

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая инженерно-экономическая школа

Работа допущена к защите

Директор
Высшей инженерно-экономической
школы

_____ Д. Г. Родионов
«___» _____ 2021 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА БАКАЛАВРА**

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ
НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРЕДПРИЯТИИ**

по направлению подготовки _____ 38.03.01 Экономика
(код и наименование направления подготовки)
направленность (профиль) _____ 38.03.01_14 Экономика энергетики
(код и наименование направленности (профиля)
образовательной программы)

Выполнил студент
гр. 3733801/71401 _____ С.Ю. Солохина

Руководитель
доцент ВИЭШ
к.т.н., доцент _____ М.А. Тузников

Консультант
по нормоконтролю _____ Т. М. Бугаева

Санкт-Петербург
2021

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Institute of Industrial Management, Economics and Trade
Graduate School of industrial economics

The work is admitted to defend

Head of the Graduate School
of industrial economics

_____ D.G. Rodionov
«____» _____ 2021

**GRADUATE QUALIFICATION PAPER
BACHELOR'S THESIS**

**ESTIMATION OF CONDITIONS FOR EFFECTIVE
IMPLEMENTATION OF HEAT RECOVERING TECHNOLOGY
ON A POWER PLANT**

Field of study _____ 38.03.01 Economics
(code and name)

Educational program _____ 38.03.01_14 Energy economics
(code and name)

Completed by student
gr. 3733801/71401 _____ S.Y. Solokhina

Supervisor
Associate Professor at the GSIE,
Cand. Sc. (Technical Sciences) _____ M.A. Tuznikov

Consultant
for standards compliance _____ T.M. Bugaeva

St. Petersburg
2021

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА
ВЕЛИКОГО**

**Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая инженерно-экономическая школа**

УТВЕРЖДАЮ
Директор ВИЭШ,
д.э.н., профессор
_____ Д.Г. Родионов
« _____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Солохиной Софии Юрьевне 3733801/71401
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: «Определение условий эффективного внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов на энергетическом предприятии»
2. Срок сдачи студентом законченной работы: «31» мая 2021 г.
3. Исходные данные по работе: Законодательные, методические, инструктивные материалы по теме. Материалы производственной практики. Монографии, учебники, справочники по теме. Статьи и другие периодические издания. Материалы INTERNET – публикаций.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Введение: обоснование актуальность выбранной темы. Глава 1: рассмотрение физических основ, принципов и обзор современных технологий утилизации теплоты дымовых газов, определение потенциала экономии. Глава 2: разработка метода определения эффективности утилизации теплоты дымовых газов и расчётной методики для моделирования для определения условий эффективного внедрения технологии утилизации. Глава 3: расчётное моделирование условий эффективного внедрения и анализ полученных результатов. Заключение: выводы по работе.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей):
Пояснительная записка с таблицами графиками и диаграммами, презентация работы.
6. Консультанты по работе:
7. Дата выдачи задания «1» марта 2021 г.

Руководитель ВКР

подпись

Тузников М.А.
расшифровка

Задание принял к исполнению «1» марта 2021 г.

Студент

подпись

Солохина С.Ю.
расшифровка

РЕФЕРАТ

На 55 с., 13 таблиц, 15 источников, 0 приложений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УХОДЯЩИЕ ДЫМОВЫЕ ГАЗЫ, КОНДЕСНОР ДЫМОВЫХ ГАЗОВ, УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ, ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ПОТЕНЦИАЛ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ, ДИСКОНТНАЯ МОДЕЛЬ.

Тема выпускной квалификационной работы: «Определение условий эффективного внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов на энергетическом предприятии».

В данной работе было проведено исследование условий, при которых установка конденсора уходящих дымовых газов на энергетическом предприятии будет эффективной с инвестиционной точки зрения. В процессе исследования были решены следующие задачи:

1. Изучение специфики работы технологии утилизации теплоты уходящих дымовых газов.
2. Оценка потенциала энергосбережения при использовании рассматриваемой технологии.
3. Построение модели, позволяющее оценить эффект от внедрения конденсора уходящих дымовых газов при различных условиях.
4. Анализ полученных результатов и определение границ эффективного внедрения рассматриваемой технологии.

Исследование проведено на основе анализа информации о проектах по установке конденсоров уходящих дымовых газов различной мощности на различных предприятиях энергетики. Были произведены расчеты, позволяющие оценить условия эффективного внедрения технологии в целом.

Полученные результаты могут быть использованы для оценки эффективности инвестиционных проектов по внедрению технологии утилизации дымовых газов на любое предприятие энергетики.

ABSTRACT

55 pages, 13 tablets, 15 sources, 3 apps.

KEYWORDS: FLUE GASES, FLUE GASE CONDENSOR, HEAT RECOVERY, PERFORMANCE INDICATORS, ENERGY SAVING POTENTIAL, DISCOUNT MODEL.

The topic of the final qualifying work: "Estimation of conditions for effective implementation of heat recovering technology on a power plant."

This paper investigates the conditions under which a flue gas condenser installation at a power plant is effective from an investment point of view. The research solves the following tasks:

1. Examination of the specifics of how heat recovering technologies work.
2. Assessment of the energy-saving potential when using the considered technology.
3. Construction of a model to assess the effect of the flue gas condenser introduction under various conditions.
4. Analysis of the obtained results and estimation of conditions for effective implementation of heat recovering technology on a power plant.

The study was carried out based on the analysis of information of projects for installation of flue gas condensers of various capacities at various energy enterprises. Made calculations allow assessing the conditions for the effective implementation of the technology.

The obtained results can be used to assess the effectiveness of investment projects for fuel gas condensers implementation at any energy enterprise.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. РАССМОТРЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ОСНОВ, ПРИНЦИПОВ И ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ЭКОНОМИИ 9	
1.1. Стратегия энергосбережения	9
1.2. Характеристика видов энергетического топлива.....	10
1.3. Теплотворная способность топлива	15
1.4. Состав дымовых газов	16
1.5. Устройство котлоагрегатов	18
1.6. Способы сжигания топлива в котлоагрегатах	20
1.7. Процесс горения органического топлива	24
1.8. Влияние избытка воздуха на процесс горения органического топлива	25
1.9. Показатели эффективности котлоагрегата	25
1.10. Причины повышенной температуры уходящих дымовых газов ..	27
1.11. Принципы утилизации теплоты УДГ и существующие конструкции конденсоров	28
2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ И РАСЧЁТНОЙ МЕТОДИКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ.....	30
2.1. Особенности реализации инвестиционного проекта.....	30
2.2. Исходные данные, необходимые для обоснования инвестиций	31
2.3. Денежные потоки	33
2.4. Показатели эффективности инвестиционного проекта	35
3. РАСЧЁТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ КОНДЕНСОРА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ	39
3.1. Исходные данные	39
3.2. Инвестиции	42
3.3. Расходы	44
3.4. Доходы	46
3.5. Денежные потоки	46
3.6. Определение чувствительности NPV к ставке дисконтирования ..	49
3.7. Определение чувствительности NPV к ставке КИУМ.....	50
3.8. Определение условий эффективного внедрения конденсора дымовых газов и анализ полученных результатов	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	55

ВВЕДЕНИЕ

Тема выпускной квалификационной работы: «Определение условий эффективного внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов на энергетическом предприятии».

Внедрение энергосберегающих технологий для повышения топливной эффективности является важной задачей для любого энергетического предприятия, а утилизация теплоты дымовых газов – это основной способ повышения эффективности работы котлоагрегатов.

Снижение температуры уходящих дымовых газов ниже точки росы водяных паров позволяет высвободить теплоту, обусловленную повышенной температурой дымовых газов, и скрытую теплоту конденсации водяных паров.

Таким образом, утилизация теплоты УДГ позволяет увеличить эффективность использования теплового потенциала топлива и, как следствие, либо обеспечить экономию топлива, либо повысить выработку энергии.

В настоящее время разрабатываются различные технологии утилизации теплоты дымовых газов и уже существует значительное количество таких устройств, которые доведены до промышленного образца. Однако, эти разработки являются конкретными проектами, созданными под определённые условия, что затрудняет оценку самой рассматриваемой технологии.

В данной работе проведен комплексный анализ устройств, существующих на рынке. Объектом исследования является технология эффективного использования вторичных энергетических ресурсов. Методом исследования – построение расчётно-аналитических зависимостей для оценки границ эффективности внедрения рассматриваемой технологии.

В работе будут проанализированы различные проекты по установке конденсора дымовых газов, она имеет определённую практическую и теоретическую значимость в связи с тем, что будут определены условия применения самой технологии и дана интегральная оценка её инвестиционной привлекательности для различных условий эксплуатации источников дымовых газов.

1. РАССМОТРЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ОСНОВ, ПРИНЦИПОВ И ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ЭКОНОМИИ

1.1. Стратегия энергосбережения

В 2020 году численность населения планеты достигла 7,8 млрд человек. Если верить прогнозам, в ближайшие тридцать лет она увеличится еще на 2,5 млрд. Стремительный рост населения обеспечивает постоянный рост потребностей в ресурсах. Особенно это касается энергетики. Потребление энергии в промышленности в ближайшие 35 лет вырастет минимум в 1,5 раза [7].

В настоящее время для решения многих задач, связанных с производством энергии, необходимо не только сооружать новые станции, но и разрабатывать инновационные методы производства энергии, модернизировать транспортировку и потребление, стремиться к увеличению эффективности существующей генерации энергии, увеличивать долю производимой энергии из возобновляемых источников и устанавливать накопители энергии.

В текущих условиях мировой экономики можно считать безальтернативной политику государства по переводу страны на путь инновационного ресурсосбережения, энергосбережения и энергозамещения.

Приоритеты были определены, основываясь на следующих предпосылках:

- по удельной энергоемкости ВВП Россия находится наравне со многими развивающимися странами, у которых неэффективная экономика;

- электрическая энергия является необходимостью в современном мире (более того, судя по Энергетической стратегии России до 2030 года, объем производства и внутреннего потребления электроэнергии возрастет не менее чем в два раза);

- тепловая энергия – незаменимое условие комфортной жизни населения. Более того, часто тепловая энергия – это еще и условие выживания, особенно в стране с такими суровыми условиями, где почти 2/3 территории относится к зоне вечной мерзлоты;

- наличие значительного потенциала энергосбережения. Более 40 % объема от ежегодного потребления энергии и энергоресурсов;

- масштабный переход с минеральных энергоресурсов на возобновляемые и модернизация традиционных технологий производства электрической и тепловой энергии позволит продлить

доступность традиционных энергоресурсов для энергетики, а также уменьшить загрязнение окружающей среды.

Для России снижение энергоёмкости товаров и услуг является особенно актуальным еще по одной причине. Подавляющее большинство населения России в настоящий момент не могут допустить высокие темпы роста цен на энергию из-за уровня оплаты труда, который в несколько раз ниже, чем тот, что в развитых странах.

Одним из основных направлений Энергетической стратегии России является расширение использования энергоэффективных технологий в промышленности. Особое внимание уделяется технологиям сжигания органического топлива, что является совершенно обоснованным, ведь даже при использовании наиболее эффективного вида топлива (природного газа) потери теплоты велики и превышают 20 %.

1.2. Характеристика видов энергетического топлива

Основными видами твердого топлива являются различные ископаемые угли, образовавшиеся в следствии последовательной углефикации отмершей растительной массы и торф.

Древесное топливо – это дрова и отходы с производств по обработке дерева. Например, опилки, щепа и стружка. Древесное топливо имеет следующие особенности:

- оно является низкокалорийным – низшая теплота сгорания около 10000-14700 кДж/кг;
- обладает высокой естественной влажностью (от 20 до 40 %) и зольностью от 2 до 12 %;
- тугоплавкая зола;
- высокий выход летучих (70-80 %).

В сухом виде древесное топливо легко разгорается и горит длинным пламенем. Именно поэтому, оно используется для розжига печей и топок.

Другой вид твердого топлива – торф. Торф образуется путем разложения органической массы без доступа воздуха под водой.

Особенностями торфа являются:

- высокая влажность – до 50 %;
- зольность около 5-15 %;
- торф является низкокалорийным топливом с низшей теплотой сгорания менее 15000 кДж/кг;
- выход летучих (VA) около 55-65 %;
- горит торф длинным пламенем.

Большое распространение в настоящий момент получили торфяные брикеты.

Горючие сланцы – это местное многозольное (зольность 40-60 %) топливо, низшей теплотой сгорания около 20000 кДж/кг и выходом летучих 70 %.

Каменный уголь является плотной породой. Он может быть черного или серо-чёрного цвета.

В органическом веществе содержится от 75 до 92 % углерода, 2,5-5,7 % водорода, 1,5-15 % кислорода.

Антрациты – это угли с наибольшим содержанием углерода. В отличии от каменных углей антрациты имеют бóльшую плотность и блестящую темно-серую или черную поверхность. Пламя антрацитов является коротким и выделяет мало летучих. Низшая теплота сгорания – 29300 кДж/кг.

Пылеугольное топливо получают путем измельчения ископаемых углей. В основном пылеугольное топливо используется в цементной промышленности. Сжигание данного вида топлива имеет следующие преимущества по сравнению с сжиганием топлива в виде кусков:

- Высокая температура горения. Небольшой избыток воздуха обеспечивает полноту сгорания.

- Легкое регулирование процесса горения и, как следствие, удобное обслуживание топок и печей.

- Возможность использования низкосортных видов топлива.

Содержание горючих веществ и золы в топливе определяет тонкость помола – чем меньше выход летучих, тем более тонкий помол.

Рассмотрим, из чего состоит твёрдое топливо, более подробно.

В состав твердого топлива входит: углерод, водород, кислород, азот, сера, минеральные примеси и влага.

1. Углерод

Углерод является основным горючим элементов. Содержание углерода в топливе колеблется от 50 до 94 %. Углерод – это твердое вещество. Теплотворная способность углерода – около 34 МДж на кг.

С возрастом твердого топлива содержание углерода в нем увеличивается.

2. Водород

Если сравнивать разные виды твердого топлива, то наибольшее содержание водорода можно наблюдать в органической массе древесины. В ней водород находится в связи с кислородом. Это приводит к снижению теплоты сгорания топлива (кислород является одним из вредных элементов топлива). Чтобы понизить содержание

кислорода применяют коксование топлива. В других видах топлива водород частично находится в свободном состоянии.

3. Кислород

Данный элемент является внутренним балластом топлива. Чем старше топливо, чем меньше в нем содержание кислорода. Например, в органической массе древесины находится примерно 41 % кислорода, а в антраците от 1,7 до 2,6 %.

4. Азот

Содержание азота в твердом топливе составляет до 2 % азота.

Азот не принимает участие в горении и выделяется в свободном состоянии. Однако, в зоне высоких температур может происходить окисление азота кислородом. Это приводит к образованию окислов азота. Окислы азота являются достаточно вредными веществами, и при выбросе в атмосферу они загрязняют воздушный бассейн.

5. Сера

Сера – горючий элемент топлива и содержится в топливе в небольшом количестве.

Теплота сгорания серы – 9,3 МДж/кг.

В твердом топливе сера содержится в трех видах: органическая, колчеданная и сульфатная.

Сульфатная сера не принимает участия в горении и является минеральной частью топлива.

В составе летучей серы есть колчеданная и органическая сера, которые принимают участие в горении. Следовательно, при реализации теплотехнических расчетов принимают во внимание только наличие в топливе летучей серы.

При сжигании летучей серы в небольшом количестве образуются сернистый ангидрид SO_2 и серный ангидрид SO_3 , которые являются веществами, загрязняющими атмосферу. Также серный ангидрид является одной из причин коррозии металлических поверхностей нагрева котлоагрегата (при конкретных условиях). Из этого можно сделать вывод, что серы является нежелательной примесью в топливе.

Минеральная часть топлива включает в себя неорганические примеси. Они могут составлять от 5 до 40 % и выше состава топлива. В основном в данную группу можно отнести: сульфиды, силикаты, фосфаты, оксиды металлов, сульфаты, карбонаты, соли щелочных металлов и хлориды.

После сжигания топлива в лаборатории остается осадок или, другими словами, зола. Она получается в процессе преобразований

минеральной части топлива во время выжигания. Обычно масса золы меньше массы минеральных примесей в топливе.

Плавокость и абразивность являются важными характеристиками золы, так как они оказывают значительное влияние на условия работы котлоагрегата.

В топливе также присутствует влага. В топливе присутствует внешняя и внутренняя влага. Внешняя влага состоит из капиллярной и поверхностной влаги.

Капиллярная влага – это влага, которая заполняет поры топлива. Чем старше топливо, чем меньше в нем пор, а значит в нем содержится меньше капиллярной влаги. Поверхностная влага попадает в топливо при добыче, транспортировке и хранении. Чем мельче топливо, тем больше на нем поверхностной влаги.

Тепловая сушка и механические устройства могут удалить внешнюю влагу из топлива.

Внутренняя влага состоит из коллоидной и гидратной. Коллоидная влага физико-химически связана с органической массой топлива и распределяется в нем довольно равномерно.

Гидратная влага входит в состав молекул некоторых минеральных примесей и содержится в топливе небольших количествах. Удалит гидратную влагу возможно только при высоких температурах.

Влага является балластом топлива, так как усложняет процесс транспортировки и сжигания топлива и уменьшает теплоту сгорания. Это происходит, потому что теплоту, которая выделяется при сжигании топлива, приходится использовать на испарения влаги.

Одной из наиболее важных характеристик твердого топлива является выход летучих и свойства коксового остатка. Выходом летучих – это процентное содержание водорода, углеводородов, оксида углерода, углекислого газа и водяных паров в горючей массе топлива, которые выделяются в процессе нагревания топлива.

Выход летучих отличается у разных видов твердых топлив и колеблется в больших пределах – от 3 до 70%. С возрастом топлива выход летучих уменьшается.

Кокс – это остаток, который образовался после отгонки летучих. Кокс состоит из углерода и минеральной части топлива. Кокс может быть порошкообразным, слипшимся, спекшимся, сплавленным.

Свойства кокса значительно влияют на использование топлива. Спекшийся кокс обладает большой механической прочностью. Топлива, дающие спекающийся кокс, используются в

металлургической промышленности, а неспекающийся – для сжигания в парогенераторах и водогрейных котлах.

Природным жидким топливом является сырая нефть. Нефть – это смесь жидких углеводородов различного состава, в которых могут быть растворены твердые углеводороды. Сырая нефть не используют как топливо. Для промышленных и водогрейных котельных агрегатов в качестве топлива применяют исключительно отход переработки нефти – мазут.

Мазут состоит из углерода, водорода, кислорода, азота, серы, влаги и небольшого количества минеральных примесей. Мазут по своему составу мало отличается от сырой нефти. Содержание углерода в горючей массе составляет 85-88 %, водорода – 10,0-12 %, кислорода и азота – 0,6-1 %; серы – 0,5-3,5 %. Содержание влаги не превышает 4 %, а минеральных примесей 0,5 %.

В золе мазута содержатся оксиды щелочных металлов и ванадия, что вызывает значительные трудности при его сжигании. Даже при том, что содержание ванадия невелико – не более 0,15 %, его присутствие приводит к коррозии металла при температуре выше 600 градусов Цельсия.

В мазуте также присутствуют механические примеси, содержание которых не должно превышать 2,5 %. При сжигании мазута необходимо очищать его от механических примесей.

В зависимости от содержания серы в рабочей массе мазута различают малосернистый мазут при содержании серы менее 0,5 %, сернистый при содержании серы от 0,5 % до 2 % и высокосернистый при содержании от 2 % до 3,5 %.

Характеристиками мазута также являются: вязкость, плотность, температура застывания, вспышки и воспламенения.

Вязкость мазута измеряют в градусах условной вязкости или в мм²/с. Под условной вязкостью понимается отношение времени истечения из вискозиметра 200 см³ мазута, нагретого до 50 градусов Цельсия (вязкие мазуты нагревают до 80 градусов Цельсия), ко времени истечения такого же количества дистиллированной воды при 20 градусов Цельсия.

Для промышленных парогенераторов и водогрейных котлов в качестве топлива используют мазут марок 40 и 100 и значительно реже – марки 200. Марка мазута определяется предельной вязкостью.

Газообразное топливо состоит из механической смеси горючих и негорючих газов с небольшой примесью водяных паров, смолы и пыли.

К естественным газам относят природный и попутный газ, который выделяется при извлечении нефти на поверхность. Искусственные горючие газы являются топливом местного значения. К ним относят генераторный, коксовый и доменный газы. Генераторный газ получают при помощи неполного сжигания твердого топлива. Коксовый и доменный газы – это отходы коксовых и доменных печей.

В промышленных парогенераторах и водогрейных котлах главным образом используются природные и попутные газы. Природные и попутные газы – это смеси углеводородов метанового ряда и балластных негорючих газов. Природные газы содержат гораздо больше метана, чем попутные газы. В некоторых природных газях содержание метана доходит до 98 %. Попутные газы содержат меньшее количество метана, однако они содержат больше высокомолекулярных углеводородов. Углеводороды метанового ряда называются предельными.

Основными представителями предельных углеводородов являются: метан, этан, пропан, бутан, пентан и др. При нормальных условиях (давление 101,08 кПа и температура 0 градусов Цельсия) первые члены ряда до бутана включительно являются газами, которые не имеют цвета и запаха, а последующие – жидкостями [15].

1.3. Теплотворная способность топлива

Удельная теплота сгорания – это количество теплоты, выделяемое при полном сгорании единицы массы или объема топлива. Единицы измерения данной величины – это кДж/кг и кДж/м³.

Теплота сгорания является одной из ключевых характеристик топлива.

Существует высшая и низшая теплота сгорания.

Высшая теплота сгорания учитывает теплоту, выделяемую при конденсации. Таким образом, высшая теплоты сгорания определяется теплотой, выделение которой происходит при полном сгорании топлива.

Низшая теплота сгорания, напротив, не учитывает теплоту, которая была затрачена на испарение влаги и образована при сгорании водорода в топливе.

Для расчетов теплотехнических устройств используются низшая теплота сгорания топлива, так как при сжигании температура УДГ остается достаточно высокой, поэтому влага, которая содержалась в топливе и которая образовалась при сжигании водорода, остается в газообразном состоянии и уходит с дымовыми газами, не

конденсируясь и не отдавая теплоту, которая выделяется при конденсации.

1.4. Состав дымовых газов

Различают два вида горения топлива: полное и неполное горение.

Полное горение происходит, когда все горячие элементы топлива окисляются целиком. В итоге образуются:

- углекислый газ (CO_2),
- водяные пары (H_2O),
- сернистый газ (SO_2),
- атмосферный азот,
- азот топлива,
- избыточный кислород.

В продуктах полного сгорания присутствует избыточный кислород из-за того, что в топку подается избыточный воздух, чтобы компенсировать несовершенство процесса перемешивания топлива, и в результате не весь кислород расходуется при горении.

Если происходит неполное сгорание топлива, то в продуктах сгорания вместе с уже упомянутыми соединениями присутствуют угарный газ, метан, водород и другие газообразные углеводороды.

При сжигании жидких топлив эти продукты неполного сгорания (кроме CO) содержатся в очень незначительных количествах и обычно не учитываются. Вследствие этого за показатель неполноты сгорания топлива принимают содержание в газах только оксида углерода.

Итак, продуктами полного сгорания топлива является смесь кислорода, углекислого газа и воды. Также в продукты сгорания входят N_3 и часть кислорода воздуха, которая не была использована при сгорании топлива. При неполном сгорании топлива в продукты сгорания также входят окись углерода, водород, метан и другие горючие газы. Их содержание в продуктах сгорания обычно незначительно, поэтому ими часто пренебрегают.

Необходимой полноты горения при сжигании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха можно достичь только если топливо полностью смешается с воздухом, идущим для горения, и представляет собой готовую горячую (стехиометрическую) смесь в газообразном виде. Этого достигают, например, при сжигании газообразного топлива с помощью горелок беспламенного горения и при сжигании жидкого топлива с предварительной их газификацией с помощью специальных горелок.

Реальное необходимое для сжигания количество воздуха топлива всегда превышает теоретически необходимое значение, потому что в реальных условиях, чтобы добиться полноты сгорания почти всегда необходим избыток воздуха.

Итого, что входит в состав дымовых газов.

Угарный газ – это ядовитый газ. Он не имеет ни цвета, ни запаха. Является продуктом неполного сгорания. Оксид углерода (II) имеет ту же, что и воздух, плотность, в отличие от углекислого газа, который является более тяжёлым и, как следствие, накапливается у поверхности земли. Если в воздухе содержится высокая концентрация угарного газа, то при попадании в легкие с воздухом, угарный газ связывается с гемоглобином и образование связи гемоглобина с кислородом становится невозможным. В итоге элементы крови теряют возможность доставлять кислород тканям организма. Возникает кислородное голодание, что приводит к смерти.

Углекислый газ, в отличие от угарного газа, это продукт полного окисления углерода кислородом. Этого газ также является бесцветным и не имеет запаха, однако ему присущ кислотавый привкус. При значительных концентрациях в атмосфере данный газ усугубляется парниковый эффект.

При высоких значениях температуры в процессе горения азот вступает в реакция с кислородом. В результате реакции формируется оксид азота (II) – NO. Данный газ не имеет цвета. Спустя некоторое время оксид азота окисляется и образуется оксид азота. Получившийся газ – это водорастворимый дыхательный яд, вызывающий тяжелое поражение легких. Образование оксидов азота зависит от продолжительности нахождения азота в зоне горения, температуры пламени и содержания азота. При температуре пламени от 1300 градусов Цельсия и выше, образование данного газа резко возрастает. Снизить количество образуемого газа можно такими инновационными способами как:

- холодное пламя,
- рециркуляция дымовых газов,
- низкий уровень избыточного воздуха.

Диоксид серы – это бесцветный и токсичный газ с резким запахом. Диоксид серы образуется, если в топливе присутствует серы (S). Оксид серы раздражает дыхательные пути и глаза. При взаимодействии с водой образовывается серная кислота (H_2SO_3). Более того, от 3 до 7 % диоксида серы в процессе сгорания окисляется с образованием SO_3 . Данной вещество активно поглощает воду и в

последствии образует серную кислот (один из компонентов кислотных дождей).

В результате недостаточного распыления и перемешивания при использовании жидкого топлива и недостаточного количества воздуха при сжигании природного газа или твердого топлива происходит неполное сгорание топлива. Вследствие этого формируются несгораемые углеводороды: метан, бутан и бензол, которые содействуют созданию парникового эффекта.

Чтобы определить компоненты дымовых газов, при сжигании природного газа измеряют уровень угарного газа. При сжигании жидкого топлива проверяют уходящие газы на наличие нефтепродуктов. Когда используется дизельное топливо все немногим проще – при наличии углеводородов присутствует типичный запах.

В результате неполного сгорания в дизельных горелках образуется сажа. При нормальных температурах углерод реагирует очень медленно. При температурах ниже температуры воспламенения (725 °С) образуется сажа.

Также практически всегда при горении образуются мелкие твердые частицы размером менее 1 мкм. Такие частицы несут серьезный риск для здоровья.

В дымовые газы также входят следующие компоненты: азот, не вступивший в реакцию окисления кислород и пары воды. Пары воды не являются вредными выбросами сами по себе, однако в зависимости от их концентрации будут по-разному выставляться настройки оборудования для безопасной и эффективной работы [1].

1.5. Устройство котлоагрегатов

Котел – это теплотехническое устройство, которое имеет систему поверхностей нагрева для получения пара или горячей воды из непрерывно поступающей в него питательной воды путем использования теплоты, выделяющейся при сгорании органического топлива (рис. 1).

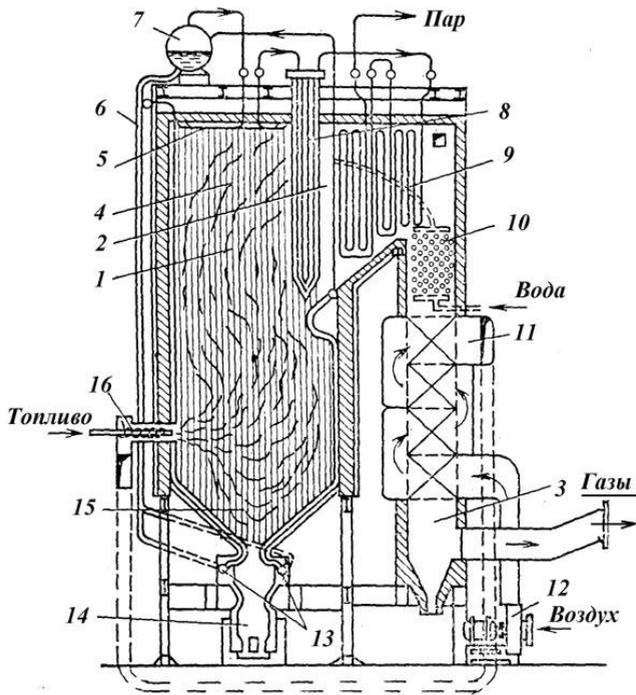


Рисунок 1 – Схема парового котла ТЭС.

- 1 — топочная камера (топка);
- 2 — горизонтальный газоход;
- 3 — конвективная шахта;
- 4 — топочные экраны;
- 5 — потолочные экраны;
- 6 — спускные трубы;
- 7 — барабан;
- 8 — радиационно-конвективный пароперегреватель;
- 9 — конвективный пароперегреватель;
- 10 — водяной экономайзер;
- 11 — воздухоподогреватель;
- 12 — дутьевой вентилятор;
- 13 — нижние коллекторы экранов;
- 14 — шлаковый комод;
- 15 — холодная коронка;

16 — горелки [6].

Последняя по ходу газов поверхность нагрева – воздухоподогреватель. В нем воздух подогревается перед его подачей в топку котла. Продукты сгорания за этой поверхностью называются уходящими газами.

1.6. Способы сжигания топлива в котлоагрегатах

В теплоэнергетических установках топливо сжигается либо в слое, либо в объёме топочной камеры. В слое может сжигаться только твёрдое топливо, в объёме – газ, мазут и твёрдое топливо в пылевидном состоянии.

При сжигании в плотном слое твёрдое топливо, загруженное определённой толщины на распределительную колосниковую решётку, поджигается и продувается воздухом. Основное горение происходит в слое, образованном кусками топлива. Над слоем в объёме топочной камеры горят летучие вещества, выделяющиеся из топлива в процессе его прогрева, а также догорают мелкие частицы, выносимые из слоя потоком воздуха и продуктов сгорания. Скорость газоздушного потока в слое ограничивается пределом устойчивости его залегания. Увеличение скорости воздуха, а следовательно, и скорости дымовых газов, сверх определённого предела вызывает взрыхление слоя, так как воздух, прорывающийся через слой в отдельных местах, образует кратеры. Поскольку в слой всегда загружается полидисперсное топливо, то это приводит к выносу большого количества более мелких частиц топлива, которые не успевают догореть в объёме топки, что вызывает увеличение потерь теплоты с механическим недожогом.

Преимуществами слоевых топок являются:

- простота эксплуатации;
- отсутствие углеразмалывающих устройств (систем пылеприготовления);
- возможность устойчивой (без погасаний) эксплуатации в широком диапазоне нагрузок.

К недостаткам слоевого способа сжигания можно отнести:

- ограниченная производительность;
- повышенные потери тепла с механическим недожогом и с уходящими газами (из-за необходимости поддерживать высокий коэффициент избытка воздуха от 1,3 до 1,4 и выше) и, как следствие, низкий КПД;
- возможность сжигать только твёрдое топливо;
- проблематичность сжигания топлива с очень высокой зольностью и влажностью.

В основу факельных (камерных) топок положен принцип, при котором топливо вдувается в камеру сгорания через горелки вместе с необходимым для горения воздухом.

Топливо непрерывно транспортируется через топочную камеру потоком воздуха и продуктов сгорания. На пути от входа до выхода из топки совершается процесс горения с образованием факела горящего топлива, заполняющего объём топочной камеры. Температура в зоне активного горения порядка 1300-1500 градусов Цельсия. Продолжительность пребывания частиц топлива в зоне активного горения от 0,5 до 2 секунд. Для обеспечения полного выгорания топлива за такое короткое время твёрдое топливо перед поступлением в топку предварительно подсушивают и тщательно размалывают до пылевидного состояния, а жидкое – распыляют с помощью форсунок до мельчайших капель.

Твёрдое топливо измельчается в мельничных устройствах и вдувается в топочную камеру через пылеугольные горелки. Конструкции горелок крайне разнообразны, так как диапазон изменения теплотехнических характеристик углей очень велик. Например, выход летучих, в значительной степени определяющий реакционные качества топлива, меняется от 2% у метаантрацита до 92% у эстонского сланца. Тем не менее, практически во всех пылеугольных горелках определённая часть воздуха, предназначенная для подсушки и транспортировки угольной пыли к горелке, смешивается с топливом до поступления в топку, а оставшаяся часть смешивается с аэросмесью уже после выхода из горелки, то есть в топочном объёме.

При факельном сжигании угольной пыли в топке в каждый момент времени находится ничтожный запас топлива – не более нескольких десятков килограммов. Это делает факельный процесс значительно более чувствительным к изменениям расходов топлива и воздуха по сравнению со слоевым сжиганием и позволяет в случае необходимости практически мгновенно изменять тепловую производительность топки, как при сжигании газа так и при сжигании мазута. Факельный способ сжигания предъявляет дополнительные требования к надёжности непрерывной подачи угольной пыли в топку, поскольку малейший перерыв может привести к погасанию факела, что связано с опасностью взрыва при возобновлении подачи топлива. Поэтому в пылеугольных котлах устанавливают несколько горелок.

Преимущества факельного способа сжигания по сравнению со слоевым:

– камерные топки пригодны для сжигания любого вида топлива, включая отходы углей, образующиеся при их обогащении;

- возможность создания топки практически на любую, сколь угодно большую мощность;
- надёжная эксплуатация при низких коэффициентах избытка воздуха;
- пониженный механический недожог.

К недостаткам можно отнести следующее:

- ограничен нижний предел производительности, то есть невозможно сжигать угольную пыль в маленьких топках, особенно при переменных режимах работы;
- повышенные энергозатраты на собственные нужды в связи с необходимостью предварительной подготовки топлива (системы пылеприготовления);
- более высокие концентрации токсичных газов (оксидов азота и серы).

Способ сжигания в кипящем слое. Кипящим (псевдооживленным) называется слой мелкодисперсного материала, продуваемый снизу вверх потоком какого-либо газа со скоростью, превышающей предел устойчивости плотного слоя, но недостаточной для выноса частиц из слоя. Интенсивная хаотичная циркуляция частиц в ограниченном объёме создаёт впечатление бурно кипящей жидкости, сам слой приобретает некоторые её свойства, и его поведение подчиняется законам гидростатики, что и объясняет происхождение названия.

Если в камере сгорания установить решётку, на которую поместить слой угля, и к решетке подать в небольшом количестве воздух, то после предварительного разогрева слоя начнётся горение топлива с поверхности с выделением газообразных продуктов сгорания. При восплавлении сгорающего топлива, т. е. при непрерывной подаче топлива, на решётке будет поддерживаться фиксированный горящий слой (слоевое сжигание топлива).

Простейшая топка с кипящим слоем имеет много общих конструктивных элементов со слоевой топкой. Принципиальное отличие заключается в интенсивном перемешивании частиц, что обеспечивает постоянство температуры по всему объёму (по высоте и сечению) кипящего слоя и, как следствие, высокие значения коэффициента теплоотдачи к поверхностям теплообмена.

Преимущества топок с кипящим слоем по сравнению с пылеугольными котлами:

- более высокий коэффициент конвективного теплообмена;
- длительное пребывание частиц в слое позволяет сжигать дроблёное топливо, а также уголь с повышенной зольностью и отходы

производства;

– возможность создать более компактное топочное устройство без системы пылеприготовления;

– добавка известняка в слой связывает серу топлива с зольным остатком, что уменьшает выбросы сернистого ангидрида с дымовыми газами в атмосферу;

– низкие температуры в слое (800-950 градусов Цельсия) обеспечивают отсутствие термических оксидов азота, что приводит к сокращению выбросов оксидов азота в атмосферу.

Наряду с преимуществами использования котлов с топками низкотемпературного кипящего слоя, многолетний опыт их эксплуатации показал и их явные недостатки:

– сложность регулирования производительности котла, что обусловлено узким диапазоном рабочих температур реактора кипящего слоя, так как при увеличении температуры кипящего слоя выше 900-950 градусов Цельсия происходит шлакование слоя, что является аварийной ситуацией и вызывает необходимость остановки котла;

– при понижении температуры слоя до 750 градусов Цельсия горение становится неустойчивым и возможно его прекращение, вызывающее необходимость повторного запуска котла, что сопряжено с временными и трудовыми затратами;

– истирание частиц твёрдого инертного материала и унос их потоком оживающего агента;

– эрозия поверхностей нагрева;

– ограниченный диапазон скоростей оживающего агента;

– повышенный расход электроэнергии на привод высоконапорных вентиляторов для подачи воздуха в зону горения и создания кипящего слоя.

В вихревых топках благодаря аэродинамической схеме обеспечивается глубокое низкотемпературное выжигание горючих из частиц с одновременным устранением образования внутритопочных и натрубных отложений, характерных для высокотемпературных топочных процессов. Котельные установки позволяют использовать различные измельченные растительные отходы, например торф, опилки и т. д.

Преимущества:

– низкие выбросы оксидов в атмосферу;

– низкий химический и механический недожог и, соответственно, высокий КПД и экономию топлива;

Недостатки:

– эрозия внутритопочных поверхностей нагрева [2].

1.7. Процесс горения органического топлива

Выделяют два типа горения, основываясь на агрегатном состоянии смеси окислителя с горючим:

– Гетерогенное.

При данном типа горения компоненты смеси находятся в разных агрегатных состояниях. Например, когда горючая смесь состоит из твердых материалов и окислителя в газообразном состоянии.

– Гомогенное.

При данном типе горения и окислитель, и горючее являются газами.

При горении может возникать и распространяться пламя, однако горения может проходить и без пламени. Такой процесс горения называется тлением.

Существуют два режима горения. Они различаются между собой соотношением между скоростями реакции окисления, восстановления и смесеобразования.

Первый режим горения – это диффузионное горения. Данный режим подразумевает, горючая газо- или паровоздушная смесь предварительно не была перемешана с воздухом. Диффузионный режим горения присущ конденсированным горючим веществам (жидкостям и твердым материалам). При данном режиме горения имеется ярко светящееся пламя.

Также данный режим горения может быть двух типов:

– ламинарным,

– турбулентным.

Тип горения будет зависеть от давления течения газов и диаметра трубопровода.

Диффузионное горение возникает тогда, когда горючее вещество было нагрето до температуры воспламенения. Обычно данный тип горения сопровождается сажеобразованием. Также при нем происходит постоянный приток горючего вещества в зону горения и перемешивание его с окислителем.

Одним из примеров диффузионного горения являются разные очаги пожаров.

Большинство горючих веществ горит в газовой фазе. Это означает, что вещество при его нагревании образует над собой паровое пространство, из которого частицы горючего вещества оказываются в зоне смешения с кислородом.

В отличие от диффузионного горения кинетическое горение – это горение заранее перемешанных окислителя и топлива.

При данном типе горения кислород и горючее вещество заранее перемешиваются и только потом поступают в зону горения. Поэтому при кинетическом горении именно скорость химической реакции между окислителем и горючим является определяющим фактором.

Для примера, в закрытых аппаратах до начала горения образуется горючая смесь газов с воздухом, а значит горения будет кинетическим.

Практически единственный определяющий скорость горения фактор при кинетическом горении – это скорость химической реакции между кислородом и горючим веществом.

Чем выше скорость горения вещества, тем более серьезными оказываются последствия [10].

1.8. Влияние избытка воздуха на процесс горения органического топлива

В качестве окислителя для сжигания топлива в силу доступности и простоты использования в основном берут не чистый кислород, а атмосферный воздух.

Чтобы определить теоретический расход воздуха, необходимый для полного сгорания, пользуются стехиометрическими уравнениями горения.

Организовать процесс полного перемешивания топлива с воздухом достаточно сложно, поэтому в топках могут возникать области с недостатком или избытком кислорода. Это ведет к тому, что качество продуктов сгорания портится.

По этой причине в реальности подается больше воздуха, чем было рассчитано с помощью уравнений.

С другой стороны, присутствие избыточного количества воздуха имеет и негативное последствие – кроме полезной работы, энергия сгорания расходуется на нагрев лишнего, не участвовавшего в горении воздуха.

1.9. Показатели эффективности котлоагрегата

Эффективность котлоагрегата можно оценить при помощи двух методов:

- прямого теплового баланса;
- обратного теплового баланса.

Начнем с прямого теплового баланса котла. Примем следующие обозначения:

Q_0 – количество теплоты, уходящее от котлоагрегата с паром;

Q_1 – полезное количество теплоты;

Q_2 – потери с теплотой уходящих газов;

Q_3 – потери, связаны с химической неполнотой сгорания;

Q_4 – потери теплоты с механическим недожогом твердого топлива;

Q_5 – потери теплоты в окружающую среду;

Q_6 – потери с физической теплотой шлака.

Q – количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании топлива.

Тепловой баланс котлоагрегата имеет следующий вид:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6. \quad (1)$$

Если разделить это выражение на Q и обозначить потери теплоты относительными величинами $q_n = Q_n/Q$, получится следующее выражение:

$$1 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6. \quad (2)$$

Из данного выражения может быть найден КПД котла:

$$\eta_k = \frac{Q_1}{Q} = q_1 = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (3)$$

Существует несколько причин, из-за которых понижается эффективность работы котлоагрегата. Эти причины можно объединить в три группы:

- износ оборудования, отклонения режимов работы оборудования от нормативного, завышенные потери теплоты на собственные нужды;

- последствия применения устаревших технологических процессов (повышение энергоэффективности требует технологического совершенствования, реконструкции или модернизации);

- несовершенство технологии.

Большая часть потерь тепла приходится на потери с теплотой дымовых газов. Например, в котлах без хвостовых поверхностей потери могут составлять до 25 %. Однако теплоту уходящих дымовых газов можно использовать в целях повышения энергоэффективности такими способами, как:

- установка вспомогательного оборудования (например, экономайзера для производства пара, с помощью которого будет происходить рекуперация теплоты уходящих газов);

- подогрев воздуха (необходим для технологических процессов, происходящих с пламенем высокой температуры);

- подогрев воды (для питания котла или в системах отопления и ГВС);

– заблаговременный подогрев топлива.

1.10. Причины повышенной температуры уходящих дымовых газов

В состав топлива, в виде, в котором оно поступает для сжигания, входит углерод, водород, кислород, азот, сера, зола и влага. В естественных видах ископаемого твёрдого топлива серу можно обнаружить в трёх видах:

- горючая органическая серы, связанная с другими элементами в виде сложных органических соединений;
- горючая колчеданная сера, связанная с железом в виде соединения пирита;
- негорючая сульфатная сера в виде солей серной кислоты.

При сжигании топлива с большим содержанием серы образуются сернистый и серный ангидриды – SO_2 и SO_3 . При конденсации продуктов сгорания в результате взаимодействия сернистого ангидрита и серного ангидрита с H_2O образуются сернистая и серная кислоты. Эти кислоты являются сильнейшими аггрессорами. Газы в последствии омывают некоторые элементы поверхностей нагрева, которые расположены за топкой по ходу уходящих газов. При этом в дымовых газах содержится влага.

При определённых условиях влага может собираться в виде росы на поверхностях нагрева с температурой меньше температуры дымовых газов. Это происходит в точке росы. Точка росы – это совокупность термодинамических параметров, при которых влага конденсируется. Сконденсированные дымовые газы, содержащие окислы серы, активно реагируют с металлом, вызывают сернокислотную коррозию хвостовых поверхностей нагрева котла, что приводит к разрушению элементов котельного оборудования.

Избежать конденсацию паров серного ангидрита возможно только при поддержании температуры уходящих газов выше температуры точки росы серной кислоты. Температуру дымовых газов не следует снижать ниже 120–130 градусов Цельсия для исключения конденсации по газоотводящему тракту. Это приводит к потерям теплоты в окружающую среду, снижению термического КПД цикла и снижению экономичности работы.

Температура дымовых газов оказывает значительное влияние на экономичность работы ПГУ. Снижение температуры уходящих газов на 12-16 градусов приводит к повышению КПД установки почти на 1 %. Обычно на электростанциях температура дымовых газов более 100 градусов Цельсия. Следовательно, тепловой потенциал есть, и это

значит, что важно максимально его использовать и, как результат, повысить КПД установки.

1.11. Принципы утилизации теплоты УДГ и существующие конструкции конденсоров

Рассмотрим несколько технических решений, которые позволяют предотвратить конденсацию паров воды в газоотводных и трубе являются:

- повышение температуры продуктов сгорания на выходе,
- улучшение теплоизоляции газоотводной и дымовой трубы,
- увеличение скорости течения продуктов сгорания в газоходах и дымовой трубе,
- конденсация дымовых газов [11].

Рассмотрим последний пункт подробнее.

Тепловая энергия дымовых газов имеет две условные составляющие.

Первая обусловлена повышенной температурой дымовых газов. Это тепло может быть использовано с помощью снижения температуры путем нагрева другой среды (воздуха, воды и так далее). Таким образом можно снизить температуру газов до точки росы водяных паров, которые в них содержатся.

Вторая составляющая – это скрытая теплота конденсации водяных паров. Чтобы утилизировать скрытую теплоту конденсации, необходимо сконденсировать пары, при этом нагревая другую среду. Данный вид утилизации называется глубокой утилизацией теплоты дымовых газов.

Из этого можно заключить, что в теории с помощью охлаждения уходящих газов до точки росы можно получить около 3-6 % дополнительной тепловой мощности [12].

Принцип работы установки конденсации уходящих газов и дальнейшей глубокой утилизации теплоты основан на конденсации паров серной кислоты на поверхностях теплообменника с помощью понижения температуры уходящих дымовых газов ниже точки росы паров серной кислоты.

Конденсор уходящих газов представляет собой теплообменник, у которого по трубкам теплообменных поверхностей движется охлаждающая среда, а в межтрубном пространстве движутся газы. Со стороны газов конденсор устанавливают после котельного агрегата и электрофильтра. Со стороны охлаждающей среды конденсор дымовых газов устанавливают в тракт основного конденсата, параллельно двум подогревателям низкого давления [13].

Уходящие газы, содержащие влагу, проходят через наклонные трубки. Там они интенсивно промываются технологической водой и охлаждаются до температуры точки росы. Таким образом, пар из дымовых газов конденсируется. В то же время технологическая вода поглощает частицы пыли. Температура газов на выходе из рекуператора определяется условиями рассеивания газов при неизменной высоте дымовой трубы и составляют порядка 80-90 °С, в зависимости от параметров блока. Сконденсировавшиеся пары SO₃ вместе со сконденсировавшимися парами воды собираются в конденсаторосборнике.

Энергия, полученная из уходящих газов, которая была получена за счет понижения температуры уходящих газов и конденсации пара, отводится в систему отопления котла. Полученный конденсат увеличивает объем технологической воды. Полученный слабый раствор серной кислоты направляется в баки-отстойники для последующей утилизации [5].

2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ И РАСЧЁТНОЙ МЕТОДИКИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ

2.1. Особенности реализации инвестиционного проекта

В предыдущем этапе исследования был произведен анализ потенциала энергосбережения с уходящими дымовыми газами и определена технология энергосбережения для дальнейшего анализа. В следующей части исследования будет произведен анализ условий экономической эффективности внедрения конденсора уходящих дымовых газов.

Повышение эффективности работы энергетического предприятия путем внедрения конденсационного экономайзера (конденсора уходящих дымовых газов) происходит за счет понижения температуры дымовых газов и утилизации скрытой теплоты парообразования паров воды.

Возможны следующие пути утилизации конденсата рекуператора:

- на химическую водоочистку подпитки паровых котлов,
- на подпитку теплосети,
- водоотведение через очистные сооружения.

Использование конденсата в качестве исходной воды для подпитки теплосети либо для подпитки паровых котлов снижает расходы на закупку исходной воды.

Водоотведение через очистные сооружения влечет за собой расходы в виде платы за само водоотведение и расходов на очистку, и не дает экономию сырой воды.

Важно отметить, что качество воды, которая контактирует с уходящими дымовыми газами, меняется. Вода, которая прошла через конденсор дымовых газов, содержит больше свободной углекислоты. До контакта с дымовыми газами содержание свободной углекислоты составляет 25,5 мг/л. После прохождения через контактный экономайзер содержание может возрасти до 59,1 мг/л. Помимо этого снижается рН с 6,9 до 6,45 [9].

Следовательно, для того чтобы использовать полученный конденсат в качестве подпитки паровых котлов или подпитки теплосети, необходимо произвести химводоочистку.

Таким образом, после очистки конденсата его можно использовать на предприятии для технологических целей. Это повлечет

за собой экономию на исходной воде. Однако, чтобы оценить эффективность непосредственно технологии утилизации теплоты уходящих дымовых газов, данный показатель не будет учитываться при построении модели.

Таким образом, в модели будет оценена целесообразность установки рекуператора дымовых газов при очистке получаемого конденсата и его утилизации.

Установка и использование данной технологии подразумевает появление дополнительных расходов. В первую очередь, это капитальные вложения. В данном случае в капитальные вложения входит:

- расходы на проектирование,
- расходы на оборудование,
- расходы на строительные-монтажные работы,
- прочие расходы (пусконаладочные работы).

Также установка конденсора дымовых газов влечет за собой расходы, связанные с эксплуатацией объекта. Расходы, которые связаны с производством продукции, разделяют на постоянные (не меняющиеся от объема производства) и переменные (которые меняются с изменением объемов производства и соотношения производимой тепловой и электрической энергии).

К постоянным расходам, связанным с установкой конденсора уходящих газов, относятся:

- амортизационные отчисления,
- расходы на ремонт,
- расходы на эксплуатационное обслуживание,
- налог на имущество.

Амортизационные отчисления в рассматриваемом случае относятся к постоянным расходам, потому что в энергетике принято начислять амортизацию линейным способом.

К переменным расходам, возникающим в следствие установки конденсора уходящих газов относятся:

- расходы на утилизацию конденсата.

2.2. Исходные данные, необходимые для обоснования инвестиций

Расчетная модель будет выполнена в MS Excel.

Рассмотрим представленные исходные данные.

Основной показатель энергетической эффективности электростанции – это коэффициент полезного действия по отпуску

электрической энергии. Данный коэффициент рассчитывается как отношение выработанной электроэнергии к затраченной энергии.

КПД электростанции по отпуску электроэнергии называется КПД нетто:

$$\eta_c^H = \frac{\mathcal{E} - \mathcal{E}_{\text{сн}}}{Q_c} = \frac{\mathcal{E}(1 - \varepsilon_{\text{сн}})}{Q_c}, \quad (4)$$

где \mathcal{E} – это выработка электроэнергии,

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на собственные нужды предприятия,

$\varepsilon_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{сн}}/\mathcal{E}$ – это доля расхода электроэнергии на собственные нужды,

Q_c – теплота, затраченная в топливе.

При общем анализе энергетической эффективности электростанции используется КПД брутто:

$$\eta_c = \frac{\mathcal{E}}{Q_c}. \quad (5)$$

КПД брутто определяет эффективность процесса выработки электроэнергии на электростанции.

КПД брутто и нетто электростанции связаны между собой отношением

$$\eta_c^H = \eta_c (1 - \varepsilon_{\text{сн}}). \quad (6)$$

Коэффициент полезного действия электростанции зависит от КПД основных элементов: турбоустановки и парового котла, а также соединяющих их трубопроводов пара и воды.

Абсолютный электрический КПД турбоустановки:

$$\eta_{\text{ту}}^a = \frac{3600N_3}{Q_{\text{ту}}}, \quad (7)$$

где $Q_{\text{ту}}$ – это расход теплоты на турбоустановку, кДж/ч.

КПД парового котла:

$$\eta_{\text{п.к.}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_c}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{пк}}$ – это тепловая нагрузка парового котла, кДж/ч.

КПД транспорта теплоты определяется выражением:

$$\eta_{\text{тр}} = Q_{\text{ту}}/Q_{\text{пк}}, \quad (9)$$

Таким образом, общий баланс теплоты конденсационной электростанции выражается следующим образом:

$$\eta_c = \eta_{\text{ту}}^a \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}. \quad (10)$$

Для сравнения тепловой экономичности электростанций с различными видами топлива используется показатель удельных расходов условного топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг или 29308 кДж/кг. Таким образом, удельный расход условного топлива равен:

$$b_y = \frac{B_y}{N_3} = \frac{3600}{29308 \eta_c} \approx \frac{0,123}{\eta_c}. \quad (11)$$

Также одной из основных характеристик работы предприятий энергетики является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). По своей сути КИУМ – это отношение количества фактически выработанной электроэнергии к тому количеству электроэнергии, которое было бы выработано, если бы электростанция работала с нагрузкой, соответствующей ее установленной мощности.

$$\text{КИУМ} = \frac{\bar{N}}{N^{\text{уст}}}, \quad (12)$$

где \bar{N} – это среднечасовая нагрузка в году,
 $N^{\text{уст}}$ – установленная мощность.

2.3. Денежные потоки

Рассмотрим представленные ранее исходные данные.

Установка конденсора дымовых газов влечет за собой дополнительные эксплуатационные расходы. Расходы подразделяются на условно-постоянные и условно-переменные. К условно-постоянным относятся:

1. Амортизационные отчисления.

На энергетических предприятиях начисление амортизации происходит линейным способом:

$$C_a = a \times K_{\Sigma}, \quad (13)$$

где C_a – это амортизационные отчисления,
 a – норма амортизационных отчислений,
 K_{Σ} – суммарные капитальные вложения.

2. Расходы на ремонт и обслуживание.

Расходы на ремонт подразумевают проведение капитальных и текущих ремонтов оборудования.

3. Налог на имущество.

Налоговой базой для налога на имущество является среднегодовая стоимость признаваемого объектом налогообложения имущества [НК РФ, Статья 375].

Объектом налогообложения является недвижимое имущество, учитываемое на балансе организации в качестве объектов основных средств [НК РФ, Статья 374].

Средняя стоимость имущества, признаваемого объектом налогообложения, за отчетный период определяется как частное от деления суммы, полученной в результате сложения величин остаточной стоимости имущества на 1-е число каждого месяца отчетного периода и 1-е число месяца, следующего за отчетным периодом, на количество месяцев в отчетном периоде, увеличенное на единицу.

Налоговая ставка устанавливается субъектом Российской Федерации и в Санкт-Петербурге она составляет 2,2 % в соответствии с законом Санкт-Петербурга "О налоге на имущество организаций"(в редакции от 08.04.2020 № 201-45).

Итого, налог на имущество рассчитывается следующим образом:

$$U = 2,2 \% \times \frac{C_i + (C_i - C_a)}{2}, \quad (14)$$

где U – величина налога на имущество,

C_i – это стоимость недвижимого имущества на начало года,

C_a – это амортизационные отчисления.

Величина стоимости основных средств ежегодно сокращается из-за амортизации. Соответственно, сумма налога на имущество тоже ежегодно сокращается.

К условно-переменным расходам относятся:

1. Затраты на утилизацию конденсата.

Годовые затраты на утилизацию конденсата рассчитываются как произведение значения выхода конденсата в год на стоимость очистки одного кубометра конденсата.

Для формирования денежных потоков необходимо также учесть дополнительные доходы, которые возникают после установки рекуператора.

После установки конденсора уходящий дымовых газов увеличивается КПД котлоагрегата. Следовательно, при том же количестве сжигаемого топлива вырабатывается большее количество теплоты. Таким образом, дополнительно полученную теплоту можно реализовывать. Это будет являться дополнительным источников дохода.

После определения и расчета дополнительных доходов и расходов, возникающих в результате реализации инвестиционного проекта, следует построить денежные потоки.

Денежный поток представляет собой весь объем денежных средств, находящийся в обороте. Он включает в себя как доходы, так и расходы организации. Иными словами, денежный поток – это разница между притоками и оттоками денежных средств.

В данном случаях в притоки денежных средств входит экономия за счет снижения расхода топлива и снижения расхода исходной воды.

Оттоками денежных средств являются все затраты, возникающие в последствии внедрения технологии конденсации. В нашем случае оттоками являются:

- расходы на проектирование,
- расходы на оборудование,
- расходы на СМР,
- расходы на ПНР,
- амортизация,
- расходы на ремонт и эксплуатационное обслуживание,
- налог на имущество,
- расходы на утилизацию конденсата.

В следующей части исследования на основе данных о движении денежных потоков будут рассчитаны показатели эффективности. Основываясь на данных расчетах, далее будут определены условия эффективного внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов.

2.4. Показатели эффективности инвестиционного проекта

При расчете показателей эффективности необходимо учесть временной фактов, а значит, следует применять динамический метод для оценки инвестиционного проекта.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта рассчитываются следующие показатели:

- валовая прибыль,
- чистая прибыль,
- чистый дисконтированный доход (NPV),
- внутренняя норма доходности (IRR),
- срок окупаемости (PP),
- дисконтированный срок окупаемости (DPP).

Данные показатели рассчитываются с учетом дисконтирования. Ожидаемые денежные потоки дисконтируются по

ставке доходности, которые учитывает относительные риски инвестиций и временную стоимость денег.

Рассмотрим формулы, на основании которых будет произведены расчеты показателей эффективности.

1. Коэффициент дисконтирования:

$$\alpha = \frac{1}{(1 + E)^\tau}, \quad (15)$$

где α – это коэффициент дисконтирования,

E – норма дисконта,

τ – номер периода.

Ставка дисконтирования рассчитывается по формуле Ирвинга Фишера:

$$E = (1 + i_{\text{альт}}) \times (1 + i_{\text{инф}}) \times (1 + i_{\text{риск}}) - 1, \quad (16)$$

где E – это ставка дисконтирования,

$i_{\text{альт}}$ – ставка альтернативной доходности,

$i_{\text{инф}}$ – темп инфляции,

$i_{\text{риск}}$ – рискованная надбавка.

2. Чистый дисконтированный доход:

$$NPV = \sum_{\tau=0}^n \frac{CF_\tau}{(1 + r)^\tau} - I_0, \quad (17)$$

где CF_τ – это приток денежных средств от инвестиционного проекта в период τ ,

I_0 – капитальные затраты в инвестиционный проект,

n – число периодов,

r – ставка дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход представляет собой сумму дисконтированных значений денежных потоков. Другими словами, NPV показывает разницу между денежными притоками и оттоками, приведенных текущему моменту времени.

Когда NPV принимает положительные значения, это означает, что вложенные в инвестиционный проект деньги окупятся и принесут инвестору доход. Когда чистый дисконтированный доход равен нулю, проект является безубыточным. Когда данный показатель принимает отрицательное значение, проект становится убыточным и инвестированные средства не окупаются.

3. Внутренняя норма доходности.

Внутренняя норма доходность показывает максимальную стоимость привлекаемого капитала, при которой инвестиционный проект остается выгодным. Иными словами, данный показатель представляет собой ставку дисконтирования, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю.

Данное условие можно записать следующим образом:

$$\sum_{\tau=0}^n \frac{CF_{\tau}}{(1 + IRR)^{\tau}} = I_0, \quad (18)$$

где IRR – это внутренняя норма доходности,
 CF_{τ} – приток денежных средств от инвестиционного проекта в период τ ,
 I_{τ} – капитальные затраты в инвестиционный проект в период τ ,
 n – число периодов,
 r – ставка дисконтирования.

Проект является следует реализовывать, если значение внутренней нормы доходности превышает значение ставки дисконтирования. Если IRR меньше ставки дисконтирования, то проект является убыточным и реализовывать его нецелесообразно.

4. Валовая прибыль.

Валовая прибыль – это разница между выручкой и затратами.

5. Чистая прибыль.

Чистая прибыль – это разница между валовой прибылью и налогом на прибыль, который составляет 20 %.

6. Срок окупаемости.

Данный показатель представляет собой минимальный срок, за который накопленный доход превышает капитальный вложения.

Срок окупаемости рассчитывается следующим образом:

$$PP = n, \quad (19)$$

при котором

$$\sum_{\tau=0}^n CF_{\tau} = I_0, \quad (20)$$

где CF_{τ} – это приток денежных средств от инвестиционного проекта в период τ ,
 I_0 – капитальные затраты в инвестиционный проект,
 n – число периодов.

7. Дисконтированный срок окупаемости (DPP).

Данный показатель представляет собой минимальный срок, за который накопленный доход, приведенный к настоящему моменту времени, превышает капитальный вложения.

Расчет дисконтированного срока окупаемости можно представить следующим образом:

$$DPP = n, \quad (21)$$

при котором

$$\sum_{\tau=0}^n \frac{CF_{\tau}}{(1+r)^{\tau}} = I_0. \quad (22)$$

CF_{τ} – приток денежных средств от инвестиционного проекта в период τ ,

I_0 – капитальные затраты в инвестиционный проект,

n – число периодов,

r – ставка дисконтирования.

3. РАСЧЁТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ВНЕДРЕНИЯ КОНДЕНСОРА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Главной задачей исследования является определение условий эффективного внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов на энергетическом предприятии.

По итогам второй главы была разработана модель, позволяющая определить эффективность утилизации теплоты дымовых газов, а также была определена расчётная методика для определения условий эффективного внедрения рассматриваемой технологии.

В данной главе с помощью построенной ранее модели будут исследоваться вопросы, связанные с оценкой условий эффективного внедрения технологии утилизации теплоты уходящих дымовых газов, а также будет произведен анализ полученных в результате моделирования результатов.

3.1. Исходные данные

Расчетная модель позволяет оценить эффект от внедрения конденсора уходящих дымовых газов при различных условиях, а также оценить границы, при которых внедрение данной технологии окажется эффективным.

В качестве исходных данных были взяты пять реальных проектов по установке конденсоров уходящих дымовых газов на различных предприятиях энергетики:

1. Конденсационный экономайзер «ECONERG-ТЭМ®», проект которого который был разработан по заказу ГУП «ТЭК СПб». В качестве основного топлива на котельной используется природный газ, а в качестве резервного – мазут. Для проекта был выбран конденсационный экономайзер тепловой мощностью 3 685 кВт (3,1685 Гкал/ч).

2. Рекуператор «Save Energy» поставки ООО «Интерэнерго», проект которого разрабатывался для последующей установки на Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) ПАО «ТГК-1» на три паровых котла с учетом существующей нагрузки.

3. Контактный экономайзер ЭМ-6 на котле ГМ-50-14/250 Жодинской ТЭЦ.

4. Рекуператор «Save Energy» поставки ООО «Интерэнерго», проект которого разрабатывался для последующей установки на Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) ПАО «ТГК-1» на три паровых котла на перспективную нагрузку.

5. Конденсационный экономайзер «RIGAS SILTUMS на ТЦ «Imanta» в Риге, Латвия, установленный на водогрейный котел КВГМ-100.

В таблице 1 представлены исходные характеристики ранее описанных конденсоров уходящих дымовых газов.

Таблица 1 – Исходные данные

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Мощность котла	Гкал/ч	36,8	46,6	58,2	65,4	100,1
Мощность конденсора	Гкал/ч	3,17	4,00	4,99	5,60	8,60
Вес	кг	8645	10820	13414	15005	22864
Объем дымовых газов	нм3/ч	57500	72794	91035	102222	157478
Начальная температура УДГ	°С	163	140	135	140	167
Конечная температура УДГ	°С	45	45	83	45	65
Начальная энтальпия	ккал/кг	331,3	284,4	274,2	284,4	339,5
Конечная энтальпия	ккал/кг	261,7	232,5	228,2	232,5	255,8
Начальное влагосодержание	г/кг с. г.	184,2	141,0	120,0	141,0	192,0
Конечное влагосодержание	г/кг с.г.	55,3	45,0	35,0	45,0	37,0
КПД конденсора	%	70,0 %	68,1 %	70,8 %	68,1 %	80,7 %

Проанализировав исходные данные, можно отметить несколько закономерностей.

На рисунке 2 представлен график зависимости мощности конденсора уходящих дымовых газов от мощности котла. Мощность конденсора дымовых газов линейно растет с увеличением мощности котлоагрегата. Зависимость описывается уравнением:

$$N_K = 0,085N_P + 0,0423, \quad (23)$$

где N_K – мощность котлоагрегата,
 N_P – мощность рекуператора.

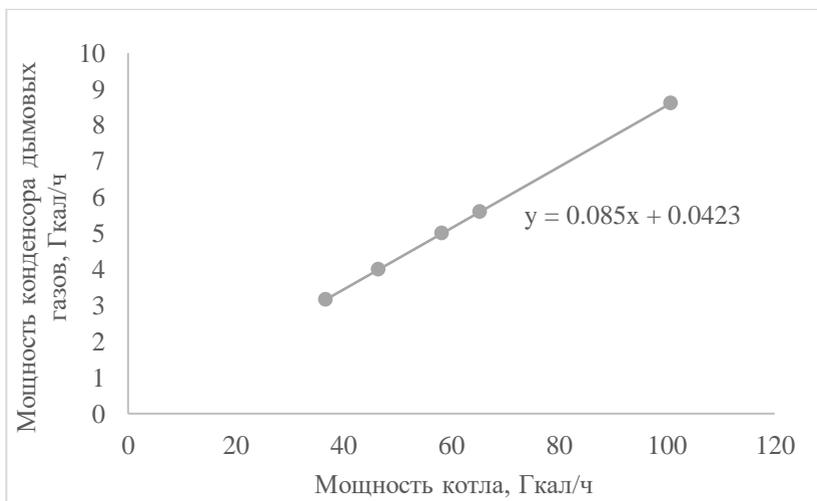


Рисунок 2 – График мощности рекуператора от мощности котла

Фрагментарные исходные данные и характеристики конденсорных устройств, представленные в периодической технической литературе и рекламных проспектах, зачастую вынуждают получать недостающие исходные данные на основе корреляционных зависимостей и интерполяции имеющихся данных. По этой причине данные по объему дымовых газов для части рассматриваемых рекуператоров были получены путем линейной интерполяции имеющихся значений.

На рисунке 3 представлен график зависимости объема дымовых газов от мощности котлоагрегата. Из данного графика можно сделать вывод, что объем УДГ растет прямо пропорционально мощности котлоагрегата. Данную зависимость можно описать следующим уравнением:

$$V_{\text{УДГ}} = 0,085N_{\text{К}} + 0,0423, \quad (24)$$

где $V_{\text{УДГ}}$ – объем уходящих дымовых газов,
 $N_{\text{К}}$ – мощность котла.

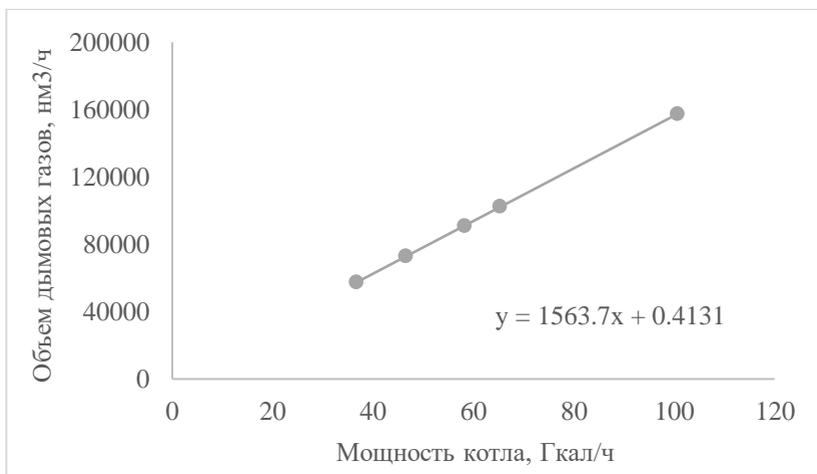


Рисунок 3 – График зависимости объема УДГ от мощности котла

Теоретически объём теплоты уходящих дымовых газов, который может быть утилизирован, можно представить в виде двух компонентов:

- скрытой теплоты конденсации (парообразования) водяных паров с последующим охлаждением конденсата в рекуперативных теплообменниках,

- теплоты уходящих дымовых газов, нагретых выше температуры окружающей среды в рекуперативных или регенеративных теплообменных устройствах.

Таким образом, чем больше влагосодержание дымовых газов, тем большее количество теплоты можно получить в процессе конденсации.

3.2. Инвестиции

Для построения расчетной модели были приняты следующие значения капитальных вложений (таблица 2).

Таблица 2 – Капитальные вложения

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Проектная документация	млн. руб. без НДС	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8

Окончание таблицы 2

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Оборудование с поставкой	млн. руб. без НДС	48,4	55,1	63,1	68,0	92,2
Строительно-монтажные работы		20,7	23,6	27,0	29,1	39,5
Пуско-наладочные работы		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Итого		81,9	91,5	102,9	109,9	144,5

Стоимость проектной документации и пуско-наладочных работ не зависит от мощности конденсора и составляет 9,8 млн и 3 млн рублей (без НДС) соответственно.

Стоимость оборудования с поставкой и строительно-монтажные работы распределены в пропорции 70 на 30. Данное соотношение опирается на экспертное мнение руководителя ВКР.

Для расчета налога на прибыль был введен коэффициент «Доля недвижимого имущества». Его значения для каждого проекта представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Доля недвижимого имущества

Показатель	Значение показателя				
	1	2	3	4	5
Доля недвижимого имущества	0,41	0,40	0,39	0,38	0,36

Далее проанализируем, как меняется удельная стоимость конденсора на единицу его веса. Данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Удельная стоимость установки на единицу веса

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Удельная стоимость установки на единицу веса	тыс.руб /кг	5,60	5,09	4,70	4,53	4,03

На рисунке 4 представлен график, который демонстрирует, как изменяется удельная стоимость конденсора дымовых газов на единицу веса при изменении мощности. Наблюдаемую зависимость можно описать следующим уравнением:

$$C_w = 8,0403N_p^{-0,326}, \quad (25)$$

где C_w – едельная стоимость конденсора дымовых газов на единицу веса,
 N_p – мощность конденсора дымовых газов.

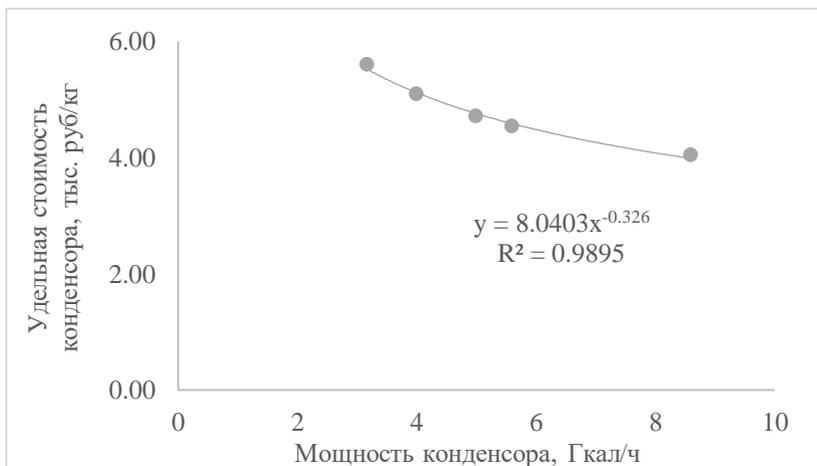


Рисунок 4 – График удельной стоимости конденсора УДГ от мощности

Удельная стоимость технологии снижается с ростом мощности установки.

3.3. Расходы

Внедрение технологии утилизации теплоты уходящих дымовых газов влечет за собой образование дополнительных эксплуатационных расходов.

Конденсат, получаемый путем охлаждения дымовых газов в рекуператоре, значительно отличаются по качеству от исходной воды. Следовательно, для дальнейшего использования или утилизации конденсата необходимо обеспечить его очистку.

В таблице 5 можно видеть данные по объему получаемого конденсата в год, удельной стоимости очистки и общих затрат на очистку.

Таблица 5 – Данные по затратам на очистку конденсата

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Выход конденсата	тыс. м3	17,03	21,50	26,83	30,10	46,25
Удельная стоимость очистки	руб/м3	27,10	27,10	27,10	27,10	27,10
Затраты на очистку конденсата	млн.руб.	0,46	0,58	0,73	0,82	1,25

При расчёте значений объёмов выхода конденсата был использован метод линейной интерполяции.

Помимо затрат на очистку конденсата есть другие статьи расходов, представленные в таблице 6.

Таблица 6 – Расходы

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Амортизация	млн. руб.	4,10	4,58	5,15	5,50	7,23
Ремонт и обслуживание		0,96	1,03	1,12	1,17	1,43
Затраты на очистку конденсата		0,46	0,58	0,73	0,82	1,25
Налог на имущество		1,04	1,18	1,35	1,46	1,98
Итого расходы		6,55	7,37	8,34	8,94	11,89

Как можно заметить из таблицы, все статьи расходов растут с увеличением мощности конденсора.

Амортизационные отчисления рассчитываются линейным способом весь период полезной эксплуатации, который составляет 20 лет.

Конденсор является стационарной установкой и состав дымовых газов, теплоту которых утилизирует конденсор, также можно считать постоянным. В этом случае - постоянной является и концентрация агрессивных элементов (окислов серы) в уходящих дымовых газах.

Объём ремонтного обслуживания конденсоров, как правило, постоянный и связан с объёмом типовых работ по восстановлению конструктивных элементов.

3.4. Доходы

К доходам относится выручка от реализации теплоты, получаемой вследствие внедрения технологии утилизации теплоты уходящих дымовых газов.

Выручка от реализации рассчитывается как произведение теплопроизводительности конденсора на цену на тепловую энергию (без НДС).

Теплопроизводительность конденсора напрямую зависит от двух величин: его мощности и коэффициента использования установленной мощности.

В данной расчетной модели коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) имеет значение 56 %.

Результаты расчета выручки от реализации представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет выручки от реализации

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Теплопроизводительность	тыс.Гкал	15,38	19,42	24,23	27,18	41,77
Цена на тепловую энергию (без НДС)	руб/Гкал	1050	1050	1050	1050	1050
Выручка от реализации	млн.руб.	16,15	20,39	25,44	28,54	43,85

Выручка от реализации растет линейно с увеличением мощности рекуператора.

3.5. Денежные потоки

Для того, чтобы рассчитать показатели эффективности инвестиционного проекта, необходимо сформировать денежный поток (Cash Flow).

Входящий денежный поток составляют доходы. В рассматриваемом случае это выручка от реализации.

Исходящий денежный поток представляет собой расходную часть: капитальные вложения, амортизационные отчисления, затраты на ремонт и обслуживание установки, затраты на очистку конденсата и налог на имущество.

Инвестирование в проект происходит в течение одного (нулевого) года. По окончании года осуществляется ввод в эксплуатацию. Таким образом, денежный поток отрицателен только нулевой год, а далее является положительным.

Для расчета показателей эффективности по предложению руководителя ВКР был выбран КИУМ равный 56 %.

Чистый дисконтированный доход (NPV) является основной характеристикой, определяющей привлекательность инвестиционного проекта. В данной работе принята ставка дисконтирования составляет 12,44 %, так как ставка альтернативной доходности равна 6 %, темп инфляции – 4 % и рисковая надбавка – 2 %. При данной ставке дисконтирования во всех пяти проектах чистый дисконтированный доход положительный.

В таблице 8 представлена результаты расчетов показателей эффективности рассматриваемого инвестиционного проекта.

Таблица 8 – Показатели эффективности

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
NPV	млн. руб.	6,74	19,49	36,25	46,52	97,27
PI	-	1,08	1,21	1,35	1,42	1,67
PP		6 лет 240 дней	5 лет 337 дней	5 лет 117 дней	5 лет 21 день	4 года 112 дня
DPP		11 лет 204 дня	9 лет 255 дней	8 лет 110 дней	7 лет 270 дней	6 лет 94 дня
IRR	%	13,8 %	15,8 %	17,9 %	18,9 %	22,5 %

По результатам оценки показателей эффективности можно сделать вывод, что все рассматриваемые проекты являются привлекательными с инвестиционной точки зрения, так как NPV является положительным, индекс доходности превышает единицу, срок окупаемости простой и дисконтированный имеет значения меньше срока реализации проекта, а ставка дисконтирования не превышает внутреннюю норму доходности.

Важно отметить, что все показатели эффективности инвестиционного проекта улучшаются по мере увеличения мощности установленного конденсора. Следовательно, чем более мощный котел – тем выгоднее окажется реализация проекта по установке конденсора дымовых газов.

Далее был проведен анализ предельных капитальных затрат, при которых проект остается привлекательным с инвестиционной точки зрения. Для этого были рассчитаны значения инвестиционных затрат, при которых NPV проекта становится равным нулю. В таблице 9

представлены результаты расчетов абсолютных значений предельных капитальных затраты.

Таблица 9 – Предельные капитальные затраты

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Предельные капитальные затраты	млн.руб.	88,67	111,00	139,17	156,45	241,79

На рисунке 5 представлен график зависимости предельных капитальных затрат от мощности котлоагрегата.

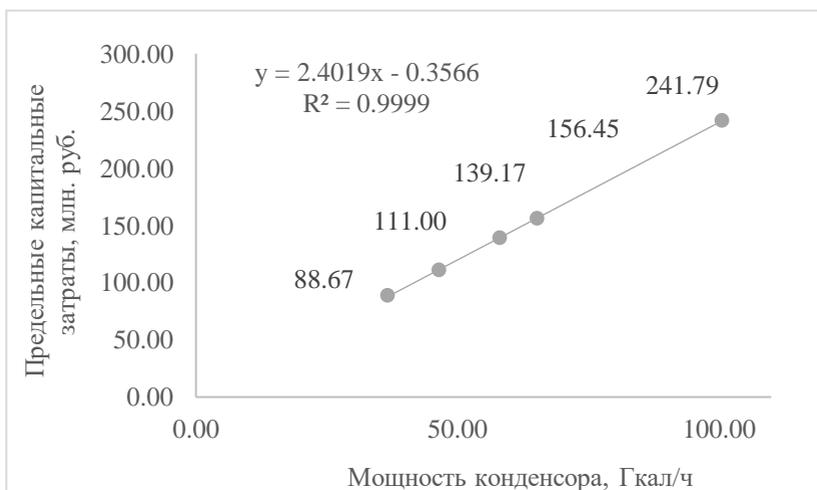


Рисунок 5 – Зависимость предельных инвестиций от мощности котла

Характер зависимости, представленной на рисунке, позволяет сделать вывод о том, что значения максимальных капитальных вложений, при которых проект является рентабельным, растет линейно с увеличением мощности котлоагрегата.

В таблице 10 приведены результаты расчетов удельных предельных капитальных вложения на единицу мощности котлоагрегата.

Таблица 10 – Предельные удельные капитальные затраты

Показатель	Ед. изм.	Значение показателя				
		1	2	3	4	5
Предельные удельные капитальные затраты	млн.руб/ Гкал/ч	2,41	2,38	2,39	2,39	2,40

Из полученных результатов можно сделать вывод, что величина предельных инвестиций на единицу мощности котлоагрегата варьируется незначительно и составляет приблизительно 2,4 млн. руб. на 1 Гкал/ч. Данная величина позволяет рассчитать максимальные вложения в инвестиционный проект для любого котла, при которых данный проект будет оставаться прибыльным.

3.6. Определение чувствительности NPV к ставке дисконтирования

Для определения чувствительности NPV к ставке дисконтирования были выполнены расчеты значений NPV при разных ставках дисконтирования. Значения ставки дисконтирования были приняты в диапазоне от 0 % до 20 %. Результаты расчетов представлены в таблице 11.

На рисунке 6 представлен график зависимости NPV от ставки дисконтирования для каждого проекта.

Таблица 11 – чувствительность NPV к ставке дисконтирования

Е	Ед. изм.	Значение NPV				
		1	2	3	4	5
0 %	млн. руб.	164,24	217,49	284,13	324,99	526,84
5 %		70,88	100,07	137,15	159,89	272,20
10 %		22,11	38,80	60,42	73,68	139,20
12,44 %		6,74	19,49	36,25	46,52	97,27
15 %		-5,65	3,95	16,77	24,64	63,49
20 %		-22,71	-17,46	-10,05	-5,50	16,95

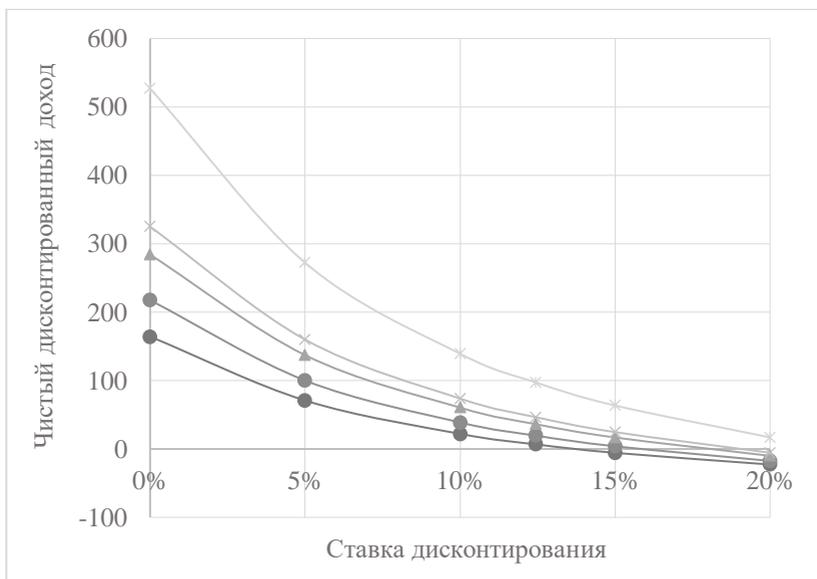


Рисунок 6 – График NPV от ставки дисконтирования

При значениях ставки дисконтирования от 0 % до 12,44 %, NPV всех пяти проектов имеет положительные значения. Следовательно, все проекты являются инвестиционно привлекательными в данном диапазоне значений ставки дисконтирования.

При ставке дисконтирования равной 15 %, первый проект по установке конденсора является невыгодным, так как NPV принимает отрицательное значение.

Когда ставка дисконтирования достигает значения 20 %, только пятый проект остается инвестиционно привлекательным.

3.7. Определение чувствительности NPV к ставке КИУМ

Величина денежного потока достаточно сильно зависит от коэффициента использования установленной мощности. При изменении КИУМ меняется выработка теплоты, а значит и выручка от продаж, и выход конденсата, а следовательно, и затраты на его утилизацию.

Результаты расчетов чувствительности NPV к КИУМ представлены в таблице 12. График, отражающий изменение NPV при изменении КИУМ представлен на рисунке 7.

Таблица 12 – Чувствительность NPV к изменению КИУМ

Значение КИУМ	Ед. изм.	Значение NPV				
		1	2	3	4	5
36 %	млн. руб.	-11,50	-3,53	7,51	14,29	47,74
46 %		-2,38	7,98	21,88	30,40	72,51
56 %		6,74	19,49	36,25	46,52	97,27
66 %		15,86	31,00	50,61	62,64	122,03
76 %		24,97	42,52	64,98	78,75	146,80
86 %		34,09	54,03	79,34	94,87	171,56

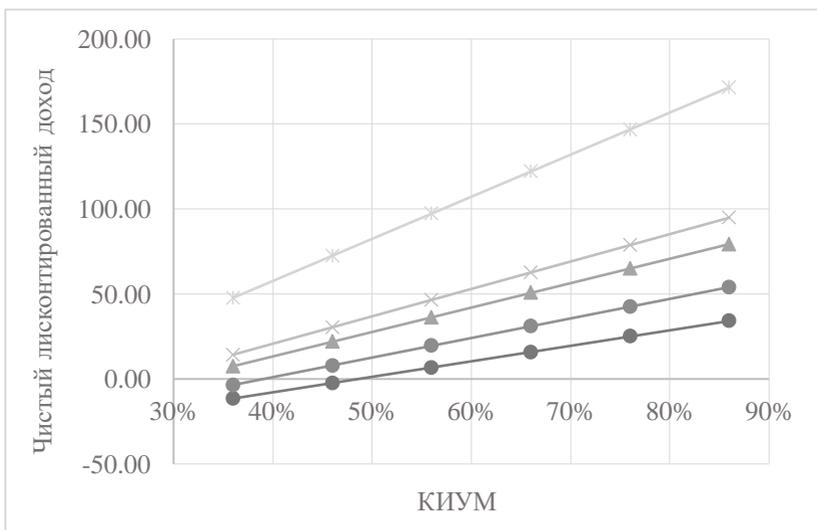


Рисунок 7 – График NPV для первого проекта установки конденсора

Как видно из представленного выше графика, при росте коэффициента использования установленной мощности NPV изменяется прямо пропорционально.

При снижении коэффициента использования установленной мощности на 10 процентных пунктов NPV только первого инвестиционного проекта с наименьшим по мощности конденсором становится отрицательным. При снижении КИУМ на 20 процентных пунктов, что является значительным изменением данного показателя, только NPV первых двух проектов имеет отрицательное значение.

Таким образом, чем выше КИУМ – тем выше NPV, а значит, при росте коэффициента использования установленной мощности проект становится более привлекательным с инвестиционной точки зрения.

3.8. Определение условий эффективного внедрения конденсора дымовых газов и анализ полученных результатов

Основной характеристикой эффективного внедрения любой инновационной технологии является её инвестиционная привлекательность.

Для определения условий эффективного внедрения технологии в ВКР было рассмотрено пять инвестиционных проектов по установке конденсора дымовых газов. В процессе анализа были выявлены закономерности, позволяющие экстраполировать полученные результаты на другие аналогичные инвестиционные проекты.

Основными показателями, определяющими результат проекта внедрения устройств утилизации уходящих дымовых газов на энергетическом предприятии, являются:

- тепловая производительность котлоагрегата,
- коэффициент установленной мощности.

Рассмотрим, при каких значениях мощности котла проект перестает быть прибыльным для каждого значения коэффициента использования установленной мощности.

В таблице 13 представлены результаты расчетов минимальных необходимых значений мощности котлоагрегата.

Таблица 13 – Условия, определяющие эффективное внедрение технологии утилизации теплоты дымовых газов

Значение КИУМ, %	Мощность котла, Гкал/ч
36 %	50,28
46 %	39,85
56 %	32,98
66 %	28,11
76 %	24,47
86 %	21,66

На рисунке 8 можно увидеть график зависимости необходимой мощности котла от коэффициента установленной мощности. Наблюдаемую на графике зависимость можно описать следующим уравнением:

$$N_{k \min} = 91,098K^2 - 166,61K + 97,966, \quad (26)$$

где $N_{k \min}$ – это минимальная необходимая мощность котлоагрегата, при которой проект по установке конденсора дымовых газов становится «нейтральным» с точки зрения инвестиционной привлекательности его внедрения (Гкал/ч),

K – коэффициент использования установленной мощности (%).

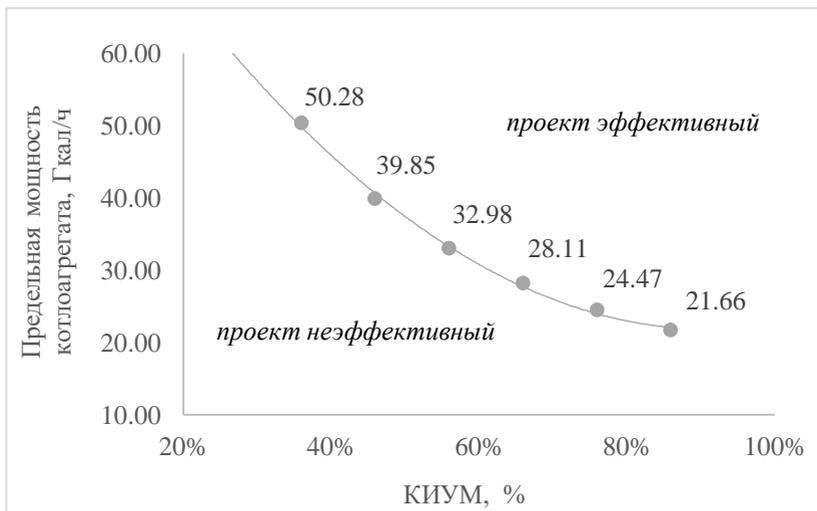


Рисунок 8 – Определение границ эффективности внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов

Таким образом, мы получили аналитическую полиномиальную зависимость второго порядка, позволяющую при любом коэффициенте использования установленной мощности определить минимальное значение мощности конденсора, при которой проект по установке рекуператора теплоты уходящих дымовых газов будет становится эффективным с инвестиционной точки зрения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было проведено исследование границ эффективности (инвестиционной привлекательности) внедрения технологии утилизации теплоты дымовых газов – конденсора уходящих дымовых газов.

Для решения задачи, определённой заданием на выполнение ВКР, был выполнен анализ результатов внедрения конденсоров уходящих дымовых газов различной мощности на пяти предприятиях энергетики, разработана расчётная методика, на основе которой была построена модель, позволяющая оценить эффективность внедрения технологии утилизации дымовых газов на любое энергетическое предприятие. С помощью созданной модели были проведены расчеты, которые показали, что существуют границы, определяющие эффективность использования рассматриваемой технологии. Таким образом, были получены следующие результаты:

– Предельные капитальные затраты, при которых проект будет оставаться инвестиционно привлекательным, являются постоянным значением для котлоагрегата любой мощности и составляют 2,4 млн. руб. на единицу тепловой производительности котлоагрегата, измеряемую в Гкал/ч.

– Расчётным моделированием определена полиномиальная зависимость второго порядка вида:

$$N_{K \min} = 91,098K^2 - 166,61K + 97,966, \quad (27)$$

с помощью которой для любого значения коэффициента использования установленной мощности K можно найти минимальное значение тепловой производительности котлоагрегата $N_{K \min}$, определяющее нижнюю границу эффективности (инвестиционной привлекательности) внедрения технологии утилизации теплоты УДГ с применением конденсорной установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андросов А. С. Теория горения и взрыва: учебник / А. С. Андросов, И. Р. Бегишев, Е. П. Салеев. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2015. – 248 с.
2. Белоусов В. Н. Топливо и теория горения. Ч.1. Топливо: учебное пособие / Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Смирнова О.С. – СПб: СПбГТУРП, 2011. – 84 с.
3. Беспалов В. В. Технология осушения дымовых газов ТЭС с использованием теплоты конденсации водяных паров / В. В. Беспалов, В. И. Беспалов // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. – 2010. – Т. 316, № 4: Энергетика. – С. 56-59.
4. Беспалов В. В. Повышение эффективности глубокой утилизации тепла дымовых газов ТЭС на природном газе: автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук: спец. 05.14.14 / В. В. Беспалов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); науч. рук. Л. А. Беляев. – Томск, 2017.
5. Бороков А.А., Аль Алавин. Энергосберегающие системы теплоснабжения // Проблемы энергетики, 2007, № 1-2.
6. Денищук Д.А., Горбуров Д.В. Система глубокой утилизации теплоты уходящих газов пылеугольных котлов с применением конденсатора уходящих газов // НИУ «МЭИ».
7. Денищук Д. А. Изменение энергопотребления привода дымососа при применении системы глубокой утилизации теплоты с конденсатором уходящих газов на пылеугольных блоках / Д. А. Денищук // Седьмая международная научно-техническая конференция. – 2017. – Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности. – С. 247-251.
8. Ефимов А. В. Система глубокой утилизации теплоты газов, уходящих из котельных агрегатов / А. В. Ефимов, А. Л. Гончаренко, А. В. Гончаренко // Вестник Нац. техн. ун-та "ХПИ": сб. науч. тр. Темат. вып.: Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. – Харьков: НТУ "ХПИ". – 2013. – № 13. – С. 73-80.
9. Жихар, Г. И. Использование теплоты уходящих газов котельных агрегатов в контактном теплообменнике / Г. И. Жихар, В. А. Закревский // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика: международный научно-технический журнал. – 2010. – №5. – С. 4149.

10. Пучков В.А. Гражданская защита: Энциклопедия в 4 томах. Том IV (издание третье, переработанное и дополненное) / В.А. Пучков. – М.: ФГБУ ВНИИ ГОЧС (ФЦ), 2015.
11. Станкевич Д.О., Николаев А.Г., Андреева Е.В. Новые энергетические технологии. Исследование №2. // 2017.
12. Сухаров А.В., Лебедева Е.А. Повышения энергоэффективности котельной завода железобетонных изделий // Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет.
13. Ушаков В. Я. Потенциал энергосбережения и его реализация на предприятиях ТЭК: учебное пособие / В. Я. Ушаков, Н.Н. Харлов, П.С. Чубик; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 283 с.
14. Фазлиахметов К. Ф. Сравнительная оценка способов утилизации теплоты уходящих газов на объектах теплоэнергетики / К. Ф. Фазлиахметов, Д. А. Хворенков // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Атомная энергетика: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной памяти профессора Данилова Н. И. (1945–2015) – Даниловских чтений (Екатеринбург, 10–14 декабря 2018 г.). – Екатеринбург: УрФУ, 2018. – С. 460-463.
15. Эстеркин Р. И. Промышленные парогенерирующие установки / Р. И. Эстеркин – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1980. – 400 с.