

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПГУ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ

УДК 621.181.2-047.44:621.311.22.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б12	МИХАЙЛОВ Евгений Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	Н.Н. Галашов	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры менеджмента	Н.Г. Кузьмина	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М.Э. Гусельников	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры атомных и тепловых электростанций	В.Н. Мартышев	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Томск – 2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б12	Михайлов Евгений Игоревич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Прочие расходы. Проектировщик – инженер Руководитель – доцент.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	2. Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	3. Отчисления на социальные нужды - 30%. Районный коэффициент – 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. Перечень работ и оценка времени их выполнения. 2. Расчёт затрат на проектирование.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Наталья Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б12	Михайлов Евгений Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б12	Михайлов Евгений Игоревич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	<i>Рабочее место оператора находится в производственном помещении.</i> <i>При эксплуатации оборудования могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i>
<i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	<i>Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008г (ред. от 10.07.2012г) «технический регламент о требованиях к пожарной безопасности».</i> <i>Федеральный закон №184-ФЗ "О техническом регулировании" от 27 декабря 2002 года.</i> <i>Федеральный закон N 426-ФЗ от 28 декабря 2013 года</i> <i>«о специальной оценке условий труда»</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства) <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты);	<i>1. Производственная безопасность.</i> <i>Вредные факторы:</i> - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; - недостаточная освещенность; - разность температуры окружающей среды; - повышенный уровень шума и вибрации.
<i>2. Охрана окружающей среды:</i> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	<i>2. Экологическая безопасность.</i>

3. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - аварийные ситуации.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Нормативно правовые и технические документы.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.16
---	----------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Гусельников М.Э.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5Б12	Михайлов Е.И.		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы бакалавриата по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код резу- ль- тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе <i>на иностранном языке</i> , разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной</i> инженерной деятельности.
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных</i> инженерных задач.
P3	Демонстрировать <i>личную</i> ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения <i>комплексной</i> инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P7	Применять <i>базовые</i> математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности <i>в широком</i> (в том числе междисциплинарном) контексте в <i>комплексной</i> инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач <i>комплексного</i> инженерного анализа с использованием <i>базовых и специальных</i> знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять <i>комплексные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых и специальных</i> знаний, <i>современных</i> методов проектирования для достижения <i>оптимальных</i> результатов, соответствующих техническому заданию <i>с учетом</i> нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.
P10	Проводить <i>комплексные</i> научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением <i>базовых и специальных</i> знаний и <i>современных</i> методов.
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.

P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами, использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.
<i>Специальные профессиональные</i>	
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.
P16	Организовывать работу персонала по обслуживанию технологического оборудования теплоэнергетического производства, контролировать техническое состояние и оценивать остаточный ресурс оборудования, организовывать профилактические осмотры и текущие ремонты, составлять заявки на оборудование, запасные части, готовить техническую документацию на ремонт, проводить работы по приемке и освоению вводимого оборудования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки **140100 Теплоэнергетика и теплотехника**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б12	Михайлову Евгению Игоревичу

Тема работы:

ПГУ с внутрицикловой газификацией угля
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10 июня 2015 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	В работе рассматриваются вопросы газификации угля и использования его для работы ПГУ. Исходные данные – материалы учебной и научной литературы и интернет. 1. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов/МЭИ.-Москва, 2013. 2. Рыбалко В.В., Часовских А.А. Методика теплового расчета газотурбинных энергетических установок: Учебное пособие/СПбГТУ.- СПб, 2002.
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Краткая характеристика и анализ систем газификации угля. 2. Анализ систем внутрицикловой газификации в ПГУ. 3. Расчет характеристик генераторного газа. 4. Расчет тепловой схемы ПГУ на базе серийной ГТУ. 5. Влияние внутрицикловой газификации на капитальных вложений и эксплуатационные затраты ПГУ. 6. Анализ влияния внутрицикловой газификации на надежность ПГУ. 7. Влияние внутрицикловой газификации на экологию. 8. Социальная ответственность при проведении работ на ПГУ. 9. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схемы установок, характеристики и показатели работы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Кузьмина Н.Г., старший преподаватель кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Гусельников М.Э., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
уточнить	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28 января 2015 года
--	-----------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Галашов Н.Н.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б12	Михайлов Е.И.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа - 72 с., 16 рис., 9 табл., 20 источников, прил..

Ключевые слова: ПГУ, котел-утилизатор, конденсатор, вцгу, газификация угля .

Цель работы: Исследовать ПГУ с внутрицикловой газификацией угля.

В процессе исследования проводились анализ систем газификации угля, расчет характеристик генераторного газа, расчет тепловой схемы ПГУ, анализ влияния на экологию расчет В результате расчетов пришли к выводу, что ПГУ с внутрицикловой газификацией это будущее энергетики и это направление надо развивать.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: За основу расчета взят уголь с Ирша-Бородинского месторождения.

Степень внедрения: Нужно исследовать, удешевлять цикл и внедрять.

Область применения: Выработка тепла и электроэнергии, отпуск газа.

Экономическая эффективность/значимость работы: Рассчитаны затраты на исследование.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ СИСТЕМ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ	13
2 АНАЛИЗ СИСТЕМ ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ В ПГУ	29
3 РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА	Ошибка! Закладка не определена.
4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПГУ НА БАЗЕ СЕРИЙНОЙ ГТУ	Ошибка! Закладка не определена.
5 ВЛИЯНИЕ ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ НА КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ ПГУ	Ошибка! Закладка не определена.
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	46
7 ВЛИЯНИЕ ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ НА ЭКОЛОГИЮ	Ошибка! Закладка не определена.
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	Ошибка! Закладка не определена.
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53

ВВЕДЕНИЕ

Фундаментальные изменения, происходящие в энергетической политике, непрекращающийся на мировом рынке рост цен на нефть и природный газ, диктуют необходимость применения новых технологий использования твердых топлив [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Одним из перспективных направлений по новому использованию твердого топлива является газификация с получением в качестве конечного продукта синтез – газа [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Мировые запасы твердого топлива существенны, а его цена, хотя и растет, но в обозримом будущем останется предпочтительней цен на нефть и природный газ. При газификации твердого топлива могут быть получены газы разнообразного заданного состава и различной теплоты сгорания, пригодные для широкого использования в качестве топлива в промышленности и в быту, а также в качестве сырья для химической промышленности [8,9]. Целесообразность развития газификации твердого топлива определяется также и тем, что применение газа вместо твердого топлива интенсифицирует производственные процессы, повышает производительность и культуру труда, улучшает санитарно-гигиенические условия на предприятиях, обеспечивает резкое сокращение загрязнения окружающей среды [7].

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ СИСТЕМ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ

Газификация угля - это производство горючего газа при процессе неполного окисления органической массы угля.

На газификацию угля сильно влияют свойства спекаемости, термической стойкости, температуры воспламенения, шлакуемости [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Свойства спекаемости углей- это способность измельченных углей образовать общую массу в случае нагрева без содержания воздушных масс, термическая стойкость - устойчивостью против измельчения при нагреве.

Свойства температуры воспламенения- это температура, при которой происходит химическая реакция кислорода с углеродом угля, процесс начинает идти за счет экзотермической реакции. Для бурого угля температура воспламенения равняется примерно 180-200°C, а для древесного угля- температура воспламенения около 252°C, для каменного угля 300-350°C соответственно, для полукоксованного угля около 395 °C, для коксованного угля примерно 460 °C [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

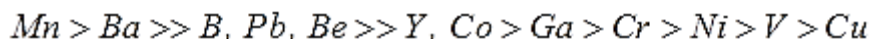
Свойства шлакуемости -это отношение шлаковой массы к золовой, которая образуется при сгорании угля [7].

Чем больше отношение максимального содержания CO в полученном газе к содержанию окиси углерода в воздушном дутье тем активнее протекает процесс газификации.

Из геологических характеристик угольных пластов больше всего оказывают влияние на процесс газификации -мощность пласта, строение палсат и проницаемость пласта.

Активность твердого топлива и скорость процесса газификации по большей части зависит от содержания минеральных веществ, которые играют

роль катализатора. Примерное влияние химических элементов в процессе газификации угля представляется рядом химических элементов :



Главные параметры, которые характеризуют отдельные процессы твердотопливной газификации [4]:

- тип агента газификации;
- давление и температура процесса газификации;
- вид подачи агента газификации;
- вид подводимого тепла в реакционную зону.

Все эти параметры определяются конструктивной частью газовых генераторов.

Всегда агентами газификации служат кислород, водяной пар и воздух.

Температура процесса газификации угля зависит от технологии газификации и колеблется в больших пределах $850^{\circ}C - 2000^{\circ}C$. Диапазон давления газификации угля колеблется от $0,1 MPa$ до $10,0 MPa$ и более. Давленческая газификация более предпочтительна в случаях, когда получают газ и используют его в синтезах, которые протекают только при высоком давлении, при этом уменьшается затратная часть на сжатие.

По типу подачи агента газификации и по состоянию самого топлива при газификации угля бывают слоевые процессы, по противоточной схеме агентов газификации продувается слой кускового топлива и объёмные процессы, в которых пыль топлива реагирует с соответствующим дутьем.

Основы процессов газификации угля

Газификация-это процессы происходящие при высоких температурах при взаимодействии органической массы твердых топлив или горючих жидких топлив или продуктов их тепловой переработки совместно с воздухом, O_2 , водяным паром, CO_2 или их смесью, в результате которых органика топлива превращается в горючий газ.

Твердым остатком при газификации угля является его негорючая часть— зола. Действительно, всю органическую массу угля в газ не получается перевести целиком, поэтому в шлаках остается часть горючей массы [14].

Общий принцип работы аппарата для газификации угля — газовых генераторов изображен на рисунке 1.

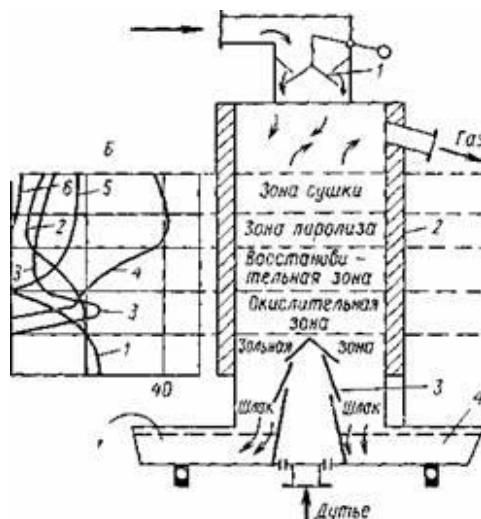
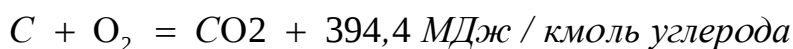
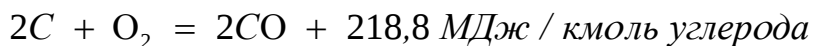


Рисунок 1- Принцип работы слоевого газового генератора:

А-устройство газогенератора 1-затвор, 2-корпус газогенератора, 3-колосниковая решетка; 4-чаша для отвода золы; Б-изменение состава газа по высоте газогенератора 1-кислород, 2-водяной пар, 3-диоксид углерода, 4-монооксид углерода, 5-водород, 6-метан и пары смолы; В-распределение температур по высоте газогенератора.

Газовый генератор такого типа - это вертикальная шахта из материала листовой стали, обделанной огнеупорным кирпичом [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. В верхней части генератора есть загрузочный лючок, снабженный затвором 1. В нижней части газового генератора стоит колосниковая решетка 3, через нее в шахту постоянно поступает агент газификации. С верхней части постоянно идет уголь. При подаче в газовый генератор воздуха в зоне, которая расположена прямо у колосниковой решетки (зона окисления, или горючая зона), протекает горение твердого

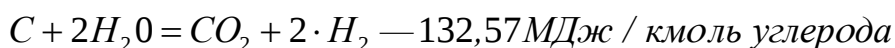
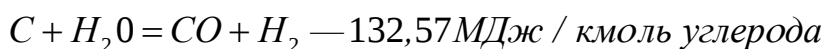
ископаемого с образованием окиси углерода и двуокиси углерода по следующим реакциям:



CO₂, который образуется в зоне восстановления восстанавливается порциями C в CO:

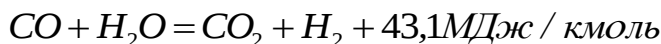


В случае подачи воздуха в газогенератор туда поступает водяной пар, и в зоне восстановления дополнительно протекают следующие реакции:

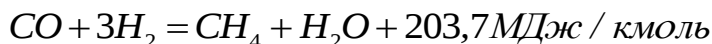


В этом случае газ, который образуется содержит сразу два горючих компонента: CO и H₂.

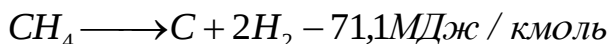
В газовой фазе протекают и другие реакции. К примеру реакция между CO и водяным паром H₂O х7ь:



При взаимодействии оксида углерода и водорода может образоваться CH₄ [7]:



который в условиях процесса термически распадается [7]:



Состав генераторного газа, определяется совокупностью всех реакций. После зоны окисления и зоны восстановления вместе называемых зоной газификации, выходят горячие газы с температурой 800°C – 900°C. Они отдают тепло углю, который подвергается процессу пиролиза в вышележащей зоне газового генератора. Эта зона обычно называется пиролизной зоной, или зоной полукоксования. Газы, которые выходят из этой зоны газы подогревают уголь в зоне сушки. Совокупность двух зон и образуют обзую зону подготовки топлива. Поэтому, в случае

газификации угля по слоевому типу сочетается тепловая переработка угля и собственно процесса газификации кокса или полукокса, получаемого в зоне подготовки топлива. Потому газ, выводимый из газового генератора, содержит не только компоненты, образовавшиеся в процессе газификации, но и пиролизные продукты угля, такие как пиролизный газ, смоловые пары, и водяной пар. При охлаждении выводимого из газового генератора синтез-газа протекают процессы конденсации смолы и воды, которые необходимо очищать и подвергать переработке.

В процессе меняется и составляющие твердой фазы. В газифицирующей зоне, идет уже не ископаемое, а кокс, а из зоны окисления выводится шлак в раскаленном состоянии, который охлаждается в чаше с H_2O , выполняющей функцию гидравлического затвора, и после этого выводится из газификатора [5].

Из всего выше написанного можно сказать, что процесс газификации есть сложное сочетание гетерогенных и гомогенных процессов. Реакции могут протекать как последовательно так и параллельно. Полные составляющие этих процессов до конца полностью не изучен. Так, если первой стадией реакции O_2 и C в зоне горения считают образование поверхностного типа $C-O$ адсорбционного комплекса, то главным предметом дискуссии становится вопрос о том, что является первым продуктом взаимодействия водяного пара с коксом в раскаленном состоянии, является предметом дискуссий [3].

В газовом генераторе протекают как экзотермические так и эндотермические реакции. Равновесное состояние этих реакций смещены в сторону образования окиси углерода и двуокиси углерода. Равновесное состояние реакций эндотермического характера при условии повышения температуры смещаются в сторону образования окиси углерода и водорода, но выход этих продуктов становится меньше при условии повышения давления.

Равновесное состояние реакций экзотермического характера сдвигается

в сторону образования исходных продуктов при температурах выше 1000С и не зависит от давления. Образование CH_4 более вероятно при повышении давления газификации.

Термодинамические расчеты в этом случае помогают определить равновесные составы газов в зависимости от температуры и давления процесса газификации. Но в то же время использовать результаты этих расчетов для предсказания реального состава газов сложно из-за значительных различий в скоростях реакций и влияния на процесс ряда факторов технологии .

Скорость всех реакций процесса газификации угля ограничены скоростью хим. превращений в газовой фазе и на поверхности твердой фазы, а также диффузионной скоростью [9]. При температуре 700–800°С процесс газификации тормозится в основном хим. реакцией, а при температуре выше 900°С — преимущественно диффузией. В случае настоящих условий полный процесс газификации протекает в промежуточной области, и скорость его зависит от факторов кинетики и диффузии.

Интенсификация процесса газификации угля через повышение температуры, увеличение давления газификации, а также увеличение дутьевой скорости и концентрации O_2 в процессе дутья или развития поверхности взаимодействия. Чтобы приблизить процесс газификации к кинетической области используют мелкоизмельченный уголь и ведут процесс при большой скорости газового потока [19]. Выход газа, и его состав и теплота сгорания меняются от того, что используется в качестве дутья. Названия газов, получаемые при использовании различных видах дутья, приведены в таблице 1:

Таблица 1 –Названия газов при различных видах дутья.

Дутье	Название
Сухой воздух	Воздушный газ
Смесь воздуха и водяного пара	Полуводяной газ
Водяной пар (при внешнем подводе тепла)	Водяной газ
Смесь кислорода и водяного пара	Оксиводяной газ (газ парокислородного дутья)

Для определения состава и свойств газов можно допускать следующее: вся смесь газов состоит только из горючих элементов (единственный возможный негорючий — N_2 воздуха); газифицируется чистый С; при этом не учитываем потери тепла. Газы, отвечающие этим принципам, называются идеальные генераторные газы.

Генераторные газы [5], которые получают в реальных условиях отличаются от идеальных генераторных газов по составу и выходу. Во-первых, уголь- это нечистый углерод поэтому выход горючего компонента в расчете на один килограмм органической углевой массы значительно меньше. Сначала это относится к молодым углям, которые отличаются высоким содержанием O_2 , а тем более к торфу.

Во-вторых, в газах из газогенератора всегда содержится заметное количество двуокиси углерода. Химическое равновесное состояние в газовых генераторах не достигается, поэтому содержание двуокиси углерода всегда превышает равновесную концентрацию. В-третьих, в зоне подготовки угля получают пары H_2O и летучие продукты разложения термического характера, которые попадают в состав газа.

В любом газе есть большее или меньшей содержание N_2 , что очень снижает реальную теплоту сгорания газа, так как при сжигании газа часть тепла расходуется на нагревание балластного N_2 .

В действительности газификация из-за неравного распределения зон и смешения потоков часть горючих газов сгорает с образованием водяного пара и двуокиси азота. Кроме всего, в настоящих условиях углевой газификации неизбежны различные тепловые потери (в окружающую среду, с горячими газами, со шлаком и уносимым топливом). Поэтому реальные значения термических КПД значительно меньше величин, рассчитанных для идеальных условий.

Процессы газификации можно распределить по следующим признакам:

1) по теплоте сгорания получаемых газов (в): получение газов с низкой теплотой сгорания ($4,18 \text{ МДж/м}^3$ – $6,7 \text{ МДж/м}^3$) средней теплотой сгорания ($6,70 \text{ МДж/м}^3$ — $18,80 \text{ МДж/м}^3$) и высокой теплотой сгорания (31 МДж/м^3 — 40 МДж/м^3);

2) по назначению газов: для энергоустановок и технических целей

3) по размеру частиц используемого топлива: газификация топлива крупнозернисто, мелкозернистого и пылевидного;

4) по виду дутья: паровоздушное, кислородное, поронокислородное, воздушное, паровое;

5) по типу удаления минеральных примесей: мокрое золоудаление (МЗУ), сухое золоудаление (СЗУ), жидкое шлакоудаление (ЖШУ);

6) по давлению газификации: при атмосферном давлении ($0,1 \text{ МПа}$ — $0,13 \text{ МПа}$), среднем давлении (до 2 МПа — 3 МПа) и высоком давлении (выше 2 МПа — 3 МПа);

7) по типу движения топлива для газификации: в псевдостационарном опускающемся слое, в псевдоожиженном слое, в движущемся потоке пылевидных частиц;

8) по температуре газификации: низкотемпературная газификация (до $800 \text{ }^\circ\text{C}$), среднетемпературная газификации (800 — $1300 \text{ }^\circ\text{C}$) и высокотемпературная газификация (выше $1300 \text{ }^\circ\text{C}$);

9) по балансу тепла в процессе газификации: автотермические и аллотермические.

Газификация из твердых горючих ископаемых можно осуществлять двумя способами: в газовых генераторах наземного типа и подземного типа

1) Газификация угля в газовых генераторах наземного типа (цикл Лурги)[17]

Более ожидаемые результаты в настоящее время – газификация крупнозернистого угля в плотном слое по методу Лурги, которая осуществляется при повышенном давлении. Увеличение давления существенно повышает теплоту сгорания газа на выходе из-за протекания метанированной реакции. Эти реакции экзотермического характера, поэтому при давлении 2,8 МПа- 3 МПа можно уменьшить потребность в O_2 на 30%-35 %. Кроме этого, одновременно возрастает производительность газогенераторной установки (пропорционально давлению) и повышается КПД цикла газификации.

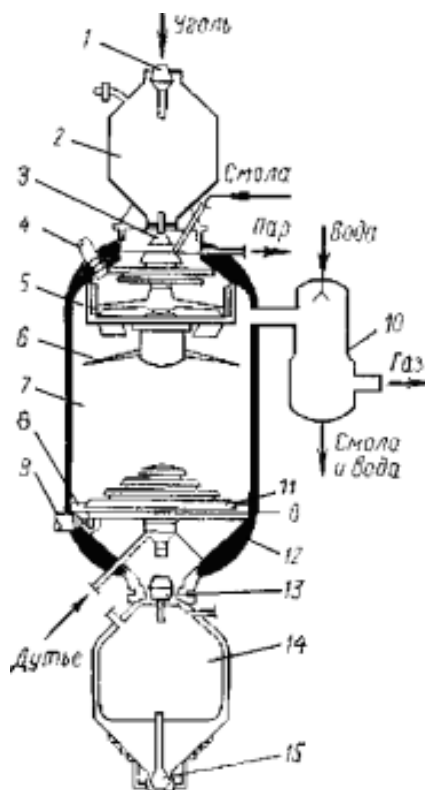


Рисунок 2 - Газогенератор Lurgi: 1,3,13,15 - затворы; 2,14 - бункеры; 4,19 - приводы; 5 - распределитель угля; 6 - перемещающее устройство; 7 -

шахта; 8 - ножи; 10 - скруббер; 11 - колосниковая решетка; 12 - водяная рубашка.

В газовом генераторе Лурги уголь частицами порядка 5мм-30мм из бункера 2 периодически загружают в шахту 7 газового генератора, снабжаемого водяной рубашкой 12. При охлаждении вращающегося распределителя 5 и перемешивающего устройства 6 уголь равномерно распределяется по сечению газогенератора. Дутье порокислородного вида подают под колосниковую решетку вращающегося типа 11, на которой находится золовой слой. Этот слой способствует равномерному распределению агента газификации. При вращении колосниковой решетки избыточная масса золы с помощью ножей 8 сбрасываются в бункер 14. Образующийся в газогенераторе газ проходит через скруббер 10, где очищается от угольной пыли и угольной смолы. Вращение распределителя 5 и колосниковой решетки 11 осуществляется от приводов 4 и 9.

В шахте газового генератора поддерживается давление порядка трех МПа, поэтому, для того чтобы обеспечить менее опасную загрузку угля и выгрузку золовой массы, каждый из бункеров 2 и 14 снабжается 2мя конусообразными затворами 1, 3, 13 и 15. При загрузке угля в бункер 2 затвор 1 открыт, а затвор 3 закрыт. Для передачи угля в шахту газогенератора затвор 1 закрывают, по обводной линии газа соединяют бункер с шахтой газогенерирующей установки (чтобы выравнилось давление) и открывают затвор 5. Перед следующей загрузкой угля в бункер 2 закрывают затвор 3, сбрасывают газ в линию низкого давления, продувают бункер азотом или водяным паром, а затем открывают затвор 1.

Таким же способом осуществляют выгрузку золовой массы из бункера 14. Типичный газовый генератор Лурги имеет диаметр 4–5 м, высоту 7–8 м и производительность по углю 600 т/сутки–1000 т/сутки. На рисунке 3 показана принципиальная технологическая схема газификации угля по методу Лурги.

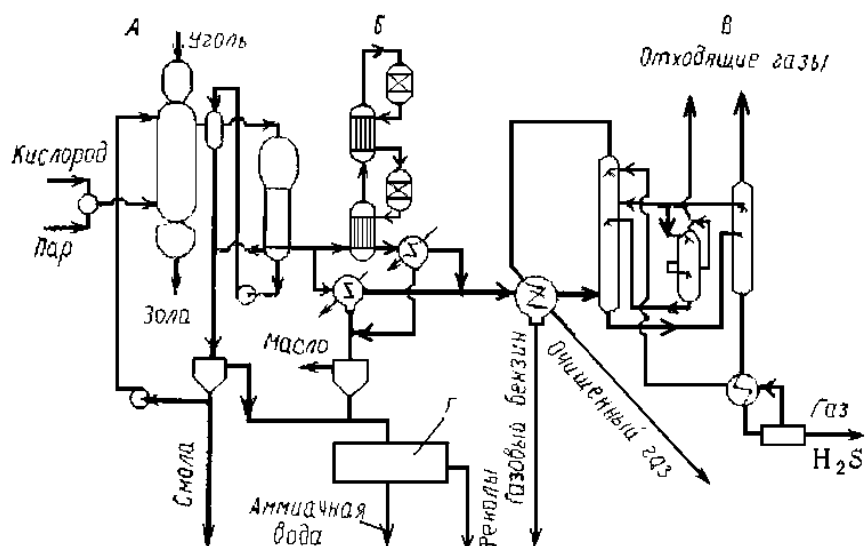


Рисунок 3 – Схема углеводородной газификации в плотном слое по методу Лурги: А – производство газа; Б – конверсия оксида углерода; В – очистка газа от диоксида углерода метанолом; Г – извлечение фенолов из сточных вод.

2) ПГУ или газификация угля под землей

Углевая газификация подземного типа (ПГУ) - это процесс промышленного характера, который происходит пластом земли в нетронутых угольных пластах, результатом которого уголь преобразуется в синтез-газ.

Основные стадии процесса ПГУ это - бурение на угольный пласт скважин, после этого скважины соединяются каналами повсему угольному пласту, и наконец, скважины нагнетаются воздушным или кислородным дутьем и извлекаются из других скважин газа. Процесс газообразования в канале получается из-за химического взаимодействия свободного O_2 и связанного CO и термического разложения углей.

Синтез-газ, который получается может быть использован в сырьевом качестве для производства различных типов химикатов, жидкого топлива, и в энергетике. Технология ПГУ подходит для угольных пластов, которые залегают очень глубоко для ведения разработок.

К главным достоинствам подземной газификации угля относятся: а) экономическая привлекательность — себестоимость газа подземной газификации, прилично меньше затрат на добычу природного газа; б)

высокая степень экологическая безопасность — в сравнении с применяемыми способами угледобычи, приводящим к возникновению бедствия экологического характера в угледобывающих регионах в) некий эффект газосбережения, измеряющийся замещением газом подземной газификации угля на теплоэлектроцентрали и в бойлерных вместо природного газа.

ПГУ рентабельна только на тех пластах залегания угля, которые удовлетворяют следующим условиям:

Пласт должен пролегать на глубине от 30 м до 800 м

Условия к толщине пласта должна не менее 5 м

Зольность угля должна быть не менее 45 %

Разрывы в пласте должны быть минимальны

Нужно исключить загрязнение питьевой воды, поэтому рядом не должно быть водоемов

Среди указанных направлений использования газа подземной газификации угля следует особо выделить возможности химической переработки данного газа. Газ ПГУ обладает уникальным составом, позволяющим организовывать на базе его переработки целый комплекс химических производств самого разного рода, включая производствотоплива в жидком виде. Синтез-газ ПГУ, в отличие от природного газа, имеет в своем составе целый ряд других компонентов: углеводороды бензольного типа, смолу от каменного угля, фенол, CH_4 , олефин, ацетилен и прочее. Так, из смолы каменного угля после гидрогенизического процесса возможно получение сырья для производства поверхностно-активных веществ, сажи, различных растворителей, красителей, полимеров, мономеров, нафталина, бензола и другие.

Главное- это наличие возможности получения из синтез- газа ПГУ искусственного топлива в жидком виде, которое получается методом каталитической конверсии CO и H_2 .

Главной технологической особенностью ПГУ является направление

движения огневого забоя, дутья и газового продукта газификации. В зависимости от этого по техническому признаку выделяют четыре метода ПГУ: прямой метод, обращенный метод, фронтальный метод и поточный метод. Эти методы отличаются направлением движения огневого забоя, дутья и газовых продуктов газификации [19].

При прямом и обращенном методах ПГУ движение окислителя к забою огневому или газообразных продуктов газификации происходит за счет их фильтрации в трещинах и порах угольного пласта. Поэтому эти методы соответственно могут называться прямым фильтрационным или обращенным фильтрационным.

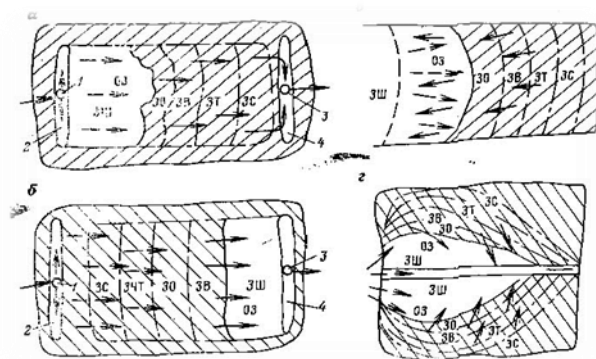


Рисунок 4 – Расположение химико – технологических зон и путь газов в результате газ при различных методах подземной газификации угля: а – прямой метод; б – обращенный метод; в – фронтальный метод; г – поточный метод; 1 – дутьевая скважина; 2 – дутьевой коллектор; 3 – газоотводящая скважина; 4 – газосборный коллектор.

Фронтальный метод ПГУ возможно обеспечить в том случае, когда будет предотвращено смешивание окислителя, который подается на забой, и газообразных продуктов газификации, которые отводятся от забоя. Практически это можно сделать только при газификации из шахтных выработок, поэтому такой метод -пока не применяется.

Для получения поточного метода газификации необходимо соединить концы газифицируемого участка пласта каналом, который называется

каналом газификации. В этом случае газификация угля осуществляется по всей длине канала газификации, который во времени увеличивается в диаметре. Огневой забой при поточной газификации движется под углом 90° к направлению движения окислителя и газообразных продуктов газификации.

Прямой и обращенный методы углевой газификации можно рассматривать как поточные только в случае, если считать трещину пласта и каждую пору пласта отдельным каналом газификации. Сумма все отдельных пор и трещин при прямом и обращенном методах ПГУ можно представить как систему примерно параллельных каналов газификации. Газификация угля в его порах и трещинах при прямом и обращенном методах может получить превалирующее развитие по одной или нескольким трещинам. В этом случае прямой и обращенный методы переходят в процесс газификации в канале. С учетом изложенного главной отличительной особенностью газификации угля в порах и трещинах при прямом и обращенном методах от газификации в канале является то, что в первых двух случаях движение огневого забоя перпендикулярно к направлению движения дутья и газообразных продуктов газификации весьма ограничено, а при газификации в канале это направление является преобладающим.

В каждом из перечисленных методов ПГУ происходит реагирование O_2 , углевой кислоты и водяного пара с горючим содержимым угля и продуктов его газификации. Главным является гетерогенный процесс реагирования O_2 дутья с С угля. Так как удельная реагирующая поверхность угля велика, то газификация его в порах и трещинах в направлении движения дутья заканчивается на небольшой длине реакционной зоны.

При ПГУ в канале длина кислородной зоны значительно больше, чем при других методах, что позволяет получить максимально возможную общую поверхность реагирования. Для всех методов подземной газификации угля характерно наличие различных зон, в каждой из которых доминирующим является один из процессов. К таким зонам относятся зона

окисления или кислородная зона (ЗО), зона восстановления (ЗВ), зона термического разложения (ЗТ), зона частичного термического разложения (ЗЧТ), зона сушки (ЗС) и зона шлаков (ЗШ) [20].

При прямом методе ПГУ O_2 воздушного дутья реагирует с коксовым остатком, образовавшимся в процессе нагрева газообразными продуктами газификации участков пласта, расположенных между огневым забоем и газоотводящей скважиной. При этом методе O_2 воздушного дутья расходуется на газификацию только коксового остатка, который другим способом газифицировать невозможно. Кроме этого, при прямом методе тепло шлаков используется на нагрев воздушного дутья, а тепло газообразных продуктов газификации, полученных в предыдущих зонах, расходуется на реализацию процессов в последующих зонах, так как в направлении движения газа зоне сушки предшествует зона термического разложения, а ей, в свою очередь, предшествует зона восстановления и т. д.

Прямой метод ПГУ имеет самый высокий коэффициент полезного действия., однако он может применяться при сравнительно высокой начальной проницаемости угольного пласта.

При обращенном методе ПГУ O_2 дутья расходуется на реагирование не только с коксовым остатком, но и с газообразными горючими компонентами. Обращенный метод обладает недостатками по сравнению с прямым методом, которые заключаются в том, что расход дутья на единицу тепла в образующемся газе выше, теплота сгорания этого газа ниже, нерационально используется тепло, выделяющееся в процессе газификации.

Если при прямом методе проницаемость пласта в процессе его разогрева и газификации постоянно возрастает, то при обращенном методе она остается постоянной.

При поточном методе ПГУ, так же как и при обращенном, O_2 дутья расходуется на реагирование с коксовым остатком и с горючими газообразными продуктами газификации. Однако большая часть кислорода все же расходуется на реагирование с коксовым остатком. По тепловым и

химико-технологическим особенностям поточный метод занимает промежуточное положение между прямым и обращенным. Если при прямом методе в результативном газе практически полностью сохранились летучие горючие компоненты, образовавшиеся на стадии коксования угля без доступа воздуха в последующих зонах газификации, то при обращенном методе они в большей части прореагировали с кислородом. При поточном методе в результативном газе находятся как /летучие газы коксования, так и газовые продукты реакции O_2 с коксом.

Одним из преимуществ поточного метода является возможность реверсирования воздушного дутья без изменения химико-технологической сущности процесса газификации [11].

На сегодняшний день подземная газификация угля является конкурентоспособной технологией, в результате использования которой производятся бензин, дизельное и авиационное топлива, электричество и множество различных химических веществ. Для подземной газификация угля не требуется внешнего источника воды, что является основным положительным фактором для сохранения окружающей среды в противоположность водоёмким процессам добычи, переработки угля и получения электроэнергии на угольных ТЭС.

2 АНАЛИЗ СИСТЕМ ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ В ПГУ

Пылеугольные ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГУ) позволяют полностью заменить природный газ в КС энергетических ГТУ синтетическим газом, полученным в процессе газификации.

Технология парогазового цикла с внутрицикловой газификацией угля — перспективное направление использования энергии от органического топлива, которое реализовано в ряде стран. В проектах ВЦГУ используется сжигание синтез-газа парогенераторах высоконапорного типа.

Работа парогазовой установки с внутрицикловой газификации угля- это поступенчатое сжигание угля, в котором удаляются вредные составляющие на промежуточных стадиях. Угольное топливо одно из главных энергоносителей, поэтому очень важно экономически и экологически оптимизировать процесс его газификации [3]. Для парогазовой технологии становятся доступными некондиционные («загрязненные») виды топлива, для чего используются промышленно освоенные методы ВЦГУ. Технологий газификации углей изображены на рисунке 5.

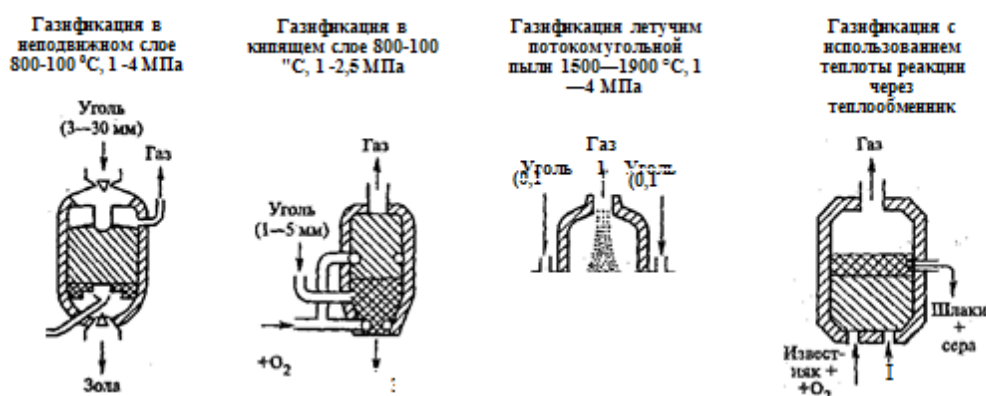


Рисунок 5- Технологии газификации углей

Процесс газификации осуществляется в реакторах-газификаторах (газогенераторах), где при контакте измельченного угля и окислителя в конечном итоге образуется газообразный продукт газификации (синтетический газ). Возможны различные технические решения: газификация в неподвижном слое угля (рисунок 5, а) и в кипящем слое угля

(рис. 5, б), газификация летучего потока угольной пыли (рисунок 5, в) и с использованием теплоты реакции через теплообменник (жидкий металл) (рисунок 5, г).

Использование газообразных топлив с теплотой сгорания ниже, чем у природного газа, существенно повлияет на показатели эксплуатации ГТУ. Снижение Q_{i^*} потребует увеличения расхода топлива, а добавление этой массы, не подлежащей сжатию в компрессоре, увеличит внутреннюю мощность ГТ и электрическую нагрузку установки. В этом случае необходимо учитывать следующие обстоятельства:

увеличение массового расхода газов в ГТ ГТУ приводит к увеличению степени повышения давления воздуха в компрессоре, что может вызвать явление помпажа;

повышение внутренней мощности ГТ может привести к превышению предельных крутящих моментов и в ряде случаев к необходимости использовать более мощный генератор ГТУ;

со снижением теплоты сгорания топлива возрастает потребность в воздухе для его сжигания. В ГТУ с высокой начальной температурой газов может оказаться невозможным сжигать топливный (синтетический) газ с очень низкой Q_{i^*} .

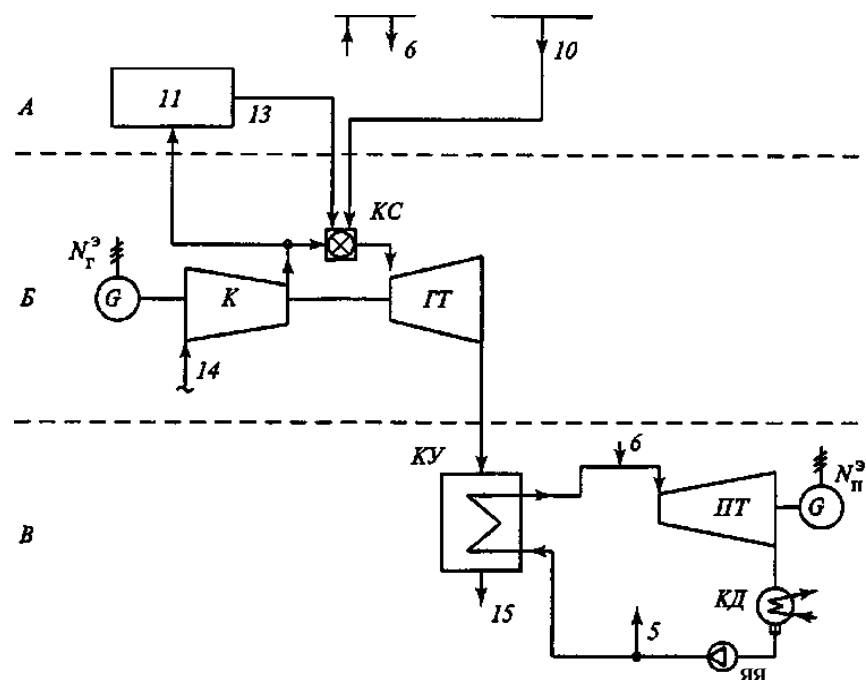


Рисунок 6 – Упрощенная схема ПГЭ с внутрицикловой газификацией угля:

А – секция газификации угля и получения синтетического газа; Б – секция ГТУ; В – секция паросиловой установки; 1 – подача измельченного угля; 2 – газогенератор; 3 – удаление шлака; 4 – газоохладитель газогенератора; 5 – питательная вода; 6 – пар; 7 – газоочистка; 8 – элементарная сера; 9 – пыль; 10 – очищенный синтетический газ; 11 – установка расщепления воздуха; 12 – O_2 ; 13 – N_2 ; 14 – воздух; 15 – выходные газы в дымовую трубу.

Упрощенная схема ПГЭ с внутрицикловой газификацией [2] изображена на рисунке 6. Часть воздуха после компрессорной установки газотурбинной установки поступает в аппарат по расщеплению воздуха, после него O_2 в качестве окислителя идет в газовый генератор. Также сюда подается раздробленный и размельченный, прошедший сортировку уголь через шлюз-бункерную систему. При контакте угля и окислителя парокислородного типа осуществляется в газовом генераторе в кипящем турбулентном слое или другим способом при температуре от

1000 °С до 1900 °С и давлении от 0,1 МПа до 4,0 МПа в зависимости от вида технологического процесса углевой газификации. Летучая зола и остаточный С разделяются в циклонах и возвращаются в газовый генератор.

Газ после газового генератора (конверсия составляет около 93%—95%) после газификатора охлаждается в газовом охладителе, в котором вырабатывается пар нужных параметров. После этого газ очищается от сероводорода и золы. После очистки газ поступает в камеру сгорания газотурбинной установки, а уходящие газы после ГТУ поступают в котел-утилизатор с двумя контурами, там вырабатывается пар, который используется в паротурбинной установке для выработки электроэнергии. Поэтому в парогазовой установке с внутрицикловой газификацией угля можно выделить три основные зоны: газогенераторную с системами подачи топлива и очистки синтетического-газа; ГТУ с отводом части воздуха цикла в компрессоре в систему расщепления на O_2 и N_2 паросиловую установку с котлом утилизатором и паровой турбиной.

В настоящее время в России есть два проекта ПГУ с ВЦГУ: мощностью 250 МВт для Ново-Тульской ТЭЦ на базе ГТУ типа ГТЭ-45-2 с $T_{нт} = 850$ °С (рабочая документация на строительство и изготовление оборудования) и мощностью 370 МВт для Кировской ТЭЦ-5 на базе ГТУ типа ГТЭ-115-2 с $T_{нт} = 1070$ °С (технорабочий проект оборудования и техническая документация на строительство). Последний проект выполнен в рамках Российской государственной научно-технической программы «Экологически чистая энергетика».

Продукты сгорания синтетического газа в ГТУ практически не содержат золы, соединений серы и оксидов азота, что обеспечивается оптимизацией процессов сжигания в КС ГТУ.

На испанской ТЭС Puertollano под Мадридом с участием фирмы Siemens построен парогазовый энергоблок с ВЦГУ мощностью 320 МВт. Уголь обрабатывается в мельницах до получения мелкой угольной пыли и при контролируемой подаче окислителя O_2 с установки расщепления воздуха

после компрессора ГТУ методом PRENFLO (PRessurized ENtrained FLOW) частично окисляется до получения синтетического газа (см. рисунок 5, в). Принципиальная тепловая схема энергоблока включает в себя установку подготовки угля, газогенератор с системой очистки газа, систему расщепления воздуха, энергетическую ГТУ, КУ и ПТУ (рисунок 7). КПД производства электроэнергии данного энергоблока при низких выбросах вредных веществ составляет не менее 45 %. Новые разработки ведущих фирм в этой области должны обеспечить КПД нетто ПГУ с ВЦГУ выше 50 %.

Примерно 7 % вырабатываемой на ПГУ электроэнергии расходуется дополнительно на системы газификации, очистки синтетического газа и др. Это снижает их экономичность по сравнению с ПГУ на природном газе. В схеме парогазовой установки с внутрицикловой газификацией нужен O_2 который используется для газификации угля в газовом генераторе. Для его получения используют установку по разделению воздуха на O_2 и N_2 , совмещенная с газотурбинной установкой. На рисунке 8 показаны варианты такого совмещения для установок фирмы Сименс. Схемы позволяют сохранить массовые расходы рабочего тела в компрессоре и ГТ в границах, существующих для стандартных энергетических ГТУ.

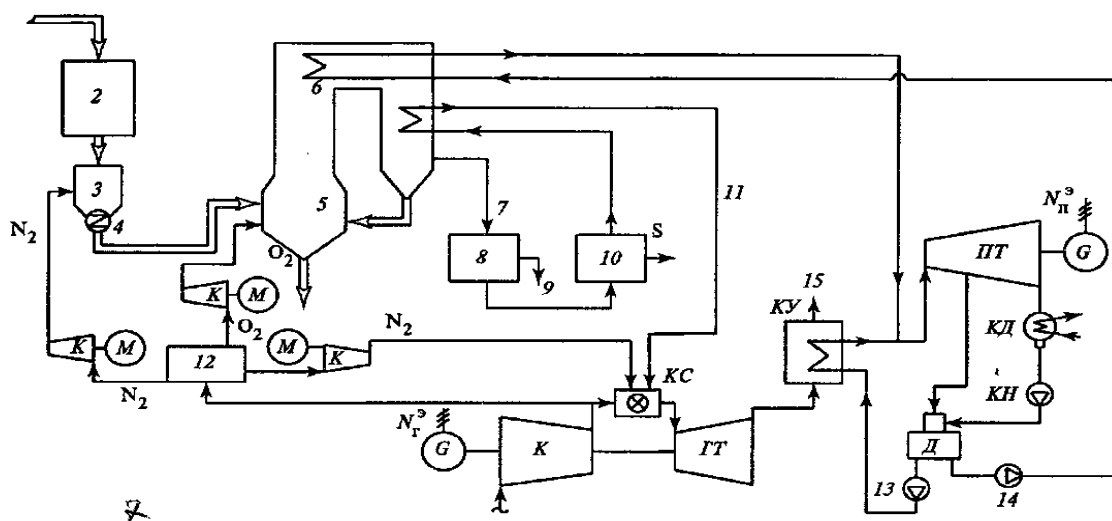


Рисунок 7- Тепловая схема пылеугольного парогазового энергоблока с ВЦГУ (метод PRENFLO)

1 — уголь; 2 — установка дробления и сушки угля; 3 — бункер; 4 — питатель угля; 5 — газогенератор; 6 — испарительные и пароперегревательные поверхности нагрева газогенератора; 7 — неочищенный синтетический газ; 8 — промывка газа; 9 — сточная вода; 10 — удаление серы из газа; // — очищенный синтетический газ; 12 — установка расщепления воздуха; 13 — питательный насос КУ; 14 — питательный насос газогенератора; 15 — выходные газы КУ в дымовую трубу

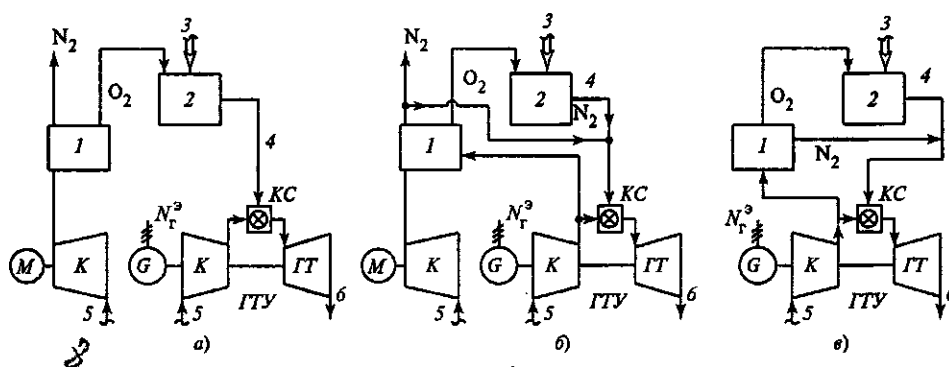


Рисунок 8- Интегрирование установки расщепления воздуха и ГТУ в схемы ИГУ с ВЦГУ (Siemens)

а – неинтегрированная схема; б – частично интегрированная схема; в – полностью интегрированная схема; 1 – установка расщепления воздуха; 2 – газогенератор; 3 – подача измельченного угля; 4 – очищенный синтетический газ; б – выходный газы ГТУ поступают в КУ.

Низкая теплота сгорания синтез- газа заставляет разработчиков газовых турбин увеличивать расход газа, а также совершенствовать систему распределения топлива.

Парогазовые установки со сжиганием угля в кипящем слое.

Технология сжигания угля в кипящем слое происходит при помощи воздуха, который вдувается в камеру топki, где образовывается слой угля, золы и известняка, разжижаемого этим воздухом. Смесь перемешивается турбулентно, за счет потока воздуха, это повышает эффективное сжигание топлива и улучшает экологию установки: диоксид серы взаимодействует с известняком, из-за низкой температуры горения меньшее количество окислов азота. Принципиальным параметром котла с КС- это пониженное значение отношения «количества вырабатываемого пара к расходу дымовых газов» . Поэтому габариты котла получатся увеличены

В котле с ЦКС материал этого слоя выносится в верхнюю часть камеры топki. Для его возврата в топку ставится сепарирующее устройство, в котором уловленный в нем материал возвращается в нижнюю часть топочной камеры. Такой котел состоит из топki, сепаратор и конвективной шахты и систем подачи и отвода твердых материалов, подачи воздуха и другого вспомогательного оборудования. Первичный воздух (до 60 % общего расхода) распределяется через решетку в поде топki, а вторичный воздух поступает через экраны в нижней части топki и проникает через плотный слой частиц.

В барабанных котлах с циркулирующим кипящим слоем давление перегретого пара регулируется с помощью расхода топлива при его

сгорания, а температура перегретого пара определяется габаритами поверхности пароперегревателя и регулируется впрыском воды. В прямоточных котлах с ЦКС используется регулирование параметров рабочего тела по сигналу «вода — топливо» с применением впрыска воды.

Парогазовые установки при сжигании угля в котлах с ЦКС под давлением (ПГУ с ЦКСД) — наиболее эффективное устройство реализации псевдосжиженного кипящего слоя горения топлива. «Кипение» образуется из-за воздуха, который подается через сопла, расположенными под нижней частью топочной камеры.

В топку котла поступает смесь воды, измельченных до размера 6 мм частиц угля и известняка. В этой густой массе доля твердых частиц составляет около 75 %. Температура горения поддерживается на уровне 800 °С независимо от нагрузки, а давление воздуха в слое — примерно 1 МПа. Циркуляция золы топлива позволяет увеличить время нахождения материала слоя в газовом тракте котла при учете истирания частиц известняковых масс. Это сокращает количество известняка, необходимое для образования кипящего слоя требуемой высоты.

В ПГУ с ЦКСД вывод золы сжигаемого угля осуществляется через фильтр трубчатый керамический. Полученная вместе с золой сажа от количества несгоревшего топлива выгорает в нем, а выделившаяся при этом теплота используется в цикле ПГУ. Таким образом, эффективность использования топлива повышается до 99,5 % (рисунок 9).

Основные преимущества ПГУ с ЦКСД, реализованной фирмой EPDC (Япония), заключаются в том, что уровень ее экологической безопасности достаточно высок при работе с широким ассортиментом угля.

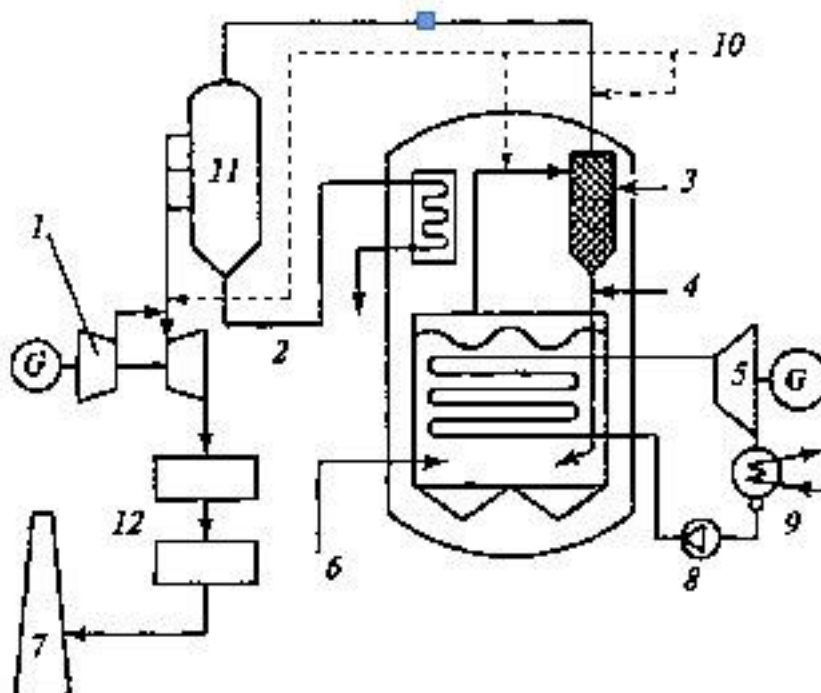


Рисунок 9- Технологическая схема ПГУ с циркулирующим кипящим слоем (фирма EPDC, Япония)

1 — ГТУ; 2 — зола; 3 — циклон циркуляции золы (два); 4 — вертикальные трубы (две); 5 — паровая турбина с электрогенератором; 6 — подача угля, известняка, воды; 7 — дымовая труба; 8 — насос; P — конденсатор; 10 — селективное некаталитическое восстановление NO_x ; 11 — циклон; 12 — очистка дымовых газов

Связывание оксидов серы в слое, степень которого значительно возрастает с уменьшением частиц известняка, сочетается с восстановлением оксидов азота в тракте горячих газов в установке селективного каталитического восстановления и полного улавливания керамическим фильтром твердых частиц при высокой температуре. В итоге при сжигании углей с объемной концентрацией серы до 2 % и зольностью 14 % обеспечиваются хорошие экологические параметры системы: $\text{SO}_x < 10$ ppm, $\text{NO}_x < 10$ ppm, выброс золы в атмосферу менее 1 мг/м^3 газов [2].

В тепловых схемах парогазовых установок основным элементом является энергетическая ГТУ. Ее характеристики и режим работы во многом

определяют показатели экономичности всей установки. Теплота подводится к рабочему телу ГТУ — газам при высокой температуре сгорания органического топлива, а отводится в конденсаторе паротурбинной установки в области низких температур конденсации водяного пара.

В энергетике применяются некоторые тепловые схемы парогазовых установок, которые имеют свои отличия и особенности. Самое большое применение получили парогазовые установки с КУ, в которых используют парогазовые установки при параллельной работе и сброса газов газотурбинной установки в паровой котел паротурбинной установки, парогазовая установка контактного типа, в котором рабочее тело процесса газопаровая смесь, ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и др. В ПГУ с котлом-утилизатором (рисунок 9) выхлопные газы ГТУ поступают в КУ, где большая часть теплоты передается пароводяному рабочему телу и генерируется пар. Последний направляется в паротурбинную установку ПГУ для производства электроэнергии. Эта электроэнергия вырабатывается без дополнительных затрат топлива, что значительно повышает экономичность всей установки. В ПГУ КПД производства электроэнергии ГТУ увеличивается с 33—38 до 52—60 %.

Термодинамический цикл Брайтона—Ренкина отражает технологический процесс ПГУ с КУ. В верхней ступени комбинированной установки (цикл Брайтона) происходит процесс сжатия забираемого им из атмосферы воздуха в компрессоре (процесс 1—2), а подводимое тепло q_x при $p = \text{const}$ в КС газотурбинной установки (процесс 2—3). Горячие газы, с высоким значением давления и температуры поступают в ГТ (процесс 3—4), где происходит расширение газа. Большая часть полезной работы передается компрессору для сжатия воздуха, а оставшаяся ее часть (30—40 %) преобразуется в электрическом генераторе в электроэнергию, направляемую потребителям. Газы после ГТ поступают в котел-утилизатор. В процессе 4—1 условно замыкается цикл Брайтона [9].

Газ охлаждается в КУ (процесс 4—5) он передает большую часть теплоты для парообразования. При этом тепло делится: тепло на нагрев воды в экономайзерной части (процесс b—c). Тепло испарение воды в испарительной части (процесс c—d), перегрев пара осуществляется пароперегревателе (процесс d—e). Расширение пара в паровой турбине и его конденсация представлены процессами e—f и a с последующим повышением давления конденсата в конденсатном насосе (процесс a—h)

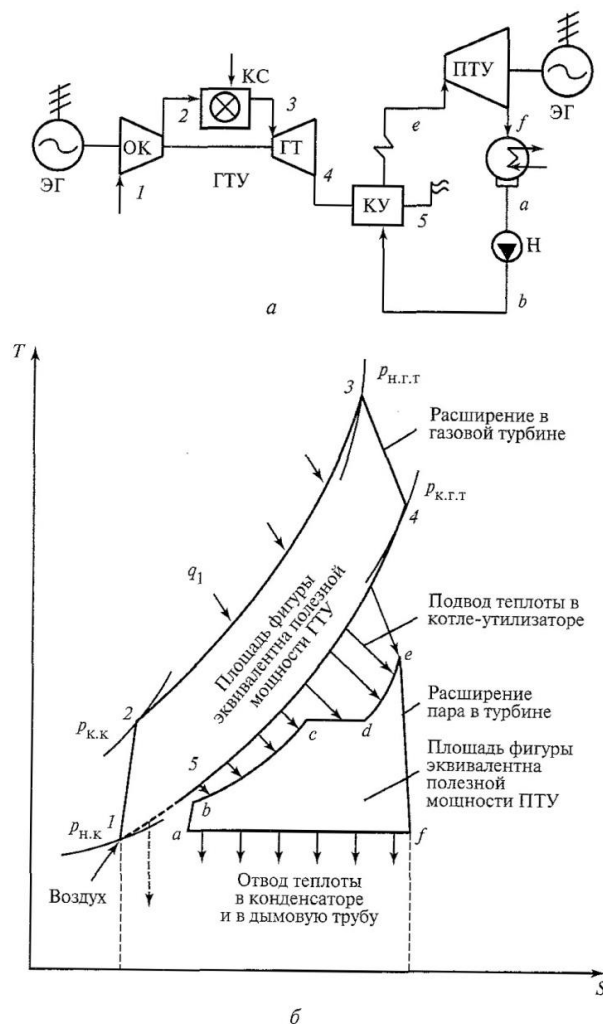


Рисунок 10- Простейшая тепловая схема (а) и циклы Брайтона—Ренкина в T, S-диаграмме (б) парогазовой установки с котлом-утилизатором:

S — энтропия, Дж/К;

T_2, n_2

— удельная теплота газа и пара, отводимая из цикла

На рисунке 11 приведена принципиальная схема ПГУ-325 с двумя газотурбинными установками ГТЭ-110 и конденсационной паротурбинной установкой мощностью 60 МВт.

Парогазовая установка ПГУ-325 предназначена для выработки электроэнергии в режимах работы Б и ПП.

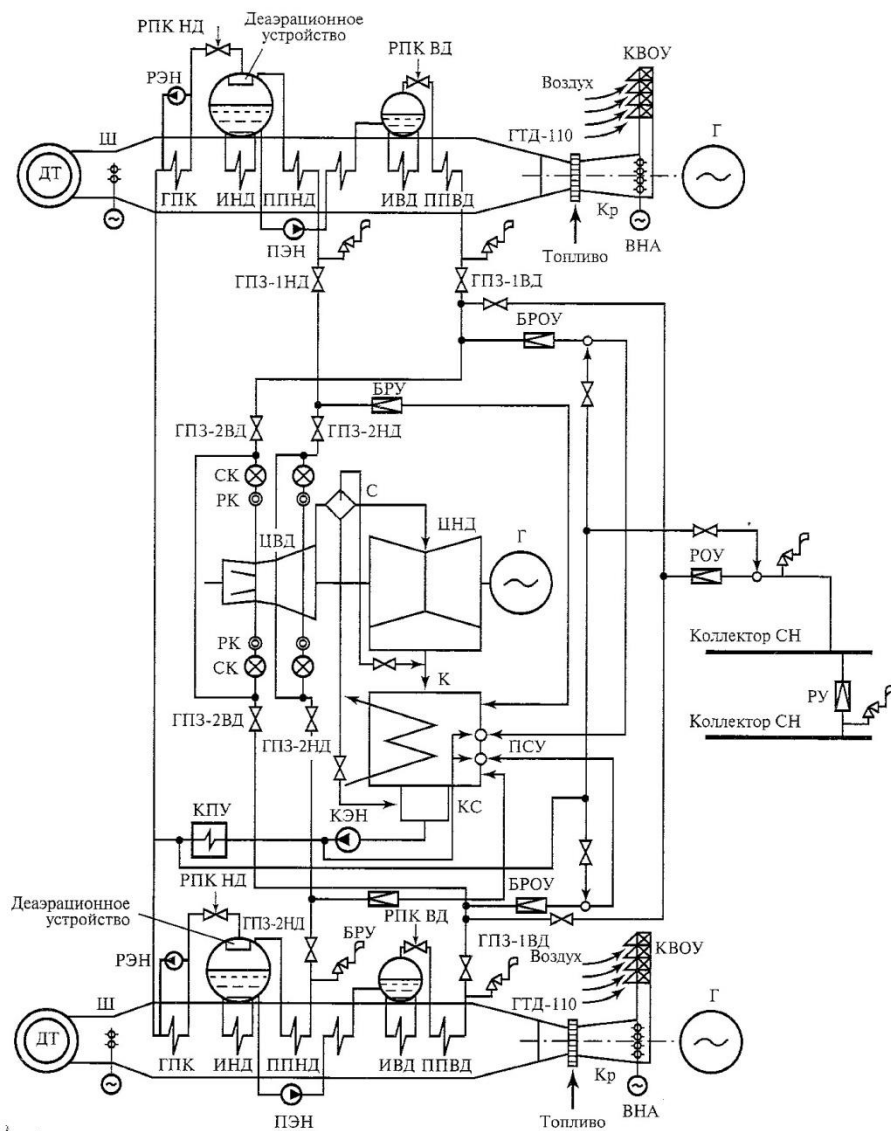


Рисунок 11- Тепловая схема парогазовой установки мощностью 325 МВт:

Где,

ВНА – входной направляющий аппарат; ГТД – газотурбинный двигатель; КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство; Кр – компрессор; КС – конденсатосборник; ГПЗ – главная паровая задвижка; С – сепаратор; Г – генератор; ППВД – пароперегреватель контура высокого давления (ВД) КУ; ИВД – испаритель контура ВД; ПЭН – питательный электронасос; ППНД – пароперегреватель контура низкого давления (НД) КУ; ИНД – испаритель контура НД; ГПК – газовый подогреватель конденсата; РЭН – рециркуляционный электронасос контура НД; РПК – регулятор питания котла; ДТ – дымовая труба; КЭН – конденсатный электронасос; К – конденсатор; ПСУ – паросбросное устройство; КПУ – конденсатор пара уплотнений паровой турбины (ПТ); РОУ – редуционно-охладительная установка контура НД КУ; БРОУ – быстродействующая редуционно-охладительная установка контура ВД КУ; РУ – редуционная установка собственных нужд (СН); СК – стопорный клапан ПТ; РК – регулирующий клапан ПТ; ЦВД – цилиндр высокого давления ПТ; ЦНД – цилиндр низкого давления ПТ; Ш – шибер запорный; БРУ – быстродействующая редуционная установка поставляется в модульном исполнении.

Расчетная начальная температура газов перед газовой турбиной составляет 1200 °С, температура газов на выходе из газовой турбины в расчетном режиме — 510 °С. При КПД ГТУ 34,1 % электрическая мощность ее равна 110,5 МВт. Утилизация теплоты уходящих газов газотурбинных установок происходит в двух горизонтальных котлах-утилизаторах типа П-88. Котлы имеют два парогенерирующих контура (с разными давлениями) без промежуточного перегрева пара с естественной циркуляцией. Параметры пара перед паровой турбиной от контура высокого давления составляют 6,85 МПа и 498 °С, от контура низкого давления — 0,64 МПа и 228 °С. КПД по выработке электроэнергии ПГУ равен 51,7 %.

The diagram illustrates a three-unit heating system. A common return line at the bottom, labeled 'Обратная тепломагистраль' (Return thermal main), carries condensate back to a central condenser (12). From the condenser, the condensate is distributed to three individual gas boilers (5) via a 'Прямая тепломагистраль' (Direct thermal main). Each boiler unit includes a gas control valve (4), a pressure sensor (15), and a bypass with a valve. The heating medium from each boiler flows through a radiator (3') and a control valve (2) to the radiators in the three units. A separate section on the right shows a steam supply system for a household ('Пар на мазутное хозяйство'), featuring a steam generator (8), a separator (9), and a pump (7) connected to a network of pipes (6) and valves (11, 14). A legend in the top right corner defines the line types: solid for tap water, dashed for natural gas, dotted for exhaust gases, thick solid for steam, and dash-dot for condensate.

- сетевая вода
- - - природный газ
- ... выхлопные газы
- пар
- · - · - конденсат

1 – дожимной компрессор; 2 – ГТУ; 3 – газоводяные теплообменники; 4 – водоводяные теплообменники; 5 – водогрейные котлы; 6 – паровые котлы; 7 – диэратор 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.

Газотурбинная ТЭЦ — частный случай ПГУ-ТЭЦ, где теплота выхлопных газов ГТУ используется только для внешнего теплоснабжения. В зависимости от характера тепловой нагрузки они могут быть отопительного, промышленного или комбинированного типа. В первом случае функции котла-утилизатора выполняет газовойдяной теплообменник (ГВТр), в котором выхлопными газами ГТУ подогревается сетевая вода (рисунок 13).

Значительные суточные и сезонные колебания отопительной нагрузки заставляют устанавливать на ГТУ-ТЭЦ несколько ГТУ и пиковые источники теплоты (водогрейные котлы, установки для дожигания топлива перед ГВТО), применять байпасирование части выхлопных газов газовой турбины, минуя теплообменник.

ГТУ-ТЭЦ несколько уступают по экономичности ПГУ-ТЭЦ, но превосходят по простоте тепловой схемы и режима эксплуатации.

Конъюнктура рынка энергоресурсов России мотивирует искать альтернативные источники топлива взамен природного газа, и среди них первое место занимает уголь.

Применение ПГ технологии на пылеугольных тепловых электростанциях технически осуществимо, одними из лучших возможностей обладают ПГУ с параллельной схемой работы. Энергетический модуль «ГТУ — котел-утилизатор» присоединяется к пылеугольному энергоблоку (например, ПСУ мощностью 200, 300 или 500 МВт), что позволяет создать высокоэкономичную маневренную энергетическую установку.

Генерируемый в КУ пар поступает в магистраль свежего пара энергетического котла, а ПТУ работает с максимальным пропуском пара в головную часть ПТ. Пылеугольный ПК снижает свою паропроизводительность на 12—15 %, практически сохраняя свой КПД.

Дополнительное охлаждение газов в КУ до $T \ll 100^\circ\text{C}$ обеспечивается подогревом в нем части питательной воды и основного конденсата ПТУ.

Соблюдаются ограничения по пропуску пара в конденсатор и по нагрузке электрогенератора ПТУ. Различные варианты тепловых схем ПГУ позволяют

отпускать электроэнергию с КПД (нетто) 44—45 %, что превышает показатели лучших пылеугольных паросиловых энергоблоков.

ПГУ со сбросом газов ГТУ в топку пылеугольного ПК паросиловой установки (сбросные ПГУ) позволяют заменить котловой воздух, поступающий из воздухоподогревателя (акт = 14—16 %). Общее количество газов, проходящих через поверхности нагрева ПК, возрастает на 30—40 %. Для их охлаждения после экономайзера котла (вместо воздухоподогревателя) устанавливают теплообменники нагрева газами части питательной воды и основного конденсата ПТУ. По своей экономичности, а главное из-за значительного усложнения технологического процесса, этот тип ПГУ уступает рассмотренным выше.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе рассчитываются затраты на научно исследовательскую работу «ПГУ с внутрицикловой газификацией угля» .ПГУ с внутрицикловой газификацией угля мало используется в России, но это направление очень перспективно для энергетики .

В этом разделе посчитаем общую себестоимость исследования

6.1.Расчет затрат на проектирование

Для выполнения работы, составляется план, в нем подсчитывается по пунктам трудоемкость работ, количество участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Поэтапный список работ, работающие исполнители, оценка объема трудоемкости отдельных видов работ сведена в таблице № 6.1

Таблица №6.1 - Перечень работ и оценки времени их выполнения

	Наименование работ	Время для выполнения задания в днях	
		Инженер	Руководитель
1	Составление задания		1
2	Краткая характеристика и анализ систем газификации угля	9	
3	Анализ систем внутрицикловой газификации в ПГУ	10	
4	Расчет характеристик генераторного газа. Расчет тепловой схемы ПГУ на базе серийной ГТУ	15	
5	Проверка руководителем проделанной работы		1
6	Анализ влияния внутрицикловой газификации на надежность ПГУ.	15	
7	Проверка исправлений и замечаний		1
8	Утверждение ВКР руководителем		1
9	Итого	49	6

6.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта.

Затраты на расчет проект

$$K_{np} = I_{mat} + I_{am} + I_{zn} + I_{co} + I_{np} + I_{nr}$$

Где :

I_{mat} – материальные затраты, руб.;

I_{am} – затраты на амортизацию, руб.;

I_{zn} – затраты на заработанную плату, руб.;

I_{co} – затраты на социальные отчисления, руб.;

I_{np} – прочие затраты, руб.;

I_{nr} – накладные расходы, руб.

6.2.1. Материальные затраты при проведении работы

В ходе работы была истрачена: бумага формата А-4, А-1 для принтеров, краска на принтере, канцелярские товары.

Материальные затраты принимаем 900руб.

6.2.2. Амортизация основных фондов и нематериальных актив.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер, ноутбук) и печатающее устройство (принтер), данные приведены в таблице № 6.2

Таблица № 6.2

Вид техники	Количество	Стоимость техники, Цк.т.	Норма амортизации, Там.	Иам.
Компьютер	1	55000руб.	20%	18008руб.
ноутбук	1	28000руб.	20%	920руб.
Принтер	1	8000руб.	20%	263 руб.

Амортизационные отчисления найдем по формуле:

$$И_{ам} = \frac{T_{исп.к.п}}{T_{кал.дней}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}}$$

Где:

$Ц_{к.т.}$ - цена компьютерной техники;

$T_{ам.}$ – срок службы;

принимаем $T_{ам.} = 5$ лет (компьютер, принтер, ноутбук);

T - время использования основных фондов (в днях).

$$И_{ам. Комп} = \frac{T_{исп.к.т}}{T_{кал.дней}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}} = \frac{60}{365} \cdot 55000 \cdot \frac{1}{5} = 1808 \text{ руб.}$$

$$И_{ам. Ноут} = \frac{T_{исп.к.т}}{T_{кал.дней}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}} = \frac{60}{365} \cdot 28000 \cdot \frac{1}{5} = 920 \text{ руб.}$$

$$И_{ам. Прин.} = \frac{T_{исп.к.т}}{T_{кал.дней}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам.}} = \frac{60}{365} \cdot 8000 \cdot \frac{1}{5} = 263 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$И_{ам.осн}^{\Sigma} = И_{ам.комп} + И_{ам.ноут.} + И_{ам.прин.} = 1808 + 920 + 363 = 2991 \text{ руб.}$$

$$И_{ам.осн} = 1808 + 920 + 263 = 2991 \text{ руб.}$$

6.3.1 Расчет фактической заработной платы

Фактическая заработная плата рассчитывается по формуле

$$И_{факт.зн} = \frac{И_{мес.пл}}{T} \cdot n$$

Где:

T – число рабочих дней в месяце = 21 день;

n – количество фактически затраченных дней,

для инженера n = 49 дней, а для руководителя n = 4 дней. Данные берем согласно таблицы №

Расчет средней заработной платы в месяц

Зарплата инженера

$$И_{мес.з.п.ин} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2$$

Зарплата руководителя

$$И_{мес.зн.рук} = (ЗПо \cdot K1 + Д) \cdot K2$$

Где:

Зпо – заработная плата в месяц;

K1=1,1(10%) – коэффициент, учитывающий отпуск;

K2=1,3(30%) – районный коэффициент;

Инженер – ЗПо = 14500руб.;

Д - доплата за интенсивность труда= 2200руб.;

Доцент ЗПо =23300руб.

Расчет зарплаты инженера и руководителя:

$$И_{мес.зн.ин} = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.}$$

$$И_{мес.зн.рук} = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 27830 \text{ руб.}$$

Расчет фактической заработной платы

$$I_{\text{факт.зп.ин}} = \frac{I_{\text{мес.зп.ин}}}{T} \cdot n = \frac{20735}{21} \cdot 49 = 48381 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{факт.зп.рук}} = \frac{I_{\text{мес.зп.рук}}}{T} \cdot n = \frac{27830}{21} \cdot 4 = 5300,1 \text{ руб.}$$

6.4 .Социальные отчисления

Социальные отчисления рассчитываются как 30% от затрат на оплату труда ФЗП.

$$\text{ФЗП} = I_{\text{факт.зп.ин}} + I_{\text{факт.зп.рук}} = 48381 + 5300,1 = 53681 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{соц.}} = 30\% \cdot \text{ФЗП} = 0,3 \cdot 53681 = 16104,33 \text{ руб.}$$

6.5. Прочие затраты

Прочие затраты это $10\% \cdot \sum$ всех предыдущих затрат.

$$I_{\text{пр}} = 10\% \cdot (I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{соц}}) =$$

$$0,1 \cdot (900 + 2991 + 53681 + 16104,3) = 7367,6 \text{ руб.}$$

6.6 Накладные расходы

При выполнении проекта на базе НИТПУ, в стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$I_{\text{НР}} = 2 \cdot I_{\text{зп}}^{\Sigma} = 2 \cdot 53681 = 107362 \text{ руб.}$$

Затраты на расчет проекта

$$K_{np} = 900 + 2991 + 53681 + 16104,33 + 7367,6 + 107362 = 188406 \text{ руб.}$$

Перспективы развития газотурбинных установок для энергетики.

Затраты	Сумма, руб
Затраты на расчет проекта	188406
Из них:	
Накладные расходы	107362
Прочие затраты	7367,6
Социальные отчисления:	16104,3
Фактическая заработная плата	53681
Амортизационные отчисления по основным фондам	2991
Материальные затраты	900

Вывод: в ходе данной работы были рассчитаны затраты на исследование внутрицикловой газификации угля на ПГУ, которое из-за ограниченности развития внутрицикловой газификации в России, подлежит внедрению на ПГУ. При внедрении данной технологии увеличится экологичность станции в сравнении с ТЭЦ на угле.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газогенераторные установки используются в большинстве промышленно развитых стран: США, Англия, Германия, Италия, Китай, Испания и др. Использование газификации твердого топлива совместно с системами очистки от CO_2 и применение конверсии CO с получением товарного водорода (H_2), пригодного к использованию в энергетике и транспорте, а также возможное производство метанола (жидкого топлива) показывает громадные перспективы этой технологии, все отдельные составляющие процессы которой промышленно отработаны. Бурное развитие этих технологий можно ожидать при росте цен на нефть более \$ 150 за баррель и платы за превышение квот на CO_2 свыше \$ 20 за тонну; При этом решающим фактором для эффективного применения в энергетике внутрицикловой газификации являются капитальные затраты на 1 кВт мощности.

В настоящее время в мировом сообществе отработано несколько успешных в промышленном масштабе технологий газификации твердого топлива, включая уголь, нефтяной кокс, насыщенные нефтью пески, биомассу и т.п. В этих системах используются также отработанные установки для получения кислорода, системы очистки генераторного газа от твердых и смолистых веществ, от двуокиси углерода (CO_2), сероводорода (H_2S). Наиболее распространенными являются промышленные установки Лурги, Высокотемпературный Винклер (HTW), газогенераторы с жидким шлакоудалением (горнового типа), газогенераторы мелкодисперсного пылевидного топлива Тексако и Шелл (Дженерал Электрик, Сименс).