



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»
(ДВФУ)

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

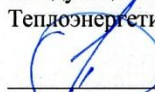
«СОГЛАСОВАНО»

Руководитель ОП
«Теплоэнергетика и теплотехника»


Дерогов Е.Ю.
(подпись)
« 6 » 20 17

«УТВЕРЖДАЮ»

Заведующий кафедрой
Теплоэнергетики и теплотехники


Штым К. А.
(подпись)
« 6 » 20 17

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

«Чистые энергетические технологии»

Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Магистерская программа «Технология производства тепловой и электрической энергии на электростанциях»

Форма подготовки: очная

курс 1 семестр 2

лекции 18 час.

практические занятия 36 час.

лабораторные работы 0 час.

в том числе с использованием МАО лек.- /пр. 14 /лаб. - час.

всего часов аудиторной нагрузки 54 час.

в том числе с использованием МАО 14 час.

самостоятельная работа 54 час.

контрольные работы (количество)

курсовая работа / курсовой проект _____ - _____ семестр

зачет 2 семестр

экзамен _____ - _____ семестр

Рабочая программа составлена в соответствии с требованиями образовательного стандарта, самостоятельно устанавливаемого ДВФУ, утвержденного приказом ректора от 04.04.2016 г. № 12-13-592

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры Теплоэнергетики и теплотехники протокол № 11 от « 06 » июля 2017 г.

Зав. кафедрой: д.т.н., профессор Штым К. А.

Составитель: старший преподаватель Лесных А. В.

Оборотная сторона титульного листа РПУД

I. Рабочая программа пересмотрена на заседании кафедры:

Протокол от «_____» _____ 20__ г. № _____

Заведующий кафедрой _____ К. А. ШТЫМ
(подпись) (И.О. Фамилия)

II. Рабочая программа пересмотрена на заседании кафедры:

Протокол от «_____» _____ 20__ г. № _____

Заведующий кафедрой _____ К. А. ШТЫМ
(подпись) (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

к рабочей программе учебной дисциплины «Чистые энергетические технологии»

Рабочая программа учебной дисциплины «Чистые энергетические технологии» предназначена для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», магистерская программа «Технология производства тепловой и электрической энергии на электростанциях» и относится к вариативной части блока 1 Дисциплины (модули) учебного плана, является дисциплиной по выбору (Б1.В.ДВ.5.2).

Общая трудоёмкость дисциплины «Чистые энергетические технологии» составляет 3 зачётных единицы, 108 часов. Учебным планом предусмотрены: лекционные занятия (18 часов), практические занятия (36 часов), самостоятельная работа студентов (54 часов) и контроль (36 часов). Форма контроля – зачёт. Дисциплина реализуется на 1 курсе во 2-м семестре. Дисциплина базируется на знаниях, полученных студентами при изучении дисциплин: «Математический анализ», «Линейная алгебра и аналитическая геометрия», «Физика», «Основы современных информационных технологий», «Техническая термодинамика», «Гидрогазодинамика», «Теплотехнические измерения и автоматизация», «Тепломассообмен», «Тепломеханическое оборудование теплоэлектростанций», «Котельные установки и парогенераторы», «Турбины теплоэлектростанций».

Рабочей программой дисциплины предусмотрена разбивка курса на отдельные разделы, что улучшает восприятие материала студентами.

Цель дисциплины: изучение альтернативных новых энергетических технологий с целью увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе; повышение энергоэффективности и расширение использования передовых энергетических технологий, в том числе экологически чистых технологий производства и использования ископаемых топлив.

Задачей изучения дисциплины является:

- ознакомление обучающихся с альтернативными энергетическими передовыми технологиями производства и использования ископаемых топлив;

- научить обосновывать конкретные технические решения при выборе энергетических технологий производства тепловой и электрической энергии на электростанциях;

- глубокое изучение вопросов по газификации углей с применением современных устройств, использование сверхэффективных газовых

электростанций, применение топливных элементов, внедрение систем с целлюлозной биомассой и биотопливом и систем улавливания углерода.

Для успешного изучения дисциплины «Чистые энергетические технологии» у обучающихся должны быть сформированы следующие предварительные компетенции:

- ОК-4, умение быстро осваивать новые предметные области, выявлять противоречия, проблемы и выработать альтернативные варианты их решения;

- ОК-5, способность генерировать идеи в научной и профессиональной деятельности;

- ОК-6, способность вести научную дискуссию, владение нормами научного стиля современного русского языка;

- ОК-7, способность к свободной научной и профессиональной коммуникации в иноязычной среде

- ОК-8, способность к абстрактному мышлению, обобщению, анализу, систематизации и прогнозированию

- ОК-10, способность к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала

- ОПК-3, способностью использовать иностранный язык в профессиональной сфере.

- ПК-3, способностью к разработке мероприятий по совершенствованию технологии производства

- ПК-5, способностью к определению потребности производства в топливно-энергетических ресурсах, обоснованию мероприятий по экономии энергоресурсов, разработке норм их расхода, расчету потребностей производства в энергоресурсах

- ПК-6, готовностью применять методы и средства автоматизированных систем управления технологическими процессами в теплоэнергетике, теплотехнике и теплотехнологиях.

В результате изучения данной дисциплины у обучающихся формируется следующая профессиональная компетенция (элементы компетенций).

Код и формулировка компетенции	Этапы формирования компетенции	
ПК-4 готовность к обеспечению бесперебойной работы, правильной эксплуатации, ремонта и модернизации	Знает	основные принципы бесперебойной работы, правильной эксплуатации, ремонта и модернизации энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования, средств автоматизации и защиты, электрических и тепловых сетей, воздухопроводов и газопроводов

энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования, средств автоматизации и защиты, электрических и тепловых сетей, воздухопроводов и газопроводов	Умеет	применять основные принципы, обеспечивающие бесперебойную работу, правильную эксплуатацию, ремонт и модернизацию энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования, средств автоматизации и защиты, электрических и тепловых сетей, воздухопроводов и газопроводов
	Владеет	приемами и принципами организации бесперебойной работы, правильной эксплуатации, ремонта и модернизации энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования, средств автоматизации и защиты, электрических и тепловых сетей, воздухопроводов и газопроводов

Для формирования вышеуказанной компетенции в рамках дисциплины «Чистые энергетические технологии» применяются следующие методы активного/ интерактивного обучения - **"Групповое обсуждение"** и **"Мастер-класс"**, при проведении следующих **практических занятий**:

Занятие 1. Расчёт состава топлива. Расчёт состава генераторного газа (6 часов) с использованием интерактивного метода "Групповое обсуждение".

Занятие 2. Расчет конструкции газогенератора (8 часов) с использованием интерактивного метода "Мастер-класс".

Занятие 3. Расчет аппаратов системы отчистки (6 часов).

Занятие 4. Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля (16 часов).

I. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КУРСА

18 часов аудиторных занятий

Раздел 1. Повышение эффективности использования углей – газификация (6 часов).

Тема 1. Улучшение качества угля; промывка, сушка и брикетирование угля.

Тема 2. Развитие технологического горения в энергетических установках.

Тема 3. Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля;

Тема 4. Методические подходы к расчету ПГУ с газификацией угля.

Раздел 2. Сверхэффективные газовые электростанции (4 часа)

Тема 1. Парогазовые установки электростанций.

Тема 2. 6. Парогазовые и газотурбинные ТЭЦ.

Тема 3. Методика расчета тепловой схемы конденсационной ПГУ с котлом-утилизатором.

Раздел 3. Топливные элементы (4 часа).

Тема 1. История развития топливных элементов.

Тема 2. Электростанции на топливных элементах.

Раздел 4. Улавливание оксида углерода (4 часа).

Тема 1. Варианты снижения воздействий на атмосферную концентрацию парниковых газов.

Тема 2. Условия, методы, перспективы транспортировки и хранения.

II. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ КУРСА

Практические занятия (36 час.)

Занятие 1. Расчёт состава топлива. Расчёт состава генераторного газа (6 часов) с использованием интерактивного метода "Групповое обсуждение"

Разработка, проектирование схемы газоздушного тракта и его составных частей на примере энергетического котла, выданного преподавателем. Принципиальная схемы ГВТ заданного котла. Рассмотрение альтернативных схем ГВТ для заданного котла.

Групповое обсуждение вопроса направлено на нахождение истины или достижение лучшего взаимопонимания. Групповые обсуждения способствуют лучшему усвоению изучаемого материала.

На первом этапе группового обсуждения перед студентами ставится проблема связанная с типами процесса газификации для получения газа, и как это может влиять на выбор методики расчёта состава газа. Студенты делятся на две подгруппы и каждой подгруппе выдается учебный материал и определенное время (20-30 минут), в течение которого студенты должны подготовить аргументированный развернутый ответ. Преподаватель устанавливает определенные правила проведения группового обсуждения. На втором этапе группового обсуждения вырабатывается групповое решение совместно с преподавателем.

Тема проведения группового обсуждения

1. Расчёт состава газа при обратном процессе газификации.
2. Расчёт состава газа при прямом процессе газификации.

Занятие 2. Расчет конструкции газогенератора (8 часов) с использованием интерактивного метода "Мастер-класс"

Мастер–класс – это главное средство передачи концептуальной новой идеи своей (авторской) педагогической системы. Преподаватель как профессионал на протяжении ряда лет вырабатывает индивидуальную (авторскую) методическую систему, включающую целенаправленное проектирование, использование последовательности ряда известных дидактических и воспитательных методик, занятий, мероприятий, собственные «ноу-хау», учитывает реальные условия работы с различными категориями учащихся и т.п.

Мастер-класс как локальная технология трансляции педагогического опыта демонстрирует конкретный методический прием или метод, методику преподавания, технологию обучения и воспитания. Он состоит из заданий, которые направляют деятельности участников для решения поставленной педагогической проблемы, но внутри каждого задания участники абсолютно свободны: им необходимо осуществить выбор пути исследования, выбор средств для достижения цели, выбор темпа работы. Мастер-класс должен всегда начинаться с актуализации знаний каждого по предлагаемой проблеме, что позволит расширить свои знания.

Основные преимущества мастер-класса — это уникальное сочетание короткой теоретической части и индивидуальной работы, направленной на приобретение и закрепление практических знаний и навыков.

Вступление Преподавателем показываются и объясняются основные принципы расчёта с использованием учебной доски и электронного аналога.

Основная часть Преподаватель последовательно объясняет особенности выполнения расчёта газогенератора на учебной доске и в электронном виде на компьютере, акцентируя внимание на возможных сложностях и этапах, где возможно совершение ошибок. После этого студентами индивидуально по вариантам выполняется расчёт. Преподаватель выполняет роль консультанта, организует самостоятельную работу студентов и управляет её, проводит обсуждение получившихся результатов.

Выводы Проводится дискуссия по результатам совместной деятельности преподавателя и студентов.

Темы проведения мастер-классов:

1. Расчёт газогенераторного обратного процесса газификации
2. Расчет газогенератора прямого процесса газификации с паровоздушным дутьем.

Занятие 3. Расчет аппаратов системы очистки (6 часов)

Расчет центробежных очистителей. Расчёт камер для осаждения пыли. Расчёт фильтров.

Занятие 4. Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля (16 часов)

Разработка схемы ПГУ. Тепловой расчёт ГТУ. Тепловой расчёт котла-утилизатора. Тепловой расчёт паровой турбины. Расчёт технико-экономических показателей.

III. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Чистые энергетические технологии» представлено в Приложении 1 и включает в себя:

план-график выполнения самостоятельной работы по дисциплине, в том числе примерные нормы времени на выполнение по каждому заданию;
критерии оценки выполнения самостоятельной работы.

IV. КОНТРОЛЬ ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕЙ КУРСА «Чистые энергетические технологии»

№ п/п	Контролируемые модули/ разделы / темы дисциплины	Коды и этапы формирования компетенций		Оценочные средства - наименование	
				текущий контроль	промежуточная аттестация
1	Раздел 1. Повышение эффективности использования углей – газификация	ПК-4	знает	ПР-1	
			умеет	ПР-1	
			владеет	ПР-1	
2	Раздел 2. Сверхэффективные газовые электростанции	ПК-4	знает	ПР-1	
			умеет	ПР-1	
			владеет	ПР-1	
3	Раздел 3. Топливные элементы	ПК-4	знает	ПР-1	
			умеет	ПР-1	
			владеет	ПР-1	
4	Раздел 4. Улавливание оксида углерода	ПК-4	знает	ПР-1	
			умеет	ПР-1	
			владеет	ПР-1	

Типовые контрольные задания, методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений и навыков и (или) опыта деятельности, а также критерии и показатели, необходимые для оценки знаний, умений, навыков и характеризующие этапы формирования компетенций в процессе освоения образовательной программы, представлены в Приложении 2.

V. СПИСОК УЧЕБНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

Основная литература

1 Канторович Б. В. Основы теории горения и газификации твердого топлива. – Рипол Классик, 2013.

https://books.google.ru/books/about/%D0%9E%D1%81%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%8B_%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%80%D0%B8%D0%B8_%D0%B3%D0%BE%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F.html?id=3CEIAwAAQBAJ&redir_esc=y

2 Трухний А. Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов //М.: Издательский дом МЭИ. – 2013.

http://mirknig.su/knigi/tehnicheskie_nauki/160747-parogazovye-ustanovki-elektrostanciy.html

Дополнительная литература

1. Мочан С. И. Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод). – 1977. http://www.studmed.ru/mochan-si-aerodinamicheskij-raschet-kotelnyh-agregatov-normativnyy-metod_51514471443.html

2. Тупов В. Снижение шума от энергетического оборудования. – М. : МЭИ, 2005.

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»

3. Тупов В. Б. Газовоздушные тракты паровых котлов: учебное пособие //М.: Издательский дом МЭИ. – 2009.

4. <http://opac.mpei.ru/notices/index/IdNotice:56283/Source:default>

5. АВОК. СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ.-1-2004. Влажный воздух

6. Основы энергосбережения в вопросах теплообмена. В.М. Фокин Бойков Г.П., Видин Ю.В. Основы энергосбережения в вопросах теплообме-

7. на. М.: «Издательство Машиностроение-1», 2005. 192 стр.

8. Теоретические основы теплотехники. Учебное пособие. В. И. Ляшков, 2005

9. Тепломассобмен учебное пособие для ВУЗов-2е изд., испр. И доп. – М., Издательство МЭИ, 2005-550с.

10. Теплотехника. Учебное пособие. М.Я. Кордон, В.И. Симакин, И.Д.Горешник. Пенза 2005.

<http://03ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=index>

Перечень информационных технологий и программного обеспечения

При чтении лекций по всем темам активно используется компьютерная техника для демонстрации слайдов с помощью программного приложения Microsoft Power Point и Adobe Reader. Для показа видеофильмов по тематике изучаемой дисциплины используется VLC media player, — бесплатный и свободный кросс-платформенный медиаплеер и медиаплатформа с открытым исходным кодом.

На практических занятиях студенты выполняют расчёты в приложении Microsoft Excel и готовят отчеты по практическим работам с помощью программного приложения Microsoft Word. Для решения ряда практических задач студентами используется сертифицированный набор программ для вычислений свойств воды/водяного пара, газов и смесей газов "WaterSteamPro"TM.

Студент пользуется электронной базой библиотеки ДВФУ, кафедры и ведущего преподавателя.

Студенты могут использовать в своей работе профессиональные программы, которые имеются на кафедре: программный пакет " Zulu", программа "GRTS", программа «СТАРТ», программа Гидросистема.

Для самостоятельного изучения учебных пособий студентами используются приложения: Adobe Reader, WinDjView.

Для графического оформления схем и чертежей студентами используются системы автоматизированного проектирования КОМПАС или AutoCAD.

Для проверки знаний по различным темам и разделам изученных в ходе аудиторных занятий, а также в процессе самостоятельной работы используется система программ для создания и проведения компьютерного тестирования, сбора и анализа их результатов MyTestX.

Для рассылки, переписки и обсуждения возникших учебных проблем используется электронная почта, технология и предоставляемые ею услуги по пересылке и получению электронных сообщений, называемых «письма» или «электронные письма», по распределённой, в том числе глобальной, компьютерной сети, преподавателя и обучающихся.

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»:

1. Хранилище чертежей. Ресурс со всей необходимой информацией о чертежах (учебные пособия, ГОСТы, СНиПы, справочник сталей, практические советы), Электронные учебные пособия по обработке металлов. <http://4ertim.com/>

2. Материалы для проектирования. Материалы по строительству и машиностроению. Нормативная документация, литература по САПР, AutoCAD и по соответствующим темам. <http://dwg.ru/dnl/>

3. Российская государственная библиотека <http://www.rsl.ru/>

4. Государственная публичная научно-техническая библиотека России <http://www.gpntb.ru/>

5. Научная электронная библиотека <http://elibrary.ru/>

г) нормативно-правовые материалы:

Программный комплекс «Консультант Плюс»

Программный комплекс ИС Техэксперт: 6.0.

Перечень информационных технологий, используемых при проведении практики, включая перечень программного обеспечения и информационных справочных систем

Программное обеспечение, доступное студентам для выполнения индивидуальных заданий, а также для организации самостоятельной работы:

Место расположения компьютерной техники, на котором установлено программное обеспечение, количество рабочих мест	Перечень программного обеспечения
Компьютерный класс кафедры Теплоэнергетики и теплотехники, Ауд. Е-559 а, Ауд. Е-559 г, 24	– Microsoft Office Professional Plus 2016 – офисный пакет, включающий программное обеспечение для работы с различными типами документов (текстами, электронными таблицами, базами данных и др.); – 7Zip 9.20 - свободный файловый архиватор с высокой степенью сжатия данных; – Adobe Acrobat XI Pro – пакет программ для создания и просмотра электронных публикаций в формате PDF; – AutoCAD 2017 - трёхмерная система автоматизированного проектирования и черчения; – WaterSteamPro – свойства воды и водяного пара; – WinDjView 2 – пакет программ для создания и просмотра электронных публикаций в формате DJVU; – КОМПАС-3D V16 x64 трёхмерная система автоматизированного проектирования и черчения; – ПК «Консультант Плюс» - офисный пакет нормативных документов; – ПК «ИС Техэксперт 6.0» - офисный пакет нормативных технических документов; – «BoilerDesigner 9.8.2.0» - пакет прикладных программ для решения задач теплоэнергетики.

VI. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

"Автоматизация работы электростанций"

Для проведения исследований, связанных с выполнением задания по практике, а также для организации самостоятельной работы студентам доступно следующее лабораторное оборудование и специализированные кабинеты, соответствующие действующим санитарным и противопожарным нормам, а также требованиям техники безопасности при проведении учебных и научно-производственных работ:

Наименование оборудованных помещений и помещений для самостоятельной работы	Перечень основного оборудования
Компьютерный класс, Ауд. Е 559 г	Моноблок HP ProOne 400 All-in-One 19,5 (1600x900), Core i3-4150T, 4GB DDR3-1600 (1x4GB), 1TB HDD 7200 SATA, DVD+/-RW, GigEth, Wi-Fi, BT, usb kbd/mse, Win7Pro (64-bit)+Win8.1Pro(64-bit), 1-1-1 Wty
Компьютерный класс, Ауд. Е 559 а	Моноблок HP ProOne 400 All-in-One 19,5 (1600x900), Core i3-4150T, 4GB DDR3-1600 (1x4GB), 1TB HDD 7200 SATA, DVD+/-RW, GigEth, Wi-Fi, BT, usb kbd/mse, Win7Pro (64-bit)+Win8.1Pro(64-bit), 1-1-1 Wty
Читальные залы Научной библиотеки ДВФУ с открытым доступом к фонду (корпус А - уровень 10)	Моноблок HP ProOne 400 All-in-One 19,5 (1600x900), Core i3-4150T, 4GB DDR3-1600 (1x4GB), 1TB HDD 7200 SATA, DVD+/-RW, GigEth, Wi-Fi, BT, usb kbd/mse, Win7Pro (64-bit)+Win8.1Pro(64-bit), 1-1-1 Wty Скорость доступа в Интернет 500 Мбит/сек. Рабочие места для людей с ограниченными возможностями здоровья оснащены дисплеями и принтерами Брайля; оборудованы: портативными устройствами для чтения плоскочечатных текстов, сканирующими и читающими машинами видеоувеличителем с возможностью регуляции цветовых спектров; увеличивающими электронными лупами и ультразвуковыми маркировщиками
Мультимедийная аудитория Е933, Е934, Е433	проектор 3-chip DLP, 10 600 ANSI-лм, WUXGA 1 920x1 200 (16:10) PT-DZ110XE Panasonic; экран 316x500 см, 16:10 с эл. приводом; крепление настенно-потолочное Elpro Large Electrol Projecta; профессиональная ЖК-панель 47", 500 Кд/м2, Full HD M4716CCBA LG; подсистема видеоисточников документ-камера CP355AF Avertvision; подсистема видеокоммутации; подсистема аудиокоммутации и звукоусиления; подсистема интерактивного управления; беспроводные ЛВС обеспечены системой на базе точек доступа 802.11a/b/g/n 2x2 MIMO(2SS)

В целях обеспечения специальных условий обучения инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья в ДВФУ все здания оборудованы пандусами, лифтами, подъемниками, специализированными местами, оснащенными туалетными комнатами, табличками информационно-навигационной поддержки.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»
(ДФУ)

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ
РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ**

по дисциплине «Чистые энергетические технологии»

Направление подготовки – 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

**Профиль подготовки: Технология производства тепловой и
электрической энергии**

Образовательная программа «Теплоэнергетика и теплотехника»

Форма подготовки очная

**Владивосток
2017**

План-график выполнения самостоятельной работы по дисциплине

№ п/п	Наименование разделов и дисциплин	Всего часов	В том числе		Форма контроля	Примечания
			Лекции	Практические Лабораторные занятия		
1	2	3	4	5	6	7
1	Модуль 1 Повышение эффективности использования углей – газификация.					
Р 1	Улучшение качества угля; промывка, сушка и брикетирование угля.	3	1	3		
Р 2	Развитие технологического горения в энергетических установках.	1	1			
Р 3	Расчет структурной схемы ПГУ с газификацией угля;	10		10		
Р 4	Методические подходы к расчету ПГУ с газификацией угля.	5		5		
2	Модуль 2 Сверхэффективные газовые электростанции					
Р 5	Парогазовые установки электростанций.	9	1	8		
Р 6	Парогазовые и газотурбинные ТЭЦ.	11	1	10		
Р 7	Методика расчета тепловой схемы конденсационной ПГУ с котлом-утилизатором.	8		8	зачет	
3	Модуль 3. Топливные элементы.					
	История развития топливных элементов.		1			
	Электростанции на топливных элементах.		1	5		
4	Модуль 4. Улавливание углерода.					
				5		
	Итого	60	6	54	экзамен	
5	Экзамен	27				
	Самостоятельная работа	57				
	Итого часов	144	6	54	27	

МОДУЛЬ 1.

Раздел 1

1.1. Обогащение угля

Целью обогащения угля является удаление вредных примесей.

При обогащении угля получают обычно 3 продукта:

- концентрат низкосольный, малосернистый;
- промпродукт высокосольный (энергетическое топливо);
- хвосты (отвальные).

При обогащении угля обычно применяют три метода обогащения:

- гравитацию;
- флотацию;
- электрическую сепарацию.

Гравитационные методы обогащения

Гравитация является основным методом обогащения угля, что определяется большой разницей в удельных весах: уголь – 0,8–1,5; глина – 1,8–2,2; углистый сланец – 1,7–2,2; сланцы – 2–2,8; песчаник – 2,2–2,6; пирит – 5 г/см³.

Гравитационные процессы отличаются большой скоростью разделения, высокой эффективностью и производительностью, дешевизной. При обогащении угля применяются мокрые гравитационные процессы и сухие. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Так, преимуществом мокрых процессов является высокая эффективность, поэтому они применяются для сравнительно крупных углей, а также то, что при них показатели обогащения бывают выше, чем при сухих процессах обогащения.

К недостаткам мокрого обогащения относятся большое содержание влаги, затруднения при обогащении в районах с суровым климатом и то, что требуется вода для обогащения.

Преимуществом сухого обогащения является то, что при нем влажность угля не увеличивается.

К недостаткам сухого обогащения можно отнести то, что применяется он при обогащении углей не крупнее 30 мм, при этом образуется пыль, которую необходимо улавливать, а также то, что применять его можно только к легкообогатимым углям, при этом наблюдаются низкие показатели обогащения по сравнению с мокрым процессом.

Применение сухого обогащения возможно лишь к углю с содержанием влаги 3–5 %, иначе потребуется подсушка, а, следовательно, дополнительные затраты.

Выбор применения гидравлического или пневматического обогащения зависит от обогатимости обрабатываемого угля, от климатических условий, экономических факторов. Часто крупные классы обогащаются мокрым способом, а мелкие – сухим, так как обезвоживание их затруднено.

Из гравитационных процессов наибольшее распространение получил процесс мокрой отсадки. Широко применяется обогащение на моечных желобах и концентрационных столах. За последние годы широко внедряется обогащение в тяжелых средах.

Мокрая отсадка применяется как для крупных (100–12 мм) так и для мелких классов (12–0,5 мм).

Для обогащения зерен мельче 0,5 мм отсадка не применяется. Поэтому перед обогащением на отсадочных машинах уголь подвергается подготовке, в которую входят операции дробления и грохочения. Обогащение угля отсадкой производится в широко классифицированном и не классифицированном видах.

Желобные мойки (реожелоба) применяются для материала такой же крупности, что и отсадка (100–0,5 мм). Класс 100–13 мм и 13–0,5 мм обогащается на различных мойках.

Углемоечные комбайны – это машины, которые совмещают отсадку, обезвоживание и осветление воды. Они применяются в основном для обогащения крупных классов угля (от 20–25 мм до 175 мм).

К о н ц е н т р а ц и о н н ы е с т о л ы используются для мелких и тонких классов углей (крупностью от 12–15 до 0,08 мм). Перед обогащением желательна гидравлическая классификация. Недостаток столов это низкая их производительность. У нас широкого распространения столы не получили. Применялись они при обработке высокосернистых коксовых углей, для выделения пирита (в то время как в США на столах обогащается 12 % всех углей). Поэтому отечественная промышленность

до сих пор не изготавливает специальных столов для угля. Институты ИГИ и УкрНИИ углеобогащения ведут широкие исследования по технологии обогащения угольной мелочи на концентрационных столах и ее внедрению в промышленность. Ими разработана конструкция новых концентрационных столов СКПМ-3 и СКПМ-6. Эти столы сконструированы специально для угля и ликвидируют бывший ранее недостаток малую производительность.

В и н т о в ы е с е п а р а т о р ы применяются для обогащения мелкого угля (от 6 мм и ниже). Австралийская компания Vickers Australia создала для обогащения мелкого угля сепаратор Vickers. За счет повышения диаметра спирали до 1 м достигнута производительность 2,5 т угля в час, а широкий породный канал и уникальная комбинация отсекаелей позволяют обогащать уголь с различными характеристиками обогатимости.

Наиболее широко применяются одноходовые винтовые сепараторы с шагом 342 мм и двухходовые с шагом 445 мм. Появились аппараты большого диаметра (до 1 500 мм) с соответственно увеличенным шагом.

В России в течение многих лет проводятся работы по исследованию и внедрению в промышленную эксплуатацию противоточных гравитационных обогатительных аппаратов типа СШ, СВШ и КНС.

Эффект разделения частиц достигается за счет взаимодействия полей гравитационных и центробежных сил. При отстаивании частицы от движения жидкости плотность разделения бывает больше плотности жидкости. Это является принципиальной основой метода, где процесс разделения происходит под воздействием полей как гравитационных, так и центробежных. В содружестве с сотрудниками института ИОТТ в условиях Черемховского месторождения проведены исследования и накоплен определенный опыт в области новой технологии обогащения углей в шнековых сепараторах СШ-15.

О б о г а щ е н и е в т я ж е л ы х с р е д а х занимает особое место в комплексе технологических мероприятий. Сейчас уже работают на тяжелых суспензиях обогатительные фабрики 13-бис, «Советская», «Максимовка» при Ясиновском коксохимзаводе (крупность 10–80, 1–10, 1–80 мм) и др.

В качестве тяжелой среды служат тяжелые жидкости и минеральные суспензии.

Многие неорганические соли дешевы, имеются в больших количествах или представляют собой неиспользуемые отходы различных химических производств. В то же время они легко удаляются с поверхности частиц угля простой промывкой водой, большинство из них безвредно для обслуживающего персонала. Широкое распространение для промышленного обогащения угля получил в первую очередь раствор хлористого кальция, который является отходом при производстве бертолетовой соли либо соды (ресурсы его неограничены). Раствор хлористого кальция дает удельный вес жидкости, равный 1,5 г/см³ (Т = 40 °С), вязкость его – удовлетворительная. В тех случаях, когда необходимо повышение плотности разделения, возможно применение водных растворов азотнокислого кальция, стабильных при комнатной температуре до плотности 1,6 г/см³, подогрев позволяет также достичь их стабильности при более высоких плотностях. Азотнокислый кальций получается при утилизации отходящих газов заводов азотной промышленности. Однако ввиду его применения в сельском хозяйстве в виде

удобрения желательнее ограничивать его использование в обогащении, которого можно достичь путем применения смешанных растворов хлористого и азотнокислого кальция, которые позволяют работать даже с еще большей плотностью разделения, чем индивидуальные растворы. Стабильные растворы с удельным весом 1,6 г/см³ (T = 60 °C) дает поташ (углекислый калий) – отход производства глинозема из нефелиновых руд. Особый случай применения тяжелых жидкостей для обогащения твердого топлива имеет место при использовании концентратов для переработки на жидкое топливо методом гидрогенизации, когда оставшаяся на угле соль еще играет и роль катализатора (например, сульфат 2- или 3-валентного закислого и окисленного железа). Таким образом, имеется обширный ассортимент неорганических солей, водные растворы которых можно использовать в качестве тяжелых сред для обогащения твердого топлива. Выбор раствора осуществляется в зависимости от свойств обогащаемого материала и направления использования продуктов обогащения. Тяжелые органические жидкости, пригодные для обогащения угля, по своим физико-химическим константам представляют галоидопроизводные различных углеводородов. Йодистые соединения недостаточно стойки и очень дороги. Поэтому для исследования в обогатительной промышленности предлагаются только полихлориды и полибромиды. В России на Жилевской опытной фабрике ИГИ было опробовано обогащение углей в полихлоридах. В качестве основной жидкости был выбран четыреххлористый углерод. Для получения среды меньшей плотности к

нему примешивались дихлорэтан или трихлорэтилен (в настоящее время установка демонтирована). На неорганических солях работает ряд фабрик Тяжелые суспензии (минеральные) изготавливаются из тонкоизмельченных (до какой крупности – определяют практически) минералов и воды. Используют магнетит, пирит, барит, песок, глину, калашниковую пыль. Наиболее легко регенерируется магнетитовая суспензия. Эффективность обогащения зависит в первую очередь от устойчивости и вязкости суспензии. Для улучшения свойств суспензии подают такой реагент, как гексаметафосфат и др. Метод обогащения угля в минеральных суспензиях впервые начал применяться на фабриках Донбасса. Еще в 1952 г. на фабрике «Советская» крупный уголь обогащался в магнетитовой суспензии в корытных сепараторах конструкции Южгипрошахта. Однако тогда процесс не был освоен из-за ненадежности оборудования и несовершенства технологической схемы. После этого обогащение в тяжелых суспензиях получило распространение на многих фабриках Украины для удаления крупной породы угля более 25 (10) мм. В качестве утяжелителя применялся магнетит Криворожских горно-обогатительных комбинатов. Основные преимущества этого процесса состоят в большой точности разделения, высоких показателях, в простоте и дешевизне самой установки. Эффективным является барабанный сепаратор СБЭ-2, трёхпродуктовый сепаратор СКВП-32, а также сепараторы СТТ-32, КНС-108, КНС-138а и КНС-168 производительностью до 350 т/ч. На некоторых фабриках СНГ установлены сепараторы зарубежных конструкций: «Дрюбой» (Франция), «Ведаг» (Германия), «Теска» (Германия). Тяжелосредное обогащение труднообогатимых углей осуществляется с применением многоступенчатой сепарации в двухпродуктовых центробежных сепараторах (ГТ-500, ГТ-710) и трехпродуктовых (ГТ 630/500, ГТ 10/500). На ряде фабрик обогащение углей осуществляется в гидроциклонах. Внедрены двух- и трехпродуктовые гидроциклоны.

1.5.2. Флотация

В связи с широкой механизацией добычи угля выход мелких высокозольных классов угля (< 1 мм) резко возрос и составляет 25–30 % от рядового. Дальнейшее совершенствование техники добычи углей, особенно применение гидравлического способа, еще увеличит выход и зольность этого класса. При невысокой влажности и зольности добываемых коксующихся углей мелочь мельче 1 мм после обесшламливания присаживалась к концентратам без обогащения. Повышение зольности и влажности этого

класса привело к использованию мелочи как низкосортного топлива и поэтому возникла необходимость обогащения.

При этом следует отметить следующие особенности проблемы обогащения угольной мелочи:

1. Часто вредные примеси представлены мелким пиритом, гипсом, самородной серой, песчаником и сланцем, которые настолько мелки, что не могут быть отделены гравитационными методами обогащения.

2. Иногда требуется разделить петрографические ингредиенты. Последнее вызывается необходимостью получения угля низкой зольности (не более 0,5–3 %), предназначенного для химической переработки, в частности для получения жидкого топлива. Такого содержания золы можно достичь, только отделив фюзен.

3. На большинстве фабрик необходимо обогащать угольный шлам, полученный в результате второй стадии сгущения подрешетных шламовых вод, обезвоживающих концентратных грохотов. Эти шламовые воды подвергаются сначала первой стадии сгущения и классификации (например, в пирамидальных отстойниках). Крупный сгущенный шлам направляется на отсадочные машины, шламовые грохота и другие устройства, а перелив первой стадии поступает обычно в цилиндрические сгустители, слив которых представляет собой оборотную моечную воду, а сгущенный продукт направляется на флотацию.

4. Часто приходится обогащать пыль, которая предварительно смешивается со шламами.

В связи с вышеизложенным большое значение приобретает флотационный метод обогащения.

Применение флотации позволило увеличить выход концентрата для коксования и снизить его зольность. Если до применения флотации значительная часть мелочи коксующихся углей использовалась в виде энергетического шлама, то за последние годы выпуск его резко сократился, а на ряде фабрик был полностью ликвидирован.

1.5.3. Магнитные, электрические и специальные методы

Большое разнообразие физических и физико-химических свойств углей позволяет применить для их обогащения чуть ли не все известные методы обогащения:

- радиометрический;
- электрический;

- по форме;
- по коэффициенту трения;
- магнитный;
- МГД-сепарация;
- Каскадно-адгезионное обогащение;

1.5.4. Схемы обогащения, фабрики

Для обогащения угля используются различные схемы, которые меняются в зависимости от обогатимости (рис. 1.1–1.4).

Все угли по обогатимости делятся на 4 категории:

- легкообогатимые с содержанием промпродукта не более 4 %;
- угли средней обогатимости с содержанием промпродукта не более 4–8 %;
- труднообогатимые с содержанием промпродукта 8–14 %;
- угли очень трудной обогатимости с содержанием промпродукта более 14 %.

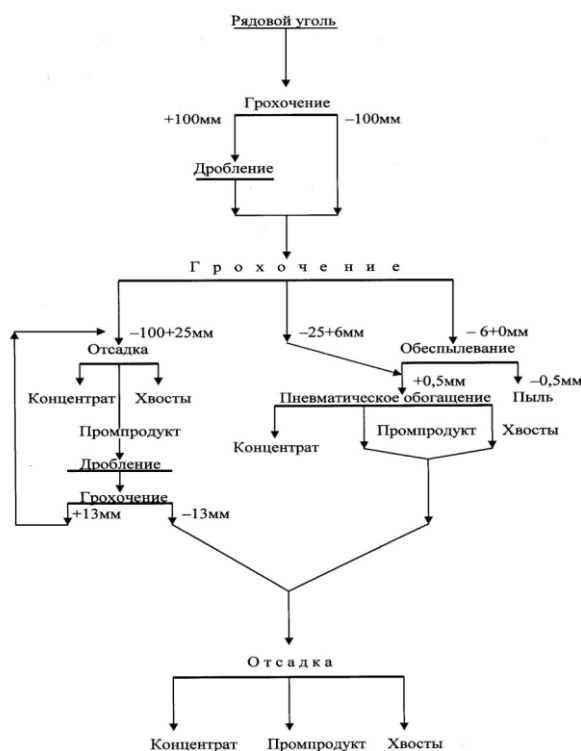


Рис. 1.1. Схема обогащения легкообогатимых коксующихся углей

На рис. 1.4 приведена схема обогащения Нерюнгринского месторождения. Для этих углей предусмотрены трехстадиальное дробление до крупности 30 мм, обогащение класса 0,5–30 мм в тяжелосредних гидроциклонах и флотация шлама крупностью 0–0,5 мм. К установке на фабрике принято высокопроизводительное и эффективное оборудование отечественного и зарубежного производства.

В углеподготовительном отделении фабрики установлены отечественные конвейеры с лентой шириной до 2 500 мм, щелковые дробилки, дробилки для горной массы ДДГ-10, а также двухвалковые дробилки производительностью до 150 т/ч, вибрационные грохоты с поверхностью классификации 25 м².

Главный корпус фабрики оснащен следующими механизмами:

- трехпродуктовыми тяжелосредними гидроциклонами в износостойком исполнении и электромагнитными регенерационными сепараторами отечественного производства;
- самобалансными высокодинамичными грохотами фирмы «Шенк» для дешламации и обезвоживания продуктов обогащения;
- вибрационными фильтрующими центрифугами производительностью до 300 т/ч
- многокамерными флотационными машинами с объемом камеры 14 м³;
- дисковыми вакуум-фильтрами с поверхностью фильтрования 300 м² для обезвоживания угольных шламов;
- фильтр-прессами с поверхностью фильтрования 600 м² для обезвоживания наиболее трудно фильтруемых отходов флотации.

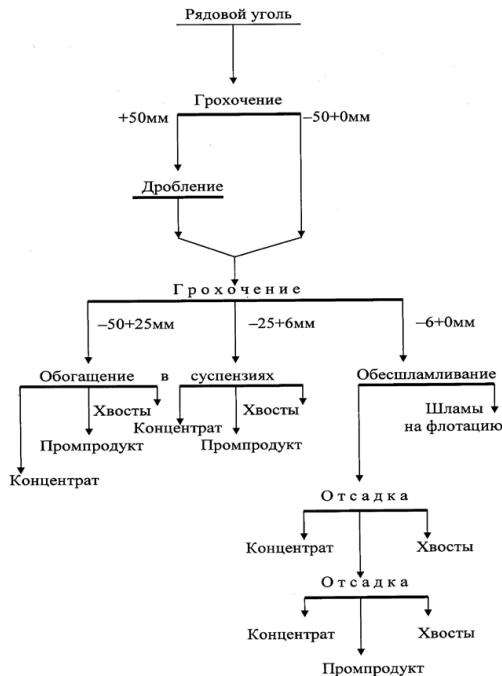


Рис. 1.2. Схема обогащения труднообогатимых углей Донбасса

На рис. 1.5 показана схема Комендантской ЦОФ. Рядовой уголь после дробильно-сортировочного отделения поступает на подготовительное грохочение. Уголь крупностью 200–13 мм обогащается в тяжелосредних сепараторах СКВ-20. Для обогащения мелкого антрацита

(13–0,5 мм) установлены четыре отсадочные машины СМ-18. Флотация антрацитового шлама осуществляется во флотационных машинах МФУ2-6.3.

В последних проектах обогатительных фабрик применяются в основном следующие технологические схемы:

- глубокого (до 0 мм) обогащения углей всех марок;
- обогащения высокосольных энергетических углей и антрацитов крупных классов с частичным обогащением отсевов и флотацией шламов;
- обогащения энергетических углей и антрацитов до 13 мм.

Крупные классы углей обогащаются в тяжелых суспензиях, мелкие классы не обогащаются. Предусматривается рассортировка концентрата на товарные. Освоение технологий повышения качества углей при добыче и переработке сопряжено с

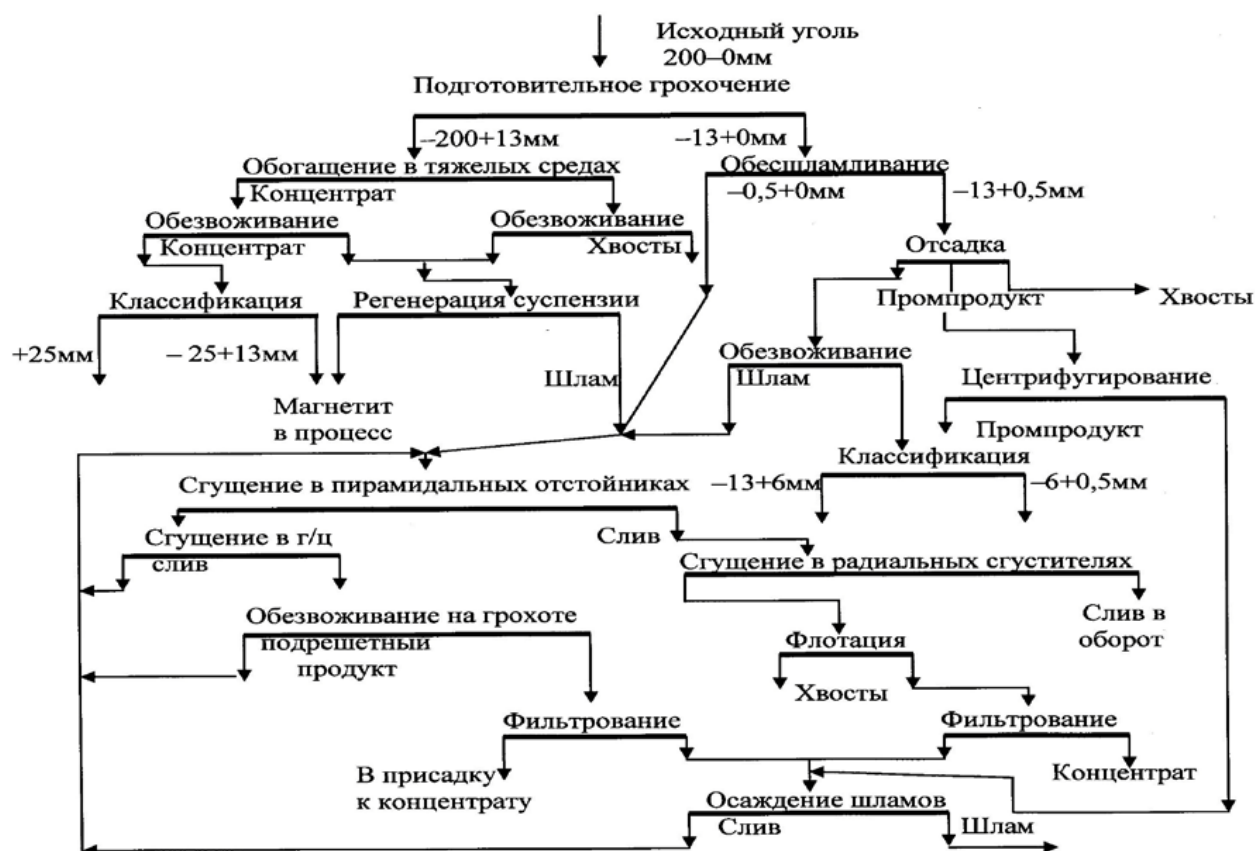


Рис. 1.5. Схема Комендантской ЦОФ

дополнительными расходами угледобывающих предприятий на активизацию исследований по разработке и внедрению новых наукоемких технологий добычи и переработки углей и мощных компьютерных систем. Эти расходы должны быть компенсированы угледобывающим предприятиям за счет эффекта, образуемого у потребителя от использования более качественных углей.

Подготовкой в процессе добычи потоков однородных по качеству углей создаются условия для повышения эффективности их обогащения за счёт применения отдельного обогащения для труднообогатимых и легкообогатимых углей и дифференцированного обогащения по уровням зольности и марочной принадлежности.

1.2 Газификация углей.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Введение

В зависимости от цели, осуществляемые в промышленных агрегатах процессы горения подразделяют условно на технологические и энергетические. Технологическое горение (ТГ) служит для получения в качестве продукта новых химических веществ, а энергетическое (ЭГ) – предназначено для выработки тепловой энергии. Имея общую начальную научную школу (Семенов Н.Н., Зельдович Я.Б., Франк-Каменецкий Д.А.),

направления ТГ и ЭГ надолго «разошлись» по своим производствам и, не имея связи, развивались независимо одно от другого. К области интересов ТГ отошли химические процессы, связанные с термическим разложением органических топлив и их нестехиометрическим окислением (сжиганием) при $b < 1$ с получением в качестве продукта различных форм «химического» и «механического» недожога (с позиций энергетического сжигания).

Эти процессы, проводимые в «реакторах», «конвертерах», «газогенераторах», «печах» и их батареях при высоких температурах (как правило), характеризуются большими потерями с физическим теплом продукта, низким химическим КПД и избыточно большими выбросами CO_2 и др. при его дожигании в энергетической установке. Однако при технологическом использовании эти способы успешно используются в энергодефицитных регионах мира (химические предприятия в ЮАР и США, вновь закладываемые химические заводы по получению из угля СЖТ, аммиака в Китае и Индии производительностью по 300–600 тыс. тонн продукта в год).

В свою очередь, разработчики топливоиспользующих энергетических установок долгое время обходились простейшими представлениями, заменяя сложные химико-физические процессы балансовыми брутто-соотношениями (несмотря на настоятельные рекомендации Кнорре Г.Ф. и Померанцева В.В. о необходимости учета тонких промежуточных механизмов), что позволяло на требуемом уровне решать вопросы эффективности энергетического горения.

В условиях глобализации экономики, нарастающего топливного дефицита и ужесточения конкуренции ведущие мировые компании по (обычно совместному) производству энергетического и технологического оборудования в новых разработках все больше учитывают как химико-физические механизмы, протекающие на микроуровне, так и общие тепловизические закономерности.

В результате этой деятельности была осуществлена разработка промышленных схем нестехиометрического (в широком смысле) сжигания углей и биотоплив в разных средах при давлении до 10 МПа и выше в агрегатах энергетического, технологического и энерготехнологического назначения.

В топочно-котельной технике разработаны разные формы богато-бедного и бедно-богато-бедного сжиганий с проведением стадий как в одном агрегате (топке), так и в сопряженных с топкой элементах (горелках, предтопках, форкамерах).

В парогазовых установках наибольшие перспективы открываются перед двухстадийной схемой с технологическим сжиганием в кислороде и энергетическим – в воздухе в том числе из-за их двойного назначения. В разработках по программам чистых угольных технологий с депонированием CO_2 до (pre) и после (post) энергетического сжигания альтернативные направления ПГУ-Т на технологическом газе (в смеси O_2 с CO_2 и H_2O) конкурируют с новым направлением развития ПТУ – прямого сжигания угля в среде O_2 и CO_2 (oxifuel)

Современные газогенераторные технологии характеризует ряд признаков, выделяющих их в особую группу. Это:

1. Горение / газификация в кислороде при высоких давлениях (2-3 МПа и более) и температурах (до 1900 оС) без рециркуляции отходящих газов и с переходом к ультрадисперсным топливам.

2. Использование части балласта топлива (O_p , W_p) и влаги ВУТ в процессе конверсии в качестве собственных газифицирующих агентов.

3. Слабая зависимость эффективности по составу синтез-газа и по химическому КПД от типа топлива в пределах термонейтрального автотермического режима.

4. Универсальность реакторов по топливу в этих пределах.

5. Высокая интенсивность процессов, обеспечивающая единичную мощность агрегатов до 1ГВт и более.

6. Низкий уровень тепловых потерь в реакторе (до 3-5%).

2. Газификация, сжигание в кислороде и система CCS

Непосредственно к угольным технологиям относятся два направления снижения выбросов углекислого газа – общее увеличение КПД угольных ТЭС и применение систем CCS.

Сжигание топлива в кислороде позволяет теоретически получить дымовые газы с содержанием CO_2 более 90 %. Для поддержания необходимой температуры сжигание проводят в среде CO_2 или H_2O . Одной из первых технологий сжигания в среде кислорода с углекислым газом исторически была технология газификации угля на т. н. «регенеративный» газ. Процесс был отработан отечественными учеными на крупной газогенераторной установке с плотным слоем и жидким шлакоудалением (с добавкой в виде флюсов мартеновских шламов и известняка) в г. Лейне (Германия) с подачей через фурмы дутья в составе $O_2=40-45\%$, $CO_2=60-55\%$. Газификации подвергали тощие топлива – кокс, каменноугольный и буроугольный полукокс. Содержание в газе $CO=60-90\%$, сумма горючих газов ($CO+H_2$)=92-97%. Свое развитие метод получил в технологии « CO_2 -акцептор» (США) и в методе углекислотной газификации в КС Института нефтехимического синтеза РАН (Россия).

Первая в мире демонстрационная ТЭС с пылеугольным энергоблоком мощностью 30 МВт и улавливанием углекислого газа по технологии Oxyfuel запущена в 2008 году в Германии.

При разработке кислородного сжигания по схеме полного сгорания в среде CO_2 возникает проблема допустимой концентрации O_2 и степени рециркуляции продуктов сгорания. Для пылеугольных котлов при допустимой концентрации кислорода $O_{2max}=35\%$ [1] степень рециркуляции $r_{min}=1,86$. Это в $1,86/0,4=4,65$ раз больше максимальной доли рециркуляции в обычном котле без CCS при провале нагрузки и в 20-40 раз больше, чем доля рециркуляции газов в газомазутных котлах при полной нагрузке.

Для ЦКС-технологии при допустимой концентрации $O_{2max}=60-70\%$ степень рециркуляции ($r_{min}=0,43$) приближается к максимальной доле рециркуляции обычных

котлов в режиме поддержания температуры пара промежуточного перегрева при глубоком провале нагрузки. Таким образом, по сравнению с пылеугольным кислородным котлом применение ЦКС-технологии приводит к снижению степени рециркуляции в 0 - 4,43 раза (обычная концентрация для ЦКС $O_2=21-40\%$). Однако по сравнению с воздушным пылеугольным котлом мощность ДРГ возрастает в десятки раз.

При использовании двухстадийной схемы с газификацией твердого топлива ограничения по концентрации кислорода снимаются, а механизм рециркуляции исключается полностью. Понижение адиабатной температуры горения происходит в основном за счет более чем трехкратного уменьшения экзотермического эффекта окисления углерода до монооксида вместо диоксида (выделяется 26 142 ккал/кмоль «С» вместо 94 250 ккал/кмоль «С»), а также в результате «химического» охлаждения реагирующей смеси при восстановлении до H_2 и CO водяного пара или CO_2 , вводимых в реактор для регулирования в сравнительно небольших количествах.

3. Газификация и двухстадийный способ сжигания

Сжигание топлива через стадию газификации представляет собой двухстадийный процесс, состоящий из двух отдельно управляемых стадий с различными коэффициентами расхода окислителя: $\alpha_1 < 1$ – «богатая смесь» и $\alpha_2 > 1$ – «бедная смесь». На первой стадии проводится газификация, а на второй – использование газа в газотопливной электрогенерирующей установке (ГТУ, ДВС, топливный элемент) или в теплогенерирующем агрегате (котельный агрегат, промышленная печь).

Каждая из стадий протекает при температуре, меньшей адиабатной температуры горения топлива (уголь, синтез-газ) при данном расходе окислителя.

На рисунке 1 показан результат расчета адиабатной температуры горения каменного

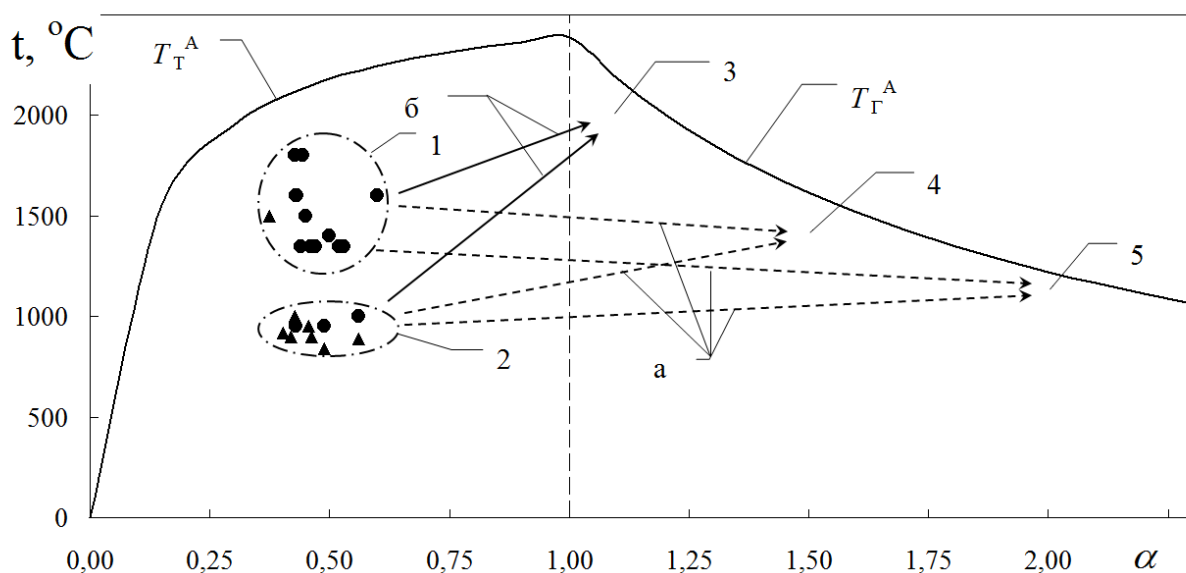


Рисунок 1 – Двухстадийное сжигание твердого топлива:

$T_{га}$ – расчетная адиабатная температура горения каменного угля в воздухе; $T_{га}$ – то же идеального синтез-газа; газогенераторы: 1 – плотного слоя и спутного потока, 2 – кипящего слоя; условия сжигания газа: 3 – в ДВС, 4 – в высокотемпературной ГТУ, 5 – в низкотемпературной ГТУ; ТЭС: «а» – в централизованной энергетике, «б» – в малой энергетике

угля и синтез-газа из него в воздухе. Маршруты «а» и «б» соответствуют различным вариантам газоиспользующих энергоустановок.

Двухстадийный процесс позволяет проводить каждую из стадий при наиболее подходящей для нее температуре. Например, низкотемпературную газификацию (при которой весь азот топлива преимущественно переходит в газ в молекулярной форме, щелочные металлы не возгоняются, зола не шлакуется) и высокотемпературное сжигание генераторного газа в камере сгорания ДВС, муфельной горелке котла, обжиговой печи при $\alpha_2 \approx 1$ или сжигание «бедной» смеси в ГТУ при α_2 от 1.9 до 2.5.

В перспективных газогенераторных технологиях также используют двух-, трехстадийное горение ($\alpha_i < 1$). Связь парциальных коэффициентов расхода окислителя с

$$\alpha_\Sigma = \alpha_1 + \sum_{i=2}^n \left[\alpha_{i-1} \cdot \prod_{j=1}^{i-1} (1 - \alpha_j) \right] \quad (1)$$

общим при многостадийном сжигании определяется формулой

где $n = (1, 2, 3, \dots)$ – количество стадий сжигания.

Действие формулы (1) покажем на трех примерах (рис. 2) – трехстадийной газификации на синтез-газ и двухстадийной газификации с дожиганием в котле ($\alpha_3 = 1.2$) и ГТУ ($\alpha_3 = 1.9$).

Суммарный коэффициент α меньше алгебраической суммы частных коэффициентов, а в схемах с дожиганием ($\alpha_3 > 1$) всегда меньше значения α_3 . Последнее является неоспоримым преимуществом двухстадийного сжигания перед одностадийным.

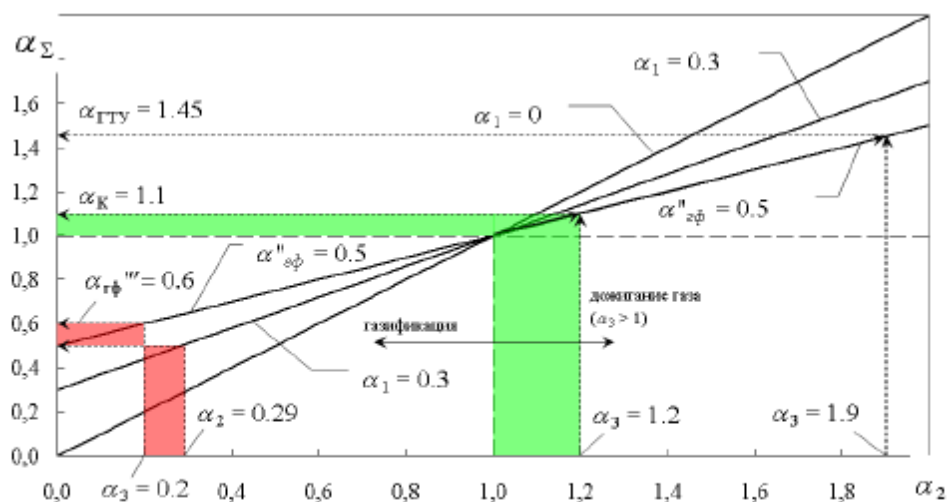


Рисунок 2 – Связь коэффициентов расхода воздуха согласно (1)

Разработка двухстадийных схем с ГФ твердого топлива и депонированием CO2 осуществляется по двум вариантам. По первому из них работают известные ПГУ IGCC/CCS по технологии Pre-Combustion capture. По второму разрабатывают упоминавшийся выше проект ПГУ IGCC / Oxyfuel capture, предлагаемый компанией CES на ТЭС Kimberlina (США). В этом проекте продукт кислородной ГФ - очищенный синтез-газ (смесь CO, CO2, H2) будет дожигаться в смеси с кислородом в камере сгорания газовой турбины, охлаждаемый при необходимости впрыскиваемым паром. Выхлопные газы турбоагрегата, состоящие из углекислого газа и водяных паров, будут сепарироваться методом конденсации.

В России последняя технология позиционируется как технология сжигания водорода [2]. Несомненным достоинством метода является возможность получения дополнительных продуктов из угля несколько более высокий КПД ПГУ по сравнению с пылеугольными блоками, а также новые возможности для развития турбостроения [3].

Однако в стационарной энергетике широкое внедрение газификационных технологий еще долго может сдерживаться сложностью и недостаточной эффективностью технологической части (дороговизна кислорода, низкий химический КПД и надежность газификатора, отсутствие высокотемпературной очистки), низкой эффективностью технологического горения по сравнению с энергетическим (в установках кипящего слоя КПД_{хим.} = 50-60%, в поточных – 70-83%) и нерешенностью теплофизических проблем энергетической части ПГУ применительно к низкоэмиссионным технологиям, связанным со сжиганием в кислороде водородного топлива.

4. Топливная база технологического горения

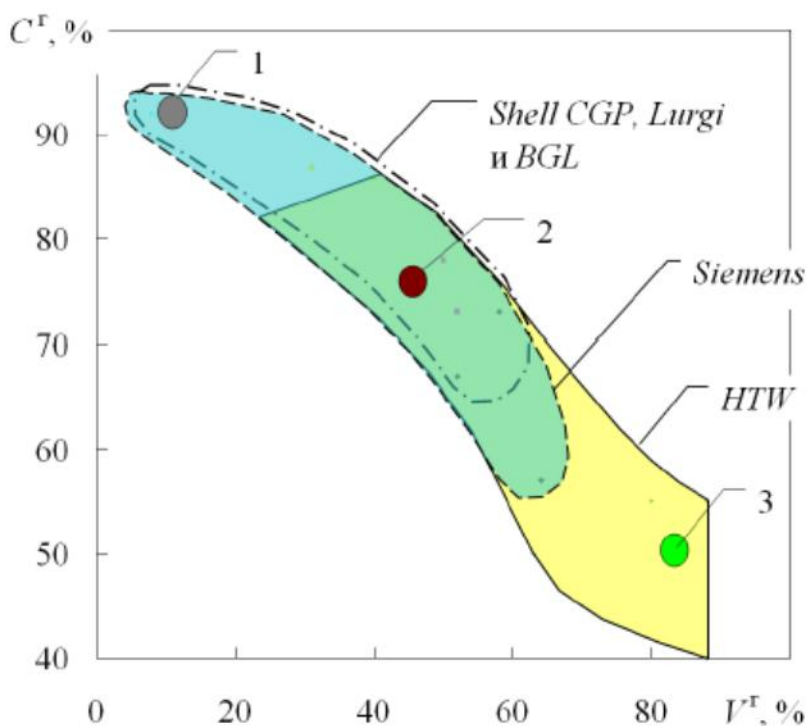


Рисунок 3 –
Преимущественное
использование
топлив в
технологиях
газификации: 1 –
нефтекокс, 2 –
канско-ачинский
бурый уголь, 3 –
древесина

Наилучшие показатели в процессе газификации дают высокоуглеродистые угли и отходы нефтепереработки. Однако основной сырьевой базой для газификации как направления термохимической подготовки топлива к сжиганию остаются низкосортные высокорреакционные топлива третьей группы (бурый уголь, торф, биомасса). Применение их, как и в топках прямого горения, существенно более проблематично. И, тем не менее, все ведущие энергомашиностроительные и нефтеперерабатывающие корпорации (Shell, Siemens, General Electric) имеют высокоэффективные отработанные конструкции на этих топливах (рисунок 3), а значительное количество мелких фирм занимается разработкой и коммерциализацией маломасштабных газогенерирующих установок (преимущественно на биомассе и ТБО) для систем распределенной генерации энергии [4]. Существенную долю в рабочей массе геологически «молодых» низкосортных топлив составляют кислород и

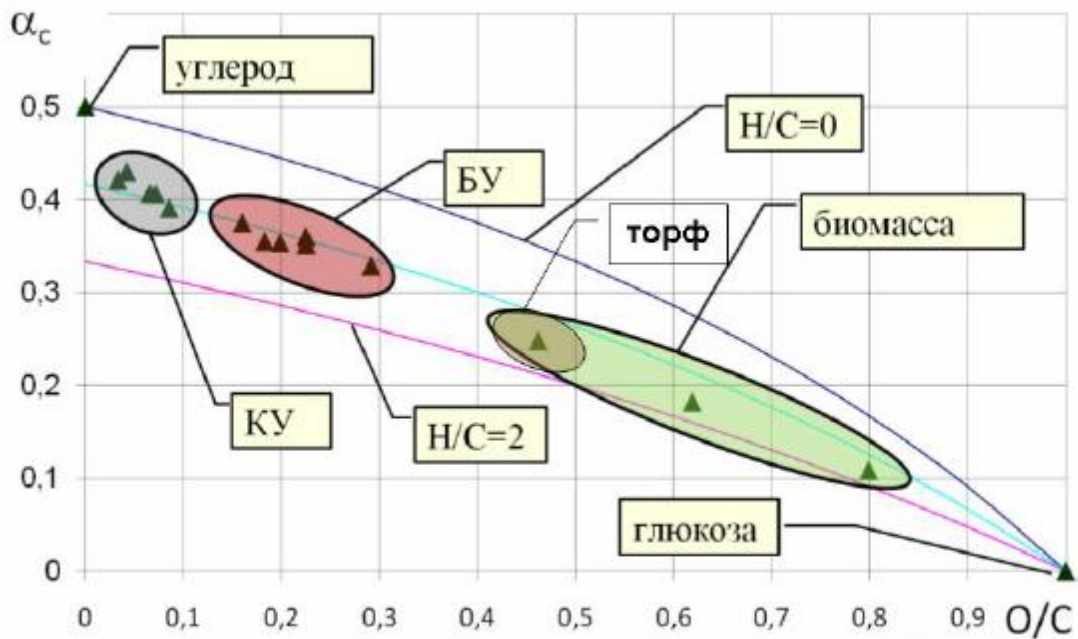


Рисунок 4 – Коэффициент избытка окислителя при газификации

влага. Кислород в топливе, увеличивая реакционную способность, поставляет при газификации собственные газифицирующие агенты. При этом потребление кислорода с внешним дутьем заметно уменьшается (рис. 4). Влага топлива, наряду с влагой ВУТ, активно участвует во всех стадиях термохимической конверсии топливных частиц – путем поризации и разрушения их при интенсивном парообразовании, катализации гомогенных реакций окисления СО, газификации горящего углерода по так называемому «мокрому» механизму. В расчетах процесса газификации ее необходимо учитывать как источник кислорода [5]. Поэтому доля водяных паров в продуктах «сухой» (беспаровой) газификации всегда меньше влаги, вносимой с топливом, а в процессе воздушной или кислородной газификации молодых топлив получают газ, близкий по составу к паровоздушному или парокислородному. На рисунке 5 представлены данные по возможной собственной парогенерации топлив, определяемой влажностью топлив, подготавливаемых на современных твердотопливных ТЭС к прямому сжиганию и газификации ($W_{\text{гот}}$), значение которой, в общем случае, лежит обычно между величинами рабочей и гигроскопической влажности $W_{\text{р}} < W_{\text{гот}} < W_{\text{ги}}$.

Для слоевых атмосферных топок и газификаторов максимальное значение влажности $W_{\text{гот}}$ обычно совпадает с рабочей влажностью $W_{\text{р}}$. Оптимальное значение $W_{\text{гот}}$ для слоевых газификаторов под давлением 30-33%, для агрегатов с кипящим слоем (топки и газификаторы КС, ЦКС, ЦКСД) для низкосортных топлив (торф, бурый уголь, антрацитовый штыб, древесина) $W_{\text{гот}} = 12-15\%$. Для пылеугольных топок и газификаторов с сухой топливоподачей величина оптимальной влажности составляет обычно долю от гигроскопической влажности $W_{\text{ги}}$ [6].

При подаче в топку или газификатор водоугольного топлива [7] с соотношением $T /$

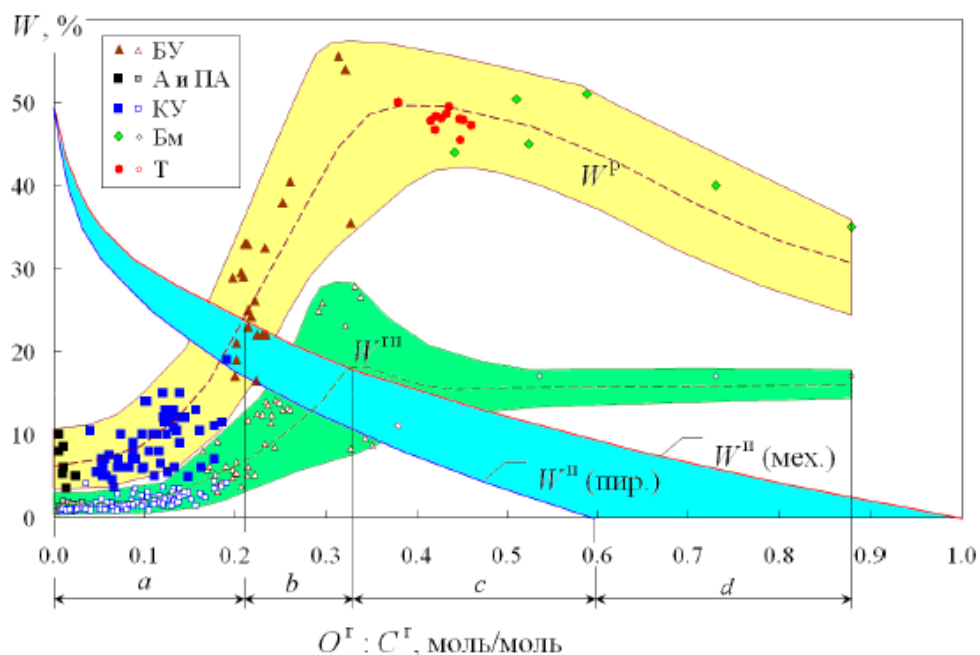


Рисунок 5 – Влажность топлив; А – антрациты, БУ – бурые угли, Бм – биомасса (древесина и сельскохозяйственные отходы), КУ – каменные угли, ПА – полуантрациты, Т – торф

Ж по массе $\square 2 / 1$. Вода выполняет функции внешней влаги, добавляемой к гигроскопической ($W_{ги}$). В результате эффективная влажность ВУТ «молодых» топлив может приближаться к максимальной рабочей влажности. На этом же рисунке приведены расчетные данные по потреблению пара в процессе ИТК, проводимый как и ранее (рис. 1) без учета расходования энергии на термическую подготовку топливной смеси и на теплотери. В лабораторной практике такой процесс хорошо моделируется при аллотермическом способе подвода теплоты, компенсирующем затраты на предреакционный разогрев смеси и тепловые потери. Как видно, высокоуглеродистые топлива из зоны «а» (каменные угли и антрациты), несущие в топку мало влаги, нуждаются в значительных добавках внешнего пара. В зоне «б» (в основном, это бурые угли) потребность в газифицирующем паре может полностью покрываться за счет рабочей влаги, корректируемой путем подсушки сырого топлива в пределах $W_p - W_{ги}$. В зоне «с» гигроскопическая влажность топлив будет всегда превосходить потребности термохимического процесса. Для получения газа, близкого к идеальному, такие топлива нуждаются в глубокой подсушке ($W_{гот} \ll W_{ги}$). Правее $OГ : CГ > 0.6$ (зона «d») идеальная газификация до CO и H_2 в принципе невозможна ввиду складывания отрицательного теплового баланса. Газификация в автотермическом режиме проводится здесь при дожигании значительной части синтез-газа до CO_2 и H_2O с получением низкокалорийного «полугаза». С учетом реального теплового баланса высокотемпературного реактора на воздушном дутье кривая паропотребления опустится и зоны существенно сдвинутся влево. С применением кислородного дутья «проседание» кривой потребления пара менее значительно. Подводя итог, отметим, что сжигать

низкосортные «молодые» топлива из зон «b» и «c» по двухстадийной технологии – с его предварительной газификацией [8] в принципе более эффективно, чем прямом процессе.

5. Термохимическая эффективность агрегатов технологического горения

Как известно [9], процессы технологического горения проводят в двух существенно различных вариантах:

1. В низкотемпературных реакторах с активными гидродинамическими режимами (кипящего слоя - установки Winkler, HTW, KRW, разрабатываемых циклонных) при температуре угольной частицы 800-850оС и при сохранении минеральной части в твердом состоянии.

2. В высокотемпературных реакторах, работающих на кислородном или горячем воздушном дутье при температуре, обеспечивающей плавление минеральной части топлива (обычно не ниже 1350-1400оС). При этом шлакоудаление может быть как твердым (например в газификаторе с плотным слоем Lurgi), так и жидким (в BGL и поточных).

Для реакторов первой группы температуры выше 800-850оС исключаются из-за возможности шлакования, а более низкая температура нецелесообразна из-за существенного влияния кинетических факторов. Данные температуры являются по существу и максимальными T_p' и минимальными T_p'' (конечными), а реакционная зона находится при условиях, близких к изотермическим. Для глубокой конверсии топлив, характеризуемой минимальным содержанием промежуточных продуктов (CH_4 , CO_2 , H_2O) такой температурный уровень недостаточен. Для увеличения температуры и времени пребывания в восстановительной зоне высоту реагирования «растягивают» путем применения технологии ЦКС, вторичное дутье в котором увеличивает температуру в протяженной разреженной зоне на 100-150оС, а рециркуляции (не охлаждаемой, как в котлах ЦКС) твердой фазы в зону подачи свежего топлива обеспечивает возврат (физическую регенерацию) тепла из высокотемпературной верхней зоны реактора.

Последним звеном в эволюционной цепи развития низкотемпературных

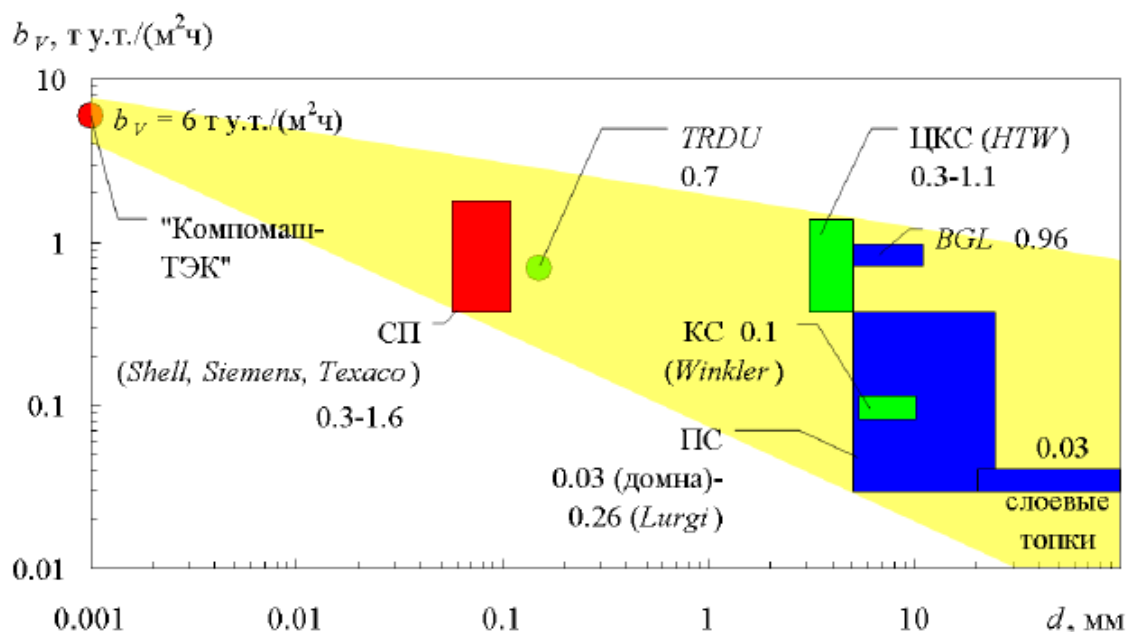


Рисунок 6 – Интеграция технологий газификации

газификаторов с активными гидродинамическими режимами стала разработка т. н. «транспортного» реактора TRDU, в котором за счет уменьшения размера топливных частиц до пылевидных (менее 250-300 мкм) и перехода в восходящем стояке в режим пневмотранспорта при поддержании температур по всему тракту в пределах 800-900оС осуществлена практически поточная газификация (с многократной рециркуляцией твердой фазы) в низкотемпературном режиме.

Наиболее эффективными в теплохимическом отношении являются противоточные газификаторы с плотным слоем, как с твердым так и с жидким шлакоудалением, позволяющие до минимума снизить разность между температурами входных и выходных потоков. Ориентиром здесь может являться доменная печь – самый большой из действующих газификаторов с тепловой мощностью до 1,5 ГВт – температура газа на колошнике у которого лежит в пределах 250-350оС (хотя доля физического тепла в доменном газе всего в 1,5-2 раза меньше, чем для лучших газогенераторов с ЖШУ, имеющих температуру $T_{p''} = 1200-1300\text{оС}$). Газификаторы с плотным слоем, имеющие по технологическим показателям обычно на порядок меньшую высоту рабочего пространства, характеризуются температурой $T_{p''} = 500-550\text{оС}$.

На рис. 7а представлен обобщенный график зависимости химического КПД газификации углерода от конечной температуры процесса, выполненный в безразмерных координатах для кислородного и воздушного дутья с присадкой пара в количестве, необходимом для протекания идеальной термонеutralной (ИТ) конверсии на СО и Н₂. На рис. 7б результаты расчета совмещены с данными по эффективности промышленных реакторов [11], объединенными в группы по типам реакторов. Расположение фактических данных относительно расчетных кривых позволяет судить о некоторых особенностях макрокинетических процессов в конкретных технологиях.

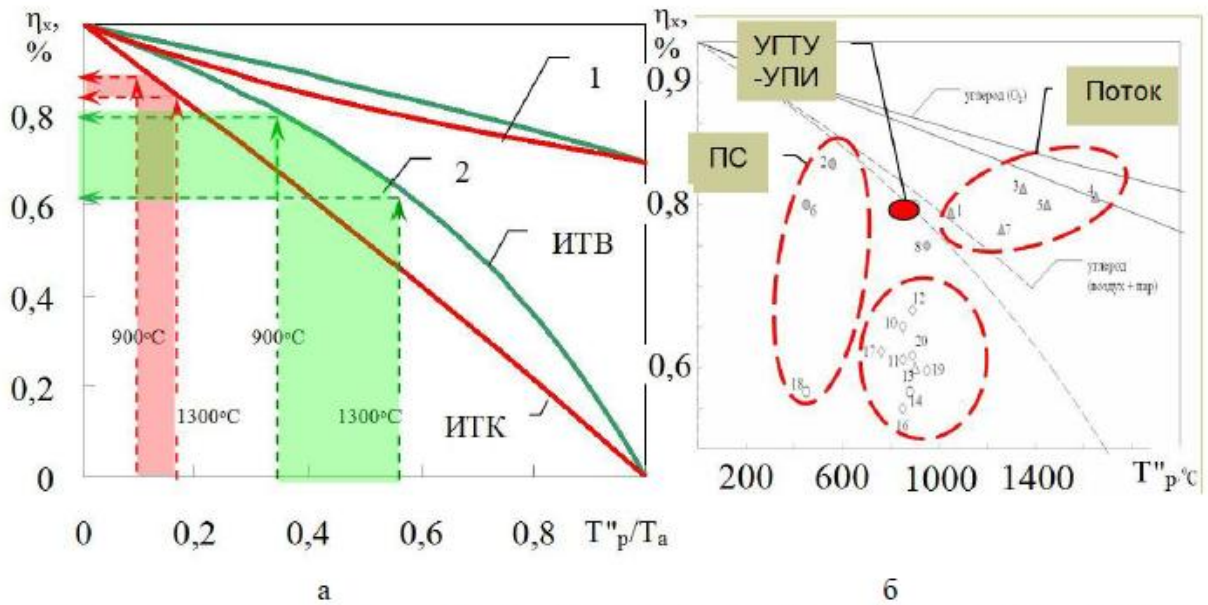


Рисунок 7 – Расчетная эффективность термонеutralной конверсии углерода с кислородом (ИТК) и воздухом (ИТВ); 1,2 – промежуточное окисление углерода до CO и CO_2

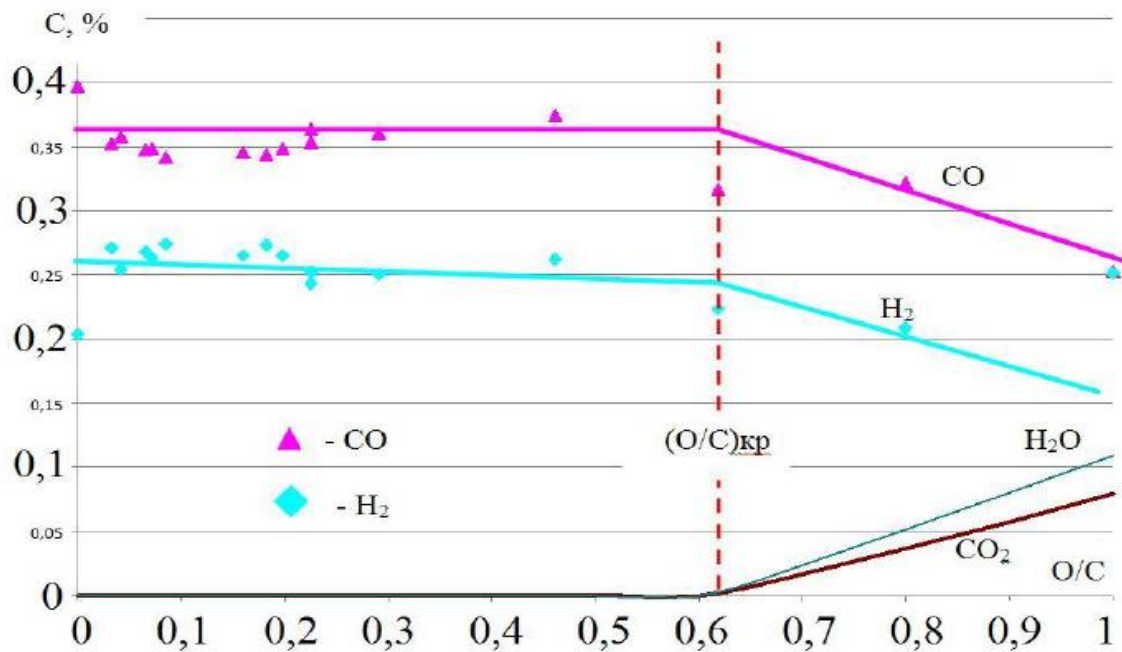


Рис. 9 – Пример расчета химического состава газов ИТВ для реальных топлив при различных H / C

Основными ресурсами для повышения эффективности газификации служат физическое тепло синтез-газа и «недоиспользованные» газифицирующие агенты. Возвращение физического тепла отходящих продуктов в реактор при наличии свободных газифицирующих агентов позволит углубить конверсию углекислотой и водяным паром нелетучего углерода и неразложившихся углеводородов. Для этого в тепловых схемах блоков газификации предусматривают глубокий воздушно-кислородный подогрев дутья,

рециркуляцию высокотемпературной (до 900оС) твердопливной дисперсной фазы, выполняющей функции промежуточного теплоносителя, работу на собственном перегретом (до 700оС) водяном паре. При проектировании электрогенерирующих газогенераторных установок на базе газовых турбин и ДВС весьма эффективна более глубокая интеграция с энергетической частью с использованием для нужд газификации физического тепла отходящих от тепловых двигателей дымовых газов.

Расчетное и фактическое изменение состава газа и химического КПД с изменением режима дутья для высоко- и низкоуглеродистых топлив приведено на рис. 10. Стрелками помечено направление развития известных промышленных технологий и опытных разработок УГТУ-УПИ [12].

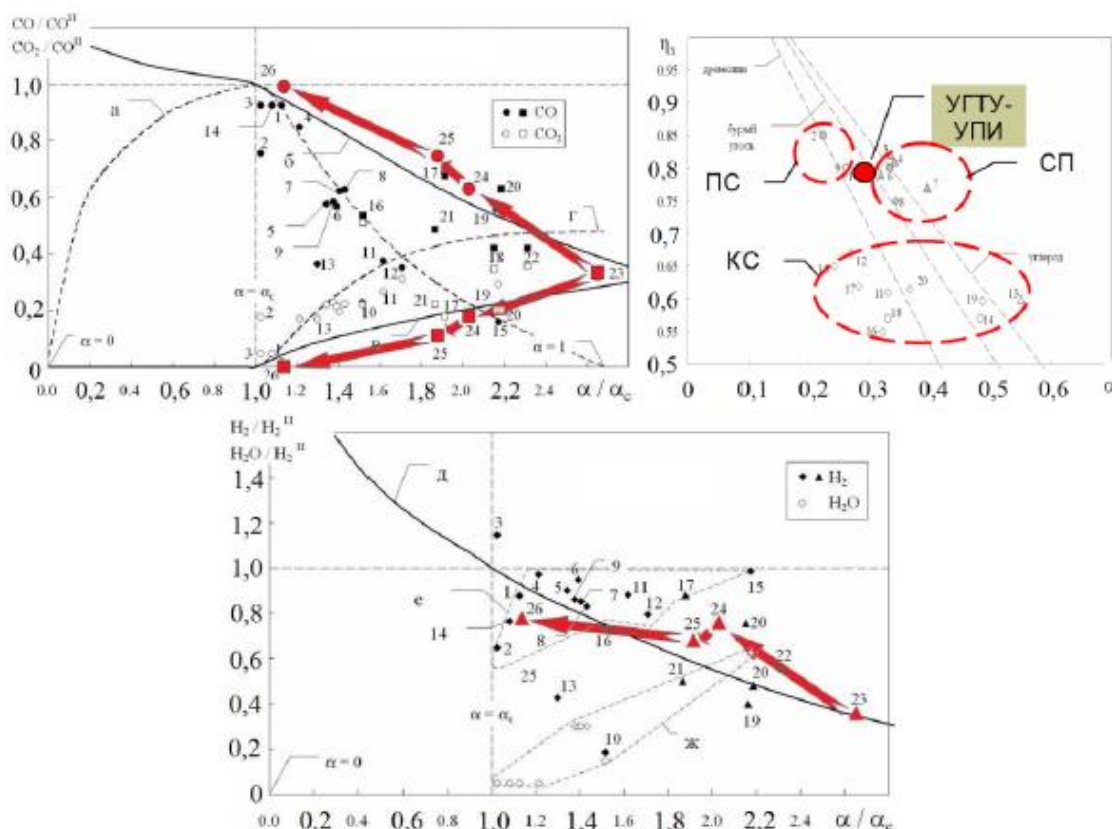


Рисунок 10 – Зависимость состава синтез-газа и химического КПД от режима дутья

Раздел 3

РАСЧЕТ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПГУ С ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ

Введение

Одним из главных направлений решения экологических проблем в топливно-энергетическом комплексе является разработка экологически чистых технологий и процессов. Развитие технологий является ключевым для обеспечения будущего. Его нельзя откладывать ради решения текущих экономических проблем.

Органические топлива останутся основой энергообеспечения. Их абсолютное потребление возрастет при любых реалистичных сценариях. Не просматривается ни одного нового источника энергии, по крайней мере на ближайшие 30 лет.

Нетрадиционные возобновляемые источники энергии по-прежнему будут иметь относительно небольшое значение в замещении дефицитных видов органического топлива и тем самым не смогут оказать заметного положительного воздействия на снижение вредного влияния энергетики на окружающую природную среду.

Угольные ТЭС загрязняют окружающую среду выбросами золы, оксидов азота и серы. “Вклад” энергетики в загрязнение воздушного бассейна городов составляет 60...90%.

Современное состояние энерго- и химического машиностроения позволяет решить проблему обеспечения ПДК развивающейся угольной энергетики двумя путями.

Первый - за счет применения систем очистки дымовых газов. В этом случае компоновка традиционного угольного энергоблока с комбинированными системами десульфуризации и денитрации дымовых газов снижает КПД с 37 до 34%.

Второй - за счет предварительной газификации угля и сжигания в энергоблоках экологически чистого газа или угольной газозвеси.

Наиболее эффективна схема энергоблока, когда реактор нарабатывает газ или полукокс не только для энергоблока, но и отпускает потребителям. КПД при комбинированной выработке и отпуске энергии может быть на уровне 45%.

Принципиально отличная технология, получившая в последние десятилетия распространение на ТЭС, - газотурбинная. В отличие от паровых энергоблоков ГТУ являются двигателями внутреннего сгорания; горение топлива происходит в той же среде, которая работает в тепловом цикле без фазовых пре-вращений. Следствием этого являются принципиальная простота и компактность ГТУ, их невысокая удельная стоимость. Для работы ГТУ не требуется охлаждающей воды, т.к. все тепло отводится из их цикла в атмосферу. Выпускаются ГТУ нового поколения с температурой газов на входе в турбину 1300 ОС. Этой температуре соответствует средняя температура на выходе из камеры сгорания около 1400 ОС.

Наибольшие выгоды дает комбинация газотурбинного цикла, отличающегося высокой температурой подвода тепла, и парового, для которого характерна низкая температура отвода тепла, в бинарных паро-газовых установках (ПГУ). В настоящее время уже построены работающие на природном газе ПГУ с КПД более 50%. В перспективе можно рассчитывать на его повышение до 55...57%.

Дальше всего в настоящее время продвинуты работы по газификации угля с получением чистого газа, пригодного для использования в ГТУ и ПГУ.

Процессы и оборудование для газификации угля и очистки искусственного газа разработаны. Последующая очистка газа исключает выбросы в атмосферу соединений серы (содержащиеся в искусственном газе в основном в виде сероводорода, они перерабатываются в элементарную серу), из газа выводятся остатки пыли, азотистые и другие соединения; это обеспечивает возможность использования газа в

высокотемпературных ГТУ и глубокого охлаждения продуктов сгорания в котлах утилизаторах.

Вместе с тем тепловые и термодинамические потери, а также собственный расход электроэнергии на газификацию увеличивает удельный расход топлива в ПГУ на 15...20% по сравнению с работой на природном газе. С учетом этого при высокой степени интеграции газификационной и теплосиловой частей спроектированные в настоящее время электростанции могут использовать уголь с КПД 42...44%, в перспективе - 46...48%.

В методических указаниях приводятся необходимые материалы, позволяющие рассчитать технологические и структурные схемы бинарных ПГУ с газификацией угля как энерготехнологических многоцелевых блоков.

Методические указания могут быть использованы студентами-теплоэнергетиками специальности 1005 при расчете ПГУ и энерготехнологических блоков простых структурных схем (в рамках расчетно-графических работ по направлению "теплоэнергетика").

Постановка задачи расчета структурной схемы ПГУ с газификацией угля

На основе принципиальной технологической схемы ПГУ с газификацией угля разработать структурную схему двухцелевого энерготехнологического блока, отпускающего потребителям электроэнергию и синтез-газ (продукт газификации угля). На основе методов энергобалансов выполнить расчет тепловой схемы бинарной ПГУ и определить потоки эксергии энергоносителей по линиям связей структурной схемы. Найти удельные расходы условного топлива и соответствующие эксергетические КПД по отпуску электроэнергии и синтезгаза потребителям.

Таблица 2.1. Исходные данные для расчета ПГУ.

№	$\alpha_{сг}$	Параметры ГТУ			Параметры ПТУ				$t_{сг}$ °C	Уголь, марка	Район функциони рования
		$t_0^Г$ °C	σ	$N_Г$ МВт	P_0 бар	$P_к$ бар	$t_{пв}$ °C	$N_П$ МВт			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,2	1200	15	150	90	0,05	105	50	100 0	ИБ, Б	Красноярск

Заданы:

- принципиальная технологическая схема ПГУ с газификацией угля (рис.2.1);
- параметры газотурбинной и паротурбинной частей;
- конечная температура газификации;
- уголь, его марка;
- район функционирования;
- относительный отпуск потребителю синтез-газа.

Для примера в табл.2.1 представлен вариант исходных данных. Дадим им краткую характеристику. Энерготехнологический бинарный ПГУ блок имеет суммарную мощность 200 МВт: ГТУ - НГ = 150 МВт, ПТУ - НП = 50 МВт. В схеме предусмотрена высоко-котемпературная газовая турбина с температурой рабочего газа перед турбиной $t_{0Г} = 1200$ ОС. Степень повышения давления в компрессоре $\sigma = 15$. В паро-турбинной части предусмотрена конденсационная турбина с начальным давлением пара $P_0 = 90$ бар и давлением конденсации $P_K = 0,05$ бар. Система регенерации

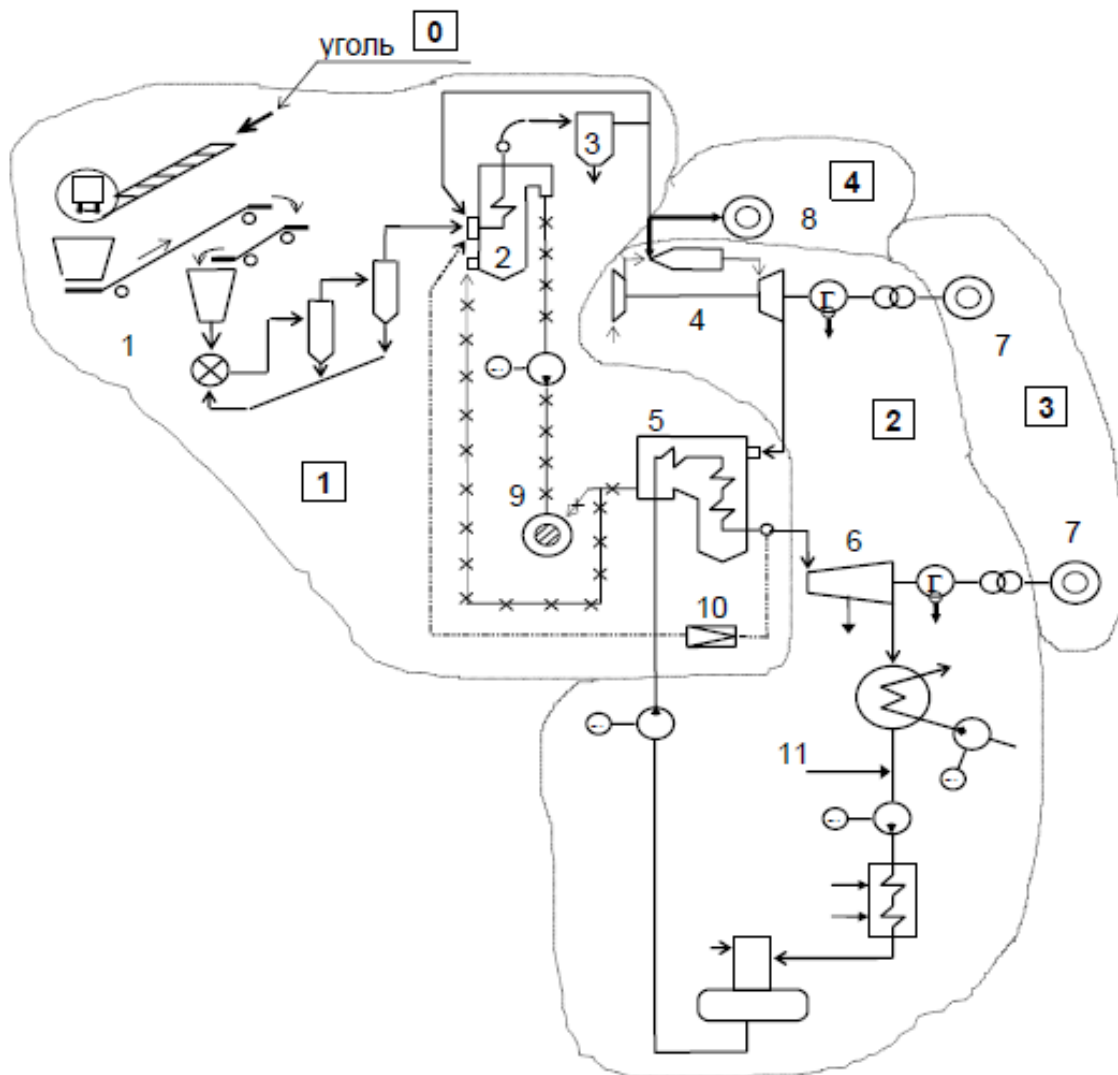


Рис. 2.1. Принципиальная тепловая схема бинарной ПГУ.

1 - система топливоподдачи и топливоподготовки; 2 - реактор газификации угля; 3 - высокотемпературная система очистки синтез-газа; 4 - ГТУ; 5 - котел-утилизатор; 6 - паротурбинная часть; 7 - потребители электроэнергетики; 8 - потребитель синтез-газа; 9 - дымовая труба; 10 - подвод пара в реактор; 11 - восполнение потерь конденсата

включает ПНД при температуре питательной воды $t_{ПВ} = 105$ ОС (которая характерна для бинарной ПГУ). Конечная температура газификации, определяющая

температуру запыленного синтез-газа на выходе из реактора $t_{СГ} = 1000$ ОС. В реакторе газифицируется Ирша-Бородинский (ИБ) уголь марки Б (табл. 2.2). Район строительства (Красноярск) определяет среднегодовую температуру воздуха (табл. 2.3) перед компрессором ГТУ. Параметр $\alpha_{СГ}$ определяет 20%-ный отпуск потребителю синтез-газа от его общего количества, наработанного в реакторе.

Методически алгоритм расчета схемы энерготехнологической бинарной ПГУ может быть принят таким:

- производится расчет ГТУ - ступени;
- рассчитывается ПТУ - ступень;
- выполняется расчет реактора газификации;
- согласуются параметры ПГУ по ступеням ГТУ, ПТУ с параметрами реактора и определяется расход угля на реактор.

Таблица 2.2. Расчетные характеристики сухих углей.

Название	Марка *)	Теплота сгорания $Q_{н}^C$, Мдж/кг	Углерод C^C , кг/кг.уг.
Кузнецкий (КУ)	Д	26	0,67
	Г	28	0,72
	СС	27	0,70
	Т	28	0,73
	К	23	0,57
Томусинский (ТО)	СС	25	0,67
Ирша-Бородинский (ИБ)	Б	23	0,65
Назаровский (НА)	Б	21	0,61
Березовский (БЕ)	Б	24	0,66
Абанский (АБ)	Б	22	0,62
Черемховский (ЧЕ)	Д	20	0,53
Азейский (АЗ)	Б	23	0,61
Нерюнгринский (НЕ)	СС	27	0,73

*) Д - длиннопламенный; Г - газовый; К - коксовый; Т - тощий; СС - слабоспекающийся; Б - бурый

Раздел 4.

Методические подходы к расчету технологических схем ПГУ с газификацией угля

Расчет ГТУ - ступени

Расчет ГТУ - ступени заключается в определении основных термодинамических и расходных параметров ГТУ. В соответствии с циклом ГТУ - ступени (рис. 3.1) можно принять такую последовательность расчетов.

3.1.1. Определение температуры воздуха после компрессора, К:

$$T_1^Г = T_* \left[1 + \left(\sigma^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \frac{1}{\eta_{\kappa}} \right],$$

где $\eta_{\kappa} = 0,85 \dots 0,90$ - КПД компрессора.

3.1.2. Определение температуры газов после газовой турбины, К:

$$T_{\kappa}^Г = T_0^Г \left[1 - \left(1 - \frac{1}{\sigma^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}} \right) \eta_{\Gamma} \right],$$

где $\eta_{\Gamma} = 0,85 \dots 0,90$ - КПД газовой турбины.

3.1.3. Удельная работа ГТУ, кДж/кг:

$$L_{ГТУ} = c_p^Г \left(T_0^Г \eta_{\Gamma} - T_* \sigma^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \frac{1}{\eta_{\kappa}} \right) \left(1 - \frac{1}{\sigma^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}} \right),$$

где $c_p^Г$ - изобарная теплоемкость рабочего газа ГТУ (в расчетах может быть принята равной 1 кДж/кг).

3.1.4. Массовый секундный расход рабочего газа, кг/с:

$$G_{\Gamma} = \frac{10^3 N_{\Gamma}}{L_{ГТУ}}.$$

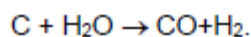
3.1.5. Количество теплоты, подводимой к ГТУ - ступени, при сжигании синтез-газа в камере сгорания, кВт:

$$Q_{\Xi}^Г = c_p^Г G_{\Gamma} (T_0^Г - T_1^Г) \frac{1}{\eta_{\kappa \Gamma}},$$

где $\eta_{\kappa \Gamma} = 0,97 \dots 0,99$ - КПД камеры сгорания.

Расчет реактора газификации

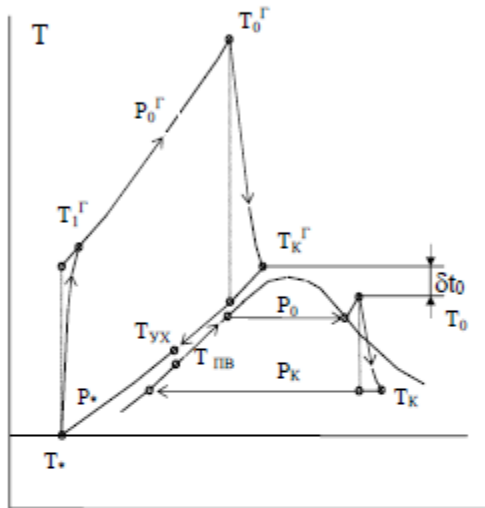
В реакторе предполагается аллотермический (с подводом тепла в реакционную зону извне) процесс паровой газификации угля согласно реакции:



3.2.1. Уравнение энергобаланса (на 1кг. угля):

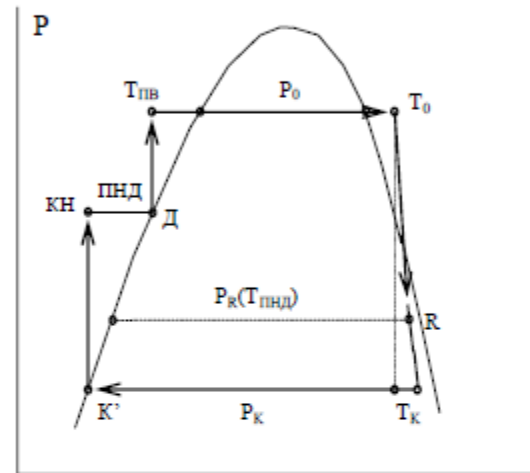
$$q_R + 32,7C^C + \frac{\mu_{H_2O}}{\mu_C} C^C h_{\Pi} = 10 \frac{\mu_{CO}}{\mu_C} C^C + 120 \frac{\mu_{H_2}}{\mu_C} C^C + q_{\Phi} \quad ,$$

где 10; 32,7; 120 - теплоты сгорания углерода, окиси углерода и водорода соответственно, МДж/кг; h_{Π} - энтальпия пара, подаваемого в реактор для процесса газификации, МДж/кг; q_R - удельная теплота, необходимая для осуществления аллотермического процесса; q_{Φ} - физическое тепло синтез-газа (продукта газификации угля); μ - молекулярные массы соответствующих веществ.



S

Рис. 3.1. Цикл бинарной ПГУ.



S

Рис. 3.2. Цикл ПТУ.

3.2.2. Энтальпия пара h_{Π} принимается равной h_0 :

$$h_{\Pi} = h_0.$$

3.2.3. Определение физического тепла синтез-газа, МДж/кг.уг.:

$$q_{\Phi} = C^C \left(\frac{\mu_{CO}}{\mu_C} + \frac{\mu_{H_2}}{\mu_C} \right) c_p^{c\Gamma} t_{c\Gamma} 10^{-3} \quad ,$$

где $c_p^{c\Gamma}$ - изобарная теплоемкость синтез-газа, кДж/кг.

3.2.4. Теплота аллотермического процесса, МДж/кг.уг.:

$$q_R = \left(10 \frac{\mu_{CO}}{\mu_C} C^C + 120 \frac{\mu_{H_2}}{\mu_C} C^C + q_{\Phi} \right) - 32,7 C^C - \frac{\mu_{H_2O}}{\mu_C} C^C h_{\Pi} \quad .$$

3.2.5. Теплота сгорания синтез-газа (при высокотемпературной золоочистке), МДж/кг.

$$Q_{\text{сг}} = \frac{10 \frac{\mu_{\text{CO}}}{\mu_{\text{C}}} C^{\text{C}} + 120 \frac{\mu_{\text{H}_2}}{\mu_{\text{C}}} C^{\text{C}} + q_{\Phi}}{\frac{\mu_{\text{CO}}}{\mu_{\text{C}}} C^{\text{C}} + \frac{\mu_{\text{H}_2}}{\mu_{\text{C}}} C^{\text{C}}}$$

3.2.6. Удельный расход синтез-газа на реактор, кг/кг.уг.:

$$\alpha_{\text{сг}}^{\text{R}} = \frac{q_{\text{R}}}{Q_{\text{сг}}}$$

3.2.7. Удельный расход синтез-газа на ПТУ - ступень, кг/кг.уг.:

$$\alpha_{\text{сг}}^{\text{ПТУ}} = C^{\text{C}} \left(\frac{\mu_{\text{CO}}}{\mu_{\text{C}}} + \frac{\mu_{\text{H}_2}}{\mu_{\text{C}}} \right) - \alpha_{\text{сг}}^{\text{R}} - \alpha_{\text{сг}}$$

3.2.8. Количество синтез-газа на ПТУ, кг/с:

$$m_{\text{сг}}^{\text{ПТУ}} = \frac{10^{-3} Q_{\text{Э}}}{Q_{\text{сг}}}$$

3.2.9. Количество угля на реактор, кг/с:

$$B = \frac{m_{\text{сг}}^{\text{ПТУ}}}{\alpha_{\text{сг}}^{\text{ПТУ}}}$$

Расчет ПТУ - ступени

Расчет ПТУ - ступени заключается в определении основных термодинамических и расходных параметров паротурбинной ступени с регенерацией тепла (рис. 3.1; 3.2).

3.3.1. Оценка начальной температуры пара перед паровой турбиной, К:

$$T_0 = T_{\text{K}}^{\Gamma} - \delta t_0$$

где $\delta t_0 = 10...20$ К - температурный напор на "горячем конце" котла - утилизатора.

3.3.2. Процессы в ПТУ - ступени показаны на рисунке 3.2. При этом приняты следующие допущения:

- процессы в конденсатном (К, КН) и питательном (Д, ПВ) насосах приближенно изохральны;

- процессы подогрева питательной воды в ПНД и генерирования пара в котле-утилизаторе - изобарны (т.е. без учета гидравлических сопротивлений);

- процесс в паровой турбине - со средним внутренним относительным КПД $\eta_{oi} = 0,85...0,87$.

3.3.3. Определение теплосбора на турбину, кДж/кг:

$$H = [h_0(P_0 T_0) - h_{\text{KS}}(P_{\text{K}} S_0)] \eta_{oi}$$

где h_{KS} - энтальпия отработавшего пара в конце изэнтропийного процесса.

3.3.4. Определение средней температуры подогрева питательной воды в ПНД, К:

$$T_{\text{ПНД}} = 0,5(T_{\text{ПВ}} + T_{\text{К}}) \quad .$$

3.3.5. Определение (по диаграмме P-S или термодинамическим таблицам) давления пара в обобщенном регенеративном отборе, бар:

$$P_R = P(T_{\text{ПНД}}) \quad .$$

3.3.6. Определение относительного расхода пара и коэффициента недо-выработки обобщенного регенеративного отбора:

$$\alpha_R = \frac{h_{\text{ПВ}} - h_{\text{К}}'}{h_R - h_{\text{К}}'} \quad ;$$

$$y_R = \frac{h_R - h_{\text{К}}}{H} \quad ,$$

где h - энтальпии в соответствующих точках паротурбинного цикла (рис. 3.2).

3.3.7. Расход пара на турбину, кг/с:

$$D_0 = \frac{10^3 N_{\text{П}}}{H(1 - \alpha_R y_R) \eta_{\text{ЭМ}}} + D_R \frac{y_R \alpha_R}{1 - y_R \alpha_R} \quad ,$$

где $\eta_{\text{ЭМ}} = 0,97 \dots 0,98$ - электромеханический КПД турбогенератора, D_R - расход пара на реактор, кг/с.

3.3.8. Расход теплоты на выработку электроэнергии турбогенератором, кВт:

$$Q_{\text{Э}} = D_0 (h_0 - h_{\text{ПВ}}) \quad .$$

Согласование показателей ГТУ- и ПТУ- ступеней

3.4.1. На основе энергобаланса котла-утилизатора определяется температура уходящих из котла дымовых газов, К:

$$T_{\text{УХ}} = T_{\text{К}}^{\Gamma} - \frac{Q_{\text{Э}} + D_R (h_0 - h_{\text{ПВ}})}{c_p^{\Gamma} G_{\Gamma} \eta_{\text{КУ}}} \quad ,$$

где $\eta_{\text{КУ}} = 0,97 \dots 0,98$ - КПД котла-утилизатора, учитывающий потери тепла в окружающую среду (через теплоизоляцию); D_R - расход пара на реактор, кг/с.

3.4.2. Температура уходящих газов должна удовлетворять равенству:

$$T_{\text{УХ}} = T_{\text{ПВ}} + \delta t_{\text{УХ}} \quad ,$$

где $\delta t_{\text{УХ}} \geq 10$ К - температурный напор на "холодном конце" котла-утилизатора.

Если $\delta t_0 < 10$ К, это означает, что при данной схеме и параметрах бинарной ПГУ завышена мощность паровой турбины.

3.4.3. Принимая температуру уходящих газов на уровне $T_{\text{УХ}} = T_{\text{ПВ}} + (\delta t_0 = 10 \text{ К})$ определяется откорректированный расход теплоты на турбогенератор, кВт:

$$Q_{\text{Э}}^* = c_p^{\Gamma} G_{\Gamma} (T_{\text{К}}^{\Gamma} - T_{\text{УХ}}) - D_R (h_0 - h_{\text{ПВ}}) \quad .$$

Затем уточняется расход пара на турбину, кг/с:

$$D_0^* = \frac{Q_{\text{Э}}^* \eta_{\text{кУ}}}{h_0 - h_{\text{ПВ}}} .$$

3.4.4. Уточненная мощность ПТУ - ступени, МВт:

$$N_{\text{П}}^* = 10^{-3} D_0^* H (1 - \alpha_R y_R) \eta_{\text{ЭМ}} .$$

Энергетический анализ и эффективность структурных схем энерготехнологических ПГУ

При исследовании сложных систем широко применяется теория графов. Технологическая схема энерготехнологического блока по своей топологической структуре эквивалентна некоторому графу, в котором каждому элементу оборудования энерготехнологического блока соответствует вершина графа, а связи между элементами оборудования или с внешними объектами - дуга графа. В качестве элементов энерготехнологического блока могут выступать более или менее самостоятельно функционирующие части энерготехнологического блока (парогазогенераторная часть, часть высокого давления турбины, часть среднего и низкого давления турбины, система регенерации и технического водоснабжения и т.п., рис. 4.1).

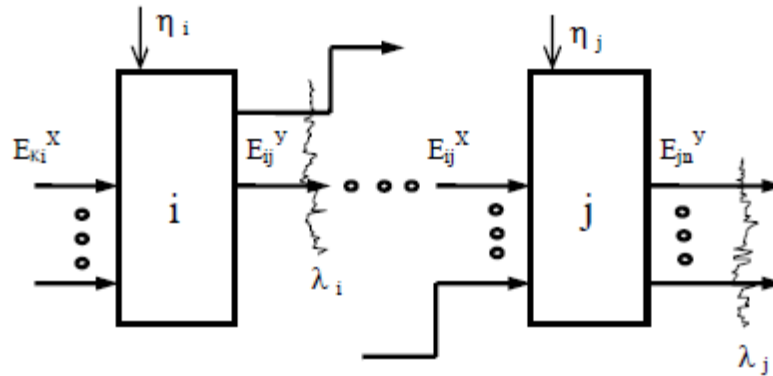


Рис. 4.1. Схема соединения функционирующих частей энерготехнологического блока.

На рисунке обозначено:

$E_{\text{К}i}^x$ - эксергия, подводимая к функционирующей части с "к" -ым энергоносителем по "к" -ому каналу связи (представленному в графе "к" -ой дугой);

E_{ij}^y - эксергия, отводимая с "j" -ым энергоносителем по "j" -ому каналу связи (представленному в графе "j" -ой дугой).

Термодинамическая эффективность функционирующей части определяется как:

$$\eta_i = \frac{\sum E_{ij}^y}{\sum E_{ki}^x} = \frac{E_i^y}{E_i^x} .$$

Если формально считать, что эксергия $\sum E_{ij}^y$ с затратами топлива “продается” “i” -ой функционирующей частью, то эксергия $\sum E_{ki}^x$ с соответствующими затратами топлива “покупается” “i” -ой функционирующей частью. Вводя эксергетические производительности каждой функционирующей части E_i^y , E_i^x как независимые переменные, запишем уравнения связей (применительно к обозначениям на рис 4.1):

$$-E_{ij}^y + E_{ki}^x(E_j^y, \eta_j) = 0 .$$

Неэквивалентность эксергии на различных участках процесса энергетических преобразований является следствием необратимости реальных процессов, в результате протекания которых каждый килоджоуль эксергии на выходе требует затрат эксергии на входе больших, чем его собственная величина. В этом смысле вторичная эксергия на выходе из энерготехнологического блока или в любом его сечении неэквивалентна первичной эксергии на входе, она является технически более ценной в данных условиях, т.к. компенсация ее потерь требует большей затраты первичной эксергии.

Если энерготехнологический блок представить в виде последовательно соединенных функционирующих частей, процесс в которых протекает без подвода и отвода эксергии извне и без ее циркуляции между ними, то $E^y = E^x \eta_1 \eta_2 \dots \eta_i$ и КПД $\eta = \prod \eta_i$. Из этого следует, что каждый килоджоуль эксергии на выходе требует затрат эксергии на входе больших, чем его собственная величина. В этом смысле “вторичная” эксергия E^y неэквивалентна “первичной” эксергии на входе E^x , она больше “стоит” (является технически более ценной) в данных условиях. Так потеря 1 кВт в электрогенераторе будет обходиться в $1 / \prod_{i=2}^n \eta_i$ раза “дороже”, чем в парогенераторе энерготехнологического блока.

Пусть, например, при $E_1^x = 400$ МВт производится $N = 50$ МВт электроэнергии, $E_{T1} = 100$ МВт эксергии тепла (для технологических целей) и $E_{T2} = 10$ МВт эксергии тепла (для отопления). Потоки эксергии будут изображаться в виде диаграммы на рис. 4.2, из которой видно, что E_{T1} производится в первом агрегате. Следовательно КПД этого процесса должен определяться по формуле:

$$\eta_{T1} = \eta_1 = \frac{E_1^y}{E_1^x} = \frac{E_2^x + E_{T1}}{E_1^x} .$$

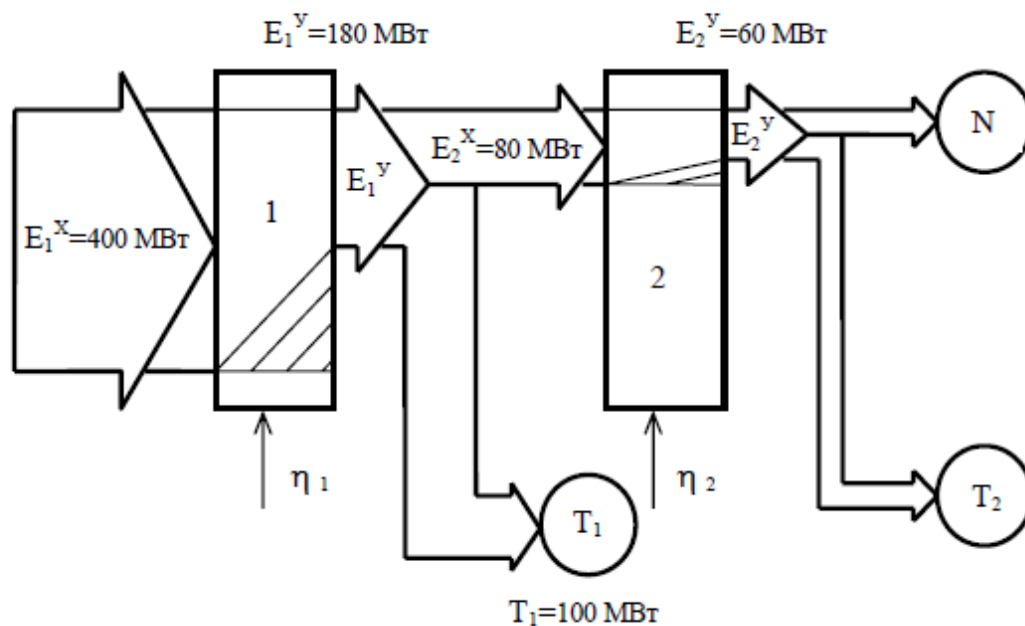


Рис. 4.2. Диаграмма потоков эксергии в многоцелевом энергоблоке.

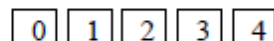
Предположим, что $E_2^X = 80 \text{ MBT}$. Тогда $\eta_{T1} = (80 + 100)/400 = 0,45$. Процесс производства электроэнергии и эксергии E_{T2} осуществляется в двух последовательно соединенных агрегатах, поэтому КПД рассчитывается как:

$$\eta_{2N} = \eta_{T2} = \eta_1 \eta_2 = 0,45 \cdot 0,75 \approx 0,34$$

где $\eta_2 = E_2^Y / E_2^X = (N + E_{T2}) / E_2^X = (50 + 10) / 80 = 0,75$.

4.1. Применим такой подход к оценке эффективности энерготехнологической ПГУ.

Разделим тепловую схему ПГУ (рис. 2.1) на функционирующие части:



Нулевая часть - поставщики топлива, 1-я - парогенерирующая, 2-я - турбогенераторная часть, 3-я - потребители электроэнергии, 4-я - потребители синтез-газа. Тогда ПГУ может представлена в виде структурной схемы (графа) на рис. 4.3.

4.1.1. Обозначение связей графа:

$$(ij) = (01, 12, 23, 14, 21).$$

В соответствии с этими связями вводятся коэффициенты F_{ij} , определяющие относительные значения входных потоков эксергии, $F_{ij} = \frac{E_{ij}^X}{E_j^Y \eta_j^{-1}}$:

$$F_{01} = \frac{E_{01}}{E_1 \eta_1^{-1}}; F_{12} = \frac{E_{12}}{E_2 \eta_2^{-1}}; F_{23} = \frac{E_{23}}{N \eta_3^{-1}}; F_{14} = \frac{E_{14}}{E_x \eta_4^{-1}}; F_{21} = \frac{E_{21}}{E_1 \eta_1^{-1}}.$$

4.1.2. Разделяем структурную схему в соответствии с уравнениями связей:

$$\text{- при } \lambda_0 : F_{01}E_1\eta_1^{-1} - E_0 = 0, \quad (0)$$

$$\text{- при } \lambda_1 : F_{12}E_2\eta_2^{-1} + F_{14}E_x\eta_4^{-1} - E_1 = 0, \quad (1)$$

$$\text{- при } \lambda_2 : F_{23}N\eta_3^{-1} + F_{21}E_1\eta_1^{-1} - E_2 = 0, \quad (2)$$

4.1.3. Составляем функцию Лагранжа

$$L = 0,123E_0 + \lambda_0(0) + \lambda_1(1) + \lambda_2(2) \quad ,$$

где $0,123E_0$ - расход условного топлива, кг.у.т/ч;

$$3600/Q_{\text{НУ.Т.}}^{\text{P}} = 0,123 \text{ кг.у.т/(кВт*ч)};$$

$Q_{\text{НУ.Т.}}^{\text{P}}$ - теплота сгорания условного топлива;

E_0 - эксергия условного топлива, кВт; $E_0 = 10^3 Q_{\text{H}}^{\text{C}} \mathbf{B}$; где Q_{H}^{C} - теплота сгорания топлива в пересчете на сухую массу (определяется по таблице 2.2); \mathbf{B} - расход угля, кг/с (см. п. 3.2.9.); $\lambda_0, \lambda_1, \lambda_2$ - множители Лагранжа, имеющие физический смысл удельных расходов условного топлива на кВт*ч эксергетической производительности соответствующих функционирующих частей ПГУ.

4.1.4. Определение множителей Лагранжа ($\lambda_0, \lambda_1, \lambda_2$) путем решения системы уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial E_0} = 0,123 - \lambda_0 = 0 ; \\ \frac{\partial L}{\partial E_1} = \lambda_0 F_{01} \eta_1^{-1} - \lambda_1 + \lambda_2 F_{21} \eta_1^{-1} = 0 ; \\ \frac{\partial L}{\partial E_2} = \lambda_1 F_{12} \eta_2^{-1} - \lambda_2 = 0 . \end{cases}$$

$$\lambda_0 = 0,123 ; \quad \lambda_1 = \lambda_0 \eta_1^{-1} \xi_s ; \quad \lambda_2 = \lambda_0 \eta_1^{-1} \eta_2^{-1} \xi_s^{-1} .$$

В этих выражениях:

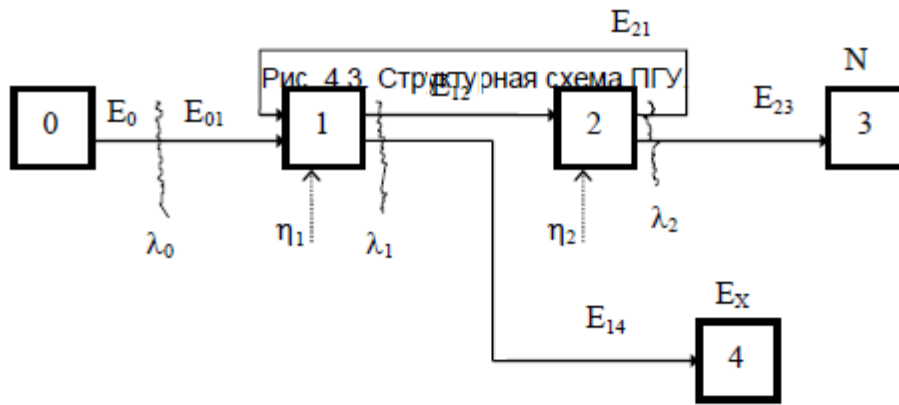
$$\xi_s^{-1} = F_{01} \left(1 + \frac{\eta_2^{-1}}{1 - F_{21} \eta_1^{-1} \eta_2^{-1}} \right) - \text{эксергетический структурный коэффициент}$$

($0 \leq \xi_s \leq 1$); коэффициент $F_{12}=1$; $\eta_3=\eta_4=1$.

4.1.5. Определение эффективности ПГУ по отпуску электроэнергии:

$$\eta_{\text{N}} = \frac{\lambda_0}{\lambda_2} = \eta_1 \eta_2 \xi_s \quad .$$

и по отпуску синтез-газа: $\eta_{\text{Ex}} = \eta_1 \xi_s \quad .$



4.2. Определение эксергий энергоносителей структурной схемы ПГУ.

4.2.1. Для 1-ой функционирующей части имеем (см. рис. 2.1., 4.3., п.п. 3.2.8., 3.3.8.):

$$E_{12} = 10^3 Q_{CG} m_{CG}^{\Gamma TУ} + D_0 \left[(h_0 - h_{K'}) - T_K (S_0 - S_{K'}) \right] ;$$

$$E_{14} = E_X = 10^3 Q_{CG} \alpha_{CG} \frac{m_{CG}^{\Gamma TУ}}{\alpha_{CG}} ,$$

где S - энтропия рабочего тела в соответствующей точке цикла (см. рис. 3.2.).

4.2.2. Для 2-ой функционирующей части потоки эксергии находятся как:

$$E_{21} = c_p^r G_r \left[(T_K^r - T_*) - T_* \ln \frac{T_K^r}{T_*} \right] + (D_0 + D_R)(h_{ГТВ} - h_{K'}) \left(1 - \frac{T_K}{T_{ПВД}} \right) + (\psi_{ТД} + \psi_{ПГ}) \cdot 3,6 \cdot B .$$

В этом выражении первое слагаемое характеризует эксергию уходящих из ГТУ газов, второе - эксергию питательной воды, третье - эксергию, равную электроэнергии привода дымососов и привода электродвигателей систем топливоподдачи, топливоподготовки, пылеприготовления и золошлакоудаления; $\psi_{ТД} = 3,3$ кВт*ч/т угля; $\psi_{ПГ} = 27...30$ кВт*ч/т угля (для каменных углей более высокие удельные затраты).

Эксергия E_{23} характеризует отпускаемую потребителю электроэнергию, кВт:

$$N = N_{Г} + N_{П} - N_{СН} ,$$

где $N_{СН}$ - затраты электроэнергии на собственные нужды ПГУ:

$$N_{СН} = (\psi_{ТД} + \psi_{ПГ}) \cdot 3,6 \cdot B + \left[\gamma_{ЦН} 3,6 \cdot (1 - \alpha_R) + \gamma_{КН} 3,6 \left(1 + \frac{D_R}{D_0} - \alpha_R \right) + \frac{\beta_{ПН} P_0}{\eta_{ПН}} \left(1 + \frac{D_R}{D_0} \right) \right] D_0 ,$$

где второе слагаемое характеризует затраты электроэнергии на привод циркуляционных, конденсатных и питательных насосов; $\gamma_{цн} = 7$ кВт*ч/т пара; $\gamma_{кн} = 0,4$ кВт*ч/т конденсата; $\beta_{пн} = 0,14$ - коэффициент, характеризующий гидравлическое сопротивление парогенерирующего тракта котла; $\eta_{пн} = 0,85$ - КПД питательного электронасоса.

4.2.3. Эксергетические производительности функционирующих частей ПГУ:

$$E_1 = E_{12} + E_{14}; \quad E_2 = E_{23} + E_{21} .$$

4.2.4. Эксергетические КПД функционирующих частей:

$$\eta_1 = \frac{E_1}{E_{01} + E_{21}}; \quad \eta_2 = \frac{E_2}{E_{12}} .$$

МОДУЛЬ 2.

Сверхэффективные газовые электростанции.

Раздел 5

Парогазовые установки электростанций

В середине XX в. в России и за рубежом началось практическое внедрение в энергетику различных типов ПГУ, использующих в своих тепловых схемах энергетические ГТУ. Это позволило значительно повысить экономичность производства электроэнергии, впервые увеличить КПД (нетто) в конденсационном режиме более 50 % и постоянно повышать это значение.

В ПГУ теплота подводится к рабочему телу (газу) при высокой температуре продуктов сгорания органического топлива, а отводится в конденсаторе в области низких температур конденсации водяных паров.

В энергетике применяется ряд тепловых схем ПГУ, имеющих свои особенности и различия в технологическом процессе. Наибольшее распространение получили ПГУ с котлом-утилизатором, работающие в конденсационном или теплофикационном режиме. Их экономичность возрастает при использовании в схемах более совершенных и экономичных ГТУ.

При модернизации и реконструкции действующих ТЭС применяют несколько разновидностей ПГУ, уступающих по экономичности ПГУ с КУ, но позволяющих внедрить парогазовую технологию на пылеугольных и газомазутных электростанциях:

ПГУ с параллельной схемой работы;

ПГУ «сбросного» типа;

ПГУ с полузависимой схемой работы;

ПГУ с внутрицикловой газификацией углей и др.

В ПГУ с котлом-утилизатором (рис. 15.12, а) выхлопные газы ГТУ поступают в КУ, где большая часть их теплоты передается пароводяному рабочему телу и генерируется пар.

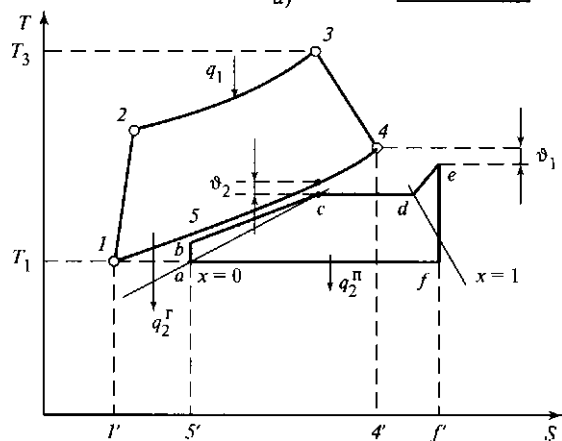
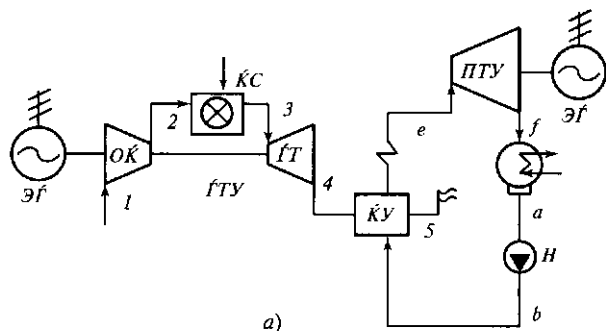


Рис. 15.12. Простейшая тепловая схема (а) и цикл Брайтона—Ренкина в T, S -диаграмме парогазовой установки с котлом-утилизатором:

$q_2^r, q_2^п$ — удельная теплота газа и пара, отводимая из цикла

компрессоре для сжатия воздуха, а остальная ее часть (30—40 %) преобразуется в электрогенераторе в электроэнергию, направляемую потребителям. Газы после газовой турбины поступают в КУ. Процесс 4—1 условно замыкает цикл Брайтона.

Охлаждение газов в котле-утилизаторе (процесс 4—5) связано с передачей большей части их теплоты пароводяному рабочему телу в цикле Ренкина. При этом происходят: нагрев воды в экономайзере КУ (процесс b-c), испарение воды в испарителе (процесс c-d), перегрев пара в пароперегревателе (процесс d-e). Расширение пара в турбине и его конденсация в конденсаторе представлены процессами e-f и f-a с последующим повышением давления конденсата в конденсатном насосе (процесс a-b).

Тепловая схема ПГУ с одноконтурным котлом-утилизатором и процесс теплообмена в котле в Q, T -диаграмме изображены на рис. 15.13. Такие ПГУ проектируют, используя ГТУ малой и средней мощности (до 30—40 МВт) при умеренных начальных параметрах газов, а их КПД $\eta_{ПГУ}^{э\leq}$ 50 %. Данные решения оправданы, так как связаны с небольшими капиталовложениями, простой технологической схемой и малыми сроками строительства. Температура уходящих газов КУ не опускается ниже 150 °С.

Для более глубокого охлаждения газов число контуров генерации пара увеличивают до двух-трех, применяют промежуточный перегрев пара. Такое решение характерно для ПГУ с современными энергетическими ГТУ мощностью 150—300 МВт, выполненными по одновальной моноблочной схеме. В конденсационном режиме при работе на природном газе они отпускают электроэнергию с КПД (нетто), равным 58—60 %.

Основные элементы технологической схемы ПГУ с КУ. Энергетическая ГТУ —

генерируется пар. Последний направляется в паротурбинную установку ПГУ для производства электроэнергии, которая вырабатывается без дополнительных затрат топлива, что значительно повышает экономичность всей установки. В ПГУ с КУ КПД по производству электроэнергии возрастает с 33—38 (для ГТУ) до 52—60 %.

Термодинамический цикл Брайтона—Ренкина (рис. 15.12, б) отражает технологический процесс ПГУ с КУ. В верхней ступени комбинированной установки (цикл Брайтона) происходят сжатие в компрессоре забираемого им из атмосферы воздуха (процесс 1—2) и подвод теплоты q_1 при постоянном давлении в камере сгорания ГТУ (процесс 2—3). Образовавшиеся горячие газы с высокими давлением и температурой поступают в газовую турбину (процесс 3—4), где расширяются, совершая работу, передаваемую на вал ГТУ. Большая часть этой работы используется в компрессоре для сжатия воздуха, а остальная ее часть (30—40 %) преобразуется в электрогенераторе в электроэнергию, направляемую потребителям. Газы после газовой турбины поступают в КУ. Процесс 4—1 условно замыкает цикл Брайтона.

основной элемент тепловой схемы установки, определяющий режим ее работы, — соединена с установленным за ней КУ переходным газоходом, являющимся продолжением диффузора ГТ. В зависимости от компоновки в этом газоходе может устанавливаться заслонка, позволяющая направлять газы ГТ либо в КУ, либо в байпасную дымовую трубу. Наличие в этом случае двух дымовых труб (высотой $H_{д.тр} = 110 \div 120$ м) усложняет схему, но позволяет энергетической ГТУ работать в автономном режиме.

В § 15.4 было показано, что выхлопные газы ГТУ изменяют массовый расход и свою температуру прежде всего с изменением температуры наружного воздуха, что оказывает существенное влияние на характеристики ПГУ.

Теплота выхлопных газов ГТУ используется в котле-утилизаторе ПГУ для генерации пара. Эти котлы различаются по компоновке, тепловым схемам и параметрам. Они выполняются горизонтальными или вертикальными преимущественно барабанного типа с естественной или принудительной циркуляцией среды в контуре испарителей. Поверхности теплообмена изготавливаются из труб с наружным спиральным оребрением, что позволяет уменьшить эту поверхность и ее металлоемкость в 1,5 раза. Эти поверхности скомпонованы в зависимости от конструктивной схемы котла: в виде секций, собранных в общие блоки и подвешенных к потолку поперек движения газов в КУ горизонтальной компоновки, и в виде отдельных блоков, устанавливаемых в шахте вертикального КУ.

Основные положения методики расчета тепловой схемы ПГУ с двухконтурным КУ приведены далее (см. 15.6). Конструктивный тепловой расчет котла выполняется при принятой температуре наружного воздуха и номинальной нагрузке ГТУ в зависимости от типа ПГУ: для конденсационных установок при среднегодовой температуре воздуха, а для теплофикационных ПГУ при средней температуре воздуха за отопительный период. Примдругих температурах воздуха и нагрузках ГТУ выполняют поверочные тепловые расчеты КУ, в процессе которых при определенной его конструкции находят показатель работы.

Особенностью котлов-утилизаторов ПГУ является связь между паропроизводительностью и начальными параметрами пара. Это обнаруживается при анализе процесса теплообмена в одноконтурном КУ в Q, T -диаграмме (рис. 15.13, б). Увеличение расчетного давления пара уменьшает его массовый расход, оказывая влияние на теплоперепад, срабатываемый паром в паровой турбине. На примере КУ одного давления получено условие для оптимальных значений начальных параметров:

$$\partial D_{пе} / D_{пе} = -\partial H_{ип.т} / H_{ип.т} \quad (15.3)$$

Следовательно, максимальная тепловая экономичность ПГУ имеет место при равенстве относительных изменений расхода пара $D_{пе}$ и срабатываемого теплоперепада $H_{ип.т}$.

Основным параметром, влияющим на характер изменения тепловой экономичности ПГУ-КЭС с КУ одного давления, является температура выхлопных газов ГТУ $T_{к.т}$.

Оптимальные начальные параметры пара двухконтурных КУ ПГУ составляют:

$$\rho_{пе}^{в.д} = 6 \div 10 \text{ МПа}; T_{пе}^{в.д} = f(T_{к.т}, \partial_{пе}); p_{пе}^{н.д} = 0,5 \div 0,7 \text{ МПа}; = 180 \div 200 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Паротурбинные установки в тепловой схеме ПГУ отличаются от ПТУ паросиловых ТЭС рядом особенностей. В них может подаваться до трех потоков пара с разными начальными параметрами, что максимально загружает последние ступени ПТ, не предусмотрены регенеративные отборы пара, а конденсат после конденсатора направляется непосредственно в хвостовую поверхность нагрева КУ. При этом обеспечивается минимально возможная температура его уходящих газов — в КУ двух-трех давлений пара $T_{yx} = 90\text{—}100\text{ }^\circ\text{C}$. Происходит предельно возможная утилизация их теплоты.

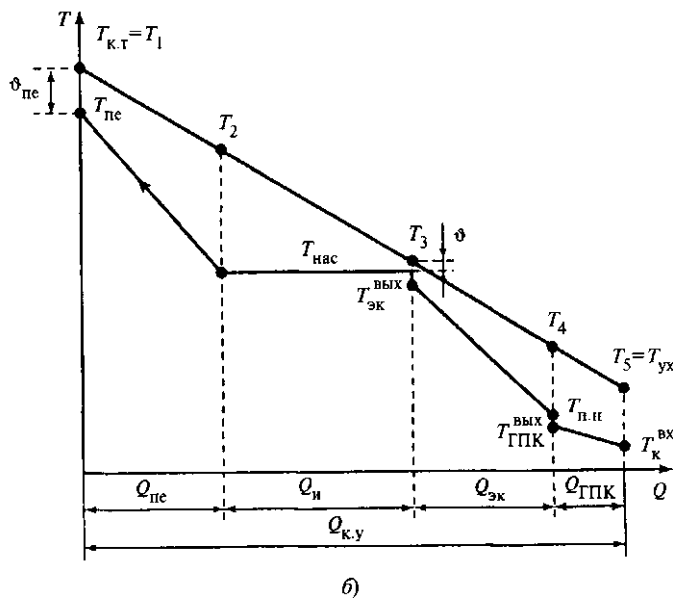
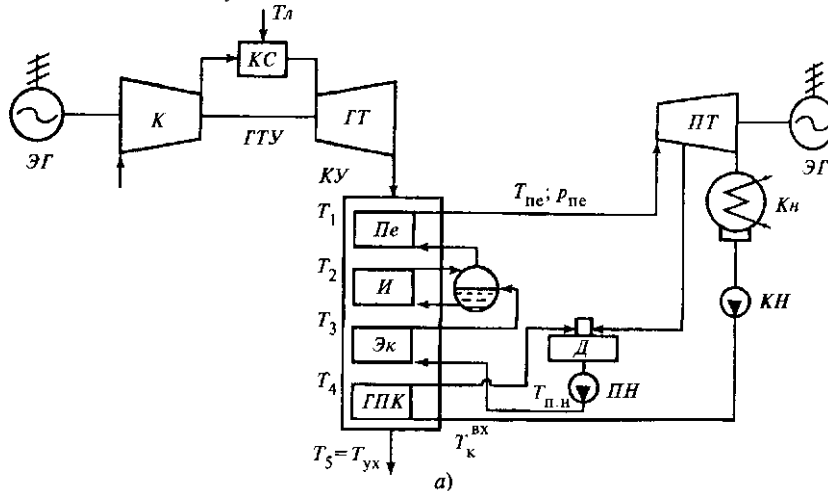


Рис. 15.13. Тепловая схема ПГУ с одноконтурным КУ (а) и процесс теплообмена в котле в Q, T -диаграмме (б):

Пе — пароперегреватель; И — испаритель; Эк — экономайзер; ГПК — газовый подогреватель конденсата; $T_{к.г}$ — T_{yx} — охлаждение газов в КУ; $T_{к}^{вх}$ — $T_{пе}$ — повышение температуры пароводяного рабочего тела; $\vartheta_{пе}$ — недогрев на входе в пароперегреватель; ϑ — минимальный недогрев в испарителе

Паровые турбины ПГУ с КУ по сравнению с паросиловыми ТЭС работают на пониженных параметрах пара и с меньшей экономичностью. Следует при этом иметь в виду, что вырабатываемая ими электроэнергия получена без дополнительного расхода топлива в установке.

Выхлопные газы энергетических ГТУ имеют достаточно высокую температуру, а объемная концентрация O_2 в них составляет 13—16%. Их можно рассматривать в качестве малоактивного окислителя процесса горения. В ряде случаев в ПГУ можно организовать дополнительное сжигание (дожигание)

некоторого количества природного газа в среде выхлопных газов ГТУ. Это позволяет повысить их температуру, стабилизировать параметры генерируемого в КУ пара, увеличить мощность ПГУ.

Показатели тепловой экономичности ПГУ с КУ определяют, используя схему потоков теплоты и энергии.

Раздел 6.

Парогазовые и газотурбинные ТЭЦ

В ПГУ с котлом-утилизатором можно осуществить комбинированную выработку электроэнергии и теплоты. Последнюю отпускают как сетевая подогревательная установка ПГУ, так и газовые сетевые подогреватели (ГСП) КУ. Если дополнительно предусмотреть дожигание топлива в котле-утилизаторе, то возможны тепловые схемы и режимы работы, когда вся теплота, необходимая потребителям, отпускается на ТЭЦ и коэффициент теплофикации $a_{\text{ТЭЦ}}=1$. В отличие от паросиловых установок, где эта величина отражает отношение количества теплоты, отпускаемой в цикле Ренкина, к полному ее количеству, в теплофикационных ПГУ с КУ это уже отношение количества теплоты, отпускаемой в комбинированном цикле Брайтона—Ренкина, ко всей теплоте, получаемой потребителями. Остальное ее количество обеспечивают пиковые водогрейные котлы (ПВК). Использование дожигания топлива в КУ или пиковых сетевых подогревателях позволяет покрыть весь годовой график отпуска теплоты и иметь $a_{\text{ТЭЦ}}=1$.

На рис. 15.14 представлены различные варианты тепловых схем **парогазовых теплоэлектроцентралей** (ПГУ-ТЭЦ) с одноконтурными и двухконтурными КУ, различными типами теплофикационных ПТ при $a_{\text{ТЭЦ}} \leq 1$. При использовании КУ двух давлений пара теплота может отпускаться полностью на ПГУ-ТЭЦ ($a_{\text{ТЭЦ}} = 1$) от сетевой установки с применением пикового сетевого подогревателя и с использованием части пара, генерируемого в КУ (рис. 15.14, а). Для режимов с $a_{\text{ТЭЦ}} < 1$ применяют ПВК (рис. 15.14, б). В схемах ПГУ-ТЭЦ с КУ одного давления пара используют газовые сетевые подогреватели и дожигание топлива, обеспечивая $a_{\text{ТЭЦ}}=1$ (Рис- 15.14, в), либо отпускают только часть потребляемой теплоты при $a_{\text{ТЭЦ}} < 1$ (Рис- 15.14, г). При этом возможно применение как противодавленческих ПТ, так и ПТ с конденсационной частью.

В г. Санкт-Петербург успешно работает Северо-Западная ПГУ-ТЭЦ. Спроектированы ПГУ-ТЭЦ для г. Калининграда, г. Сыктывкара и др. Показатели работы таких ПГУ-ТЭЦ для годового периода выше, чем на ТЭЦ с теплофикационными турбинами на СКД пара типа Т-250-240. Это объясняется их высокой экономичностью при работе в режимах минимального отпуска теплоты.

Газотурбинные теплоэлектроцентрали (ГТУ-ТЭЦ) — частный случай ПГУ-ТЭЦ, где теплота потребителю отпускается только от КУ установки, а в схеме отсутствует паровая турбина. Такие ГТУ-ТЭЦ могут быть отопительными, тогда применяют водогрейные КУ [газоводяные теплообменники (ГВТО)]. На промышленных ГТУ-ТЭЦ в КУ генерируется технологический пар соответствующих параметров. Если на ГТУ-ТЭЦ КУ производит пар и нагревает сетевую воду, имеют место промышленно-отопительные установки. Все перечисленные варианты ГТУ-ТЭЦ работают на ряде ТЭС РФ.

Для их создания используют энергетические ГТУ малой и средней мощности с умеренными показателями экономичности. Тепловые схемы ГТУ-ТЭЦ значительно проще, а сроки строительства и удельные капиталовложения ниже.

На рис. 15.15 представлена тепловая схема отопительной ГТУ-ТЭЦ, эксплуатируемой в течение ряда лет в г. Электросталь. В ГВТО 3 ГТУ-ТЭЦ за счет теплоты выхлопных газов ГТУ нагревают сетевую воду, а пик потребления теплоты покрывается с помощью водогрейных котлов 5.

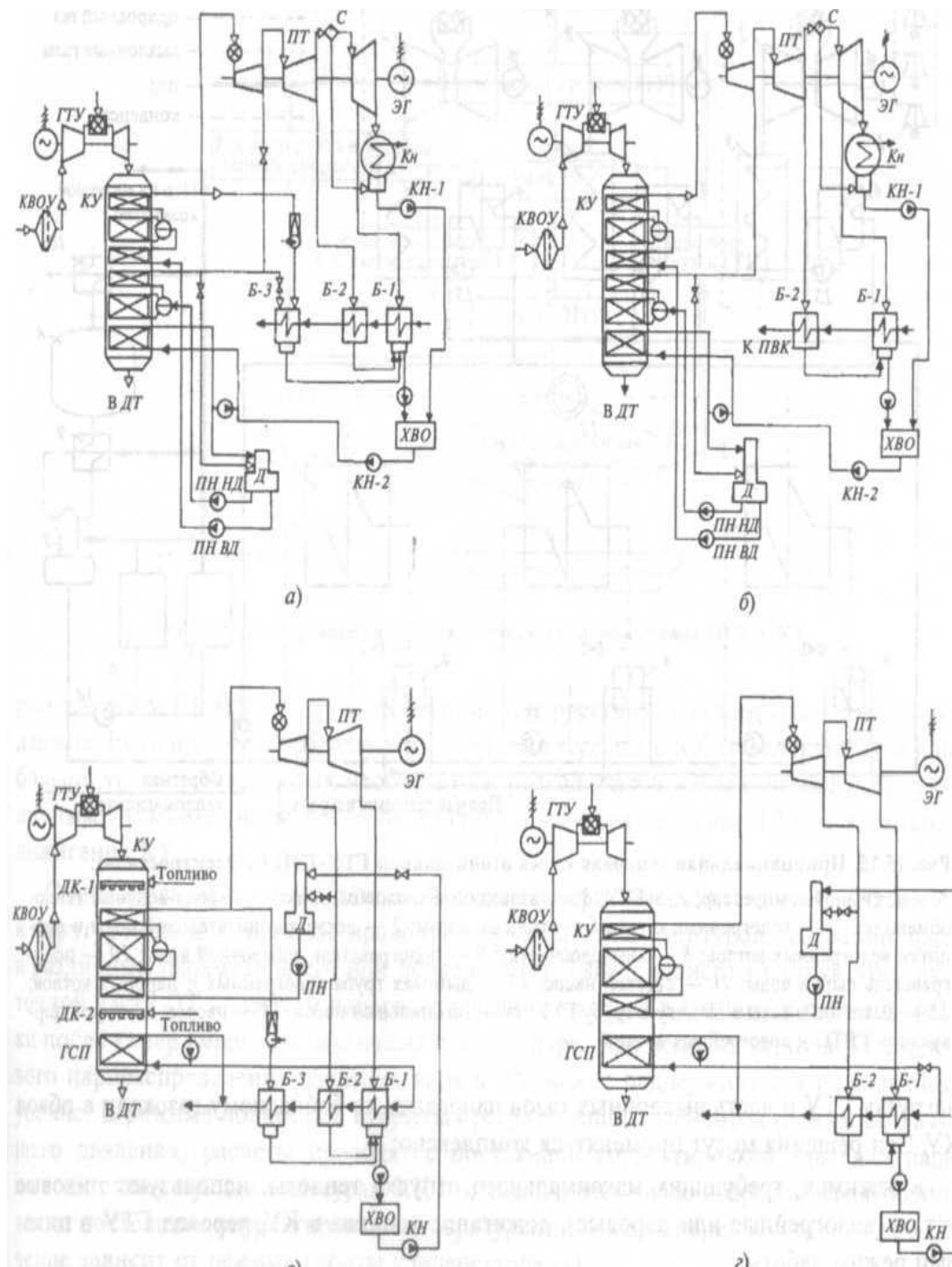


Рис. 15.14. Тепловые схемы теплофикационных установок ПГУ-ТЭЦ:

а — ПГУ-ТЭЦ с двухконтурным КУ ($a_{\text{ТЭЦ}} = 1$); б — то же ($a_{\text{ТЭЦ}} < 1$); в — ПГУ-ТЭЦ с дожиганием топлива и одноконтурным КУ ($a_{\text{ТЭЦ}} = 1$); г — то же без дожигания топлива ($a_{\text{ТЭЦ}} < 1$); **ПТ** — паровая турбина; **ПНВД**, **ПННД** — питательный насос соответственно высокого и низкого давлений; **Б-1** — **Б-3** — сетевые подогреватели; **КН** — конденсатный насос; **ХВО** — химводоочистка; **Д** — деаэратор; **ДК-1**, **ДК-2** — камеры дожигания топлива в КУ; **С** — сепаратор; **ДТ** — дымовая труба; **Кн** — конденсатор; **ПВК** — пиковый водогрейный котел; **ГСП** — газовый сетевой подогреватель; остальные обозначения те же, что на рис. 15.1

Для ГТУ-ТЭЦ труднее решается вопрос регулирования отпуска теплоты при покрытии годового графика ее потребления, чем для ПГУ-ТЭЦ. Принимаются различные технологические решения:

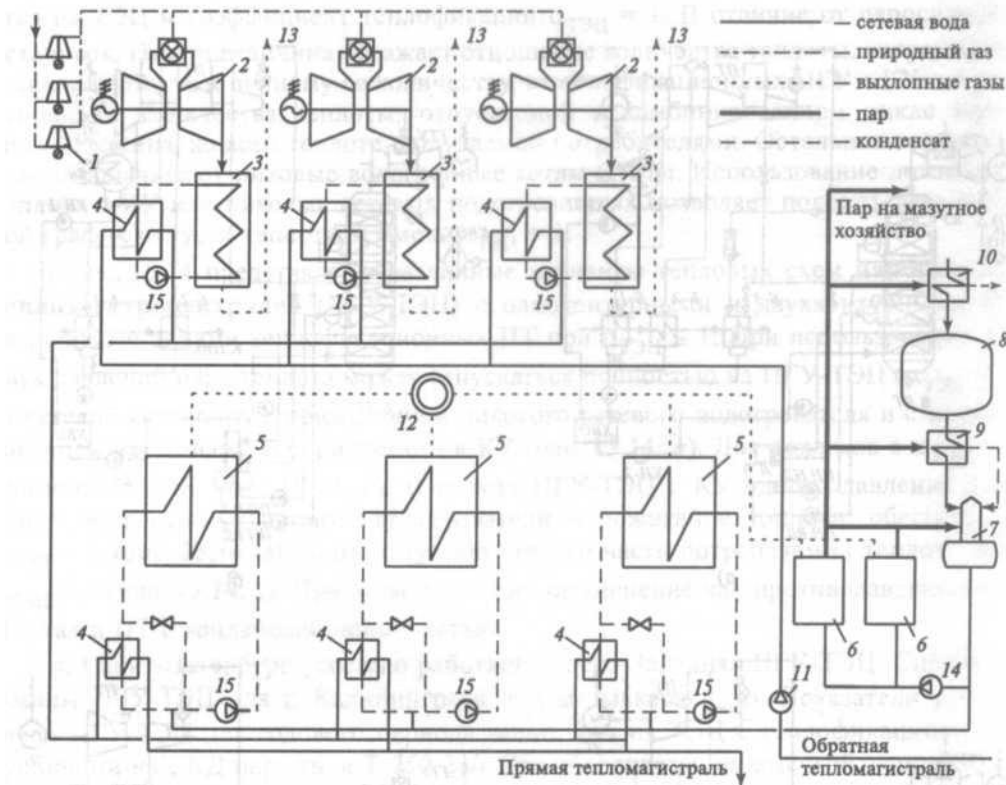


Рис. 15.15. Принципиальная тепловая схема отопительной ГТУ-ТЭС (г. Электросталь):

1 — дожимной компрессор; *2* — ГТУ; *3* — газодляные теплообменники; *4* — водо-водяные теплообменники; *5* — водогрейные котлы; *6* — паровые котлы; *7* — деаэратор питательной воды и подпитки водогрейных котлов; *8* — химводоочистка; *9* — подогреватель добавочной воды; *10* — подогреватель сырой воды; *11* — сетевой насос; *12* — дымовая труба водогрейных и паровых котлов; *13* — выхлопные газы в дымовую трубу ГТУ; *14* — питательный насос; *15* — насосы контуров циркуляции ГВТО и водогрейных котлов

(водогрейные или паровые), дожигание топлива в КУ, перевод ГТУ в пиковый режим работы.

По экономичности ГТУ-ТЭС почти не уступают парогазовым и паросиловым ТЭС, обладая простой и маневренной схемой эксплуатации.

Раздел 7.

Методика расчета тепловой схемы конденсационной ПГУ с котлом-утилизатором.

Тепловые схемы и особенности технологического процесса ПГУ с КУ рассмотрены выше.

Показано, что в схеме такой ПГУ можно выделить энергетический модуль «ГТУ-КУ» и паротурбинную установку, работающую на генерируемом в модуле паре. Чтобы рассчитать характеристики модуля с заданным расходом пара, необходимо провести итеративные (с последовательными приближениями)

в случаях, когда необходимо уменьшить отпуск теплоты, можно отключить часть работающих энергетических модулей «ГТУ-КУ», снизить электрическую

нагрузку ГТУ и часть выхлопных газов направить по байпасному газоходу в обвод КУ. Эти решения могут применяться комплексно;

в режимах, требующих максимального отпуска теплоты, используют пиковые котлы

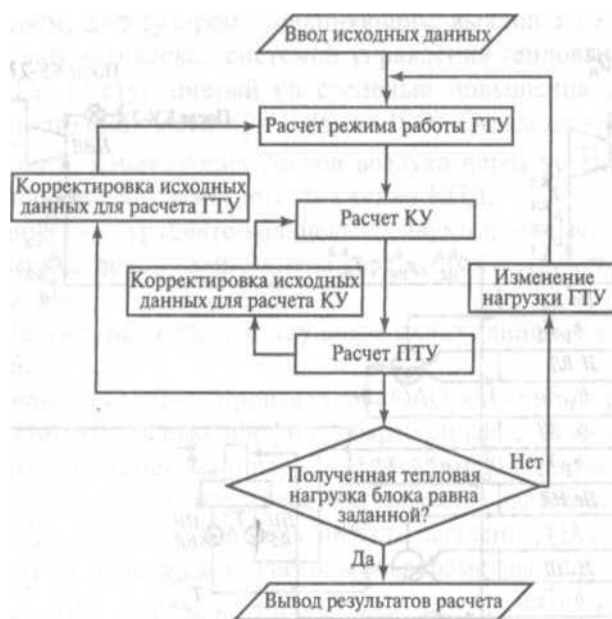


Рис. 15.16. Упрощенная схема расчета тепловой схемы ПГУ с КУ

различных потоков пара. При использовании в ПТ соплового парораспределения давление пара в КУ может поддерживаться на заданном уровне. В режиме полностью открытых регулирующих элементов (режим скользящего давления) расчеты проводят с постоянной корректировкой давления пара по всем существующим контурам КУ, что увеличивает число операций. Необходима также постоянная корректировка температуры конденсата перед КУ, так как ее значение зависит от режима работы конденсатора ПТ.

Для рассматриваемой тепловой схемы невозможно реализовать последовательность расчета, при которой сначала рассчитывалась бы ПТУ, а затем — энергетический модуль «ГТУ-КУ», как это имеет место в паросиловых установках ТЭС. Это определяет значительно большую сложность алгоритма расчета тепловой схемы ПГУ с КУ (рис. 15.16).

Условно расчет этой схемы разбивается на следующие этапы:

предварительный расчет проводится для оценки электрической и тепловой мощностей элементов и всей ПГУ. Он основывается на уравнениях тепловых

расчеты КУ и ГТУ при различных нагрузках, корректируя на каждом шаге исходные данные. Если при этом применять и дожигание топлива в КУ, то эта процедура еще больше усложнится, так как необходимый расход пара в КУ можно получить различными комбинациями расходов топлива в камерах сгорания ГТУ и в камерах дожигания КУ.

Одновременный расчет тепловой схемы энергетического модуля «ГТУ-КУ» и паротурбинной установки проводят с учетом числа контуров генерации пара и различных параметров его при подводе в ПТ. Расчет зависит от структуры проточной части ПТ — систем парораспределения на входе в турбину и рабочие отсеки после камер смешения

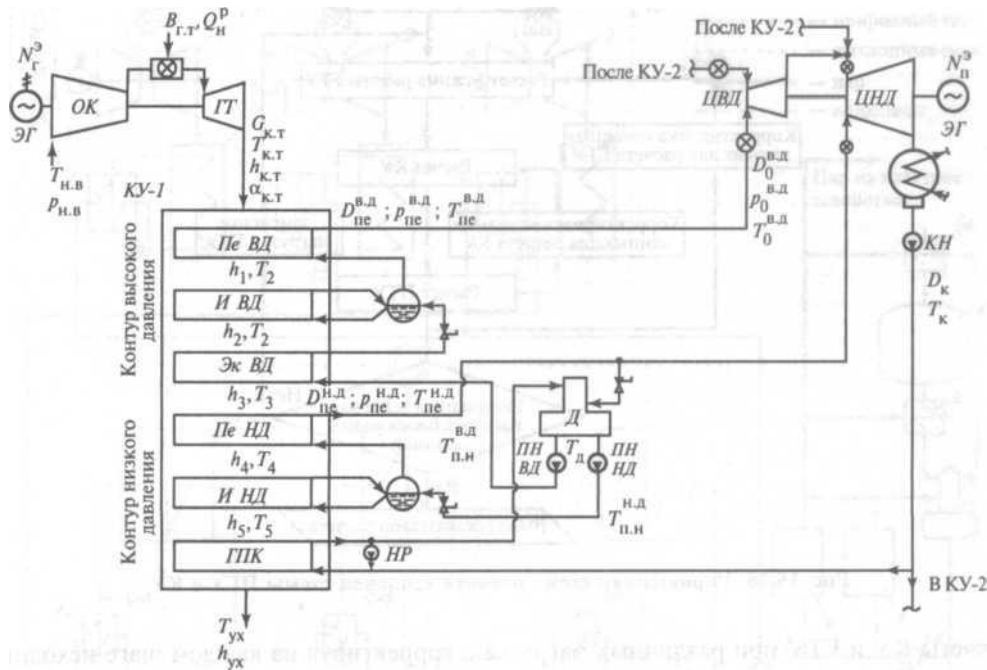


Рис. 15.17. Принципиальная тепловая схема ПГУ-540

балансов элементов тепловой схемы ПГУ-КЭС и выполняется для нескольких температур наружного воздуха;

конструкторский расчет осуществляется для определения структуры и конфигурации поверхностей нагрева КУ, характеристик отсеков проточной части паровой турбины, конденсатора и др. Он проводится индивидуально для каждого элемента схемы с учетом особенностей его работы при различных условиях: нагрузках, температурах наружного воздуха и др.;

проверочный расчет ПГУ-КЭС выполняется для определения показателей работы установки в различных режимах с учетом полученных в конструкторском расчете характеристик элементов схемы. Такая статическая модель энергоустановки позволяет определить показатели работы в одной точке поля режимов эксплуатации.

На рис. 15.17 в качестве примера приведена тепловая схема ПГУ-540 с двумя энергетическими модулями «ГТУ-КУ», генерирующими и подающими пар двух давлений в одну паротурбинную установку. Далее дана краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования ПГУ.

Энергетическая ГТУ типа ГТЭ-180 производства ОАО «ЛМЗ» укомплектована электрогенератором левого вращения с воздушным охлаждением типа ТЗФГ-220-2УЗ и выполнена по простой одновальной схеме с частотой вращения 3000 мин^{-1} . Она снабжена комплексным воздухоочистительным и шумоподавляющим устройством с запорным шибером, диффузором, соединяющим выхлоп ГТУ с газоходом КУ, и укомплектована автоматической системой управления тепловыми процессами.

Компрессор ГТУ 13-ступенчатый со степенью повышения давления воздуха $\pi_k = 15$, КПД его проточной части $\eta_k = 0,86$ (по ISO). Он имеет три поворотных направляющих аппарата, изменяющих расход воздуха через установку в диапазоне 70—100 % номинального без заметного снижения КПД.

Камеры сгорания — трубчато-кольцевые, двухтопливные, обеспечивающие высокие экологические показатели. Замена горелочных устройств осуществляется без вскрытия турбины.

Газовая турбина 4-ступенчатая с воздушным охлаждением; выходной диффузор ее неохлаждаемый.

Котел-утилизатор типа П-87 производства ОАО «Машиностроительный завод ЗИО-Подольск» горизонтального профиля, барабанный с естественной циркуляцией среды рассчитан на генерацию пара двух давлений. Тепловая схема КУ включает в себя (по ходу газов): пароперегреватель высокого давления (ВД), испаритель ВД, экономайзер ВД, пароперегреватель низкого давления (НД), испаритель НД, газовый подогреватель конденсата. Расходы и параметры пара КУ в расчетном

режиме следующие: $D_{\text{пе}}^{\text{В.Д}}$ и $D_{\text{пе}}^{\text{Н.Д}} = 69,7$ и $22,1$ кг/с; $p_{\text{пе}}^{\text{В.Д}}$ и $p_{\text{пе}}^{\text{Н.Д}} = 8,6$ и $0,68$ МПа; $T_{\text{пе}}^{\text{В.Д}}$ и $T_{\text{пе}}^{\text{Н.Д}} = 520$ и 232 °С.

Котел-утилизатор выполнен газоплотным, а поверхности нагрева его изготовлены в виде отдельных секций из труб с наружным спиральным оребрением. Они подвешены к собственному каркасу котла. Секции имеют следующие характеристики: наружный диаметр гладкой несущей трубы $d_n = 40$ мм; толщина стенки трубы $\delta_{\text{тр}} = 4$ мм; высота привариваемого ребра $h_p = 13$ мм; шаг ребер $b_p = 5$ мм; толщина ребра $\delta_p = 1$ мм; поперечный и продольный шаги труб $s_1 = 72$ мм, $s_2 = 85$ мм; высота трубы в секции $h_{\text{т.р}} = 21$ м; число труб в секции $n_{\text{т.р}} = 66$ шт.; площадь поверхности теплообмена секции $F_{\text{сек}} = 1351,1$ м².

Паровая турбина типа К-180-7,7 производства ОАО ЛМЗ двухцилиндровая с дроссельными и регулирующими клапанами ВД, двумя стопорными клапанами среднего давления, установленными на корпусе совмещенных ЦВД и ЦСД. Конструкция цилиндров упрощена из-за отсутствия регенеративных отборов пара. Номинальная мощность ПТ составляет 188 МВт при давлении в конденсаторе 6,1 кПа. Паротурбинная установка включает в себя конденсационное устройство, состоящее из двух конденсаторов типа КП-12360 и водоструйных эжекторов ЭВ-13-450 для отсоса воздуха из конденсатора. В схеме ПТУ предусмотрены три конденсатных насоса типа КсВ320-220 и два циркуляционных насоса технической воды типа Д15000-24 с общим расходом 30 000 м³/ч.

В *деаэрационно-питательной установке* предусмотрены два деаэратора с деаэрационными колонками ДП-500 и деаэрационными баками объемом $V_6 = 65$ м³. К каждому деаэратору подключено по три питательных насоса ВД типа ПЭНА-310-110 и по три питательных насоса НД типа ПЭНА-70-10.

Для обеспечения бескоррозионного режима работы газовых подогревателей конденсата КУ на каждом котле имеется по два насоса рециркуляции конденсата (НР) типа NRN-100-20.

Парогазовые установки с параллельной схемой работы. Эти ПГУ позволяют достаточно легко применить парогазовую технологию (прежде всего на пылеугольных энергоблоках). Такое техническое решение приводит к росту экономичности ТЭС, аналогичной экономичности установок с суперсверхкритическими параметрами пара и двойным промежуточным его перегревом.

Парогазовые установки этого типа состоят из паросиловой установки (ПСУ) обычной конфигурации с пылеугольным или газомазутным паровым котлом и

энергетического модуля «ГТУ-КУ», в котором генерируется пар, используемый в паровой турбине ПСУ (рис. 15.18). Тепловая схема ПГУ отличается большой автономностью ее элементов. Газотурбинная установка энергетического модуля (при наличии байпасного газохода КУ) может работать самостоятельно, как и паросиловая установка. Они связаны между собой только паропроводами пара, идущими от КУ, и коллекторами питательной воды и основного конденсата, часть которых используется для снижения температуры уходящих газов КУ примерно до 100 °С.

При работе по парогазовой схеме в зависимости от характеристик выхлопных газов ГТУ в КУ энергетического модуля можно генерировать пар с начальными параметрами пара ПСУ или параметрами его перед ЦСД ПТ. В первом случае этот пар смешивается со свежим паром энергетического парового котла и поступает в головную часть ПТ при максимальной ее нагрузке по пару. Паропроизводительность ПК снижается на 12—15% при незначительных изменении его экономичности и влиянии на режимы эксплуатации. Во втором случае пар КУ смешивается с паром после промежуточного перегревателя ПК и поступает в ЦСД паровой турбины.

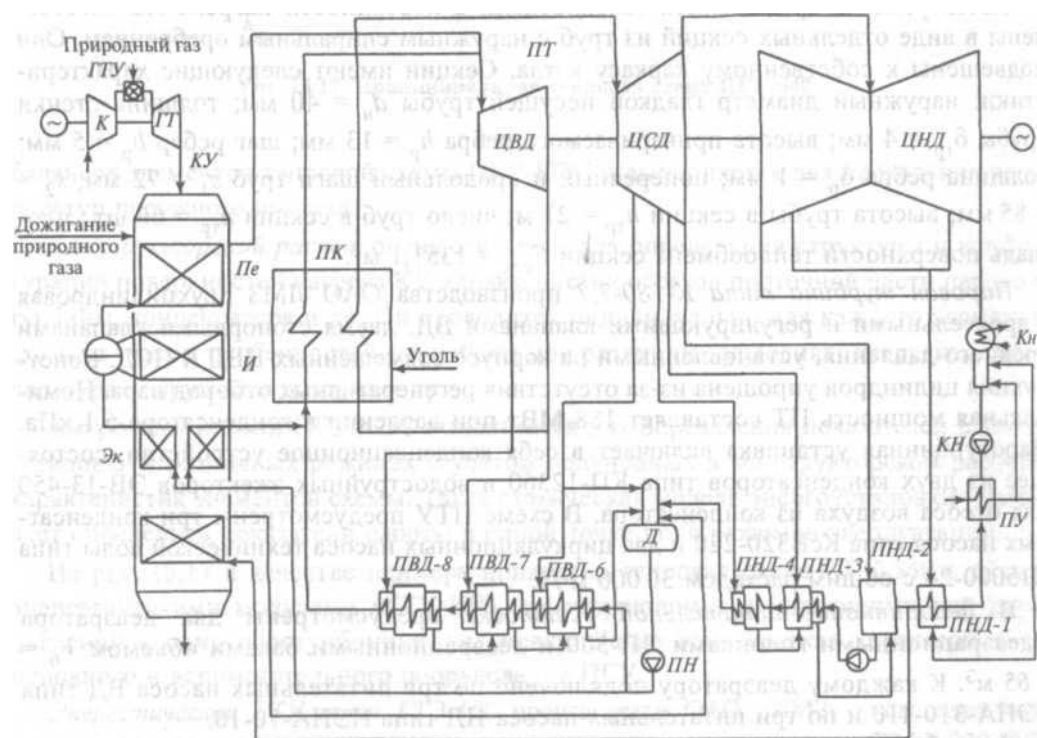


Рис. 15.18. Принципиальная тепловая схема пылеугольной ПГУ с параллельной схемой работы:

ПУ — подогреватель уплотнений

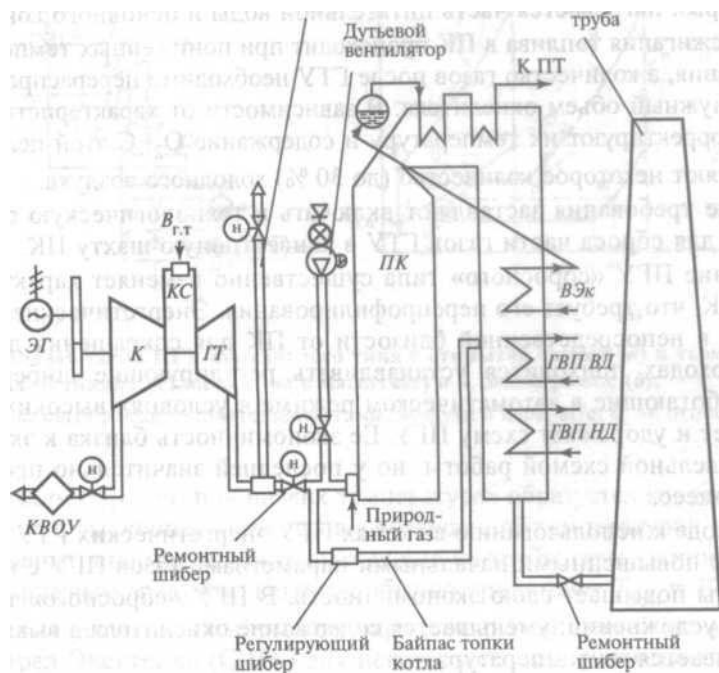


Рис. 15.19. Технологическая схема ПГУ «сбросного» типа Тюменской ТЭЦ-1, работающей на природном газе:

ВЭк — водяной экономайзер; ГВП ВД и ГВП НД — газодляные подогреватели высокого и низкого давлений

Парогазовая установка с параллельной схемой работы позволяет повысить экономичность ПСУ с блоками мощностью 200 и 300 МВт до 44—45 % при выработке электроэнергии в конденсационном режиме.

Парогазовые установки «сбросного» типа. Ранее было показано, что выхлопные газы ГТУ содержат до 16% кислорода и имеют температуру, достигающую 450—600 °С. Поэтому ими можно заменить горячий котловой воздух, используемый в горелках ПК после его подогрева в воздухоподогревателе.

В этих ПГУ (рис. 15.19) выхлопные газы ГТУ сбрасываются в горелки ПК и обеспечивают сжигание в топке требуемого количества природного газа, мазута или угольной пыли. Вид используемого в ПК ПГУ «сбросного» типа органического топлива зависит от минимально допустимого содержания O_2 в газах ГТУ при сжигании в топке, которое составляет 15,5—16 для углей, 14—15 для мазута и 13—14% для природного газа. Этот тип ПГУ необходимо применять в первую очередь на пылеугольных энергоблоках. Сжигание природного газа гораздо эффективнее в ГТУ ПГУ с котлом-утилизатором.

Воздухоподогреватель ПК в схеме ПГУ заменяют газодляными теплообменниками, в которых нагревается часть питательной воды и основного конденсата ПТУ.

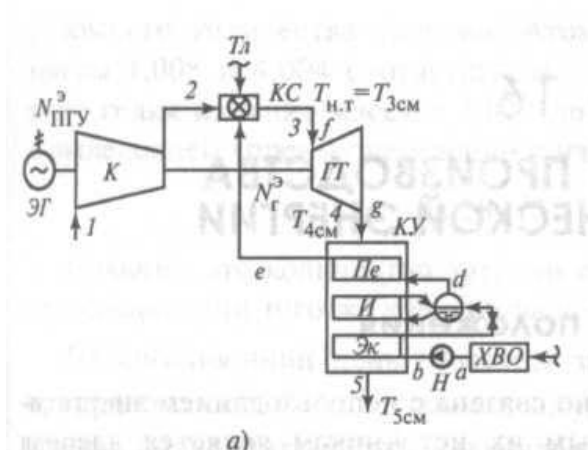
Процесс сжигания топлива в ПК происходит при пониженных температурах газов в ядре сжигания, а количество газов после ГТУ необходимо перераспределить, чтобы обеспечить нужный объем окислителя. В зависимости от характеристик выхлопных газов ГТУ корректируют их температуру и содержание O_2 . С этой целью в газовый тракт добавляют некоторое количество (до 30 %) холодного воздуха.

Указанные требования заставляют включать в технологическую схему байпасный газопровод для сброса части газов ГТУ в конвективную шахту ПК.

Применение ПГУ «сбросного» типа существенно изменяет характер топочных процессов ПК, что требует его перепрофилирования. Энергетические ГТУ должны размещаться в непосредственной близости от ПК для сокращения длины газопроводов. На газопроводах приходится устанавливать регулирующие шиберы большого диаметра, работающие в автоматическом режиме в условиях высоких температур, что усложняет и удорожает схему ПГУ. Ее экономичность близка к экономичности ПГУ с параллельной схемой работы, но у последней значительно проще технологический процесс.

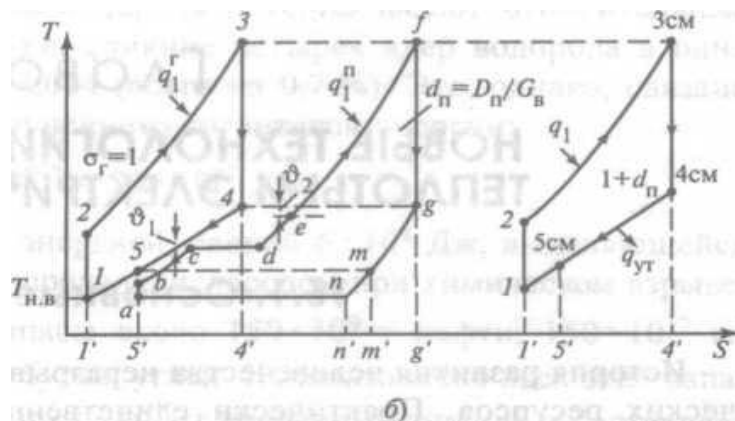
При переходе к использованию в схемах ПГУ энергетических ГТУ высокой экономичности с повышенными начальными параметрами газов ПГУ с параллельной схемой работы повышает свою экономичность. В ПГУ «сбросного» типа это приводит к ряду усложнений: уменьшается содержание окислителя в выхлопных газах ГТУ, увеличивается их температура.

ПГУ с впрыском пара в КС ГТУ. Парогазовые установки с впрыском пара в камеры сгорания ГТУ (ПГУ ВП) рассчитаны на совместное использование в энергетической ГТУ газов и пароводяного рабочего тела, которые в виде парогазовой смеси расширяются в газовой турбине установки. Ввод в ГТУ дополнительного рабочего тела — пара превращает энергетическую ГТУ в парогазовую установку. Пароводяное рабочее тело



сжимается при относительно малой работе сжатия. Избыток воздуха снижается, и уменьшается работа сжатия в компрессоре ГТУ.

Существует ряд вариантов тепловых схем ПГУ ВП. Они могут быть выполнены с открытой схемой при отводе парогазовой смеси в атмосферу и потере водяного пара, а также с конденсацией выходящих водяных паров в конденсационном устройстве. Парогазовые установки с впрыском пара с открытой схемой являются установками, вырабатывающими только электроэнергию. Установки с конденсацией водяных паров и возвратом в цикл конденсата пара дополнительно отпускают теплоту охлаждаемых уходящих газов.



На рис. 15.20 приведены тепловая схема и термодинамический цикл ПГУ с открытой схемой в T, S -диаграмме. Основными элементами являются

15.20. Тепловая схема ПГУ контактного типа с открытой схемой (а) и термодинамический цикл Брайтона—Ренкина установки (не в масштабе) в T, S -диаграмме (б):

G_r, G_B, D_n — массовый расход соответственно газов, воздуха и пара, кг/с; d_n — относительный расход пара, кг/кг

энергетическая ГТУ и котел-утилизатор, в котором из питательной воды после химводоочистки генерируется перегретый пар, вводимый затем в камеры сгорания ГТУ. Давление впрыскиваемого пара, как и давление сжатого воздуха, несколько выше давления парогазовой смеси перед ГТ. Воздух и пар нагреваются в КС при сжигании топлива до начальной температуры газов $T_3 = T_f = T_{3см}$. Выхлопные газы ГТ охлаждаются в области поверхностей нагрева КУ от температуры $T_{4см}$ до $T_{5см}$ и направляются в дымовую трубу. Процесс утилизации теплоты этих газов ограничивается минимальным значением температуры $T_{5см}$. Эта температура влияет на характеристики системы двояким образом: при низких температурах образуется конденсат, вызывающий коррозию, и выхлопная струя газов с повышенной температурой порождает проблему ухудшения видимости, когда выходящие из трубы газы смешиваются с более холодным наружным воздухом. Поэтому обычно принимают $T_{5см} = 125 \div 135 \text{ }^\circ\text{C}$.

Парогазовые установки с впрыском пара с открытой схемой применяются фирмой «Дженерал Электрик» (США) для некоторых типов энергетических ГТУ. Они известны под названием STIG (STeam Injection Gas turbine).

Ранее было показано, что многоступенчатая ГТ при работе с компрессором действует как сопло критического истечения и при эксплуатации осевого компрессора значение π_k определяется пропускной способностью ГТ. Увеличение расхода парогазовой смеси через ГТ из-за добавочной доли впрыскиваемого пара $d_n = D_n/G_B$, кг/кг, приводит к повышению сопротивления на выходе из компрессора, т.е. к увеличению степени сжатия π_k . Повышение мощности ГТ из-за дополнительного впрыска пара компенсирует увеличенную работу сжатия.

Увеличение расхода газов через ГТ при впрыске пара ($d_n = 0,1 \div 0,3$ кг/кг) переводит режимную точку установки ближе к границе помпажа, поэтому значение π_k стараются поддерживать постоянным, увеличивая проходное сечение проточной части ГТ или снижая объемный расход воздуха через компрессор с помощью его направляющих аппаратов.

Тепловую схему ПГУ ВП совершенствуют, применяя предвключенную паровую турбину, работающую на впрыскиваемом паре, и конденсатор контактного типа для возврата водяных паров в цикл.

Два комбинированных режима с ГТУ: 1. Совместно с ГТЭС и с дожигом («Сбросной» режим). В данном режиме выхлопные газы ГТУ поступают в котёл через горелки (~ 40% от их общего расхода) и через сбросные сопла в верхнюю часть топки (~ 60% от общего расхода). Одновременно на горелки котла подаётся газ, для сжигания которого, используется остаточный кислород, содержащийся в выхлопных газах газовой турбины.

В комбинированном режиме дутьевой вентилятор не работает. Удаление дымовых газов производится дымососом ВДН-18Ф.

Утилизируемое тепло от ГТУ позволяет снизить расход топлива на котёл до 30% (диапазон нагрузок 15÷50т/ч); 2. Утилизационный режим. Котёл работает только на тепле выхлопных газов ГТУ (490 – 510 °С; 32 кг/сек) без дополнительного сжигания топлива в горелках (диапазон нагрузок 15÷17т/ч). Сброс выхлопных газов от ГТУ осуществляется так же как и в «Сбросном» режиме. Дутьевой вентилятор не работает, удаление дымовых газов производится дымососом ВДН-18Ф.

вращения 1000 об/мин не превышает 100 сек. Номинальные параметры топливного газа на входе в двигатель составляют: Температура, °С 5÷50 Давление (изб), МПа 1,57÷1,76 Двигатель запускается турбинным стартером, рабочим телом для которого используется природный газ с давлением 392-490 кПа (4-5 кгс/см²) и температурой 5-50 °С или воздух с тем же давлением и температурой 100-150 °С. Мощность собственных нужд ГТЭС не превышает 50 кВт.

Проведённая реконструкция позволит снизить выбросы:

- окислов азота NO₂ – с 326,3 до 191,4 т/год (с 19,5 до 11,1 г/с), NO – с 53,0 до 31,1 т/год;
- окислов серы SO₂ – с 1091,0 до 277,7 т/год (с 170,0 до 87,5 г/с);
- мазутной золы – с 4,7 до 0,17 т/год.

Снижение выбросов SO₂ и мазутной золы обусловлено, прежде всего, тем, что новое оборудование работает только на природном газе, мазут же остался лишь в качестве резервного топлива надвух оставшихся котлах типа ГМ-50-1.

МОДУЛЬ 3

ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Раздел 8

История развития топливных элементов.

Топливные элементы относятся к химическим источникам тока. Они осуществляют прямое превращение энергии топлива в электричество минуя малоэффективные, идущие с большими потерями, процессы горения. Это электрохимическое устройство в результате высокоэффективного «холодного» горения топлива непосредственно вырабатывает электроэнергию. Биохимики установили, что биологический водородно-кислородный топливный элемент «вмонтирован» в каждую живую клетку. Источником водорода в организме служит пища – жиры, белки и углеводы. В желудке, кишечнике, клетках она в конечном счете раскладывается до мономеров, которые, в свою очередь, после ряда химических превращений дают водород, присоединенный к молекуле-носителю. Кислород из воздуха попадает в кровь через легкие, соединяется с гемоглобином и разносится по всем тканям. Процесс соединения водорода с кислородом составляет основу биоэнергетики организма. Здесь, в мягких условиях (комнатная температура, нормальное давление, водная среда), химическая энергия с высоким КПД преобразуется в тепловую, механическую (движение мышц), электричество (электрический скат), свет (насекомые излучающие свет). Человек в который раз повторил созданное природой устройство получения энергии. В то же время этот факт говорит о перспективности направления. Все процессы в природе очень рациональны, поэтому шаги по реальному использованию ТЭ вселяют надежду на энергетическое будущее. Что горит в топливном элементе? Ископаемое топливо (уголь, газ и нефть) состоит в основном из углерода. При

сжигании атомы топлива теряют электроны, а атомы кислорода воздуха приобретают их. Так в процессе окисления атомы углерода и кислорода соединяются в продукты горения – молекулы углекислого газа. Этот процесс идет энергично: атомы и молекулы веществ, участвующих в горении, приобретают большие скорости, а это приводит к повышению их температуры. Они начинают испускать свет – появляется пламя. Химическая реакция сжигания углерода имеет вид: $C + O_2 = CO_2 + \text{тепло}$ В процессе горения химическая энергия переходит в тепловую энергию благодаря обмену электронами между атомами топлива и окислителя. Этот обмен происходит хаотически Горение – обмен электронов между атомами, а электрический ток – направленное

движение электронов. Если в процессе химической реакции заставить электроны совершать работу, то температура процесса горения будет понижаться. В ТЭ электроны отбираются у реагирующих веществ на одном электроде, отдают свою энергию в виде электрического тока и присоединяются к реагирующим веществам на другом.

Основа любого ХИТ – два электрода соединенные электролитом. ТЭ состоит из анода, катода и электролита (см. гл. 2). На аноде окисляется, т.е. отдает электроны, восстановитель (топливо СО или Н₂), свободные электроны с анода поступают во внешнюю цепь, а положительные ионы удерживаются на границе анод-электролит

(СО⁺, Н⁺). С другого конца цепи электроны подходят к катоду, на котором идет реакция восстановления (присоединение электронов окислителем О₂⁻). Затем ионы окислителя переносятся электролитом к катоду. В ТЭ вместе сведены вместе три фаз физико-химической системы:

- □ газ (топливо, окислитель);
- □ электролит (проводник ионов);
- □ металлический электрод (проводник электронов).

В ТЭ происходит преобразование энергии окислительно-восстановительной реакции в электрическую, причем, процессы окисления и восстановления пространственно разделены электролитом. Электроды и электролит в реакции не участвуют, но в реальных конструкциях со временем загрязняются примесями топлива. Электрохимическое горение может идти при невысоких температурах и практически без потерь. ТЭ оказывается «всеядным». Усложняет использование ТЭ то, что для них топливо необходимо «готовить». Для ТЭ получают водород путем конверсии органического топлива или газификации угля. Поэтому структурная схема электростанции на ТЭ, кроме батарей ТЭ, преобразователя постоянного тока в переменный и вспомогательного оборудования включает блок получения водорода.

История развития топливных элементов

Первым источником тока, после изобретения электрофорной машины, был элемент Вольта, названный в честь своего создателя Вольтов столб — применявшееся на заре электротехники устройство для получения электричества.

В 1800 году итальянский учёный Алессандро Вольта опустил в банку с кислотой две пластинки —цинковую и медную — и соединил их проволокой. После этого цинковая пластина начала растворяться, а на медной стали выделяться пузырьки газа. Вольта предположил и показал, что по проволоке протекает электрический ток.

Так был изобретён «элемент Вольта» — первый гальванический элемент. Для удобства Вольта придал ему форму вертикального цилиндра (столба), состоящего из соединённых между собой колец цинка, меди и сукна, пропитанных кислотой. Вольтов столб высотой в полметра развивал напряжение, чувствительное для человека.

Извещение об открытии было опубликовано в письме Вольта президенту Лондонского Королевского общества Бэнксу и произвело сенсацию не только в научном мире. Наполеон пригласил Вольта в Париж, лично присутствовал на демонстрации опыта, осыпал наградами и почестями.

Благодаря этим первым батареям постоянного тока были немедленно сделаны два выдающихся открытия:

Электролиз: в том же 1800 году Никольсон и Карлайл разложили воду на водород и кислород, а Дэви в 1807 году открыл металлический калий. Электрическая дуга. В 1803 году русский физик Василий Петров создал самый мощный в мире вольтов столб, составленный из 4 200 медных и цинковых кругов и развивающий напряжение до 2 500 вольт. С помощью этого прибора ему удалось открыть такое важное явление, как электрическая дуга, применяемая в электросварке; а в Российской армии стал применяться электрический запал пороха и взрывчатки.

1839: Кристиан Шёнбейн публикует принципы работы топливного элемента в «Философском журнале».

1839: Топливные элементы были открыты еще в далеком 1839 году сэром Вильямом Гроувом, когда он изучал электролиз воды — разложение воды на водород и кислород посредством электрического тока. Отключив от электролитической ячейки батарею, Гроув с удивлением обнаружил, что электроды начали поглощать выделившийся газ и вырабатывать ток, что процесс электролиза обратим, т. е. водород и кислород можно объединять в молекулы воды без горения, но с выделением тепла и электрического тока.

Открытие процесса электрохимического "холодного" горения водорода стало знаменательным событием в энергетике, и в дальнейшем такие известные электрохимики, как Оствальд и Нернст, сыграли большую роль в развитии теоретических основ и практической реализации топливных элементов и предсказали им большое будущее.

Сам термин "топливный элемент" (Fuel Cell) появился позднее - он был предложен в 1889 году Людвигом Мондом и Чарльзом Лангером, пытавшимися создать устройство для выработки электричества из воздуха и угольного газа. Немного ранее, в 1874г., Жюль Верн в романе «Таинственный остров» предсказал нынешнюю энергетическую ситуацию, написав, что «Вода в один прекрасный день будет использоваться в качестве топлива, применяться будут водород и кислород, из которых она состоит».

1893: Вильгельм Оствальд экспериментально определил взаимосвязь различных компонентов в топливных элементах. Им была сформулирована идея использования ТЭ в большой энергетике. Позднее получила развитие идея создания эффективных источников автономной энергии на основе топливного элемента.

После этого предпринимались неоднократные попытки использовать уголь в качестве активного вещества в ТЭ. В 30-е годы немецкий исследователь Э. Бауэр создал лабораторный прототип ТЭ с твердым электролитом для прямого анодного окисления угля. В это же время исследовались кислородно-водородные ТЭ. 1955: Томас Грубб модифицировал конструкцию топливного элемента, применив сульфированную ионообменную мембрану из полистирола в качестве электролита. 1958: Леонард Нидрах разработал способ нанесения платины на мембрану, после чего топливный элемент с такой мембраной стал известен как топливный элемент Грубба-Нидраха. 1958: Американская компания Allis-Chalmers продемонстрировала первый трактор «D-12» на топливных элементах.[11]. 1959: Фрэнсис Томас Бэкон построил элемент Бэкона, первый практичный 5-киловаттный водородо-воздушный топливный элемент КПД 80 % для питания сварочной машины. Но установка работала на чистом водороде и кислороде, но

отношение мощности к весу батареи оказалось слишком малым - такие элементы были слишком громоздкими из-за использования высокого давления газов (2...4 МПа) и слишком дорогими. С 1955 года в США К. Кордеш разрабатывал низкотемпературные кислородно-водородные ТЭ. В них использовались угольные электроды с платиновыми катализаторами. В Германии Э. Юст работал над созданием неплатиновых катализаторов.

Развитие топливных элементов энергично продолжалось как за рубежом, так и в России, а далее и в СССР. Среди ученых, сделавших большой вклад в изучение топливных элементов, отметим В. Жако, П. Яблочкова, Ф. Бэкона, Э. Бауэра, Э. Юсти, К. Кордеша. В середине прошлого столетия начался новый штурм проблем топливных элементов. Частично это объясняется появлением новых идей, материалов и технологий в результате оборонных исследований. Одним из ученых, сделавших крупный шаг в развитие топливных элементов, был П. М. Спиридонов. Водород-кислородные элементы Спиридонова давали плотность тока 30 мА/см², что для того времени считалось большим достижением. В сороковые годы О. Давтян создал установку для электрохимического сжигания генераторного газа, получаемого газификацией углей. С каждого кубометра объема элемента Давтян получил 5 кВт мощности. Это был первый топливный элемент на твердом электролите. Он имел высокий КПД, но со временем электролит приходил в негодность, и его нужно было менять. Впоследствии Давтян в конце пятидесятых годов создал мощную установку, приводящую в движение трактор. В те же годы английский

инженер Т. Бэкон сконструировал и построил батарею топливных элементов общей мощностью 6 кВт и КПД 80 %, работающую на чистом водороде и кислороде, но отношение мощности к весу батареи оказалось слишком малым -такие элементы были непригодны для практического применения и слишком дорогими.

1960: Компания «Allis-Chalmers» построила первый вилочный погрузчик на топливных элементах.[12]

1964: Компания «Allis-Chalmers» построила 750-ваттный топливный элемент для одноместного подводного исследовательского судна.[13]

1965: Первое коммерческое применение топливных элементов в проекте «Джемини».

После 1960 года были созданы демонстрационные и рекламные образцы. Первое практическое применение ТЭ нашли на космических кораблях «Аполлон». Они были основными энергоустановками для питания бортовой аппаратуры и обеспечивали космонавтов водой и теплом. На корабле «Apollo» были использованы три установки мощностью 1,5 кВт (пиковая мощность 2,2 кВт), использующие криогенный водород и кислород для производства электроэнергии, тепла и воды. Масса каждой установки составляла 113 кг. Эти три ячейки работали параллельно, но энергии, вырабатываемой одной установкой, было достаточно для безопасного возвращения. В течение 18 полетов топливные элементы наработали в общей сложности 10 000 часов без каких-либо отказов. В настоящее время топливные элементы применяются в космических кораблях многоразового использования «Space Shuttle», где используются три установки мощностью 12 Вт, которые вырабатывают всю электрическую энергию на борту космического корабля. Вода, получаемая в результате электрохимической реакции, используется в качестве питьевой, а также для охлаждения оборудования. Основными областями использования автономных установок с ТЭ были военные и военно-морские применения. В конце 60-х годов объем исследований по ТЭ сократился, а после 80-х вновь возрос применительно к большой энергетике. Фирмой VARTA разработаны ТЭ с использованием двухсторонних газодиффузионных электродов. Электроды такого типа называют «Янус». Фирма Siemens разработала электроды с удельной мощностью до 90 Вт/кг. В США работы по кислородно-водородным элементам проводит United Technology Corp. В большой энергетике очень перспективно применение ТЭ для крупномасштабного накопления энергии, например, получение водорода. Возобновляемые источники энергии (солнце и ветер) отличаются рассредоточенностью. Их серьезное использование, без которого в будущем не обойтись, немыслимо без емких аккумуляторов, запасующих энергию в той или иной форме. Проблема накопления актуальна уже сегодня: суточные и недельные колебания нагрузки энергосистем заметно снижают их эффективность и требуют так называемых маневренных мощностей. Один из вариантов электрохимического накопителя энергии – топливный элемент в сочетании с электролизерами и газгольдерами.

Первое поколение ТЭ

Наибольшего технологического совершенства достигли среднетемпературные ТЭ первого поколения, работающие при температуре 200...230°C на жидком топливе, природном газе либо на техническом водороде*. Электролитом в них служит фосфорная кислота, которая заполняет пористую углеродную матрицу. Электроды выполнены из углерода, а катализатором является платина (платина используется в количествах порядка нескольких граммов на киловатт мощности). Одна таких электростанций введена в строй в штате Калифорния 1991 году. Она состоит из восемнадцати батарей массой по 18 т каждая и размещается в корпусе диаметром чуть более 2 м и высотой около 5 м. Продумана процедура замены батареи с помощью рамной конструкции движущейся по рельсам.

Две электростанции на ТЭ США поставили в Японию. Первая из них была пущена еще в начале 1983 года. Эксплуатационные показатели станции соответствовали

расчетным. Она работала с нагрузкой от 25 до 80% от номинальной. КПД достигал 30...37% – это близко к современным крупным ТЭС. Время ее пуска из холодного состояния – от 4 ч до 10 мин., а продолжительность изменения мощности от нулевой до полной составляет всего 15 с.

Раздел 9. Электростанции на топливных элементах.

Сейчас в разных районах США испытываются небольшие теплофикационные установки мощностью по 40 кВт с коэффициентом использования топлива около 80%. Они могут нагревать воду до 130°C и размещаются в прачечных, спортивных комплексах, на пунктах связи и т.д. Около сотни установок уже проработали в общей сложности сотни тысяч часов. Экологическая чистота электростанций на ТЭ позволяет размещать их непосредственно в городах. Первая топливная электростанция в Нью-Йорке, мощностью 4,5 МВт, заняла территорию в 1,3 га. Теперь для новых станций с мощностью в два с половиной раза большей нужна площадка размером 30х60 м. Строятся несколько демонстрационных электростанций мощностью по 11 МВт. Поражают сроки строительства (7 месяцев) и площадь (30х60 м), занимаемая электростанцией.

Расчетный срок службы новых электростанций – 30 лет. Второе и третье поколение ТЭ

Лучшими характеристиками обладают уже проектирующиеся модульные установки мощностью 5 МВт со среднетемпературными топливными элементами второго поколения. Они работают при температурах 650...700°C. Их аноды делают из спеченных частиц никеля и хрома, катоды – из спеченного и окисленного алюминия, а электролитом служит расплав смеси карбонатов лития и калия. Повышенная температура помогает решить две крупные электрохимические проблемы:

- снизить «отравляемость» катализатора окисью углерода;
- повысить эффективность процесса восстановления окислителя на катоде.

Еще эффективнее будут высокотемпературные топливные элементы третьего поколения с электролитом из твердых оксидов (в основном двуокиси циркония). Их рабочая температура – до 1000°C. КПД энергоустановок с такими ТЭ близок к 50%. Здесь в качестве топлива пригодны и продукты газификации твердого угля со значительным содержанием окиси углерода. Не менее важно, что сбросовое тепло высокотемпературных установок можно использовать для производства пара, приводящего в движение турбины электрогенераторов. Фирма Vestingaus занимается топливными элементами на твердых оксидах с 1958 года. Она разрабатывает энергоустановки мощностью 25...200 кВт, в которых можно использовать газообразное топливо из угля. Готовятся к испытаниям

экспериментальные установки мощностью в несколько мегаватт. Другая американская фирма Engelgurd проектирует топливные элементы мощностью 50 кВт работающие на метаноле с фосфорной кислотой в качестве электролита. В создание ТЭ включается все больше фирм во всем мире. Американская United Technology и японская Toshiba образовали корпорацию International Fuel Cells. В Европе топливными элементами занимаются бельгийско-нидерландский консорциум Elenko, западногерманская фирма Siemens, итальянская Fiat, английская Jonson Metju.

Программа —Буран! также не обошлась без них: были разработаны щелочные 10кВт-ные топливные элементы. А ближе к концу века топливные элементы пересекли нулевую высоту над уровнем моря - на их основе разработано электроснабжение немецкой подводной лодки. Возвращаясь на Землю, в 2009 году в США запустили в эксплуатацию первый локомотив. Естественно, на топливных элементах.

Виды ТЭ

Топливные элементы классифицируются по электролиту и виду топлива.

1.Твердополимерные водород-кислородные электролитные.

2. Твердополимерные метанольные топливные элементы.
3. Элементы на щелочном электролите.
4. Фосфорно-кислотные топливные элементы.
5. Топливные элементы на расплавленных карбонатах.

6. Твердооксидные топливные элементы. При обычном горении в кислороде протекает окисление органического топлива, и химическая энергия топлива неэффективно переходит в тепловую энергию. Но оказалось возможным реакцию окисления, например водорода с кислородом, провести в среде электролита и при наличии электродов получить электрический ток. Например, подавая водород к электроду, находящемуся в щелочной среде, получим электроны:

$2\text{H}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow 4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ - которые, проходя по внешней цепи, поступают на противоположный электрод, к которому поступает кислород и где происходит реакция:

$4\text{e}^- + \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{OH}^-$ Видно, что результирующая реакция $2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$ - такая же, что и при обычном горении, но в топливном элементе, или иначе - в электрохимическом генераторе, получается электрический ток с большой эффективностью и частично тепло. Отметим, что в топливных элементах в качестве горючего могут также применяться уголь, окись углерода, спирты, гидразин, другие органические вещества, а в качестве окислителей - воздух, перекись водорода, хлор, бром, азотная кислота и т.д.

В топливном элементе в отличие от батареек и аккумуляторов - и горючее, и окислитель подаются в него извне. Топливный элемент является только посредником в реакции и в идеальных условиях мог бы работать практически вечно. Красота этой технологии в том, что фактически в элементе происходит сжигание топлива и непосредственное превращение выделяющейся энергии в электричество. При прямом сжигании топлива оно окисляется кислородом, а выделяющееся при этом тепло идет на совершение полезной работы. В топливном элементе, как и в батарейках, реакции окисления топлива и восстановления кислорода пространственно разделены, и процесс "сжигания" протекает, только если элемент отдает ток в нагрузку. Это все равно что дизельный электрогенератор, только без дизеля и генератора. А также без дыма, шума, перегрева и с намного более высоким КПД. Последнее объясняется тем, что, во-первых, нет промежуточных механических устройств и, во-вторых, топливный элемент не является тепловой машиной и вследствие этого не подчиняется закону Карно (то есть, его эффективность не определяется разницей температур). В качестве окислителя в топливных элементах применяется кислород. Причем, поскольку кислорода вполне достаточно в воздухе, то волноваться о подаче окислителя не надо. Что касается топлива, то им является водород. Итак, в топливном элементе протекает реакция:



В итоге получается полезная энергия и водяной пар. Самым простым по своему устройству является топливный элемент с протонообменной мембраной. Работает он следующим образом: попадающий в элемент водород разлагается под действием катализатора на электроны и положительно заряженные ионы водорода H^+ . Затем в действие вступает специальная мембрана, исполняющая здесь роль электролита в обычной батарейке. В силу своего химического состава она пропускает через себя протоны, но задерживает электроны. Таким образом, скопившиеся на аноде электроны создают избыточный отрицательный заряд, а ионы водорода создают положительный заряд на катоде (напряжение на элементе получается порядка 1В). Для создания большой

мощности, топливный элемент собирают из множества ячеек. Если включить элемент в нагрузку, то электроны потекут через нее к катоду, создавая ток и завершая процесс окисления водорода кислородом. В качестве катализатора в таких топливных элементах как правило применяются микрочастицы платины, нанесенные на углеродное волокно. Благодаря своей структуре такой катализатор хорошо пропускает газ и электричество. Мембрана как правило производится из серосодержащего полимера

нафиона. Толщина мембраны равна десятым долям миллиметра. При реакции, конечно, выделяется и тепло, но его не так уж много, так что рабочая температура поддерживается в области 40-80°C.

МОДУЛЬ 4 УЛАВЛИВАНИЕ УГЛЕРОДА

Улавливание и хранение двуокиси углерода (CO₂) — УХУ— это процесс, включающий отделение CO₂ от промышленных и энергетических источников,

Таблица РП.1. Характеристики по виду процесса или промышленной деятельности мировых крупных стационарных источников CO₂, выбросы которых превышают 0,1 млн тонн CO₂ (MтCO₂) в год.

Процесс	Количество источников	Выбросы (MтCO ₂ /год ¹)
Ископаемое топливо		
Энергетика	4 942	10 539
Производство цемента	1 175	932
Нефтеочистительные заводы	638	798
Сталелитейная промышленность	269	646
Нефтехимическая промышленность	470	379
Переработка нефти и газа	Данные отсутствуют	50
Другие источники	90	33
Биомасса		
Биоэтанол и биоэнергетика	303	91
Итого	7 887	13 468

транспортировку к месту хранения и долгосрочную изоляцию от атмосферы. В этом докладе УХУ рассматривается как вариант в рамках мер по смягчению воздействий, направленных на стабилизацию атмосферных концентраций парниковых газов. Другие варианты смягчения воздействий включают повышение энергетического КПД, переход на менее углеродоемкие виды топлива, атомную энергию, возобновляемые источники энергии, совершенствование биологических поглотителей и сокращение выбросов парниковых газов, иных нежели CO₂. УХУ характеризуется наличием потенциала для уменьшения общей стоимости мер по смягчению воздействий и повышению гибкости при обеспечении сокращений выбросов парниковых газов. Широкомасштабное применение УХУ будет зависеть от технической зрелости, стоимости, общего потенциала, распространения и передачи технологии развивающимся странам и их способности применять данную технологию, нормативных аспектов, вопросов, касающихся окружающей среды, и общественного восприятия. К числу крупных точечных источников CO₂ относятся крупные энергоустановки на ископаемом топливе или биомассе, основные отрасли промышленности, являющиеся источником выбросов CO₂, производство природного газа, установки по производству синтетического топлива и установки по производству водорода на ископаемом топливе (см. таблицу РП.1). Потенциальными техническими видами хранения являются: геологическое хранение (в геологических формациях, таких как нефтяные и газовые месторождения, не имеющие промышленного значения угольные пласты и глубоко залегающие соленосные формации³), хранение в океане (прямой выброс в столб океанской воды или в морскую впадину) и промышленная фиксация CO₂ в неорганических карбонатах. В этом докладе также рассматриваются промышленные виды использования CO₂, однако считается, что оно не будет в значительной мере способствовать сокращению выбросов CO₂ (см. рисунок РП.1)

(разделы 1.2, 1.4, 2.2, таблица 2.3).

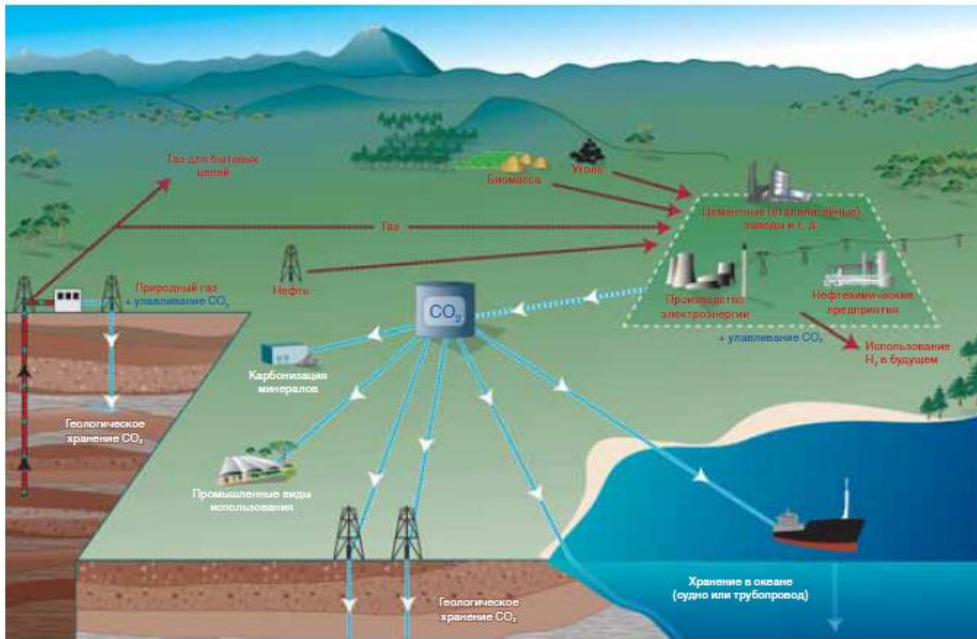


Рисунок РП.1. Схематическая диаграмма возможных систем УХУ, показывающая источники, к которым могло бы применяться УХУ, варианты транспортировки и хранения CO₂. (С разрешения ОЦИТНГ.)

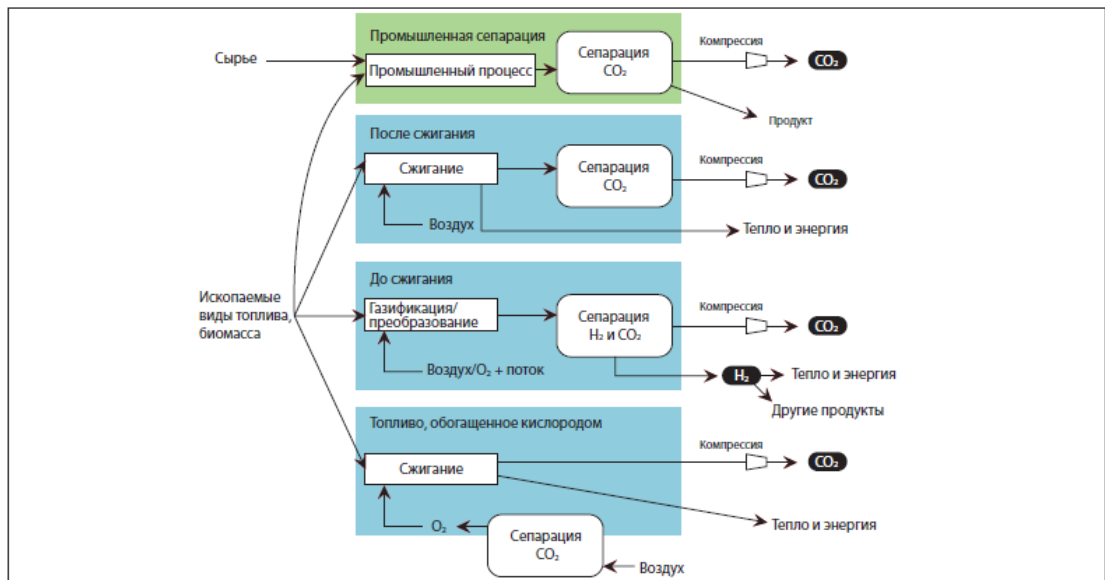


Рисунок РП.3. Схематическое представление систем улавливания. Виды топлива и продукции показаны для сжигания с обогащением топлива кислородом, для систем улавливания до сжигания (включая производство водорода и удобрений), после сжигания и промышленных источников CO₂ (включая установки для переработки природного газа и производства стали и цемента) [на основе рисунка 3.1]. (С разрешения ОЦИТПГ.)

Цель улавливания CO₂ заключается в создании концентрированного потока CO₂ высокого давления, который можно легко транспортировать к месту хранения. Хотя, в принципе, весь газовый поток, содержащий низкие концентрации CO₂, можно транспортировать и закачивать под землю, расходы на энергию и другие связанные с этим расходы, как правило, делают подобный подход непрактичным. Поэтому для целей транспортировки и хранения необходимо создавать почти чистый поток CO₂. Сегодня уже функционируют применения для сепарации CO₂ в крупных промышленных установках, включая установки для переработки природного газа и производства аммиака. В настоящее время CO₂, как правило, абсорбируется для очистки других потоков промышленных газов. Абсорбция используется для целей хранения лишь в нескольких случаях; чаще всего CO₂ выбрасывается в атмосферу.

Процессы улавливания всегда применялись для получения коммерчески выгодных количеств CO₂ из потоков дымовых газов, образующихся в результате сжигания угля или природного газа.

Сегодня, однако, на крупных энергоустановках (например 500 МВт) отсутствуют какие-либо применения для улавливания CO₂. В зависимости от указанного процесса или применения энергоустановки существуют три основные концепции улавливания CO₂, образующегося из первичного ископаемого топлива (уголь, природный газ или нефть), биомассы или смеси этих видов топлива. Системы улавливания *после сжигания* отделяют CO₂ от дымовых газов, образующихся в воздухе в результате сжигания первичного топлива. В этих системах обычно используется жидкий растворитель для захвата небольшой доли CO₂ (обычно 3–15 % по объему), присутствующего в потоке дымового газа, в котором главной составляющей является азот (из воздуха). В современной энергоустановке, работающей на угольной пыли (УП) или энергоустановке с комбинированным циклом природного газа (КЦПГ), в существующих в настоящее время системах улавливания после сжигания обычно применяется органический растворитель, такой как моноэтаноламин (МЕА). В системах улавливания *до сжигания* осуществляется обработка первичного топлива в реакторе с потоком, насыщенным воздухом или кислородом, для создания смеси, состоящей главным образом из окиси углерода и водорода («синтетический газ»). Дополнительный водород наряду с CO₂ образуется в результате реакции окиси углерода с потоком во вторичном реакторе («смещенный реактор»).

После этого получившаяся смесь водорода и CO₂ может быть разделена на газовый поток CO₂ и поток водорода. Если CO₂ подлежит хранению, водород является безуглеродным энергоносителем, который может сжигаться для получения электроэнергии и/или теп ла. Хотя первоначальные этапы преобразования топлива являются более сложными и дорогостоящими по сравнению с системами, действующими после сжигания,

образующиеся при помощи смещенного реактора высокие концентрации CO₂ (обычно 15–60 % по объему на сухой основе) и высокое давление, весьма характерные для этих применений, создают более благоприятные условия для сепарации CO₂. Улавливание до сжигания

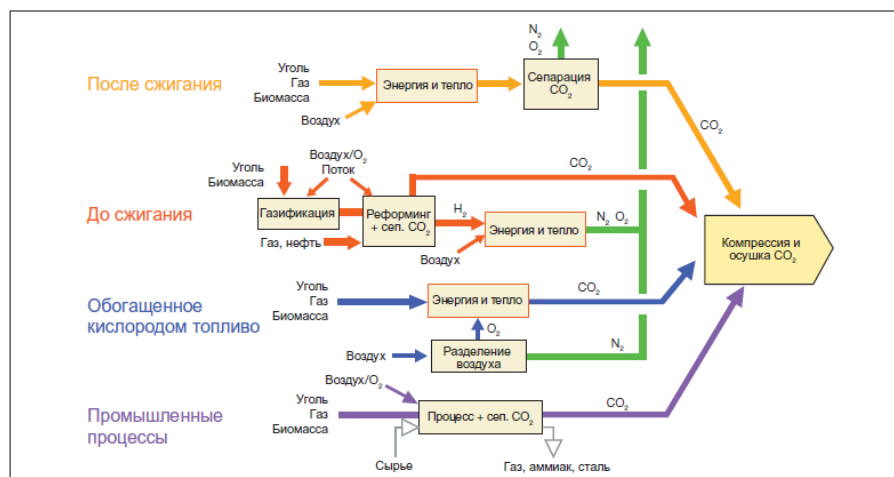


Рисунок ТР.3. Обзор процессов и систем улавливания CO₂

дымового газа, который состоит главным образом из водяного пара и CO₂. Благодаря этому дымовой газ характеризуется высокими концентрациями CO₂ (более 80 % по объему). Затем водяной пар удаляется посредством охлаждения и компрессии газового потока. Сжигание топлива с обогащением кислородом требует сепарации кислорода от воздуха в начале технологической цепочки, при этом в большинстве современных конструкций предполагается использование кислорода с чистотой в 95–99 %. Перед отправкой CO₂ на хранение может потребоваться дополнительная обработка дымового газа для удаления загрязнителей воздуха и несжиженных газов (таких как азот) из дымового газа. В качестве метода улавливания CO₂ в бойлерах, системы сжигания с обогащением топлива кислородом находятся на демонстрационном этапе (см. таблицу ТР.1). Проводятся исследования по применению систем с обогащенным кислородом топливом в газотурбинных системах, однако концептуальные разработки подобных применений находятся пока на стадии исследований.

На рисунке ТР.3 приводится схематическая диаграмма основных процессов и систем улавливания. Все они требуют наличия этапа сепарации CO₂, H₂ или O₂ от основного газового потока (такого как дымовой газ, синтетический газ, воздушный или неочищенный природный газ). Эти этапы сепарации могут быть осуществлены при помощи физических или химических растворителей, мембран, твердых сорбентов или криогенного разделения. Выбор конкретной технологии улавливания определяется главным образом условиями процесса, в которых она должна действовать. Современные системы улавливания после или до сжигания, предназначенные для энергоустановок, могут улавливать 85–95 % образующегося CO₂. Возможна более высокая эффективность улавливания, хотя сепараторы становятся значительно большими по размеру, более энергоемкими и более дорогостоящими. Для улавливания и компрессии требуется больше энергии приблизительно на 10–40 % по сравнению с аналогичной установкой без улавливания, в зависимости от типа данной системы. Ввиду сопутствующих выбросов CO₂ чистый объем захваченного CO₂ составляет приблизительно 80–90 %. Системы сжигания топлива с обогащением кислородом в принципе могут улавливать почти весь образующийся CO₂. В то же время, из-за необходимости в дополнительных системах обработки газа для удаления таких загрязнителей, как окись серы и азота, уровень улавливания CO₂ снижается и составляет чуть более 90 %. Как отмечалось в разделе 1, улавливание CO₂ уже используется в нескольких промышленных применениях (см. рисунок ТР.4).

будет использоваться в энергоустановках, в которых применяется технология комбинированного цикла комплексной газификации (КЦКГ). В системах сжигания с обогащением топлива кислородом вместо воздуха для сжигания первичного топлива используется кислород для получения



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»
(ДВФУ)

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА ДВФУ

ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

по дисциплине «Чистые энергетические технологии»

Направление подготовки: 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Магистерская программа «Технология производства тепловой и электрической энергии на электростанциях»

Форма подготовки: очная

Владивосток

2017

- 1) АВОК. СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ.-1-2004. Влажный воздух
- 2) Основы энергосбережения в вопросах теплообмена. В.М. Фокин Бойков Г.П., Видин Ю.В. Основы энергосбережения в вопросах теплообмена. М.: «Издательство Машиностроение-1», 2005. 192 стр.
- 3) Теоретические основы теплотехники. Учебное пособие. В. И. Ляшков, 2005
- 4) Тепломассобмен учебное пособие для ВУЗов-2е изд., испр. И доп. –М., Издательство МЭИ, 2005-550с.
- 5) Теплотехника. Учебное пособие. М.Я. Кордон, В.И. Симакин, И.Д.Горешник. Пенза 2005.
- 6) сайт «Тепловые электрические станции» <http://03-ts.ru/index.php?nma=downloads&fla=index>

Контрольно- измерительными материалами к «Чистые энергетические технологии» являются вопросы для проведения экзамена.

1. Задачи решаемые при обогащении углей.
2. Методы обогащения углей и достоинства и недостатки.
3. Гравитационные методы обогащения.
4. Флотационные методы обогащения.
5. Обогащение при электрической сепарации.
6. Схемы обогащения, фабрики.
7. Технологическое и энергетическое горение назначение и продукты.
8. Горение / газификация в кислороде при высоких давлениях.
9. Использование двухстадийной схемы с газификацией твердого топлива.
10. Изменение адиабатной температуры при двухстадийном сжигании твердого топлива.
11. Изменение коэффициента избытка воздуха при двухстадийной газификации.
12. Топливная база технологического горения.
13. Оптимальное значение влажности $W_{\text{гот}}$ для слоевых газификаторов.
14. Термохимическая эффективность агрегатов технологического горения.
15. Низкотемпературные и высокотемпературные реакторы.
16. Интеграция технологической газификации.
17. Прямоточные и противоточные газификаторы.
18. Возвращение физического тепла отходящих продуктов и использование тепла синтез-газа.
19. Структурная схема двухцелевого газификационного энерготехнологического блока.
20. Процессы термодеструкции и пиролиза твердого топлива под воздействием температуры.
21. Принципиальная тепловая схема бинарной ПГУ.
22. Цикл бинарной ПГУ и уравнение энергобаланса.
23. Энергетический анализ и эффективность энерготехнологических ПГУ.
24. Диаграмма потоков эксергии в многоцелевом энергоблоке.
25. ПГУ с котлом утилизатором, тепловая схема, цикл, параметры сред.
26. Парогазовые теплоэлектроцентрали и ГТУ-ТЭЦ.
27. Тепловые схемы теплофикационных установок ПГУ-ТЭЦ.
28. Принципиальная тепловая схема отопительной ГТУ-ТЭЦ.
29. Методика расчета тепловой схемы конденсационной ПГУ с котлом-утилизатором.
30. Упрощенная схема расчета тепловой схемы ПГУ с КУ.
31. Парогазовые установки с параллельной схемой работы.
32. Парогазовые установки «сбросного» типа..
33. ПГУ с впрыском пара в КС ГТУ.
34. История развития топливных элементов..

35. Электростанции на топливных элементах..
36. Улавливание и хранение двуокиси углерода (CO₂).
37. Потенциальные технические виды хранения (CO₂).
38. Варианты и применения технологии улавливания (CO₂).
- 39.
40. Активные и пассивные системы солнечного отопления.
41. Основные элементы активной солнечной системы теплоснабжения.
42. Способы улучшения характеристик плоских коллекторов.
43. Энергетический баланс теплового аккумулятора.
44. Экологические требования к ТЭС.
45. Предельно допустимые концентрации (ПДК) веществ, загрязняющих воздух, водоемы и почву.
46. Материальный баланс топлива, отходов и выбросов угольной ТЭС.
47. Соотношение между естественным и антропогенным происхождением некоторых компонентов вредных веществ, поступающих в атмосферу Земли.

Основная литература:

№ п.п.	Наименование	Местонахождение	Количество экз.
1	<p>Беляев Л. С. Рынок в электроэнергетике: проблемы развития генерирующих мощностей / Л. С. Беляев, С. Б. Подковальников ; РАН Сибирское Отделение Ин-т Систем энергетики; отв. ред. Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2004. - 220 с.</p>	<p>Библиотека инженерной школы ДВФУ</p>	10
2	<p>Денк, С. О. Энергетические источники и ресурсы близкого будущего / С. О. Денк. - 2-е изд., доп. - Пермь : Издательский дом Пресстайм, 2007. - 383 с.</p>	<p>Библиотека инженерной школы ДВФУ</p>	10
3.	<p>Основы современной энергетики : учебник для студ. вузов : в 2 ч. / под общ. ред. Е. В. Аметистова. Ч. 1 : Современная теплоэнергетика / А. Д. Трухний, А. А. Макаров, В. В. Клименко. - [2-е изд., перераб. и доп.]. - М. : Издательство МЭИ, 2003. - 376 с.</p> <p>20.</p>	<p>Библиотека инженерной школы ДВФУ</p>	5
4.	<p>Основы современной энергетики : учебник для студ. вузов : в 2 ч. / под общ. ред. Е. В. Аметистова. Ч. 2 : Современная электроэнергетика / [А. П. Бурман, П. А. Бутырин, В. И. Виссарионов и др.] ; под ред. А. П. Бурмана, В. А. Строева.- [2-е изд., перераб. и доп.]. - М. : Издательство МЭИ, 2003. - 462 с.</p>	<p>Библиотека инженерной школы ДВФУ</p>	5
5.	<p>Сибикин, Ю. Д. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : учебное пособие /Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - Москва : КноРус , 2010. - 228 с.</p>	<p>Библиотека инженерной школы ДВФУ</p>	6
6.	<p>Шаров Ю.И. Оборудование тепловых</p>	<p>А-112 а.</p>	<p>Электронная</p>

	электростанций – проблемы и перспективы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. – 122 с.	компьютерный класс подготовки магистров.	библиотека теплоэнергетики. TWT Shel
7.	Тремясов В.А. Проектирование технологической части тепловых электростанций: Учеб. пособие/ Красноярск. ИПЦ КГТУ, 2003. 107 с.	А-112 а. компьютерный класс подготовки магистров.	Электронная библиотека теплоэнергетики. TWT Shel
8.	Быстрицкий Г.Ф. Энергосиловое оборудование промышленных предприятий: Учеб. пособие – М.,: Издательский центр «Академия», 2003. -304 с.	А-112 а. компьютерный класс подготовки магистров.	Электронная библиотека теплоэнергетики. TWT Shel

Периодические издания:

№ п.п.	Наименование	Местонахождение	Количество экз.
1.	Журнал «Теплоэнергетика»	А-115.	2001-2012 гг.
2.	Журнал «Энергосбережение»	А-115.	2001-2012 гг.
3.	Журнал «Энергетик»	А-115.	2001-2012 гг.

Электронные ресурсы:

№ п.п.	Наименование	Местонахождение
1.	Семенов Б. А. Инженерный эксперимент в промышленной теплотехнике, теплоэнергетике и теплотехнологиях	http://e.lanbook.com/books/element.php?pl1_cid=25&pl1_id=5107.
2.	Гапоненко, Александр Макарович. Проблемы энерго- и ресурсосбережения в теплоэнергетике и теплотехнологиях	http://www.stroyplan.ru/docs.php?showitem=43700
3.	Электронный учебник : МЭИ под ред. Данилова О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях.	http://inocentr.com/educational_materials/energosber%20v%20teploteh%20i%20technolog%20Danilov%20O%20L%20.pdf
4	Лабейш В.Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии.	http://super-technolog.narod.ru/knigi/istochiki_energii.pdf