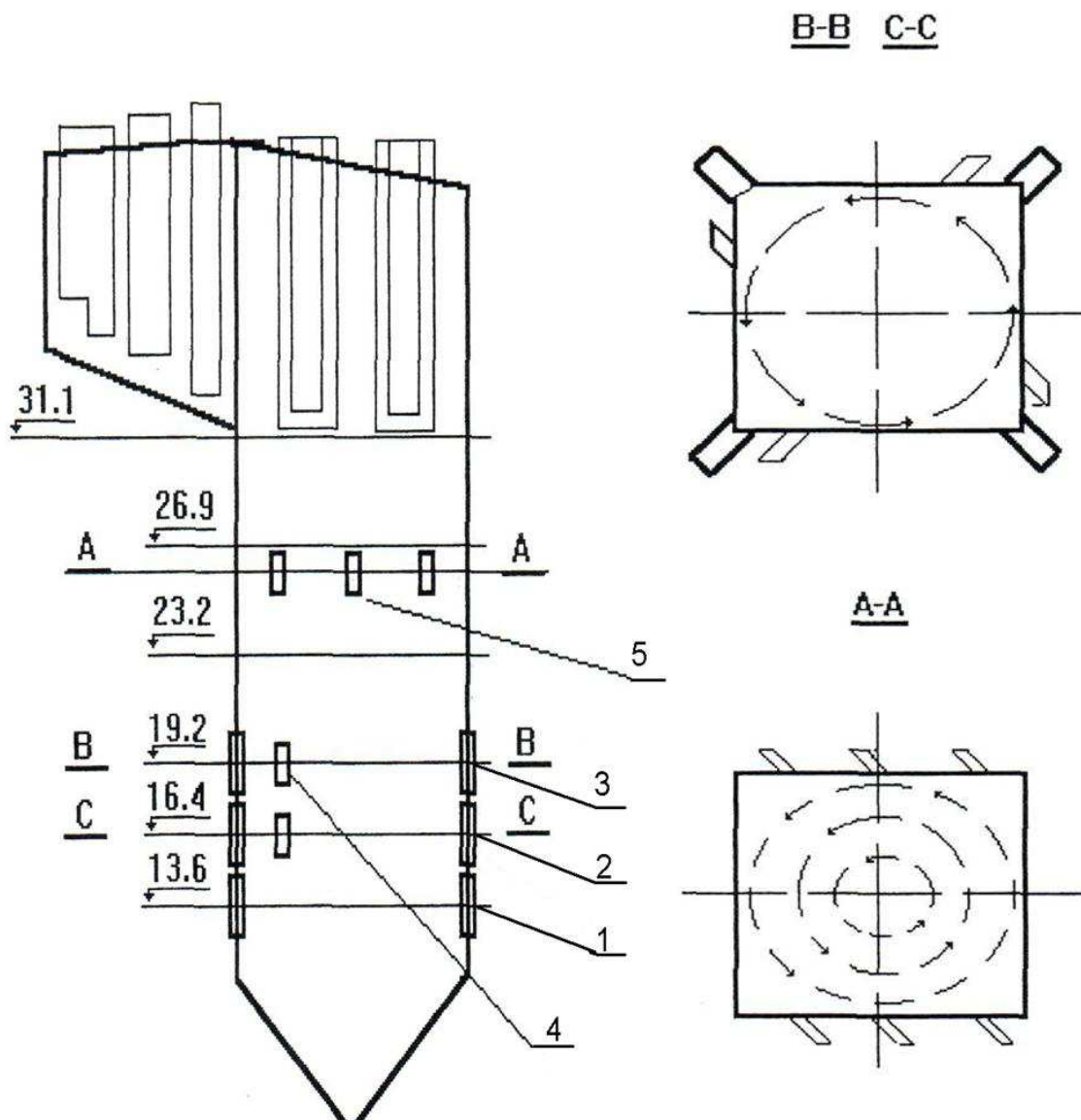
Принципиальная схема двухступенчатого сжигания для котла Е-500 представлена на рисунке 3.1. Сохраняются основные достоинства котла – газовая сушка и размол топлива в мельницах-вентиляторах, тангенциальное многоярусное расположение прямооточных горелок. В горелки 1,2 и 3 ярусов топливо распределяется равномерно [14, 15, 22].

Для уменьшения образования оксидов азота на начальном участке горелочной струи организована подача до 12 % горячего воздуха (от теоретически необходимого). Воздушное дутье подается помимо горелок через специальные боковые сопла третичного дутья на отметках 2 и 3 ярусов (ступенчатость по горизонтали). Направление продольных осей основных горелок и боковых воздушных сопел выбрано таким образом, чтобы обеспечить слияние горелочных струй и воздуха боковых сопел на расстоянии от 4 до 5 калибра от среза горелки. В этом случае оси боковых сопел должны быть направлены по касательной к воображаемой окружности диаметром 3 м.

Выше третьего яруса горелок устанавливается группа тангенциальных сопел верхнего третичного дутья с подачей в них 15 % воздуха (от теоретически необходимого) с круткой противоположной направлению вращения основного потока газов относительно вертикальной оси топки (ступенчатость по вертикали). Противоположная крутка необходима для интенсификации массообмена и дожигания продуктов неполного горения. Для организации равномерного распределения вторичного воздуха по горелкам, отбор воздуха на сопла верхнего дутья осуществляется из перемычек, смонтированных между коробами на выходе из воздухоподогревателя.

С целью снижения интенсивности шлакования, как показали исследования котла Е-500, необходима дополнительная подача в зону горения газов рециркуляции [19–21]. В связи с этим предусмотрена подача до 10 %

газов рециркуляции в топку через каналы вторичного воздуха основных горелок.



- 1-первый ярус горелок
- 2-второй ярус горелок
- 3-третий ярус горелок
- 4-сопла дутья в зоне горелок
- 5-сопла верхнего третичного дутья

Рисунок 3.1 – Принципиальная схема двухступенчатого сжигания пылеугольного топлива в котле Е-500

3.2 Расчет воздушного баланса, горелок и сопл третичного дутья

Расчет воздушного баланса и горелочных устройств, а также высоты установки сопел верхнего третичного дутья [23, 24] представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1-Расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья

	Наименование величин	Обозначение	Размерность	Численное значение
1	2	3	4	5
1	Тип котла	E-500		
2	Паропроизводительность котла	D_{ne}	кг/ч	500000
3	Давление в барабане	$P_{\bar{o}}$	кгс/см ²	161
4	Давление перегретого пара	P_{ne}	кгс/см ³	140
5	Температура перегретого пара	t_{ne}	°C	560
6	Температура питательной воды	$t_{нв}$	°C	230
7	Энтальпия перегретого пара	i_{ne}	ккал/кг	833,2
8	Энтальпия питательной воды	$i_{нв}$	ккал/кг	237,2
9	Потери тепла с мехнедожегом	q_4	%	0,5
10	КПД брутто котла	$\eta^{бр}$	%	92,1
11	Температура горячего воздуха	$t_{гв}$	°C	279
12	Температура уходящих газов	$t_{ух}$	°C	150
15	Вентиляция мельниц	V_m	м ³ /с	31,94
17	Количество работающих мельниц	Z_{pm}	штук	3
22	Количество работающих горелок	$Z_{pг}$	штук	9
23	Полный расход топлива на котел	B_k	кг/с	23,65
24	Расчетный расход топлива на котел	B_p	кг/с	23,53
28	Доля рециркуляции уходящих газов в пылесистему	$r_{ух}^{nc}$	-	0,076
29	Доля рециркуляции газов отбора	$r_{отб}$	-	0,176
30	Доля рециркуляции уходящих газов во вторичный воздух (общая)	$r_{ух}^{св}$	-	0,1
31	Тоже по ярусам			
	-1 ярус	$r_{ух}^{св1}$	-	0,03

1	2	3	4	5
	-2 ярус	$r_{yx}^{вв2}$	-	0,03
	-3 ярус	$r_{yx}^{вв3}$	-	0,03
32	Коэффициент избытка воздуха в топке	α_m	-	1,2
33	Коэффициент избытка воздуха в газах Отбора	$\alpha_{отб}$	-	1,2
34	Коэффициент избытка воздуха в газах Рециркуляции	α_{yx}	-	1,37
35	Присос в топку	$\Delta\alpha_m$	-	0,05
36	Присос в пылесистему	$\Delta\alpha_{nc}$	-	0,116
37	Доля воздуха на верхнее третичное дутье (общая)	$\Delta\alpha_3^{ввр}$	-	0,15
38	Количество ярусов верхнего третичного дутья	$n_3^{ввр}$	-	2
39	Определитель подачи третичного воздуха на сопла по вертикали			
	-1 ярус	δ_1	-	0
	-2 ярус	δ_2	-	1
40	Доля воздуха на вертикальное третичное дутье по ярусам			
	-1 ярус	$\Delta\alpha_3^{ввр1}$	-	0
	-2 ярус	$\Delta\alpha_3^{ввр2}$	-	0,15
41	Доля воздуха на горизонтальное третичное дутье (общая)	$\Delta\alpha_3^{гор}$	-	0,12
42	Количество ярусов подачи третичного дутья по горизонтали	$n_3^{гор}$	-	2
43	Определитель подачи третичного воздуха на сопла по горизонтали			
	-1 ярус	P_1	-	0
	-2 ярус	P_2	-	1
	-3 ярус	P_3	-	1
44	Доля воздуха на горизонтальное третичное дутье по ярусам			
	-1 ярус	$\Delta\alpha_3^{гор1}$	-	0
	-2 ярус	$\Delta\alpha_3^{гор2}$	-	0,06
	-3 ярус	$\Delta\alpha_3^{гор3}$	-	0,06

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
45	Распределение присосов по ярусам:			
	-1 ярус	$k_{прс1}$	-	0,5
	-2 ярус	$k_{прс2}$	-	0,3
	-3 ярус	$k_{прс3}$	-	0,2
Расчетные величины:				
46	Расход топлива на одну мельницу	B_m	кг/с	7,88
47	Расход топлива на:			
	-1 ярус	$B_{я1}$	кг/с	7,84
	-2 ярус	$B_{я2}$	кг/с	7,84
	-3 ярус	$B_{я3}$	кг/с	7,84
48	Расход аэросмеси на горелку:			
	-1 ярус	V_1^a	$м^3 / с$	10,65
	-2 ярус	V_2^a	$м^3 / с$	10,65
	-3 ярус	V_3^a	$м^3 / с$	10,65
49	Теоретический расход воздуха	V^o	$нм^3 / кг$	4,32
50	Теоретический расход газов	$V_г^o$	$нм^3 / кг$	5,13
51	Доля избыточного воздуха в газах рециркуляции	$\Delta\alpha_{рц}$	-	0,03
52	Доля избыточного воздуха в газах отбора	$\Delta\alpha_{отб}$	-	0,035
53	Доля первичного воздуха на котел	$\Delta\alpha_1$	-	0,179
54	Доля первичного воздуха в горелках			
	-1 ярус	$\Delta\alpha_{1я1}$	-	0,06
	-2 ярус	$\Delta\alpha_{1я2}$	-	0,06
	-3 ярус	$\Delta\alpha_{1я3}$	-	0,06
55	Коэффициент избытка первичного воздуха в работающих горелках			
	-1 ярус	$\alpha_{1(1-1)}$	-	0,179
	-2 ярус	$\alpha_{1(1-2)}$	-	0,179
	-3 ярус	$\alpha_{1(1-3)}$	-	0,179
56	Доля вторичного воздуха в топке	α_2		0,734
57	Распределение вторичного воздуха по ярусам горелках			
	-1 ярус	$d_2^{яруел}$	-	0,333

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
	-2 ярус	$d_2^{яpвв2}$	-	0,333
	-3 ярус	$d_2^{яpвв3}$	-	0,333
58	Коэффициент избытка вторичного воздуха на работающих горелках			
	-1 ярус	$\alpha_{pз(2-1)}$	-	0,551
	-2 ярус	$\alpha_{pз(2-2)}$	-	0,551
	-3 ярус	$\alpha_{pз(2-3)}$	-	0,551
59	Доля вторичного воздуха в работающих горелках			
	-1 ярус	$\Delta\alpha_{pз(2-1)}$	-	0,184
	-2 ярус	$\Delta\alpha_{pз(2-2)}$	-	0,184
	-3 ярус	$\Delta\alpha_{pз(2-3)}$	-	0,184
60	Коэффициент избытка воздуха Горелки			
	-1 ярус	α_{z1}	-	0,734
	-2 ярус	α_{z2}	-	0,734
	-3 ярус	α_{z3}	-	0,734
61	Доля третичного воздуха на дутье по горизонтали в зоне горелок			
	-1 ярус	$\Delta\alpha_{3z1}$	-	0
	-2 ярус	$\Delta\alpha_{3z2}$	-	0,060
	-3 ярус	$\Delta\alpha_{3z3}$	-	0,060
62	Коэффициент избытка воздуха в ярусах горелок с учетом присосов			
	-1 ярус	$\alpha_{яp1}$	-	0,940
	-2 ярус	$\alpha_{яp2}$	-	1,015
	-3 ярус	$\alpha_{яp3}$	-	1,035
63	Коэффициент избытка воздуха в зоне верхнего третичного дутья			
	-1 ярус	α_3^1	-	1,035
	-2 ярус	α_3^2	-	1,185
64	Суммарный коэффициент избытка воздуха в топке	α_m^{pac}	-	1,2

1	2	3	4	5
Расчет каналов вторичного воздуха в горелках				
65	Расход воздуха на одну горелку			
	-1 ярус	$V_{2(2-1)}$	$нм^3 / с$	6,22
	-2 ярус	$V_{2(2-2)}$	$нм^3 / с$	6,22
	-3 ярус	$V_{2(2-3)}$	$нм^3 / с$	6,22
66	Скорость воздуха на выходе из горелок (необходимая)			
	-1 ярус	$W_{(2-1)}$	м/с	35
67	Расход газов рециркуляции во вторичный воздух			
	-1 ярус	$V_{pцz1}$	$нм^3 / с$	0,53
68	Площадь каналов вторичного воздуха			
	-1 ярус	F_{2-1}	$м^2$	0,359
	-2 ярус	F_{2-2}	$м^2$	0,359
	-3 ярус	F_{2-3}	$м^2$	0,359
69	Температура смеси вторичного воздуха и газов рециркуляции			
	-1 ярус	$t_{см1}$	0C	269
	-2 ярус	$t_{см2}$	0C	269
	-3 ярус	$t_{см3}$	0C	269
70	Скорость смеси вторичного воздуха и газов рециркуляции на выходе из горелок			
	-1 ярус	W_{2-1}	м/с	35,3
	-2 ярус	W_{2-2}	м/с	35,3
	-3 ярус	W_{2-3}	м/с	35,3
71	Расход смеси вторичного воздуха и газов рециркуляции на одну горелку			
	-1 ярус	$V_2^{см1}$	$м^3 / с$	12,7
	-2 ярус	$V_2^{см2}$	$м^3 / с$	12,7
	-3 ярус	$V_2^{см3}$	$м^3 / с$	12,7
72	Расчетная скорость			
	-1 ярус	$W_2^{см1}$	м/с	35,3
	-2 ярус	$W_2^{см2}$	м/с	35,3
	-3 ярус	$W_2^{см3}$	м/с	35,3
73	Необходимая площадь	$F_{2н}$	$м^3$	0,359

1	2	3	4	5
Расчет каналов аэросмеси в горелке				
74	Скорость аэросмеси на выходе из горелок (необходимая)			
	-1 ярус	W_1	м/с	14
	-2 ярус	W_2	м/с	14
	-3 ярус	W_3	м/с	14
75	Площадь каналов аэросмеси			
	-1 ярус	F_{1-1}	$м^2$	0,76
	-2 ярус	F_{1-2}	$м^2$	0,76
	-3 ярус	F_{1-3}	$м^2$	0,76
76	Количество каналов аэросмеси в горелке			
	-1 ярус	n_1	штук	4
77	Площадь одного канала аэросмеси			
	-1 ярус	$F_{к1-1}$	$м^2$	0,19
	-2 ярус	$F_{к1-2}$	$м^2$	0,19
	-3 ярус	$F_{к1-3}$	$м^2$	0,19
78	Скорость аэросмеси на выходе из горелок			
	По чертежам			15,2
79	Размеры одного канала аэросмеси			
	Высота	a	м	0,480
	Ширина	b	м	0,365
Расчет сопл третичного дутья				
80	Количество сопл третичного дутья в ярусе			
	-1 ярус	k_1	штук	0
	-2 ярус	k_2	штук	4
	-3 ярус	k_3	штук	4
81	Расход воздуха в одно сопло			
	-1 ярус	V_{mpz1}	$м^3 / с$	0
	-2 ярус	V_{mpz2}	$м^3 / с$	3,1
	-3 ярус	V_{mpz3}	$м^3 / с$	3,1
82	Скорость воздуха на выходе из сопла	W_c	м/с	35
83	Площадь одного сопла			
	-1 ярус	F_{mpz1}	$м^2$	0
	-2 ярус	F_{mpz2}	$м^2$	0,088
	-3 ярус	F_{mpz3}	$м^2$	0,088

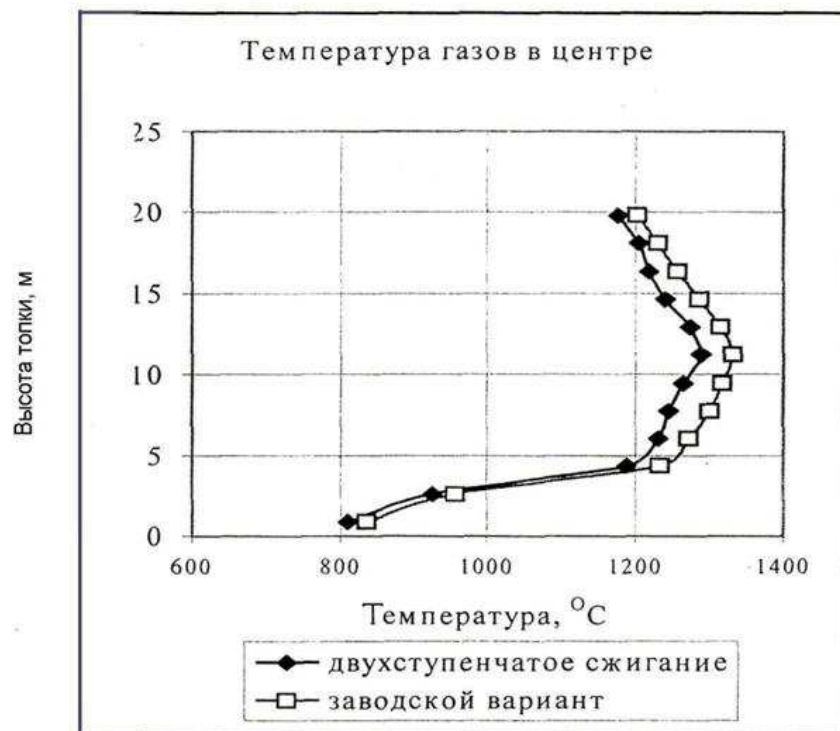
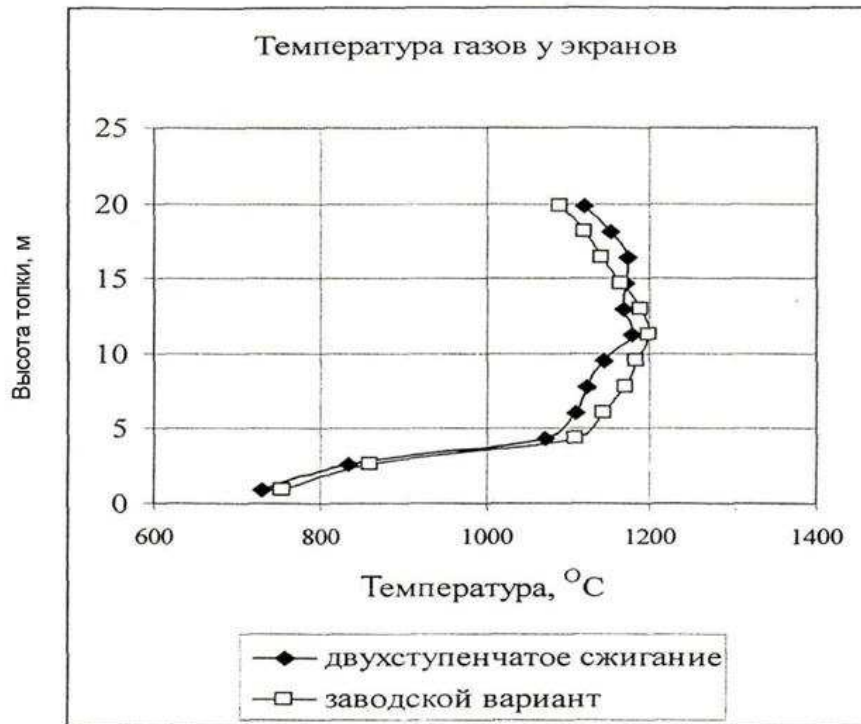


Рисунок 3.3 – Распределение температуры по высоте топki, °C

Потери тепла с механическим недожогом повышаются с 0,5 до 0,535 % после внедрения двухступенчатого сжигания, для расчета использовались данные из теплового расчета.

После разработки схемы воздухопроводов котла, был проведен поверочный расчет воздушного тракта. Аэродинамический расчет воздушного тракта котла Е-500 выполнен в соответствии с Нормами аэродинамических расчетов котельных установок[24]. Расчет выполнен для паропроизводительности 500 т/ч на бородинском угле. Исходные данные принимались из теплового расчета котла Е-500.

Результаты расчета показали, что на нагрузке 500 т/ч при двухступенчатом сжигании топлива суммарное сопротивление тракта составило 300 кгс/см² (до реконструкции 257кгс/см²). Таким образом, аэродинамические характеристики установленного на котле вентилятора ВДН-26Пу с числом оборотов 740 об/мин обеспечивает расчетный напор и необходимую производительность.

3.4 Расчеты выбросов оксида азота

Для котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 разработаны технические решения по организации двухступенчатого сжигания углей Канско-Ачинского бассейна, включающие:

-ступенчатую подачу горячего воздуха в зону активного горения через боковые сопла третичного дутья на уровне 2 и 3 ярусов;

-подачу воздуха в зону дожигания через специальные сопла верхнего третичного дутья.

Для 2 и 3 ярусов предлагаются существующие прямоточные горелки с периферийной и рассредоточенной подачей аэросмеси. Сечение горелок по вторичному воздуху уменьшается за счет установки приставок.

С целью интенсификации массообмена верхние сопла третичного дутья установлены на боковых стенках топки с противокруткой по отношению к основным горелкам.

Характеристика режимов работы котла на номинальной нагрузке и работе трехпылесистем:

-коэффициент избытка воздуха:

-на выходе из топке $\alpha_T=1,2$;

-в горелках 1-3 ярусов $\alpha_{Г1-3}=0,734$;

-в зоне 1 яруса горелок $\alpha_{1яр}=0,94$;

-в зоне 2 яруса горелок $\alpha_{2яр}=1,015$;

-в зоне 3 яруса горелок $\alpha_{3яр}=1,035$;

-суммарная доля воздуха, подаваемого через боковые сопла третичного дутья в зоне горелок 2 и 3 ярусов $\Delta\alpha_3^Г=0,12$;

-доля верхнего третичного воздуха, подаваемого в зону дожигания $\Delta\alpha_{тре} = 0,15$;

-скорость аэросмеси W_1 и вторичного воздуха W_2 на выходе из горелок составила 15 и 35 м/с соответственно;

-скорость воздуха на выходе из боковых сопел третичного дутья в зоне горелок 2 и 3 ярусов $W_3^{Гор}=35$ м/с;

-скорость воздуха на выходе из верхних сопел третичного дутья в зоне дожигания $W_3^{Вер}=40$ м/с.

В уходящих газах паровых и водогрейных котлов монооксид азота NO составляет от 95 до 99 % общего выброса NO_x , в то время как содержание более токсичного диоксида азота NO_2 не превышает 1...5 %. После выброса дымовых газов в атмосферу под воздействием природных факторов большая часть NO конвертируется в NO_2 . Поэтому расчет массовых концентраций и выбросов оксидов азота NO_x ведется в пересчете на NO_2 .

Исходные данные и расчет выбросов оксида азота до и после реконструкции по методикам [25, 26] представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

В связи с установленными отдельными ПДК в атмосферном воздухе на NO и NO₂, а также с учетом трансформации оксидов азота в атмосфере при расчете загазованности и нормировании выбросов ТЭЦ суммарные массовые выбросы оксидов азота разделяются на составляющие с использованием коэффициентов трансформации: в диоксид азота – 0,8, а в монооксида азота – 0,13.

Разделения на составляющие и концентрация оксидов азота приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.3 – Расчет выбросов оксидов азота до реконструкции котла

	Наименование величин	Обозначение	Размерность	Численное значение
Исходные величины				
1	2	3	4	5
1	Вид топлива		-	канско-ачинский бурый уголь
2	Низшая теплота сгорания	Q_n^p	МДж/кг	15,66
3	Зольность топлива на рабочую массу	A^p	%	6
4	Влажность топлива на рабочую массу	W^p	%	33
5	Содержание азота топлива на рабочую массу	N^p	%	0,6
6	Тип горелок		-	Прямоточные
7	Выход летучих на рабочую массу топлива	V^e	%	48
8	Коэффициент избытка воздуха в горелке	α_2	-	1,1
9	Доля первичного воздуха по отношению к теоретически необходимому	α_1	-	0,18
10	Степень рециркуляции дымовых газов в топку	R	%	0,35
11	Отношение скорости вторичного воздуха на выходе из внутреннего канала (ближайшего к первичному) к скорости первичного воздуха	$\frac{w_2}{w_1}$	-	2,40
12	Температура на выходе из активного горения	T_{3AG}''	К	1604
13	Расчетный расход топлива	B_p	кг/с	23,742
Расчет удельных выбросов и концентраций оксидов азота				
14	Содержание азота на сухую массу топлива	$N^c = \frac{100 \cdot N^p}{100 - W^p} = \frac{100 \cdot 0,6}{100 - 33}$		0,896

15	Выход летучих на рабочую массу	$V^p = \frac{(100 - W^p - A^p) \cdot V^c}{100} =$ $= \frac{(100 - 33 - 6) \cdot 48}{100}$	%	29,28
16	Содержание связанного углерода	$C^{cs} = 100 - W^p - A^p - V^p$	-	31,72

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5
17	Топливный коэффициент	$FR = \frac{C^{cs}}{V^p} = \frac{31,72}{29,28}$	-	1,08
18	Влияние характеристик топлива на оксиды топлива	$\xi_{NO} = FR^{0,6} + N^c$	-	2,94
19	Влияние α_2 на образование топливных оксидов азота	$\beta_{\alpha_2} = (0,53 \cdot \alpha_2 + 0,12) =$ $= (0,53 \cdot 1,1 + 0,12)$	-	0,494
20	Влияние α_1 на образование топливных оксидов азота	$\beta_{\alpha_1} = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48 =$ $= 1,73 \cdot 0,18 + 0,48$	-	0,791
21	Влияние R на образование топливных оксидов азота	$\beta_R = 1 - 0,016\sqrt{R} =$ $= 1 - 0,016\sqrt{0,35}$	-	0,991
22	Влияние $T_{ЗАГ}''$ на образование топливных оксидов азота	$\beta_g = 0,11 \cdot \sqrt[3]{T_{ЗАГ}'' - 1100} =$ $= 0,11 \cdot \sqrt[3]{1604 - 1100}$	-	0,875
23	Влияние смешения в корне факела на образование топливных оксидов азота	$\beta_{cm} = 0,98 \cdot \frac{w_2}{w_1} - 0,47 =$ $= 0,98 \cdot 2,40 - 0,47$	-	1,882
24	Удельный выброс топливных оксидов азота	$K_{NO} = 0,12 \cdot \xi_{NO} \cdot \beta_{\alpha_2} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_R \cdot \beta_g \cdot \beta_{cm} =$ $= 0,12 \cdot 2,94 \cdot 0,494 \cdot 0,791 \cdot 0,991 \cdot 0,875 \cdot 1,882$	г/МДж	0,225
25	Суммарная мощность выброса	$M_{NO_x} = K_{NO_x} \cdot Q_n^p \cdot B_p =$ $= 0,225 \cdot 23,742 \cdot 15,66$	г/с	83,655

Таблица 3.4 – Расчет выбросов оксидов азота после реконструкции котла

	Наименование величин	Обозначение	Размерность	Численное значение
Исходные величины				
1	2	3	4	5
1	Вид топлива		-	канско-ачинский

				бурый уголь
2	Низшая теплота сгорания	Q_H^p	МДж/кг	15,66
3	Зольность топлива на рабочую массу	A^p	%	6
4	Влажность топлива на рабочую массу	W^p	%	33

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5
5	Содержание азота топлива на рабочую массу	N^p	%	0,6
6	Тип горелок		-	Прямоточные
7	Выход летучих на рабочую массу топлива	V^z	%	48
8	Коэффициент избытка воздуха в горелке	α_2	-	0,83
9	Доля первичного воздуха по отношению к теоретически необходимому	α_1	-	0,18
10	Степень рециркуляции дымовых газов в топку	R	%	0,35
11	Отношение скорости вторичного воздуха на выходе из внутреннего канала (ближайшего к первичному) к скорости первичного воздуха	$\frac{w_2}{w_1}$	-	2,40
12	Температура на выходе из активного горения	T_{3AG}''	К	1562
13	Расчетный расход топлива	B_p	кг/с	23,742

Расчет удельных выбросов и концентраций оксидов азота

14	Содержание азота на сухую массу топлива	$N^c = \frac{100 \cdot N^p}{100 - W^p} = \frac{100 \cdot 0,6}{100 - 33}$	%	0,896
15	Выход летучих на рабочую массу	$V^p = \frac{(100 - W^p - A^p) \cdot V^z}{100} = \frac{(100 - 33 - 6) \cdot 48}{100}$	%	29,28
16	Содержание связанного углерода	$C^{cs} = 100 - W^p - A^p - V^p$	-	31,72
17	Топливный коэффициент	$FR = \frac{C^{cs}}{V^p} = \frac{31,72}{29,28}$	-	1,08
18	Влияние характеристик топлива на оксиды топлива	$\xi_{NO} = FR^{0,6} + (+ N^c)$	-	2,94
19	Влияние α_2 на образование топливных оксидов азота	$\beta_{\alpha_2} = (0,53 \cdot \alpha_2 + 0,12)^2 = (0,53 \cdot 0,83 + 0,12)^2$	-	0,313
20	Влияние α_1 на образование топливных оксидов азота	$\beta_{\alpha_1} = 1,73 \cdot \alpha_1 + 0,48 = 1,73 \cdot 0,18 + 0,48$	-	0,791

21	Влияние R на образование топливных оксидов азота	$\beta_R = 1 - 0,016\sqrt{R} =$ $= 1 - 0,016\sqrt{0,35}$	-	0,991
22	Влияние $T_{ЗАГ}''$ на образование топливных оксидов азота	$\beta_g = 0,11 \cdot \sqrt[3]{T_{ЗАГ}'' - 1100} =$ $= 0,11 \cdot \sqrt[3]{1562 - 1100}$	-	0,850

1	2	3	4	5
23	Влияние смещения в корне факела на образование топливных оксидов азота	$\beta_{cm} = 0,98 \cdot \frac{w_2}{w_1} - 0,47 =$ $= 0,98 \cdot 2,40 - 0,47$	-	1,882
24	Удельный выброс топливных оксидов азота	$K_{NO} = 0,12 \cdot \xi_{NO} \cdot \beta_{\alpha_2} \cdot \beta_{\alpha_1} \cdot \beta_R \cdot \beta_{cm} =$ $0,12 \cdot 2,94 \cdot 0,313 \cdot 0,791 \cdot$ $0,991 \cdot 0,850 \cdot 1,882$	г/МДж	0,139
25	Суммарная мощность выброса	$M_{NO_x} = K_{NO_x} \cdot Q_n^p \cdot B_p =$ $= 0,225 \cdot 23,742 \cdot 15,66$	г/с	51,68

Таблица 3.5 – Разделения на составляющие и концентрация оксидов азота

	Параметры	Обозначение	Размерность	Дореконструкции	После Реконструкции	Сокращение выбросов
В работе один котел Е-500	Концентрация оксидов азота	NO _x	мг/нм ³	580	350	1,66
	Выбросы оксидов азота в атмосферу	NO ₂	г/с	66,924	41,344	1,62
		NO	г/с	10,875	6,718	

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод, что предложенная реконструкция котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 приводит к сокращению выбросов оксида азота в атмосферу и к уменьшению платежей ТЭЦ за выбросы оксидов азота. Так, выбросы от одного котла ТЭЦ-2 уменьшаются в 1,62 раза.

3.5 Выводы по главе 3

1. Для котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 разработаны технические решения по организации двухступенчатого сжигания КАУ, включающие ступенчатую подачу горячего воздуха в зону активного горения через боковые сопла третичного дутья, а также зону дожигания через специальные сопла верхнего третичного дутья.

2. Предложено для 2 и 3 ярусов использовать существующие прямооточные горелки с периферийной и рассредоточенной подачей аэросмеси.

3. Предложено установить на боковых стенках топки верхние сопла третичного дутья с противокруткой по отношению к основным горелкам с целью интенсификации массообмена.

4. Проведен расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья и определены расчетные характеристики режимов работы котла на номинальной нагрузке и работе на трехпылесистемах (коэффициенты избытка воздуха на выходе из топке, в горелках и в зонах ярусов горелок; доля воздуха, подаваемого через боковые сопла третичного дутья; скорость аэросмеси и вторичного воздуха).

5. Расчеты показали, что при двухступенчатом сжигании топлива температур ядре горения и у экранов уменьшается на 42 °С, на выходе из топки – наблюдается ее незначительное увеличение.

6. Результаты экологического расчета показали, что предложенная реконструкция котла Е-500 Красноярской ТЭЦ-2 приводит к сокращению выбросов оксида азота в атмосферу. Так, например, при двухступенчатой схеме сжигания выбросы от одного котлоагрегата № 4 уменьшаются в 1,62 раза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации решалась задача, направленная на уменьшение выбросов оксидов азота котлами Е-500(БКЗ-500-140-1) Красноярской ТЭЦ-2 путем применения схемы ступенчатого сжигания КАУ. В ходе выполнения дипломной работы получены следующие результаты.

1. Проведен анализ экологической ситуации в промышленной энергетике РФ. Дана оценка влияния ТЭЦ-2 на экологию г. Красноярска. Показано, что ТЭЦ-2 выбрасывает в атмосферу 31 ингредиент от 18 организованных и неорганизованных источников загрязнения. При этом основными источниками выделения загрязняющих веществ являются котельные агрегаты. Приведены характеристики приземных концентраций выбросов загрязняющих веществ на текущий момент и на перспективу.

2. Рассмотрена конструкция котла Е-500 и особенности работы его элементов. Отмечено, что существенным недостатком котлов Е-500, ограничивающим их применение на ТЭС, являются высокие выбросы наиболее опасных ингредиентов – оксидов азота (NO_x). Это обстоятельство требует провести модернизацию топочной камеры котла с внедрением технологических методов подавления NO_x при сжигании пылеугольного топлива. Показано, что применение схем ступенчатого сжигания пылеугольного топлива позволяет снизить выбросы NO_x в интервале от 30 до 60 %.

3. Для котла Е-500 разработаны технические решения по организации двухступенчатого сжигания КАУ, включающие ступенчатую подачу горячего воздуха в зону активного горения через боковые сопла третичного дутья, а также в зону дожигания через специальные сопла верхнего третичного дутья.

4. Проведен расчет воздушного баланса, горелок и сопел третичного дутья и определены расчетные характеристики режимов работы котла на номинальной нагрузке при работе на трех пылесистемах. Определены коэффициенты избытка воздуха на выходе из топке, в горелках и в зонах ярусов горелок; доля воздуха, подаваемого через боковые сопла третичного дутья; скорость аэросмеси и вторичного воздуха.

5. Теплотехнические расчеты показали, что при двухступенчатом сжигании топлива по сравнению с проектным вариантом температура в ядре горения уменьшается на 42 °С, на выходе из топки – возрастает на 6 °С.

6. Результаты экологического расчета показали, что предложенная реконструкция котла Е-500 приводит к сокращению выбросов оксида азота в атмосферу: при двухступенчатой схеме сжигания выбросы от одного котлоагрегата № 4 уменьшаются в 1,62 раза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Изменение климата и Киотский протокол – реалии и практические возможности/ А.О. Кокорин, И.Г. Грицевич, Г.В.Сафонов. – М.: 2004. – 64 с.
2. Пугач, Л.И.Энергетика и экология: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1999. – 197 с.
3. Обзорзагрязнения природной среды в Российской Федерации за 2002 г. – М.: Росгидромет, 2003. – 295 с.
4. Zweig, R.W.Hydrogenenergyprogress: VII Proc. 7-th Worldhydrogenenergyconf. – N.Y. etc., PergamonPress, 1988. – V.1. – PP.23-31.
5. Репродуктивноездоровье как объективный показатель медико-экологического мониторинга. Охрана атмосферного воздуха / Н.И.Латшиевская, Г.П.Герусова, С.В.Вдовин [и др.] – СПб.-М.: НИИатмосферы, 1999. – С.62-65.
6. Жабо, В.В.Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
7. Аршакян, Д.Т. Особенности развития теплофикации в условиях перехода к рыночной экономике / Теплоэнергетика, 1997. –№1. – С.72-77.
8. Шупарский, А.И.Оптимизация природоохранных мероприятий в теплоэнергетике. – Саратов: Изд-во Саратовского ун-та, 1992. – 128 с.
9. Барроиз, Дж.Доклад на координационном совете по оценке риска в ядерном комплексе. М.: Энергия, 1999. – № 3. – С.81.
10. Яворский, И.А.О путях предотвращения выбросов оксидов азота технологическими методами сжигания твердых топлив. // Теплоэнергетика. – 1995. – №2. – С.17-23.
11. Пугач, Л.И.Проблемы рационального использования канско-ачинских углей на ТЭС. – Новосибирск: НЭТИ, 1992. – 215 с.
12. Исследование образования NO_x из азота топлива при горении пыли каменных углей/С.П.Титов, В.И.Бабий, В.М.Барбараш // Теплоэнергетика. – 1980. – № 5. –С.64-67.

13. Котлер, В.Р. Влияние топочного режима и конструктивных особенностей котельного агрегата на образование оксидов азота при сжигании каменных и бурых углей / Подготовка и сжигание топлива в крупных энергоблоках // В.Р. Котлер, С.И. Сучков, В.Д. Суровицкий, Г.В. Лобов: Ир. ВТИ. Вып.15. М.: Энергия, 1978. С. 99-107.

14. Котлер, В.Р. Технологические методы уменьшения выбросов оксидов азота при сжигании твердого топлива / В.Р.Котлер//Энергетик. –1981. – №5. –С. 30-32.

15. Котлер, В.Р. Ступенчатое сжигание-методы подавления оксидов азота при сжигании бурых углей / В.Р.Котлер, В.Н.Верзаков, Г.В. Лобов // Тяжелое машиностроение –1990. – №10. – С.26-28.

16. Результаты опытного сжигания Ирша-Бородинского угля в топочной камере с твердым шлакоудалением / Ю.Л. Маршак, М.Я.Процайло, А.И. Гончаров [и др.]//Теплоэнергетика. – 1978. – №5. С.45-51.

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

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

19. Пронин, М.С. Совершенствование технологий пылеугольного сжигания канско-ачинских углей с учетом особенностей поведения их органической и минеральной массы: монография / М.С. Пронин. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. – 224 с.

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

21. Процайло, М.Я. Освоение и исследование опытно-промышленного котла БКЗ-500-140-1 с тангенциальной топкой для низкотемпературного

сжигания канско-ачинских углей / М.Я. Процайло, Ю.Л. Маршак, С.Г. Козлов и др. // Теплоэнергетика. – 1988. – № 1. – С. 5-12.

22. Котлер, В.Р. Реализация и эффективность технологических методов подавления оксидов азота на ТЭС / В.Р.Котлер, Ю.П.Енякин // Теплоэнергетика. – 1994. – № 6. – С. 2-9.

23. Методические указания по проектированию топочных устройств энергетических котлов: Расчет воздушного баланса, горелок и сопла третичного дутья / Под ред.Э.Х. Вербовецкого и Н.Г. Жмерикаю – Санкт-Петербург: ВТИ, 1996. – 69 с.

24. Бойко, Е.А. Котельные установки и парогенераторы: Аэродинамический расчет котельных установок: учебное пособие / Е.А.Бойко, И.С.Деринг, Т.И. Охорзина.– Красноярск:КГТУ,2006. – 136 с.

25. Методическое указание по расчету оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций / В.Р.Котлер, Ю.П. Енякин, Ю.М.Усман, В.А.Верещетин. – М.:ОАО «ВТИ», 2003. – 67 с.

26. Методикаопределения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. / РД. 34.02.305-98. – М.: АООТ «ВТИ», 1998. – 43 с.

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

Политехнический институт

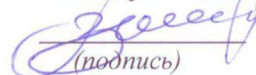
(наименование института)

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

(наименование кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



(подпись)

В.А. Кулагин

(инициалы, фамилия)

« » _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

«УЛУЧШЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОТЛА Е-500

ПРИ СЖИГАНИИ КАУ»

(название темы магистерской диссертации)

13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

(код и наименование направления)

13.04.01.01 – Энергетика теплотехнологии

(наименование программы)

Научный руководитель


(подпись, дата)

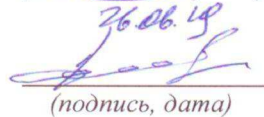
профессор, д.т.н.

(должность, ученая степень)

А.П. Скуратов

(инициалы, фамилия)

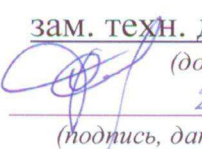
Выпускник


(подпись, дата)

Д.С. Сиделев

(инициалы, фамилия)

Рецензент


(подпись, дата)

зам. техн. директора АО «СУЭК-Красноярск, д.т.н.

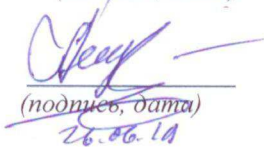
(должность, ученая степень)

26.06.2019

С.Г. Степанов

(инициалы, фамилия)

Нормоконтролер


(подпись, дата)

А.П. Скуратов

(инициалы, фамилия)

Красноярск 2019