

На правах рукописи

Сучков

Сергей Иванович

РАЗРАБОТКА
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Специальность: 05.14.14 – «Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты»

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва 2011

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

В России ~ 70% оборудования ТЭС выработало срок эксплуатации и устарело. Необходима массовая его замена с внедрением новых современных технологий производства электроэнергии и тепла. Перспективно для этого использовать угольные технологии, поскольку доступные для разработки месторождения угля, содержащие 36% его мировых запасов, обеспечат энергетику страны на века.

Среди новых угольных технологий, коммерческое распространение которых реально в ближайшей перспективе, высоким экономическим и экологическим потенциалом обладают установки комбинированного парогазового цикла с газификацией угля. В настоящее время парогазовые установки (ПГУ) освоены и активно распространяются, в том числе в России, при использовании природного газа, но для использования их на угле необходимо создание систем внутрицикловой газификации твердого топлива и очистки генераторного газа от механических примесей и вредных газовых компонентов (ВЦГ). За рубежом уже создано несколько демонстрационных ПГУ с ВЦГ мощностью 100-300 МВт с применением в основном парокислородной газификации угольной пыли и мокрой очистки генераторного газа. КПД этих ПГУ – 40-44 % (на природном газе подобные ПГУ имеют КПД 52-56 %). Очевидного коммерческого успеха данное направление пока не имеет из-за высоких удельных капитальных затрат (~2000 \$/кВт) и пониженной готовности сложных систем с криогенным производством кислорода. По-видимому, производство кислорода для ПГУ может безусловно оправдать себя лишь при освоении в промышленности новых более дешевых и компактных способов. Не случайно поэтому в последнее время в США и Японии осуществляются разработки условно «упрощенных» технологий с паровоздушным дутьем в газогенераторы. Настоящая разработка изначально ориентирована на применение по возможности простых схемных и конструктивных решений при использовании паровоздушной газификации угля.

Цель работы

Поставлена задача разработать простую и надежную систему ВЦГ с сокращенным набором оборудования, которая при сохранении свойственных ПГУ высоких экономических и экологических показателей обеспечит умеренную, коммерчески приемлемую удельную ее стоимость, в частности за счет отказа от применения воздухоразделительных установок.

Актуальность работы и ее практическая значимость

Рассмотренные ниже исследовательские и опытно-конструкторские работы представляют завершующую поисково - экспериментальную стадию разработки «упрощенной» энергетической парогазовой технологии на твердом топливе, которая характеризуется достаточно высокими экономическими и экологическими показателями и существенно меньшей в сравнении с освоенными западными технологиями удельной стоимостью. Освоение такой технологии, пригодной, как показывают результаты исследований, для широкого спектра углей и горючих отходов, актуально для теплоэнергетики РФ, поскольку она может быть широко и эффективно использована при замене устаревшего оборудования и модернизации действующих ТЭС.

Научная новизна

Впервые осуществлены экспериментальные исследования газификации разных видов твердого топлива в плотном слое с жидким шлакоудалением на воздушном дутье с возможной подачей с ним угольной пыли (горновой метод) и до-

казана эффективность применения этого метода для широкого спектра энергетических углей и горючих отходов. Определены основные технологические параметры и границы применимости этого метода. Впервые разработана комплексная методика расчета горнового газогенератора.

Осуществлены исследования образования и вторичной деструкции угольных смол в условиях горнового процесса, явившиеся основой экспериментальной проработки и выбора для горнового газогенератора относительно простой и экономически выгодной сухой очистки генераторного газа при температуре газа выше температуры конденсации смоляных паров без выделения последних. Решение о выборе такой газоочистки без предварительного устранения паров смол из синтез-газа проработано впервые.

Впервые в отечественной практике применен в качестве тонкой ступени очистки генераторного газа и испытан металлотканевый фильтр с пневмоимпульсной регенерацией очистных элементов.

При участии автора осуществлены поиск и исследования активных и дешевых сорбентов для аппаратной ступени сухой сероочистки генераторного газа. Впервые экспериментально показана высокая эффективность применения доступных и дешевых железомарганцевых руд.

Впервые в отечественных исследованиях дана количественная оценка выбросам оксидов азота при сжигании генераторного газа после сухой его очистки и проработано многократное сокращение этих выбросов.

Проработаны и апробированы для слоевых газогенераторов две технологии производства гранул и брикетов из мелкозернистого топлива, в том числе при использовании в качестве связующего газогенераторной смолы.

Впервые в отечественных исследованиях осуществлено изучение коррозионной стойкости широкого набора отечественных сталей и сплавов в среде генераторного газа и разработана методика расчета скорости коррозии низколегированных сталей в газогенераторных установках.

Предложенная технология газификации, газоочистки и сжигания синтез-газа внутри цикла ПГУ апробирована на комплексной опытной установке при использовании углей с широким диапазоном изменения степени метаморфизма, а также горючих отходов. С применением данной технологии разработано несколько проектов ПГУ и ГТУ-ТЭЦ мощностью 6×250 МВт, при этом расчетные показатели крупных ПГУ не уступают действующим западным аналогам при очевидном существенном снижении удельной стоимости.

Достоверность

Диссертация обобщает комплекс работ, выполненных во Всероссийском теплотехническом научно-исследовательском институте, который обладает системой контроля, приборным и методическим обеспечением и опытом исследований по всем аспектам рассматриваемой диссертационной работы. Достоверность обеспечивается также экспериментальным характером рассматриваемой работы, в которой подавляющая часть результатов получена или обоснована опытным путем. Кроме того значительная часть этой работы выполнена в рамках государственных контрактов с Роснаукой при жестком контроле качества НИОКР государственным заказчиком.

На защиту выносятся:

Комплексная экспериментальная разработка технологии внутрицикловой газификации твердого топлива с горновым газогенератором и высокотемператур-

ной газоочисткой для ПГУ, характеризующейся сравнительной простотой, высокими экономическими и экологическими показателями и умеренной стоимостью оборудования.

Реализация результатов работы

Результаты работы использованы:

- в первом отечественном рабочем проекте опытно-промышленной ПГУ мощностью 250 МВт с внутрицикловой газификацией угля для Кировской ТЭЦ-5 (головные разработчики НПО ЦКТИ и ВНИПИЭнергопром);

- в разработке технических предложений по созданию теплофикационной ПГУ мощностью 200 МВт на агломерируемом антрацитовом штыбе (ВТИ и СКБ ВТИ);

- в предпроектной разработке опытно-промышленной ПГУ мощностью 250 МВт на канско-ачинском (березовском) угле (ВТИ);

- в проектной и конструкторской разработке ГТУ - ТЭЦ мощностью 6 МВт с газификацией угля для обеспечения электроэнергией и теплом отдаленных и изолированных районов страны, а так же для замены городских котельных;

- в проектной и конструкторской разработке опытно-промышленной ПГУ с газификацией угля, газотурбинной установкой 16 МВт и котлом - утилизатором в качестве надстройки к оборудованию действующей ТЭЦ (ВТИ, РЭК, ТГК-5, «Авиадвигатель»);

- при создании и испытаниях экспериментальной комплексной газификационной установки с системами подготовки топлива, пыле- и сероочистки генераторного газа и его сжигания с применением различных мер подавления *NOx*.

Апробация работы

Основные результаты работы доложены на конференциях, семинарах и заседаниях советов авторитетных научных организаций, в том числе:

- на пятой научно- практической конференции с международным участием «Минеральная часть топлива, шлакование, очистка котлов, улавливание и использование золы (Челябинск, 2011г.)

- на III ежегодной конференции с международным участием «Топливо и экология – 2010» (Москва, 2010 г.)

- на международной научно-технической конференции «Технологии эффективного и экологически чистого использования угля». (Москва, 2009 г.)

- на VII Всероссийской конференции с международным участием «Горение твердого топлива». (Новосибирск, 2009 г.)

- на конференции ОИВТ РАН с международным участием «Результаты фундаментальных исследований в области энергетики и их практическое значение». (Москва, 2008 г.)

- на международной конференции «Экологически чистые угольные технологии для технического перевооружения российских тепловых электростанций» (Москва, 2006 г.);

- на международной конференции: «Эффективное оборудование и новые технологии – в российскую энергетику» (Москва, 2001 г.);

- на научном совете РАН по комплексной проблеме «Теплофизика и теплоэнергетика» (Москва, 2001 и 2004 гг.);

- на всероссийском научно-техническом семинаре «Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем» (Москва, 2001 г.);

- на второй всероссийской школе-семинаре молодых ученых и специалистов «Энергосбережение – теория и практика» (Москва, 2004 г.);
- на VII конференции по химии и технологии твердого топлива России и стран СНГ (Звенигород, 1996 г.)

Публикации

По материалам диссертации выпущено 37 печатных работ, в том числе: 11 – в периодических журналах, рекомендованных ВАК, 7 – в сборниках докладов международных и всероссийских конференций, 19 – в других рецензируемых научно-технических изданиях; кроме того получено 9 патентов на изобретения и полезные модели и РФ и 1 авторское свидетельство СССР.

Личный вклад автора

Автор осуществил выбор направления и постановку задач исследований, руководил большинством рассмотренных в диссертации научно-исследовательских и расчетно-аналитических работ, непосредственно участвовал в их проведении, а также выполнял научное сопровождение представленных конструкторских и проектных разработок.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, одиннадцати глав, заключения, списка литературы и приложения; изложена на 177 страницах машинописного текста, содержит 65 рисунков, 12 таблиц, 114 наименований библиографических ссылок.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дается общая характеристика созданию парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля в мировой энергетике и обосновывается целесообразность разработки новых более простых и надежных технологий внутрицикловой газификации угля для обеспечения несомненной коммерческой выгоды от распространения данного нового способа энергетического производства. Приводятся общие сведения по диссертационной работе.

В 1-ой главе диссертации обосновывается выбор метода газификации и направлений исследовательских работ.

В литературе описано более шестидесяти методов газификации твердого топлива. Внедрено и нашло развитие ограниченное их количество. До настоящего времени широко применяются благодаря отлаженной и надежной конструкции газогенераторы с плотным слоем топлива и твердым шлакоудалением фирмы Лурги или их аналоги, работающие, как правило, на парокислородном дутье под давлением 2 – 3 МПа (модификация «Рур100» – до 10 МПа). В них реализуется рациональная противоточная организация газообразования за счет выгорания коксового остатка в голове процесса, последующих восстановительных реакций и термического, облагораживающего формирующийся газ разложения топлива без израсходованного ранее кислорода. Имеются, однако, серьезные недостатки: низкая удельная нагрузка реактора (до $\sim 10 \text{ МВт/м}^2$ по потенциальной энергии газифицируемого топлива) из-за низких температур реагирования, наличие смол в генераторном газе, необходимость расходования большого количества пара на газификацию (содержание H_2O в парокислородном дутье $\sim 80\%$ об.) при низкой степени его разложения (около 30%), повышенная балластировка генераторного газа не только водяным паром, но и диоксидом углерода ($\text{CO}_2 = 27\text{-}35\%$ на сухой газ).

В газогенераторах плотного слоя BGL, созданных Британской газовой корпорацией совместно с фирмой Лурги, большинство указанных недостатков уда-

лось преодолеть за счет повышения температуры в ядре горения до ~ 2270 К и организации вывода шлака из реактора в жидком виде с применением, как в доменных печах фурменного дутья. Шлак вытекает из узкой круглой и защищенной водяным охлаждением летки, через которую организован проток в реактор высокотемпературных продуктов сжигания газа в специальных кислородных горелках, размещенных под подом реакционной камеры. Газификация осуществляется на парокислородном дутье, содержание пара в котором сокращено до $\sim 40\%$ об. Форсировка реактора при этом поднялась выше 30 МВт/м², степень разложения водяного пара увеличилась до 90% , концентрации CO_2 в генераторном газе снизилась до $\sim 3\%$, а теплота его сгорания является наиболее высокой среди известных автотермических газификаторов. Большим преимуществом является низкая температура за реактором ($725 - 825$ К), обеспечиваемая за счет активного поглощения теплоты сгорания кокса в эндотермических восстановительных реакциях. Однако, для обеспечения надежного истечения шлака и предотвращения минерального спекания шихты зольность топлива ограничена 25% . Хорошо освоена работа этого газогенератора в блоке с газовой турбиной.

В освоенных крупных (до 300 МВт) демонстрационных ПГУ с газификацией угля применены поточные газификаторы с жидким шлакоудалением на парокислородном дутье («Тексако», «Пренфло», «Шелл») и мокрая очистка генераторного газа. Первый из названных газогенераторов реализует нисходящую газификацию пылеводяной суспензии с организованной сепарацией шлака. Два других базируются на широко известном методе «Копперс-Тоцек» (горизонтальная встречная газификация потоков пылеугольной аэросмеси в реакторе с факельными оголовками, верхним центральным выводом из него газа и нижним – жидкого шлака). Бесспорным преимуществами поточных газогенераторов является отсутствие смол в производимом газе и доказанная на практике возможность создания крупного газификатора угольной пыли, способного обеспечить мощность энергоустановки ~ 300 МВт. Но остальные свойства пылевого процесса не столь привлекательны, как при сжигании угля. При поточном способе исключается возможность облагораживания генераторного газа высококалорийными летучими компонентами топлива, поскольку они выгорают на головной стадии процесса, горючие же составляющие генераторного газа формируются в основном за счет затяжной газификации кокса. Температура газов на выходе из реактора, где завершается выгазовка пыли, должна быть выше температуры нормального шлакоудаления ($1770 - 1870$ К), иначе в переходной зоне температур произойдет зашлаковка по верхностей реактора липкими и размягченными частицами золы. Это сопровождается увеличенным расходом кислорода и пониженным химическим КПД процесса ($\sim 72\%$ против $\sim 80\%$ в слоевых газогенераторах с парокислородным дутьем). Указанное свойство, особенно применительно к ПГУ, является принципиальным недостатком, так как существенная часть физической теплоты при превалирующей в настоящее время «мокрой» очистке генераторного газа теряется, а другая часть, передающаяся рабочему агенту через стенку, может использоваться лишь в нижнем паротурбинном цикле ПГУ с пониженным термодинамическим эффектом. При вынужденно высокой температуре газов за реактором требуется применять так же громоздкие радиационные охладители генераторного газа, эффективность теплопередачи в которых в меньшей степени зависит от давления процесса, чем в конвективных теплообменниках. Из-за низкой скорости восстановительного реагирования и малого времени пребывания угольной пыли в реакторе

поточная газификация осуществляется на обогороженном дутье.

В ВТИ еще в 1950-е годы были разработаны и проверены основные принципы противоточной газификации угля в плотном слое с жидким шлакоудалением на воздушном дутье (горновой метод). Исследования, правда, были проведены только на антраците, так как при использовании этого топлива не обнаруживается паров смол в составе продуктов газификации и, таким образом, отсутствует серьезное препятствие для организации их очистки. Название метода определяется его сходством с доменным процессом (рис. 1). Сущность этого метода заключается в следующем. Острое воздушное дутье, к которому может быть подмешан водяной пар и угольная пыль, внедряется через фурмы в нижнюю часть слоя кускового топлива. На выходе дутья из фурм образуется концентрированный высокотемпературный очаг горения ($v = 1970\text{--}2175\text{K}$), обеспечивающий расплавление и удаление золы через щелевую проточную летку и форсированную кинетику восстановительных эндотермических реакций в газах, поднимающихся вверх навстречу опускающему продвижению топлива. В верхней зоне происходит выделение из топлива летучих, облагораживающих генераторный газ, но предохраняющих наличие в нем паров смол. При небольших габаритах реактора температура синтез-газа на выходе умеренна. Обеспечивается практически неограниченное время пребывания в реакторе кускового топлива. Как показал первый опыт ВТИ, указанная организация горнового процесса позволяет на небогатом дутье использовать топливо с низкой реакционной способностью (антрацит) и получать при этом достаточно высокое качество синтез-газа. Конструкция газогенератора при этом относительно проста.

Сказанное определило выбор горнового газогенератора для разработки рассматриваемой технологии ВЦГ, а проведенные позднее исследования окончательно утвердили этот выбор как базовое технологическое решение. Одновременно с этим данная разработка потребовала решения следующих проблемных задач:

√ Надо было изучить возможность использования этого метода на других, помимо антрацита, марках углей и видах твердого топлива, экспериментально определить основные показатели процесса их газификации и границы применимости.

√ Особую проблему вызывало наличие смол в составе генераторного газа, весьма осложнявшее его очистку при очень высоких требованиях к ней у современных газовых турбин.

√ В газогенераторном процессе сера топлива на $\sim 70\%$ переходит в H_2S и сероводородная коррозия представляет большую опасность. Требовались исследования коррозионной стойкости различных сталей в среде синтез-газа и их обоснованный выбор для создаваемого оборудования.

√Требовалась разработка дешевых способов сухой сероочистки синтез-газа.

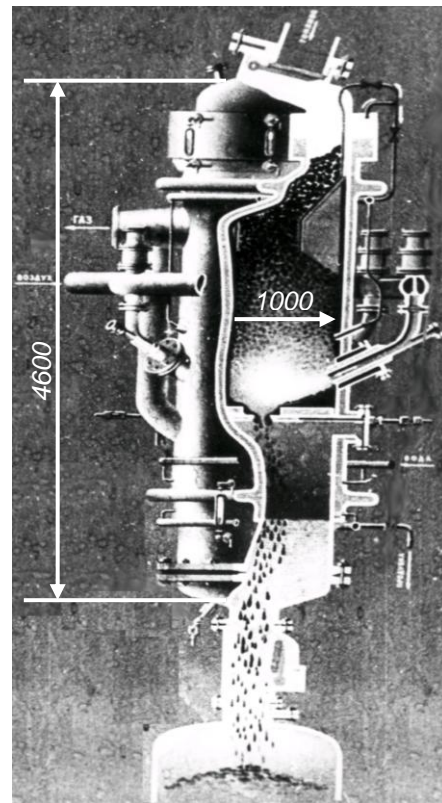


Рис. 1. Опытный образец горнового газогенератора на $2\text{м}^3/\text{ч}$ антрацита, 0.7МПа (тепловая мощность 25МВт)

√ Необходимо было изучить сжигание генераторного газа в газотурбинной камере горения и найти при необходимости способы подавления не изучавшихся ранее выбросов оксидов азота при сжигании продуктов газификации углей.

√ Требовалось найти простой и экономичной системы подготовки топлива, возможность обеспечения которой заложена отсутствием размола основной части газифицируемого горновым методом топлива.

√ Для использования мелкозернистых углей требовалось разработать мало-затратные методы их агломерации.

√ Необходимым этапом разработки являлась комплексная апробация основных технологических решений на экспериментальной установке.

√ Требовалось также разработать комплексную методику расчета процесса в горновом газогенераторе и провести с ее применением представительные расчетно-аналитические исследования и проектных разработки ПГУ с предложенной технологией для оценки их эффективности.

Во второй главе рассмотрены результаты исследований горновой газификации углей и горючих отходов.

Основная часть перечисленных задач настоящей разработки была решена на комплексной опытной установке, созданной на Зуевской экспериментальной ТЭЦ и воспроизводящей в малом масштабе разрабатываемую технологию. Ее полная схема, реализованная в ходе экспериментальных работ, показана на рис.2. Газогенератор экспериментальной установки, задуманный для воспроизводства элементарного столба угольной засыпки в промышленном реакторе, имеет малый диаметр горна но представительную высоту слоя топлива ~ 1м. Процесс в реакторе защищен многослойной футеровкой. Такие решения преследуют цель добиться сходства его удельных показателей с показателями процесса на промышленном объекте. Газогенератор рассчитан на давление до 0.7 МПа и производительность по топливу до 100 кг/ч. Узел выпуска жидкого шлака в результате продолжительной доводки образован подовой головкой на штанге, которая может перемещаться по вертикали и увеличивать сечение проточной летки, а в полностью опущенном виде – освободить выпускное окно для удаления из реактора топлива. Дутье подается через внутреннюю трубу штанги (снизу вверх) и две наклоненные вниз фурмы. Эти три скрещивающихся потока образуют концентрированный очаг горения непосредственно над подовой головкой, чем облегчается выход жидкого шлака через щелевую летку, образованную краем подовой головки и круговым карнизом футеровки в нижней части горна. Выходу шлака способствует спутный отсос высокотемпературных газов из ядра горения. В опытах через летку отсасывалось до 8% газов. Исследования на чисто воздушном дутье были проведены на каменных и бурых углях (кузнецком Т, тарбагатайском и березовском Б2), антраците, агломерированном АШ, нефтяном коксе и коксографитных отходах электродного производства. Результаты сравнительных опытов приведены в табл. 1. Интенсивность процесса в них (удельная нагрузка горна q_F , МВт/м³) охарактеризована потенциальной теплотой прореагировавшего в единицу времени топлива, приходящегося на единицу площади горна:

$$q_F = \frac{G_T \cdot Q_i^r - 0,3279 \cdot (G_{ПР} \cdot c_{ПР}^r + G_{ВН} \cdot c_{ВН}^r \cdot \eta_{CO}^{-1})}{\tau \cdot F_F},$$

где G_T - количество поданного в опыте топлива, кг; Q_i^r - теплота сгорания подан-

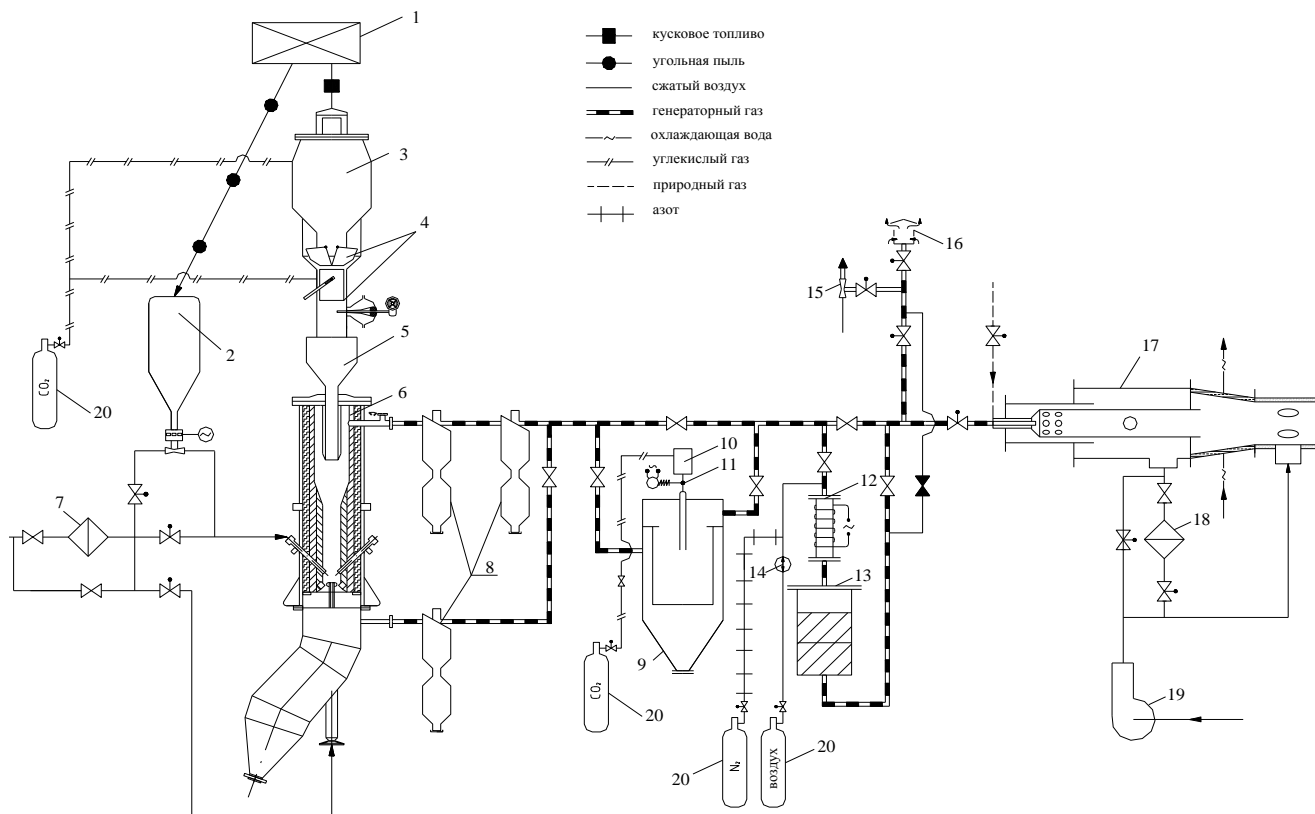


Рис. 2. Схема комплексной опытной установки на ЗуЭТЭЦ:

1 – топливоподготовка; 2 – бункер пыли; 3 – бункер порционирования кускового топлива; 4 – шлюзовая система; 5 – расходный бункер; 6 – газогенератор; 7 – электрический воздухоподогреватель; 8 – циклоны; 9 – металлотканевый фильтр; 10 – импульсный клапан; 11 – ресивер регенерационного газа; 12 – электрический подогреватель воздуха для регенерации сорбента; 13 – реактор сероочистки; 14 – ввод пара; 15 – растопочный эжектор; 16 – свеча с запальным оголовком; 17 – камера сжигания; 18 – подогреватель воздуха на камеру сжигания; 19 – воздуходувка; 20 – газовые баллоны.

ного топлива, МДж/кг; $G_{ПР}$ – масса шлака и провала из летки в опыте, кг; $c_{ПР}^Г$ – содержание горючих в шлакопровальной массе, %; $G_{УН}$ – масса уловленного уноса в опыте, кг; $c_{УН}^Г$ – содержание горючих в уносе, %; $\eta_{СО}$ – коэффициент улавливания уноса в системе очистки, τ – длительность опыта, с; $F_{Г}$ – площадь горна.

Значения q_F при давлении в опытах $p = 0,45 - 0,5$ МПа (абс.) составили 20 – 25 МВт/м², что соответствует удельному расходу углей 2,7 – 4,2 т/(м²ч). Качество генераторного газа оказалось выше, чем у известных газогенераторов на воздушном дутье. Q_i^d синтез-газа, составившая в рассматриваемых опытах 4,30 – 5,36 МДж/м³, закономерно повышалась с понижением степени метаморфизма газифицируемого топлива. Это объясняется соответствующим увеличением в нем летучих веществ, которые в данном способе газификации обогащают генераторный газ, хотя с понижением степени метаморфизма угля доля конверсии прореагировавшего углерода топлива в CO_2 растет, а в CO – снижается (рис.3). В исследованиях выявлен ряд полезных свойств горнового газогенератора:

- растопка газогенератора на бурых и молодых каменных углях совершается просто и мобильно – посредством вдувания горячего дутья;

– при широком изменении нагрузки газогенератора состав синтез-газа меняется слабо, при этом регулировка нагрузки осуществляется весьма просто – за счет из-

Таблица 1

Результаты исследований горновой газификации углей и горючих отходов

Наименование	Канско-ачинский (березовский) бурый уголь	Тарбагатайский уголь*	Кузнецкий гоший уголь	Антрацит	Окатыши из АШ на бетоните	Окатыши из АШ на извести и ССБ-60%, кусковой антрацит-40%	Окатыши из АШ на извести и ССБ-70%, кусковой антрацит-30%	Брикеты из АШ на газогенераторной смоле	Брикетированные отходы электродно-графитного производства	Нефтяной кокс
Теплота сгорания поданного топлива Q_i^r МДж/кг	21,7	22,4	27,5	29,4	23,4	25,1	24,8	26,3	27,4	36,0
Влажность поданного топлива W^r , %	11.0	15.6	2.2	4.4	2.2	2.6	2.5	1.6	–	0,37
Зольность угольной шихты A^d , %	4.1	16.0	16.4	6.8	27.0	20.2	24.6	18.2	12.7	0.27
Давление в реакторе (абс.) p , МПа	0.49	0.45	0.49	0.46	0.4	0.45	0.5	0.35	0.4	0.46
Теплонапряжение сечения горна по теплу газифицированного топлива q_f , МВт/м ²	25.5	21.7	20.3	22.2	20.0	20.6	21.1	19.0	19.2	23.2
Температура в ядре горения v_ϕ , К	1915	1955	2005	2055	1975	2015	2025	2025	2060	2080
Температура газа за реактором v_p , К	945	800**	1130	1075	1230	1105	1060	1040	1070	1050
Состав сухого генераторного газа, %:										
CO_2	4.3	2.0	2.5	1.7	6.4	2.2	1.8	2.72	1.0	1.1
CO	20.9	29.7	28.0	31.0	26.8	30.0	30.0	27.3	31.6	31.0
H_2	11.2	7.2	3.8	2.9	3.0	3.2	3.2	8.0	2.0	2.9
CH_4	3.4	2.3	1.6	0.2	0.3	0.3	0.38	0.18	-	0.3
N_2 (расч.)	60,2	58,8	64,1	64,2	63,5	64,3	64,62	61,8	66,4	64,7
Теплота сгорания генераторного газа Q_i^d , кДж/м ³	5068	5364	4522	4301	3780	4252	4276	4377	4209	4326
Запыленность генераторного газа за газогенератором $\mu_{гг}$, г/м ³ (при н.у.)	32	10	21	13	108	72	76	28	65	18

*Тарбагатайскому углю присвоена марка БЗ, но по большинству характеристик он соответствует длинно-пламенным углям.

**Пониженная температура объясняется применением специальных мер против спекания этого угля.

менения расхода дутья; расход кускового топлива, поступающего в реактор само-теком, поддерживается при этом автоматически;

– степень разложения водяного пара в горновом процессе по данным специальных исследований составляет 80 – 90%, так что даже умеренное количество пара в составе дутья существенно повышает качество синтез-газа.

– помимо кускового топлива $\delta = 5-50$ мм в горновой газогенератор в составе дутья можно подавать значительное количество угольной пыли (рис.4), однако для предотвращения чрезмерного уноса признано целесообразным ограничивать эту часть топлива на уровне 30 % от общего его расхода.

Запыленность генераторного газа μ за реактором сильно зависит от вида газифицируемого топлива (табл.1). На одном и том же топливе μ пропорциональна квадрату q_F и обратно пропорциональна давлению процесса p . Так что при изменении q_F пропорционально \sqrt{p} μ остается примерно постоянной.

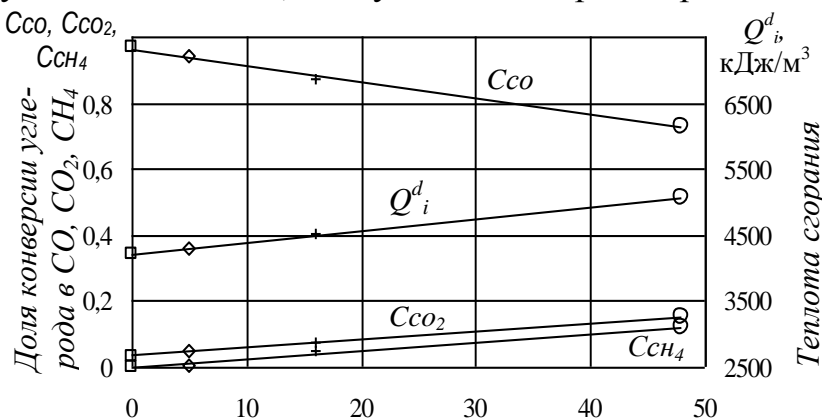


Рис.3. Зависимость показателей горновой газификации топлива от содержания летучих компонентов в нем

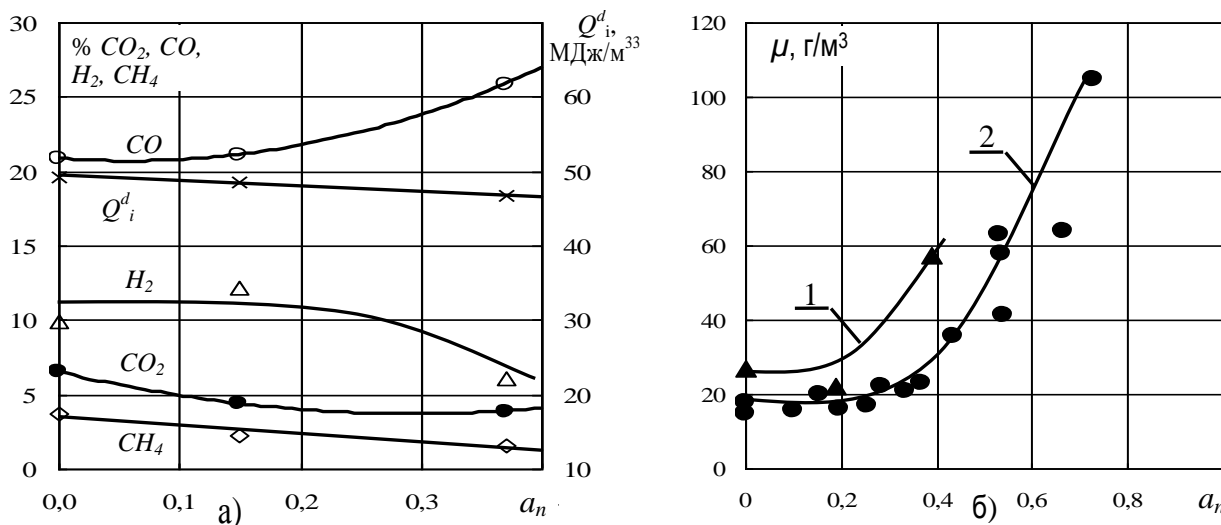


Рис.4. Изменение состава, теплоты сгорания (а) и запыленности генераторного газа (б) в зависимости от доли пылевидного топлива:

а, б-1 – канско-ачинский уголь, $q_F = 19.4-21.4$ МВт/м², $p=0.38-0.41$ МПа, $R_{90}=21\%$;
 б-2 – антрацит, $q_F = 14$ МВт/м², $p=0.5$ МПа, $R_{90}=10-13\%$

При газификации высокозольных углей происходил отрыв ядра горения от фурм с образованием сплошного фронта горения, мигрирующего в слое угольной засыпки. По результатам изучения этого явления и с учетом также необходимости предупредительных мер против спекания минеральной части топлива в слое введено ограничение по его зольности: $A^d \leq 30\%$.

Рассмотренные результаты исследований свидетельствуют о наличии у горнового газогенератора ряда свойств, благоприятных для его энергетического применения, и о возможности его использования для широкой группы углей и горю-

чих отходов. Отметим также благоприятное соответствие горновому процессу свойств ряда топлив (березовского угля, нефтяного кокса), прямое сжигание которых сопряжено с большими трудностями.

Третья глава посвящена решению проблемы смол в составе генераторного газа. Наличие конденсирующихся смоляных паров в продуктах газификации серьезно затрудняет их очистку, весьма актуальную из-за высоких требований газовых турбин к чистоте синтез-газа. В поисках решения этой проблемы были проведены лабораторные исследования образования смоляных паров при пиролизе топлива и их вторичных превращений. Выделяясь из прогреваемых кусков топлива, смоляные пары в потоке генераторного газа подвергаются термическому разложению, а при достаточно высоких температурах термообработки может произойти их полная деструкция с образованием газообразных компонентов и сажи. Была создана специальная стендовая установка, воспроизводящая этот процесс выделения из угля и последующих превращений паров смол. Исследования проводились на канско-ачинском (березовском) и кузнецком СС углях. В опытах определялись расход и состав пиролизного газа, первичной смолы и продуктов ее разложения в жидкой и твердой фазах после вторичной термообработки при фиксированной температуре и продолжительности.

У канско-ачинского угля выход смоляных паров из топлива наблюдался при температуре засыпки 555 – 925 К, интенсивный период – при 675 – 775 К. Вторичный их пиролиз исследовался при температурах термообработки 1035 – 1425 К и времени выдержки 0,8 – 1,2 с, характерном для реальных газогенераторов. Представление об этом процессе дает графическая зависимость доли сохранившейся после термообработки смолы от температуры этого процесса (рис. 5). Представленная зависимость показывает, что термообработка смоляных паров при $t_{T.O} = 1035$ К приводит к сокращению остаточной смолы до ~ 30% от ее первичного количества. При последующем увеличении температуры термообработки темп распада смолы значительно снижается. Полная деструкция смолы как канско-ачинского угля, так и кузнецкого, наступает при $t_{T.O} = 1395$ К.

При $t_{T.O} \leq 1200$ К образование сажи незначительно, но дальнейший рост $t_{T.O}$

вызывал выделение сажи с возрастающим темпом; при $t_{T.O} > 1275$ К проявляется уже обильное выделение сажи не только за счет разложения смол, но и простых углеводородов, включая метан. На рис. 5 указанному соответствует графическая зависимость весовой доли сажистых частиц в уловленных остатках вторичной термической деструкции смоляных паров.

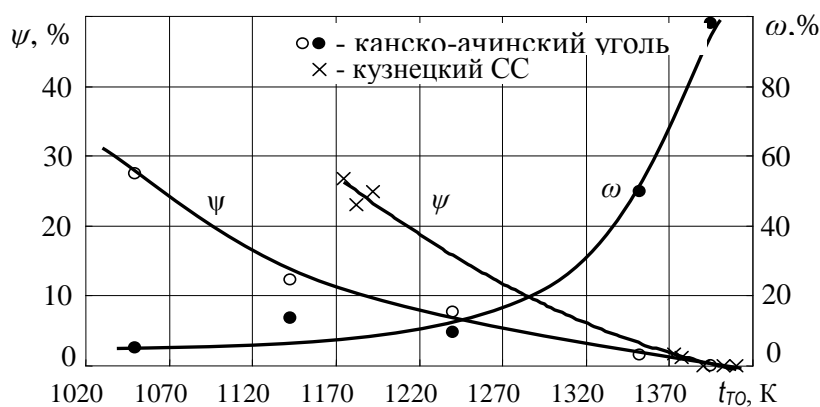


Рис.5. Зависимость количества остаточной смолы (ψ) и сажистых частиц (ω) от температуры термообработки ($t_{T.O}$)

Результаты исследований не отвергают возможности осуществления в горновом газогенераторе полной деструкции смол за счет создания в выходной зоне реактора температуры газа ~1390 К, однако это сопряжено с рядом отрицательных последствий: обильным сажеобразованием и распадом наиболее теплоценных органических компонентов

генераторного газа, резким снижением диапазона допустимых нагрузок газогенератора, увеличением уноса твердой фазы из-за усиления термошока поступающего в реактор топлива. Извлечение смол из синтез-газа возможно, но сопряжено с усложнением системы и потерями.

Изложенное побудило проработать для горнового газогенератора сухую очистку синтез-газа при температуре выше температуры конденсации смол. При такой очистке смоляные пары сохраняются и сжигаются в составе генераторного газа. Применение сухой газоочистки экономически выгодно, так как она ликвидирует потери физической теплоты синтез-газа и позволяет термодинамически выгодно использовать значительную ее часть, а также энергию смоляных паров в верхнем газотурбинном цикле. Ликвидируются загрязненные водные стоки, а устранение опасных микрокомпонентов синтез-газа осуществляется надежным огневым способом.

Полученные данные позволяют задать благоприятные для сухой газоочистки параметры газогенераторного процесса. При температуре газа за реактором $t''_{\text{гз}} = 1050 - 1150$ К деструкция смоляных паров оценивается в 50 – 85% для различных углей, и еще не происходит значительного выделения сажи. Такой уровень температур по результатам опытов вполне приемлем для формирования качественного синтез-газа и рекомендуется при использовании горячей газоочистки.

Нижний технологический уровень температур такой газоочистки был найден при газификации на опытной установке ЗуЭТЭЦ наиболее богатого смолами березовского угля по температуре выпадения смоляной росы из генераторного газа. При давлении газа $p = 0,43$ МПа она составила 550 К. На основании пересчета этой величины по методу Ашворта на значения $p = 2-2,5$ МПа, обычные для реальных ПГУ, температура газа на тракте газоочистки ПГУ в общем случае должна быть не менее 670 К. На некоторые топлива данное ограничение не распространяется: при газификации антрацита, тощего угля и нефтяного кокса наличия смол в продуктах газификации не было обнаружено.

Верхний технологический предел температур горячей очистки синтез-газа определяется концентрацией в нем щелочных компонентов, выделяющихся при газификации угля. Перед газовой турбиной содержание их не должно превышать $1 \cdot 10^{-6}$ об. При температуре генераторного газа на тракте газоочистки менее 870 К большинство щелочей конденсируется на частицах уноса и удаляется при улавливании последних, а содержание оставшихся в газе щелочей не превышает, как правило, указанной нормы.

Проведенный анализ показывает, что разрабатываемую для горнового газогенератора горячую газоочистку необходимо проводить при температурах 670-870 К, к которым и должны быть адаптированы процессы и оборудование для удаления из синтез-газа механических примесей и соединений серы. Охлаждение неочищенного синтез-газа до указанных температур, как показывают исследования, не приводит к «засмолению» поверхностей нагрева даже с весьма низкой температурой стенки. Это можно объяснить способностью грубого уноса изнашивать пленки конденсата на стенках труб, который затем испаряется в горячем газовом потоке.

В системах горячей газоочистки рассматриваются также меры разрушения NH_3 для предупреждения коррозии регулирующего оборудования и образования NO_x при сжигании газа. Применительно к специфике горнового процесса нами изучен способ селективного подавления NH_3 в генераторном газе (см. гл.5).

В четвертой главе представлена экспериментальная разработка горячей очистки генераторного газа от механических примесей. Ключевым элементом, определяющим работоспособность систем глубокой очистки синтез-газа от механических примесей, является устройство тонкой очистки газа до уровня, допустимого по условиям работы газовых турбин. В нашей разработке впервые применительно к ПГУ изучено использование в качестве такого устройства рукавных фильтров из металлических тканых сеток (металлоткани). Реальный фильтр предполагается выполнить в виде батареи рукавов, насаженных на жесткий каркас и вмонтированных в силовой корпус. Проток газа осуществляется с внешней во внутреннюю полость рукава. Регенерация металлоткани производится обратным кратковременным воздействием дополнительно сжатого газа, подающегося внутрь каждого рукава либо группы рукавов через импульсный клапан. Последовательная регенерация рукавов не приводит к ощутимым динамическим возмущениям общего газового потока. Такое устройство тонкой очистки синтез-газа является простым и дешевым. Надежно осуществляется его технологичная импульсная регенерация благодаря подвижности ткани. Имеется отечественное производство тканых сеток С 120, С160, С200 (плетение – саржевое однорядное – рис.6; толщина нитей: основы – 0,2- 0,25, утока – 0,14-0,16 мм; число нитей на 100мм: основы – 120-200, утока – 1300-1560; пористость ~ 0.47; масса 1 м² не более 2,62 кг). Они изготавливаются из стали 12Х18Н10Т, которую можно использовать по результатам наших исследований (см. гл. 6) в агрессивной среде генераторного газа до температуры 870 К, совпадающей с названным выше верхним пределом допустимых температур. При необходимости можно воспользоваться способом усовершенствования этих устройств компанией Purolator Faket, изготавливающей рукава из многослойной металлоткани. Имеется успешный отечественный опыт применения металлотканевых фильтров для очистки доменного газа¹.

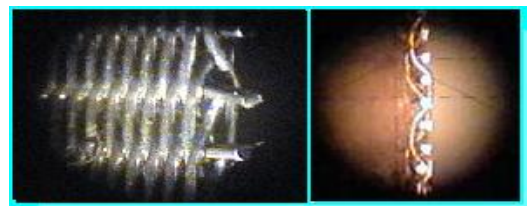


Рис. 6. Плетение металлических сеток

Первая стадия исследований была проведена на лабораторной установке с использованием модельных смесей. Ее результаты и учет специфики уноса из горнового газогенератора² позволили разработать в составе представленной ранее комплексной установки металлотканевый фильтр, задуманный как одиночный очистной элемент многорукавного промышленного фильтра, и провести более представительное изучение очистки синтез-газа. Исследуемую газоочистку на опытной установке представляли два последовательно включенных циклона НИИОГАЗ и данный фильтр (рис.2). Результаты испытаний этой системы при газификации различных углей под давлением 0,36-0,4 МПа и скорости фильтрации газа (средней его скорости на границе фильтровальной поверхности) примерно 0,5 м/мин приведены в табл.2. Регенерация фильтра в опытах осуществлялась с интервалами ~ 60 мин. Давление газа регенерации (углекислоты) превосходило давление газа в фильтре на 0,4 – 0,7 МПа. Запыленность генераторного газа за фильтром была 16 – 21 мг/м³, но при газификации малозольного березовского угля она достигла 29 мг/м³ (скорее всего из-за погрешности опыта). Коэффициент пылеулавливания составлял 99,83–99,98 %.

¹ См.: Очистка доменного газа в металлотканевом фильтре / А.В.Ильченко, Р.Г.Адамов, В.Е.Кирпиченко и др.// Очистка водного и воздушного бассейна на предприятиях черной металлургии. М., «Металлургия», 1975, выпуск 4, с.27-34.

² Эта специфика заключается в наличии повышенного количества мельчайших частиц при преобладании грубых фракций, что является следствием высокотемпературной обработки поступающего в реактор топлива и образования сажи.

Основные показатели работы газоочистки с металлотканевым фильтром¹

Параметры	Вид топлива			
	березовский уголь	кусковой антрацит	окатыши АШ (60%), кусковой антрацит (40%)	окатыши АШ (70%), кусковой антрацит (30%)
Зольность угольной шихты, %	4,6	7	20,4	24,56
Расход генераторного газа, м ³ /ч	145	145	137	137
Запыленность генераторного газа перед газоочисткой, г/м ³	32	13	72	76
Запыленность генераторного газа за циклонами, г/м ³	5,16	2,34	3,1	4,2
Температура генераторного газа перед фильтром, К	573	483	457	489
Максимальное гидравлическое сопротивление фильтра, кПа	8,0	4,71	4,7	4,4
Минимальное гидравлическое сопротивление фильтра, кПа	1,8	1,47	1,75	2,4
Запыленность генераторного газа за фильтром, мг/м ³	28,8	21,5	16	20,5
Эффективность системы очистки, %	99,91	99,83	99,98	99,97
Эффективность очистки газа на металлотканевом фильтре, %	99,32	99,08	99,47	99,51

Весьма примечательно, что большой диапазон изменения зольности исследованных топлив и начальной концентрации механических примесей в синтез-газе практически не оказали влияния на остаточную его запыленность. Данные табл. 2 говорят также о том, что очистка на фильтре осуществляется в основном в слое отложений и желательнее по возможности реже включать его регенерацию. По расчетам концентрация привнесенных синтез-газом механических примесей в продукты его сжигания составит 5 – 8 мг/м³ (при н.у.) из-за большого их разбавления ($\alpha \approx 3$). В действительности же она будет меньше из-за догорания в камере сгорания сажистых и углеродных частиц, составляющих существенную часть прошедших через фильтр механических примесей. Так что предложенную газоочистку можно рекомендовать для промышленного освоения.

В пятой главе диссертации представлен исследовательский поиск и разработка горячей сероочистки генераторного газа.

Наличие CaO в золе газифицируемого угля или добавка к нему мелко дробленной извести приводит в горновом процессе к связыванию серы с минеральной массой уноса. В шлаке серы связывается мало, что объясняется созданием для облегчения его выхода высокотемпературной кислородной зоны над шлаковой леткой, где образовавшиеся ранее сульфиды окисляются в сульфаты, разлагающиеся при высоких температурах. Улавливание серы иллюстрируется полученной в опытах зависимостью степени ее связывания (β_c) от мольного соотношения Ca/S в газифицируемой засыпке (рис. 7). Анализ данной зависимости показывает, что при горновой газификации перспективных и малосернистых канско-ачинских и кузнецких углей, Ca/S в которых составляет соответственно 4 и 1, выбросы SO_2 из ПГУ составят 0,07– 0,17 г/МДж против наиболее строгого для твердого топлива норматива 0,3 г/МДж. Для углей с $S^{daf} \leq 0,8$ % выбросы SO_2 ниже нормативных можно обеспечить присадкой в реактор извести.

¹ Расход генераторного газа и данные по его запыленности приведены к нормальным условиям (н.у.).

При использовании углей с более высоким содержанием серы, а также для получения малых выбросов SO_2 потребуется аппаратная ступень сероочистки с применением поглотителей H_2S . Зарубежные высокотемпературные синтетические поглотители H_2S – цинкоферриты – освоены в промышленных установках и применяются в диапазоне температур газов 670 – 835К, но их высокая стоимость (~ 20 \$/кг) не укладывается в рамки реализуемой концепции.

Поэтому в составе руководимых автором работ в ВТИ и привлеченном к разработке Всероссийском институте минерального сырья был осуществлен обширный экспериментальный поиск твердых поглотителей H_2S с умеренной или бросовой стоимостью. Лабораторные исследования в обоих институтах были проведены по согласованной методике на модельной смеси H_2S-N_2 при начальных концентрациях H_2S 0,1–1,0% об. в кварцевых реакторах с электронагревом среды до температур 570 – 970 К. Качество сорбентов сравнивалось по величине их максимальной динамической емкости, а также по удельной поверхности и твердости исходных и отработанных образцов (последняя характеризует стойкость сорбента к истиранию). Динамическая емкость образцов была рассчитана в опытах по прореагировавшей массе сероводорода в модельной смеси, пересчитанной на массу содержащейся в ней серы и отнесенной к исходной массе поглотителя. Она определялась по общему правилу за время выдержки последнего в потоке очищаемого газа до появления проскока H_2S в отходящих газах до 10 мг/м^3 (7×10^{-6} об.), равного значению ПДК для сероводорода. В ходе работы была изучена возможность применения в качестве нетрадиционных сорбентов океанических руд, в частности, железомарганцевых конкреций (ЖМК), отличающихся высокой пористостью и весьма сложной структурой, основными составляющими которой являются оксиды марганца и железа ($MnO_2 = 44\%$, $Fe_2O_3 = 10\%$). Оказалось, что по динамической емкости ЖМК превосходят лучшие искусственные зарубежные поглотители. В связи с этим были изучены также легко доступные континентальные железомарганцевые руды, обладающие определенным сходством с ЖМК. К ним относится браунитовая руда месторождения "Аскизское" (находится в районе г.Абакана), основная, богатая часть которой характеризуется $MnO = 45\%$, $Fe_2O_3 \sim 1\%$. Поглотительная способность ЖМК и образцов из этой руды сопоставлены на рис.11. В реальном диапазоне температур очистки образцы из богатой аскизской руды хотя и заметно уступали по активности ЖМК, но в несколько раз превосходили все остальные обследованные сорбенты. По удельной поверхности – $0,5 \text{ м}^2/\text{г}$ – Аскиз намного уступает ЖМК, что и объясняет его меньшую активность, но обладает более высокой исходной микротвердостью (800 кгс/мм^2 по методу Виккерса; ЖМК – не более 111 кгс/мм^2).

Основной фазой отработанных сорбентов является алабандин (MnS), присутствует также несвязанная сера и незначительное количество пирита. Как показали исследования, образование MnS происходит через промежуточное соединение $MnOS$ и сопровождается вероятно катализным переходом существенной доли связанной серы в свободную форму и сорбцией части ее поглотителем.

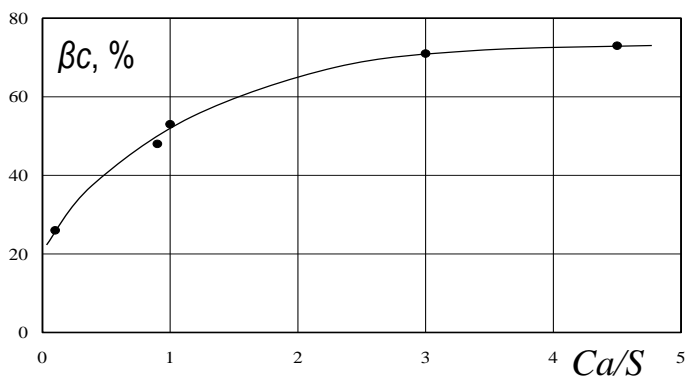


Рис. 7. Зависимость степени связывания серы от мольного соотношения Ca/S в угольной засыпке.

При высоких температурах процесса свободная сера, температура кипения которой при атмосферном давлении – 718 К, образуется в парообразном виде (S_n) и удаляется в составе газовой среды. Этим можно объяснить для опытов с развитой температурой газовой смеси ($t > 718$ К) большую разницу между сероемкостью поглотителей, рассчитанной, как указывалось, по убыли H_2S в газовой смеси, и фактической концентрацией общей серы в отработанных железомарганцевых поглотителях, определенной по результатам их химанализа (следует из сопоставления кривых, отмеченных индексами I и II на рис.11.). Однако, образование летучей серы мало вероятно в промышленном адсорбере, давление процесса в котором 2,0 – 2,5 МПа. Основная часть вновь образованной свободной серы при таком давлении выделится в виде конденсата на зернах поглотителя, а некоторая доля адсорбируется в его порах..

Сказанное подтвердилось в испытаниях рассматриваемых сорбентов на реальном генераторном газе под давлением. Для проведения этих испытаний комплексная экспериментальная установка была оборудована слоевым адсорбером (рис.2). Опыты были осуществлены при газификации нефтяного кокса с высоким содержанием серы $S^{dl} = 2,5 - 3,6\%$. Результаты опытов на адсорбентах из богатой аскизской руды приведены в табл.3.

Таблица 3.

Результаты исследований марганцевого сорбента из Аскизской руды на реальном генераторном газе под давлением.

Температура газа К	Давление газа МПа	Объемная скорость газа, приведенная к единице насыпного объема сорбента $м^3/(м^3 \cdot ч)$	Концентрация H_2S на входе $г/м^3$ (% об)	Концентрация H_2S на выходе $г/м^3$ (н.у.)	Степень очистки %
763-783	0,35-0,43	1600	3,60-4,50 (0, 25-0,32)	0,14-0,21	95,2-96,7
753-793	0,39-0,41	2570	1,42-2,56 (0,10-0,18)	0,12-0,21	91,2-93,7

Дисбаланс по сере в данных опытах не проявился. Обеспеченная в них концентрация сероводорода за слоем сорбентов $140 - 210$ $мг/м^3$ (при н. у.) соответствует выбросам диоксида серы с продуктами сжигания генераторного газа $0,016 - 0,028$ $г/МДж$, что в более чем в 10 раз ниже норматива для твердого топлива. По данным ВИМС стоимость марганцевых сорбентов исключительно низка - около 5 руб/кг против 20 \$/кг синтетических зарубежных поглотителей H_2S . Изложенные данные обосновывают выбор сорбента из марганцевой руды для сероочистки синтез-газа, в первую очередь на опытно-промышленной ПГУ. Этот выбор защищен патентами на изобретение.

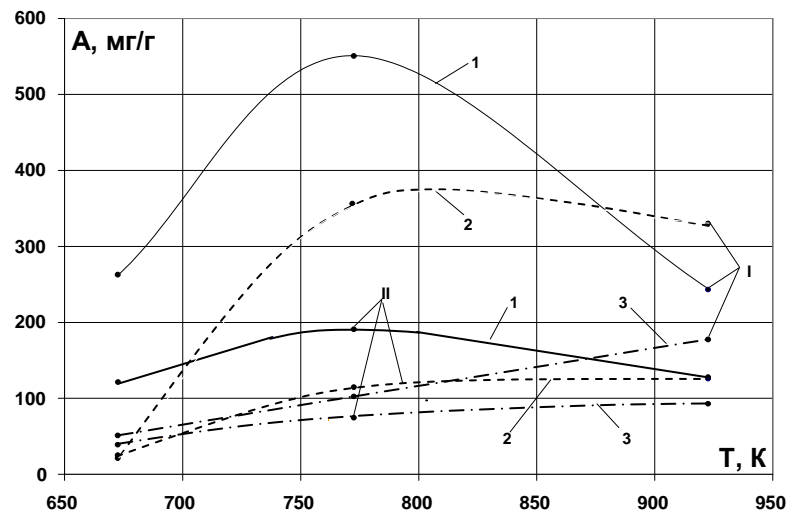


Рис.8. Максимальная динамическая емкость сорбентов, рассчитанная по массе прореагировавшего H_2S в газовой смеси (I), и содержание серы в отработанных образцах сорбентов по данным их химанализа (II) в зависимости от температуры модельной смеси при концентрации H_2S на входе 0,5% об.: 1 – ЖМК; 2 – богатый Аскиз ($MnO = 45\%$); 3 – бедный Аскиз ($MnO = 7\%$)

В шестой главе рассматриваются исследования сжигания синтез-газа и подавления NO_x . Такие исследования были проведены в газотурбинной камере сгорания опытной установки (рис. 2) на продуктах газификации большинства указанных в табл. 1 топлив. Опыты, проводившиеся в диапазоне изменения избытка воздуха $\alpha=1,1 \square 9,0$ и его температуры 340 – 550 К, показали, что продукты горновой газификации углей на воздушном дутье могут успешно использоваться в газотурбинных установках при широком варьировании режимных параметров сжигания. По нашей оценке реакционная способность генераторного газа с $Q_i' \geq 4395 \text{ КДж/м}^3$ (1050 ккал/м^3) сопоставима с реакционной способностью природного газа, что можно объяснить наличием в синтез-газе активного компонента – водорода.

По результатам наших исследований на кузнецком угле и антраците примерно половина материнского азота этих углей переходит в NH_3 продуктов газификации, аммиак же при сжигании синтез-газа на 16-30% окисляется в NO_x . С понижением степени метаморфизма углей степень перехода материнского азота в NH_3 повышается, и, стало быть, растут выбросы NO_x . Данные обстоятельства являются причиной повышенных выбросов NO_x при сжигании синтез-газа – по нашим данным, в 2 – 4 более высоких, чем при сжигании природного газа.

В данной работе значения выбросов NO_x (q_{NO_x} , г/МДж) приведены к теплоте сгорания газифицируемого угля, что позволяет сопоставлять их с нормативами для твердого топлива.

В связи с изложенным был осуществлен экспериментальный поиск малозатратного способа подавления NO_x при сжигании синтез-газа. Наиболее результативным оказался способ подавления NO_x с помощью двухступенчатого (богатобедного) сжигания. Сопоставление выбросов NO_x при обычном и двухступенчатом сжигании продуктов газификации кузнецкого угля, отличающегося аномально высоким содержанием азота ($N^{daf}=1,9\%$), приведено на рис.9. Кривая 1 представляет зависимость $q_{NO_x}=f(\alpha_{кс})$ при одноступенчатой организации процесса сжигания. Отметим наличие экстремума на этой кривой при $\alpha_{кс} \approx 1,6$ и крутое падение ее левой ветви. Кривые 2,3 представляют зависимости $q_{NO_x}=f(\alpha_{кс})$ при ступенчатом сжигании газа и постоянной величине избытка воздуха в первой ступени сжигания: $\alpha_1 \approx \text{const}$, т.е. при изменении $\alpha_{кс}^1$ за счет изменения подачи воздуха во вторую ступень. Опытные точки этих зависимостей выстроились в практически горизонтальные отрезки, продолжения которых пересекают восходящую ветвь кривой 1 в точках, коэффициенты

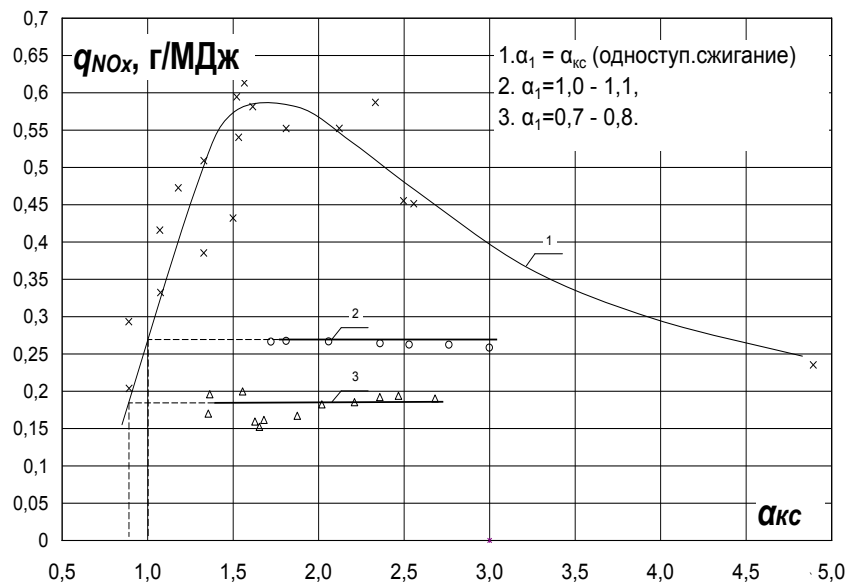


Рис. 9. Выбросы NO_x в зависимости от $\alpha_{кс}$ при одно- и двухступенчатом сжигании продуктов газификации кузнецкого угля.

¹ Здесь $\alpha_{кс}$ и α_1 также приведены к исходному углю, т.е. включают в себя долю воздуха, подаваемого на газификацию.

избытка воздуха в которых с практической точностью совпадают со значениями α_1 для данных зависимостей. Этому находится простое объяснение. При снижении действующих концентраций кислорода в факеле сжигание аммиака по принципу Ле Шателье смещается в сторону образования N_2 . Одновременно непрореагировавший при дефиците кислорода NH_3 может вступать в селективную реакцию с образующимся при сжигании газа NO . Очевидно, оба этих процесса в реализованных условиях завершаются в основном в первой ступени сжигания.

Накопленный материал показывает, что ступенчатое сжигание синтез-газа способно обеспечить сокращение выбросов NO_x в ~ 3 раза, при этом эффект определяется величиной α_1 , а выбросы NO_x при газификации различных углей составляют $0,065 \div 0,120$ г/МДж при наиболее строгом для твердого топлива нормативе $0,13$ г/МДж.

Дальнейшее сокращение выбросов NO_x возможно за счет селективного разложения NH_3 , образующегося при газификации топлива, путем впрыскивания в реактор или тракт синтез-газа специальных реагентов, например, искусственно произведенных оксидов азота: $6NO + 4NH_3 = 5N_2 + 6H_2O$. Подобный способ с обратным назначением применяется в пылеугольных котлах. Источником NO для реализации процесса может быть так же аммиак, предварительно окисленный (сожженный) с получением NO . В горновом газогенераторе сжигание аммиака легко осуществить присадкой некоторого количества NH_3 к дутьевому воздуху, направляемому в фурмы, на выходе из которых в реакторе образуются высокотемпературные очаги горения с окислительной средой. Предполагалось, что частичное образование оксидов азота при таком сжигании аммиака может оказать угнетающее влияние на формирование

NH_3 в реакторе. Это подтвердилось в специальном опыте, в ходе которого при сжигании продуктов газификации антрацита в режиме богато-бедной смеси в фурмы реактора производилась или отключалась присадка NH_3 , в 3,0-5,4 раз превышающая стехиометрически необходимое его количество. Результаты опыта, представленные на рис. 10, показывают, что реализованное описанным способом подавление NH_3 в газогенераторе привело к сокращению выбросов NO_x в ~ 2 раза, а совместно со ступенчатым сжиганием синтез-газа было обеспечено сокращение выбросов NO_x в ~ 6 раз. Этот прием сокращения выбросов NO_x был реализован для проверки принципиальной возможности борьбы с NO_x методами селективного разложения NH_3 в синтез-газе и в связи с положительным результатом опыта – запатентован.

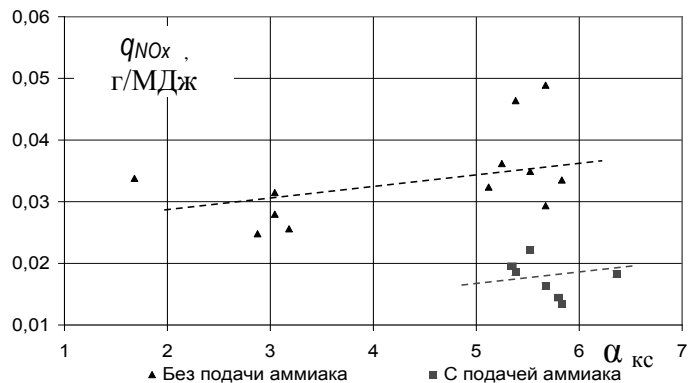


Рис. 10. Зависимость удельных выбросов оксидов азота от коэффициента избытка воздуха за КС

В седьмой главе представлены исследования коррозии энергетических сталей в среде генераторного газа и разработка методики ее расчета. Данному вопросу потребовалось уделить особое внимание в связи с применением в настоящей разработке высокотемпературной газификации и газоочистки.

Исследования проведены на специальном стенде, содержавшем лабораторный слоевой газогенератор, газ из которого пропускаться через два термостата, куда погружались образцы испытываемых сталей, и где заданная температура среды в течение опыта автоматически поддерживалась неизменной. Опыты проводились при

температурах 573–973 К и концентрациях H_2S 0,1–1,0 % об. Усредненная скорость коррозии K за период пребывания образца в агрессивной среде (в основной части опытов – ~46 часов) определялась как убыль веса образца ΔG , г, отнесенная к его поверхности F , m^2 , и времени экспонирования τ , ч. Легко выводится, что эта величина численно равна средней скорости утонения стенки со стороны реагирующей поверхности, выраженной в мм/год, если принять время работы оборудования в году – 7600 ч и плотность стали – 7600 kg/m^3 . Опытные зависимости скорости коррозии от температуры и от концентрации H_2S в газе (рис. 11, 12) показывают, что высоколегированные стали аустенитного класса с большими включениями хрома и никеля X18H10T, Ди-59, 20X23H13 хорошо выдерживают газогенераторную среду до температуры 873 К независимо от концентрации H_2S в газе, а сталь 20X20H14C2 – до 925 К. Стали, не имеющие достаточного содержания хрома и никеля, например, 08X13, не обладают такой стойкостью.

Естественный интерес вызывают возможность и границы использования доступных и дешевых сталей перлитного класса: ст 20, 12X1MФ, 12XM. По экспериментальным данным все три марки сталей можно объединить в единую группу. Скорость их коррозии при $T > 573$ К высока, экспоненциально возрастает с ростом температуры и существенно зависит также от концентрации H_2S (рис. 11, 12), но с течением времени затухает. Характер зависимости $K = f(\tau)$ установлен в специальных опытах, длительность которых была увеличена до 96 часов, и показан на рис.13. Более точно процесс затухания коррозии во времени выражает не средняя за время выдержки образца, а истинная в текущий момент времени скорость коррозии K^* , которая была найдена по формуле:

$$K^* = \frac{d}{d\tau} \left(\frac{\Delta G}{F} \right) = \frac{d(K\tau)}{d\tau} = K + \tau \frac{dK}{d\tau},$$

а ее зависимость $K^* = f(\tau)$ тоже приведена на рис. 13. Величина K^* резко падает за первые ~ 10ч пребывания образца в агрессивной среде, затем быстро стабилизируется и в хвостовой части графика становится почти постоянной. В реальных условиях время непрерывной работы оборудования исчисляется тысячами часов поэтому K^* в конце графика отвечает им в наибольшей мере. По соотношению этой величи-

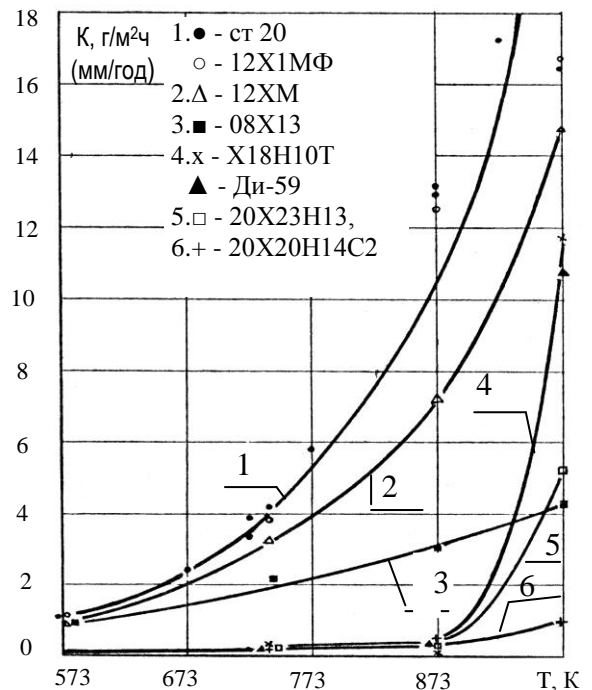


Рис. 11. Зависимость скорости коррозии различных сталей в среде генераторного газа от температуры образцов ($[H_2S] = 0,08-0,09\%$, время испытаний 45-47 часов)

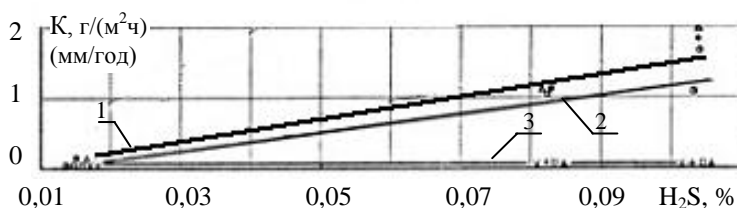


Рис.12. Зависимость скорости коррозии сталей от концентрации H_2S в газе (время испытаний 45-47ч., $T=573K$):

- 1 ● - ст.20, Δ - 12XM, ○ - 12X1MФ
- 2 ● - 08X13
- 3 x - X18H10T, + - 20X20H14C2, ▲ - Ди-59

ны с K на временном интервале, равном длительности основной части опытов (45 □ 47ч), можно заключить, что данные по скорости коррозии на рис. 11, 12 примерно в 3 раза превышают реальные в длительной эксплуатации оборудования.

Требовалось, однако, найти более точный способ экстраполяции опытных данных на натурные условия и разработать методику расчета коррозии указанной группы сталей. Затухание коррозии, очевидно, связано с защитным действием ее продуктов. Можно предположить, что их образование создает в изотермическом процессе сопротивление R для подвода газовой среды к поверхности, прямо пропорциональное количеству прореагировавшего металла, а следовательно, прямо пропорциональное утонению стенки аппарата h , мм: $R=rh$. Поток H_2S через коррозионное покрытие равен его расходу на реакционной поверхности, в связи с этим:

$$\frac{C - C_s}{rh} = C_s k_s \Rightarrow C_s = \frac{C}{k_s rh + 1} = \frac{C}{\beta h + 1},$$

где C -концентрация H_2S в газовой среде, моль/м³; C_s - концентрация H_2S на поверхности реагирования, моль/м³; h – утонение стенки, мм; k_s – константа скорости реакции, (м/ч), подчиняющаяся закону Аррениуса.

Дифференциальное уравнение изотермического процесса и его решение:

$$dh = \kappa_n \frac{C k_s}{\beta h + 1} d\tau \Rightarrow h + \beta \frac{h^2}{2} = \kappa_n C k_o e^{-\frac{E}{RT}} \tau, \quad (7.1);$$

здесь κ_n – коэффициент пропорциональности, k_o – предэкспоненциальный множитель, м/ч; E – энергия активации, Дж/моль; R – универсальная газовая постоянная Дж/(моль К).

Результаты последующего анализа четко указали на независимость β от T .

После представления формулы (7.1) в величинах, используемых в опытах, и определения значения неизвестных по полученным экспериментальным зависимостям выведено:

$$K = \frac{\sqrt{0,368\tau [H_2S] p T^{-0,5} 10^{\frac{8-2800}{T}} + 1} - 1}{0,044\tau}, \quad (7.2); \quad h = \frac{\sqrt{0,368\tau [H_2S] p T^{-0,5} 10^{\frac{8-2800}{T}} + 1} - 1}{334,4};$$

$$K^* = 7600 \frac{dh}{d\tau} = \frac{4,182 [H_2S] p T^{-0,5} 10^{\frac{8-2800}{T}}}{\sqrt{0,368\tau [H_2S] p T^{-0,5} 10^{\frac{8-2800}{T}} + 1}}.$$

Легко убедиться, что эти формулы точно описывают экспериментальные зависимости $K=f_1(\tau)$, $K^*=f_2(\tau)$, $K=f_3(T)$ при температурах, приемлемых для применения указанных перлитных сталей по условиям термической стойкости (до 825 К). Расчетная зависимость $K = f([H_2S] p)$ представляет из себя ветвь опрокинутой параболы, смещенной вниз и влево, поэтому ее небольшие отрезки имеют малую кривизну и отображены по опытным данным прямыми (рис.12). Однако расчетные данные здесь также согласуются с опытными.

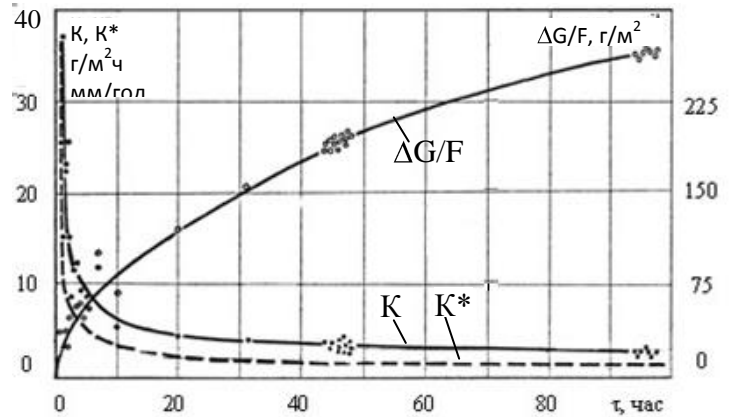


Рис.13. Зависимость скорости коррозии стали 12X1МФ от времени выдержки образца ($[H_2S]=0,08-0,09\%$ $T=743K$)

Данные формулы выведены для условий сохранения образующихся защитных покрытий. Однако на практике обеспечить такие условия трудно: разрушение покрытий может происходить периодически при резкой смене режима работы оборудования, его пусках и остановках, термических расширениях и т.п. Из котельной практики вероятный период таких разрушений можно оценить в 1000 часов и полагать, что процесс условно делится на такие периоды и на каждом из них повторяется. Средняя скорость коррозии в таком процессе выразится формулой (7.2), если подставить в нее $\tau=1000$ ч. Для практических расчетов эту формулу можно упростить:

$$K = 0,456 P^{0,5} [H_2S]^{0,5} T^{-0,25} 10^{4 - \frac{1400}{T}} ;$$

$$h = 0,132 n K ,$$

где n – условное время ($n = \tau / 1000$).

В табл.4 даны результаты расчета скорости коррозии этих сталей при газификации характерных углей без применения каких-либо мер подавления H_2S в зависимости от температуры металла и давления процесса. Данные этой таблицы показывают, что применение названных сталей требует охлаждения граничащих с агрессивной средой поверхностей до температуры 470 – 570 К.

Если поверхности оборудования, контактирующие с загрязненной газовой средой, подвергаются постоянной зачистке от коррозионных покрытий, например, потоком загрязненного генераторного газа, скорость коррозии возрастает на порядок и равна ее значению в самом начале коррозионного процесса. Выведены формулы для ее определения:

$$K = 4,186 [H_2S] \bar{p} T^{-0,5} 10^{8 - \frac{2800}{T}} ; \quad h = 0,132 n K .$$

Таким образом, наши исследования показали, что коррозионная проблема в разрабатываемой технологии газификации и газоочистки решается применением распространенных в энергетике хромоникелевых сталей аустенитного класса. Это не исключает возможности использования перлитных энергетических сталей. Для определения безопасных условий применения этих сталей разработана методика расчета скорости их коррозии.

В главе 8 рассмотрены исследования и разработка основных решений по системе подготовки и шлюзования топлива.

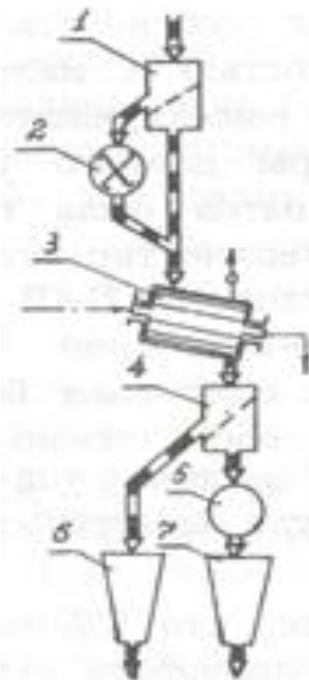
В горновом газогенераторе применяется кусковое топливо $\delta = (5 \div 50)$ мм. Существенная доля топлива – до 30 %, как показано ранее, может в пылевидном состоянии вдвигаться в фурмы реактора. Как показывает анализ поступающих на ТЭС топлив, в большинстве рядовых углей содержание мелочи $\delta < 5$ мм, которую надо выделять и размалывать в пыль, составляет менее 15%. Однако при традиционном общестанционном дроблении рядовых углей до размера кусков 25 мм количество такой мелочи возрастает до 50-70%. С учетом этого автором предложена

Таблица 4
Скорость коррозии перлитных сталей в зависимости от газифицируемого угля, температуры металла и давления процесса

Уголь	H ₂ S, %	Т, К	Р, МПа		
			0,1014	1	2
К, мм/год					
Березовский $S_{p+o}^{daf} = 0,32\%$	0,0052	473	0,0005	0,0512	0,082
		573	0,0505	0,2094	0,3057
		673	0,1399	0,492	0,7053
		773	0,2693	0,9014	1,2843
Кузнецкий А $S_{p+o}^{daf} = 0,54\%$	0,0424	473	0,0438	0,1881	0,2756
		573	0,1861	0,6381	0,912
		673	0,4403	1,4421	2,049
		773	0,8086	2,6069	3,6963
Дальне-Буланашский $S_{p+o}^{daf} = 2,4\%$	0,2694	473	0,1453	0,5091	0,7296
		573	0,5039	1,6433	2,3335
		673	1,1447	3,6696	5,1991
		773	2,0731	6,6053	9,3509
Нефтяной кокс $S_{p+o}^{daf} = 3,68\%$	0,4632	473	0,1977	0,6748	0,9638
		573	0,6679	2,1619	3,067
		673	1,5082	4,8189	6,8245
		773	2,7255	8,6684	12,269

для горнового газогенератора простая и экономичная схема топливоприготовления), в которой дроблению подвергаются только куски топлива $\delta > 50\text{мм}$. (рис. 14). Это позволяет использовать рядовые угли без остатка с соблюдением указанных требований к фракционному составу приготовленного топлива. Показано, что такую схему можно вписать в действующую ТЭС.

Для использования мелкозернистых топлив разработаны две технологии их окускования. Опыты проводились на антрацитовой пыли, поскольку это топливо из-за весьма развитой кристаллической структуры труднее всего поддается агломерации; считается, что отработанный на антрацитовой мелочи метод окомкования легко можно распространить на другие угли. Технология чашевой грануляции антрацитовой пыли применительно к горновому газогенератору разрабатывалась совместно с ЦКТИ. Сущность метода заключается в окомковании орошаемой угольной пыли со связующими присадками на поверхности вращающейся сферической чаши гранулятора с регулируемым углом наклона ее оси вращения к горизонту. Частотой вращения и углом наклона регулируется размер гранул (окатышей). После приготовления сырые окатыши проходят упрочняющую сушку. В лабораторных опытах на пыли из АШ был осуществлен поиск дешевых и эффективных связующих присадок и благоприятного режима сушки окатышей до их конечной влажности $W_{OK} \approx 2\%$. Закачивались окатыши диаметром $15 \times 25\text{ мм}$. В качестве присадок испытаны известь, бетонит (коллоидная глина), сульфид-спиртовая барда – ССБ (отход целлюлозно-бумажной промышленности, содержащий поверхностно-активное вещество) и комбинации этих связок. По ходу и по завершению сушки окатыши подвергались испытаниям на прочность. Ее характеристикой являлась экспериментально определяемая сила раздавливания F сферического окатыша, зажато между плоскими поверхностями. Результаты опытов в виде зависимостей F от влажности окатышей в процессе их сушки при использовании разных связующих и их комбинаций, а также температурных режимов сушки приведены на рис. 15. Во всех случаях требовался мягкий режим сушки окатышей при температуре $T \approx 333\text{ К}$. Вторая стадия сушки при $W_{OK} \leq 7\%$ по результатам рассматриваемых исследований может протекать в более жестких условиях при $T = 423\text{ К}$. Высокую прочность окатышам придавала добавка бетонита в количестве от 1,2 до 1,8% (но не более, иначе происходит срастание окатышей при сушке) и комбинированная связки из 1,5% ССБ и 5% извести (от веса угля). Производство окатышей на моносвязке – 3% ССБ – было признано нецелесообразным из-за высокой ее сернистости (6,7%) и пониженной термостойкости. Для установления показателей газификации окатышей и окончательного выбора связующего вещества на опытной установке была осуществлена опытная газификация двух партий окатышей, закатанных на указанной комбинированной связке и на бетоните.



Вспомогательная система газогенератора

Рис. 14. Принципиальная схема подготовки рядового угля для горнового газогенератора:

- 1 – грохот $\delta=50\text{мм}$;
- 2 – режущая дробилка;
- 3 – панельная сушилка;
- 4 – грохот $\delta=5\text{мм}$;
- 5 – невентилируемая мельница;
- 6 – бункер кускового топлива;
- 7 – бункер пыли.

По результатам опытов (гл.2, табл.1) к промышленному применению рекомендована технология грануляции пыли на комбинированной связке: 1,5% ССБ и 5% извести. Такая связка способствует, кроме того, связыванию серы топлива.

Осуществлена также альтернативная проработка брикетирования АШ. Новшеством в ней явилось использование в качестве связки отобранной на опытной установке смолы из продуктов газификации тарбагатайского угля. Исследования показали, что брикеты на ней оказались прочнее, чем на смоле коксохимического производства (СУБ-3). Показатели газификации опытной партии брикетов, изготовленных на газогенераторной смоле, лучше чем кускового антрацита, исключая более высокий унос (табл. 1).

Таким образом, в представленной разработке реализована потенциальная возможность создания для горнового газогенератора простой и экономичной системы подготовки рядового угля, исключая дробление основной его части. Для привлечения мелкозернистых топлив разработаны две технологии их агломерации, ориентированные на применение в составе ПГУ.

В рассматриваемой главе диссертации показаны также основные решения по системе шлюзования топлива; представлена, в частности, проверенная и запатентованная конструкция шлюзового затвора, разработанная с участием автора на базе стандартной задвижки.

В девятой главе диссертации рассмотрены исследования получения и утилизации полезных и редких веществ. Шлак из-под горнового газогенератора по данным анализов сходен со шлаком из доменных печей и одинаково с ним может быть применен в строительном и дорожном деле. Имеется патент на изобретение массового производства полукокса на основе использования горновой газификации угля. Горновой метод позволяет также эффективно производить высокотемпературные газы-восстановители: совместно с НИИЧерМет разработан запатентованный способ переоборудования выдутых доменных печей для газификации некоксуемых углей с подачей производимого высокотемпературного синтез-газа в действующие домны для экономии в них кокса.

На комплексной опытной установке исследовано получение концентрата редкого элемента – германия при газификации германийсодержащего тарбагатайского угля и получены хорошие результаты. При высоких температурах Ge возгоняется из топлива и шлака и по мере охлаждения газов сублимируется на частицах летучей золы, которая затем утилизируется при сухом способе ее улавливания и доставки потребителю. По данным опытов концентрация Ge в уносе

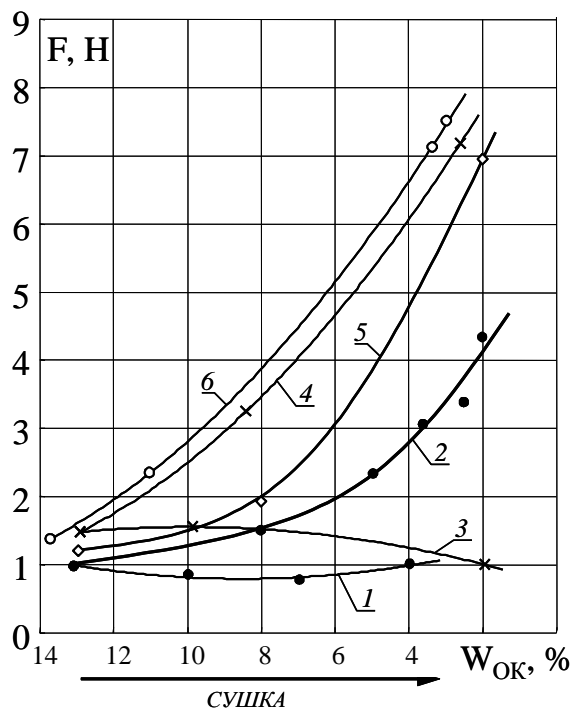


Рис. 15. Изменение прочности окатышей в процессе их сушки ($d_{ок} = 15$ мм)

Вид связующего и температура сушки:

- – 10 % извести (1 - $T = 423$ К, 2 - $T = 333$ К);
- × - 3 % ССБ (3 - $T = 423$ К, 4 – двухстадийная сушка: 1^{ый} период - $t = 333$ К, 2^{ой} - $T = 403$ К);
- 5 ◊ - 1,2 % бетонита, $T = 333$ К
- 6 ◊ - 1,5 % ССБ и 5 % извести, $T = 333$ К

была на порядок выше, чем в исходном топливе и в пересчете на минеральную массу достигала 0,75 %. В шлаке (провале) выделялось только 1,8-7,9% общей массы исходного G_e .

В десятой главе приведена разработка методики расчета газификации топлива в горновом газогенераторе. Разработана эмпирическая методика, предназначенная прежде всего для расчета и проектирования газогенератора опытно-промышленной установки. Построение эмпирической методики облегчено относительно небольшим различием мощностей и габаритов ранее действовавшего «большого» опытного газогенератора (гл.1, рис.1) и создаваемого опытно-промышленного образца, а также описанным в гл. 2 устройством «малого» опытного газогенератора, облегчающего перенос результатов его исследований на промышленные условия. Газогенератор ОПГУ выполняется с развитой внутренней футеровкой охлаждаемого силового корпуса и двухъярусным расположением фурм с малым промежутком между ярусами. Пар на газификацию и угольная пыль подается в верхний ярус (см. гл. 11).

Исходные характеристики. Важнейшей характеристикой газогенератора является удельное напряжение реакционной камеры по потенциальному теплу газифицируемого топлива q_F , МВт/м², которое при заданной тепловой мощности установки W , МВт, определяет его диаметр d , м, а также другие габариты при соблюдении приближенного геометрического подобия:

$$d = \sqrt{4W / \pi q_F} = \sqrt{4BQ_i' / 3,6\pi q_F},$$

где B и Q_i' – расход, т/ч, и теплота сгорания, кДж/кг, газифицируемого топлива.

Выбор q_F определяется величиной уноса и согласно результатам исследований (гл.2) осуществляется по соотношению $q_F = K\sqrt{p}$, где коэффициент K выбирается в зависимости от вида топлива и средств очистки синтез-газа, при этом время пребывания сред в реакторе повышается с ростом p и W .

Ряд ключевых для эмпирического расчета величин выбирается по экспериментальным данным: степень разложения подающегося в реактор водяного пара $\chi=80-90\%$; коэффициент шлакоулавливания $\eta_{шл}=60-70\%$ (гл. 2); потеря тепла со шлаком $q_{4шл}=3-5\%$; температура генераторного газа за реактором $\nu_{ГГ}''=1050-1150\text{ К}$ (гл. 3). Ввиду слабого различия характеристики горючей массы кокса различных углей приняты неизменными, в частности ее теплота сгорания $Q_{зк} = 33076$ кДж/кг; содержание углерода в ней $C_{зк} = 96\%$.

Как отмечалось, температура газа за реактором легко меняется за счет небольшого изменением расхода пара в составе дутья благодаря высокой степени его эндотермического разложения в горновом процессе. На первом этапе расчета необходимо задаться расходом водяного пара на газификацию (G_{H_2O} , кг/кг). После вычисления температуры газа за реактором, а также за зоной горения, при существенном их различии с заданными следует принять новое значение G_{H_2O} .

Как правило расчеты ведутся на 1кг подаваемого топлива.

Расчет уноса. Вынос минеральной массы топлива из реактора $a'_{мин}$ (кг/кг) при отсутствии возврата уноса составляет:

$$a'_{мин} = \frac{A^r}{100} \cdot \frac{100 - \eta_{шл}}{100}.$$

При организации возврата уноса из циклона грубой очистки часть золы (a_k , кг/кг) образует контур циркуляции (органика выгорает в реакторе), увеличи-

вающий вынос золы из реактора $a_{мин}$, кг/кг:

$$a_{\kappa} = \frac{A^r \cdot \eta_{\kappa} \cdot (100 - \eta_{\kappa})}{10^4 \cdot [10^4 - \eta_{\kappa} \cdot (100 - \eta_{\kappa})]} \Rightarrow a_{мин} = a'_{мин} + a_{\kappa} = \frac{A^r \cdot (100 - \eta_{\kappa})}{10^4 - \eta_{\kappa} \cdot (100 - \eta_{\kappa})}$$

здесь η_{κ} - коэффициент пылеулавливания первой ступни очистки генераторного газа, %. Расчет уноса органической массы топлива строится на результатах ранних исследований горновой газификации малозольного антрацита¹. По результатам этих исследований выведена зависимость: $a_{орг}^A = f(q_F, p)$, где

$a_{орг}^A$ - весовая доля уносимой из реактора органической массы антрацита, %. В графическом виде эта зависимость приведена на рис. 16. Очевидно, для других углей аналогичные зависимости подобны, но в абсолютном выражении отличаются

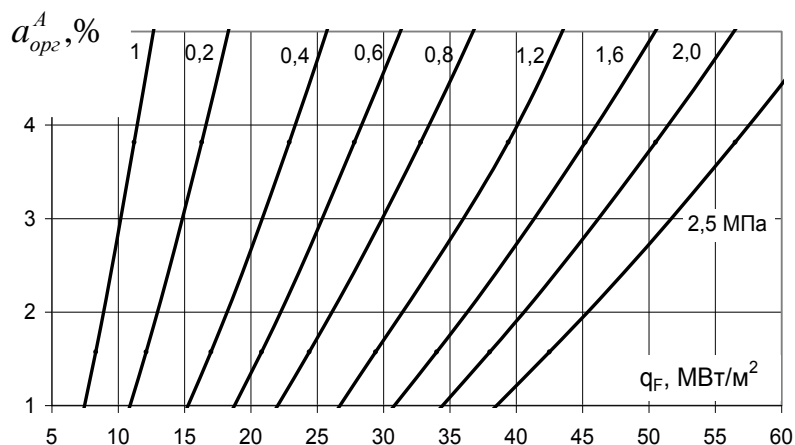


Рис.16. Зависимость выноса горючей массы антрацита из горнового газогенератора от теплонпряжения горна и давления в нем.

Таблица № 6

Значения $K_{орг}$ для исследованных топлив

№	Вид топлива	$K_{орг}$
1	Антрацит	1
2	Тарбагатайский	0,6
3	Кузнецкий Т	1,17
4	Брикеты из АШ на газогенераторной смоле	1,65
5	Нефтяной кокс	2,73
6	Березовский Б2	3,72
7	Окатыши АШ на извести и ССБ	5,8
8	Брикеты из отходов электроднографитового производства	8,98

ся из-за различия термомеханической прочности. Это расхождение оценено коэффициентом $K_{орг}$, найденным по накопленным экспериментальным данным из соотношения: $K_{орг} = a_{орг}^i / a_{орг}^A$, где $a_{орг}^i$ - доля выноса органической массы при газификации заданного угля в таких же условиях, как и антрацита, выступающего здесь в качестве эталонного топлива. Величины $K_{орг}$ приведены в табл. 6. По ним можно найти унос органической массы топлива $a_{орг}$, кг/кг, а вместе с тем и общее значение уноса: $a_{орг} = 10^{-4} K_{орг} a_{орг}^A (100 - A^r - W^r)$; $a_{ун} = a_{орг} + a_{мин}$.

Поскольку органическая часть уноса окислована, потеря тепла с мехнедожогом в уносе $q_{4ун}$, %, равна:

$$q_{4ун} = a_{орг} 33076 (100 - \eta_{\kappa}) / Q_i^r.$$

Доля углерода, потерянного с мехнедожогом, $\Delta C_{нед}^r$, %, составляет на 1 кг

поданного топлива:

$$\Delta C_{нед}^r = \frac{C_{зк} \cdot Q_i^r \cdot 100 \cdot (q_{4ун} + q_{4ун})}{Q_{зк} \cdot (100 - W^r - A^r) \cdot (100 - V^{daf})}$$

Расчет условий надежного шлакоистечения. Поскольку данный вопрос весьма важен для горнового газогенератора, вводится несколько условий.

Как упоминалось, имеется ограничение: $A^d < 30\%$ ².

В относительно узкой фурменной зоне, куда сбрасывается пар, а также угольная пыль и возврат уноса, температура горения смешенного топлива должна быть выше температуры плавления золы, что задается условием:

¹ Колодцев Х.К., Кацнельсон Б. Д. Использование твердого топлива в газотурбинных установках. М.: ВИНТИ, 1958.

² Подобное ограничение ($A^d < 25\%$) действует и для газогенератора BGL.

$$v_{\text{гор}}'' \geq t_{\text{нжс}}, \quad (10.1)$$

где $v_{\text{гор}}''$ – температура газов на верхней границе зоны горения (фурменной зоне), К, (расчет этой величины показан ниже); $t_{\text{нжс}}$ – температура нормального жидкого шлакоудаления, К.

В соответствии с экспериментальной практикой важное требование касается локального уровня температур в сходящихся над леткой фокусах фурм нижнего яруса, который должен обеспечить достаточно оперативное истечение шлака в межкусковых проходах и компенсировать его охлаждение в щелевой летке. По экспериментальному анализу ВКУРА¹, это требование можно записать в виде условия:

$$v_{\phi 1} \geq t_5 + 200,$$

где $v_{\phi 1}$ – температура в очагах горения нижних фурм, К; t_5 – температура шлакового расплава с вязкостью 5 Па·с, рассчитывается по составу минеральной массы угля по методике д.т.н. Алехновича². Величина $v_{\phi 1}$ определяется по эмпирической формуле, часто применяемой для очагов интенсивного горения:

$$v_{\phi 1} = K_v \cdot v_{a1},$$

где v_{a1} – калористическая температура горения окисленного угля при имевшем место составе и температуре дутья и условном коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1$, определенная с учетом встречного движения в реакторе топлива и окислителя, К; K_v – эмпирический коэффициент.

В идеальном противоточном процессе осуществляется возврат части выделенного при горении тепла за счет подвода к ядру горения горючей массы топлива, разогретой отходящими продуктами сжигания практически до температуры газов в нем. С некоторым приближением можно принять так же, что умеренная зольности топлива в таком процессе влияния на температуру ядра горения не оказывает, так как теплота, подведенная с нею, компенсируется примерно таким же отводом тепла с отходящей золой. Наличие избыточного кислорода в очагах горения предупреждает разложение в них водяного пара (в нижний ярус он вносится как естественная доля влажного воздуха, а также образуется при сжигании топлива). Поэтому при расчете температуры в очагах горения пар можно рассматривать как инертный газ.

В соответствии со сказанным v_{a1} в нижнем ярусе можно рассчитать по формуле:

$$v_{a1} = \frac{Q_{\text{зк}} + V_{\text{зк}}^0 t_d \left(c_{\text{св}}^0 + \varepsilon_{\text{H}_2\text{O}} c_{\text{H}_2\text{O}}^0 \right)}{V_{\text{Гзк}} c_{\text{Гзк}}^a + V_{\text{зк}}^0 \varepsilon_{\text{H}_2\text{O}} c_{\text{H}_2\text{O}}^a - c_{\text{зк}}^a} + 273, \quad (10.2)$$

где $V_{\text{зк}}^0$ – теоретический объем сухого воздуха для стехиометрического сжигания горючей массы кокса, м³/кг, $V_{\text{Гзк}}$ – объем продуктов стехиометрического сжигания горючей массы кокса, м³/кг; t_d – температура дутья, °С; $c_{\text{св}}^0$, $c_{\text{H}_2\text{O}}^0$ – теплоемкости сухого воздуха и водяных паров при $t=t_d$, кДж/(кг °С); $c_{\text{Гзк}}^a$, $c_{\text{H}_2\text{O}}^a$ – теплоемкости продуктов сгорания и водяных паров при $t=v_{a1}$, кДж/(м °С); $\varepsilon_{\text{H}_2\text{O}}$ – отношение объема водяного пара к объему воздуха в составе дутья (для нижнего яруса фурм $\varepsilon_{\text{H}_2\text{O}} = 0,0161$); $c_{\text{зк}}^a$ – теплоемкость органической массы кокса при $t = v_{a1}$, кДж/кг.

Используя характеристики горючей массы кокса можно значительно упростить эту формулу:

¹Hoy H. R., Roberts A. G., Wilkins D. M./ Behaviour of Mineral Watter in Slagging Gasifikation Processes // I.G.E. Journal – June 1965. P. 3-27.

²См.: Методика расчета горнового газогенератора на паровоздушном дутье с водяной и многослойной футеровкой. Отчет ВТИ. Депонирован в ВНИТЦ, № Госрегистрации 01200800589, М., 2007г.

$$v_{a1} = \sqrt{3,775 \cdot 10^8 + 2,942 \cdot t_0^2 + 3,019 t_0 \cdot 10^4 - 1,6783 \cdot 10^4}$$

В проведенных здесь исследованиях газификации энергетических неспекающихся углей обнаруживается снижение температуры в очагах горения фурм, а вместе с тем и $K_v = v_{\phi 1} / v_{a1}$ с уменьшением степени метаморфизма газифицируемого угля и соответственным увеличением содержания летучих в нем (рис. 17). Это объясняется снижением прочности коксового остатка с повышением V^{daf} в угле¹. Некоторое отклонение тарбагатайского угля в отношении рассматриваемой зависимости объясняется отмеченной ранее склонностью этого угля к спеканию (гл.2) и образованием по этой причине более прочного кокса.

Полученная зависимость $K_v = f(V^{daf})$ используется в расчете, но распространяется на угли с неспекающимися, а так же, с допустимой погрешностью, слабоспекающимися коксовыми остатками (характеризуются толщиной пластического слоя $y < 6$ мм, индексом Рога $R_j < 13$).

Средством достижения надежного выхода жидкого шлака является также отсос небольшой доли высокотемпературных газов из горна через щелевую летку. Исходя из доступных для реализации скоростей газов в летке расход отсасываемых газов может составить в проектируемом газогенераторе 3-5% от общей выработки газов в реакторе. Макросостав отсосных газов (CO_{2omc} ; CO_{omc} ; H_2O_{omc} ; O_2_{omc} ; N_{2omc} , % об.) задается по экспериментальному материалу. По этим данным вычисляется объем отсоса и содержание в нем углерода на 1 кг исходного топлива (V_{omc} , м³/кг; δC_{omc} , %).

Расчет газообразования. Макросостав синтез-газа горнового газогенератора образуют CO , CO_2 , CH_4 , H_2 , H_2O , H_2S , N_2 , пары смол ($\Pi_{см}$).

Объем H_2S в составе синтез-газа (V_{H_2S} , м³/кг) определяется по степени связывания серы топлива β_c , % (гл.5, рис.10):

$$V_{H_2S} = \frac{100 - \beta_c}{100} \cdot \frac{S^r}{100} \cdot \frac{22,41}{32,066},$$

а объем паров смол – на основании исследований, рассмотренных в гл.3:

$$V_{см} = \frac{100 - A^r - W^r}{100 \cdot \rho_{с.п.}} \cdot \delta_{см} \cdot \psi_{см},$$

где $\rho_{с.п.}$ - плотность смоляных паров при нормальных условиях, кг/м³; $\delta_{см}$ - исходное содержание смол в органической массе угля, кг/кг; $\psi_{см}$ - доля неразложившихся смол, кг/кг. Для бурых и каменных углей можно принять $\psi_{см} = 0,2-0,35$; меньшая цифра – для бурых углей. Количество углерода и водорода топлива (%), перешедшее в состав смол, составляет:

$$\Delta C_{см}^r = 0,89 \cdot (100 - A^r - W^r) \cdot \delta_{см} \cdot \psi_{см}; \quad \Delta H_{см}^r = 0,041 \cdot (100 - A^r - W^r) \cdot \delta_{см} \cdot \psi_{см},$$

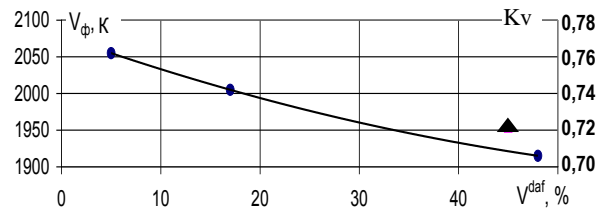


Рис.17. Зависимость v_{ϕ} в опытах на малом газогенераторе и K_v от содержания летучих в угле

- – неспекающиеся угли;
- ▲ – слабоспекающийся уголь.

¹ Непрочный кокс частично дробится и выносятся потоком газов из подвижной фурменной области, нарушая циркуляцию активно горящего топлива. образующаяся мелочь может забивать межкусковые проходы, что вызывает прорывы уплотненной угольной засыпки газами и образование в ней каналов, которые периодически разрушаются под действием импульсного схода шихты. Стабильность горения снижается. Иногда оно становится мигающим и рассредоточивается в слое шихты. Такие явления, наблюдавшиеся еще в ранних работах ВТИ, получили название «замусоривание горна».

здесь коэффициенты 0,89; 0,041 представляют примерное содержание углерода и водорода в газогенераторной смоле по данным ее анализа.

Газификация углерода в горновом процессе характерна низкой степенью перехода его в CO_2 и спецификой соотношений концентраций углеродосодержащих макрокомпонентов генераторного газа, сохраняющейся даже в газогенераторах BGL при использовании парокислородного дутья с большой (до 60 % об.) долей пара. В проведенных опытах эти соотношения определялись величинами:

$C_{CO} = CO / (CO + CO_2 + CH_4)$; $C_{CO_2} = CO_2 / (CO + CO_2 + CH_4)$; $C_{CH_4} = CH_4 / (CO + CO_2 + CH_4)$,

где CO_2, CO, CH_4 - объемные концентрации обозначенных компонентов синтез-газа, % об. Результаты опытов показали, что численные значения этих соотношений, характеризующих долю перехода углерода топлива в соответствующие компоненты генераторного газа, находятся в функциональной зависимости от содержания летучих в газифицируемом топливе (гл.2, рис.3). Это объясняется тем, что горновой процесс в наиболее чистом виде обеспечивает выделение и привнесение в синтез-газ летучих компонентов топлива, которые придают ему не только повышенную теплоту сгорания, но и определяют характер изменения состава в зависимости от количества летучих в угле. Определив $C_{CO}, C_{CO_2}, C_{CH_4}$ для конкретного угля можно рассчитать объемы соответствующих компонентов в синтез-газе,

$$m^3/kg: \quad V_{CO} + V_{CO_2} + V_{CH_4} = \frac{(-\delta C_{омс}) C^r - \Delta C_{нед}^r - \Delta C_{см}^r}{100} \cdot \frac{22,41}{12,011}.$$

$$V_{CO} = C_{CO} \cdot (V_{CO} + V_{CO_2} + V_{CH_4}); \quad V_{CO_2} \text{ и } V_{CH_4} \text{ рассчитываются аналогично.}$$

Объемы H_2, H_2O , m^3/kg , можно выразить исходя из известной степени разложения водяного пара χ , найденных ранее компонентов синтез-газа и соблюдения элементного баланса:

$$V_{H_2} = \chi \left[G_{H_2O} \frac{2 \cdot 1,008}{2 \cdot 1,008 + 16} + \frac{H^r - \Delta H_{см}^r}{100} - \left(2V_{CH_4} + V_{H_2S} + \frac{H_2O_{омс}}{100} V_{омс} \right) \frac{2 \cdot 1,008}{22,41} \right] \frac{22,41}{2 \cdot 1,008},$$

$$V_{H_2O} = V_{H_2} \frac{1 - \chi}{\chi} + \frac{W^r (100 - a_n)}{10^2} \frac{22,41}{2 \cdot 1,008 + 16}.$$

Объем N_2 определяется исходя из баланса кислорода в системе:

$$V_{N_2} = \left\{ \left[V_{CO} + 2 \cdot V_{CO_2} + V_{H_2O} + \left(H_2O_{омс} + 2 \cdot CO_{2омс} + CO_{омс} \right) \frac{V_{омс}}{100} \right] \cdot \frac{16}{22,41} - \frac{O^r}{100} - \left(\frac{W^r}{100} + G_{H_2O} \right) \times \right. \\ \left. \times \frac{16}{2 \cdot 1,008 + 16} \right\} \cdot \frac{22,41}{2 \cdot 16} \cdot \frac{79}{21} - \frac{N_{2омс}}{100} \cdot V_{омс} + \frac{N^r}{100} \cdot \frac{22,41}{2 \cdot 14,008}.$$

Объем генераторного газа в выходном патрубке реактора на 1 кг поданного топлива:

$$V_{ГГ} = V_{CO} + V_{CO_2} + V_{CH_4} + V_{H_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{H_2S} + V_{СМ}.$$

По известным объемам рассчитывается состав этого газа: $CO = \frac{V_{CO}}{V_{ГГ}} \cdot 100, \%$, аналогично определяется объемное содержание остальных компонентов, в том числе паров смол: $П_{СМ} = \frac{V_{СМ}}{V_{ГГ}} \cdot 100, \%$. Теплота сгорания и плотность синтез-газа

определяются по его составу по общепринятым формулам.

Расход сухого воздуха в газогенератор $V_{СВ}$, m^3/kg :

$$V_{СВ} = \left(\frac{N_2}{100} \cdot V_{ГГ} + \frac{N_{2омс}}{100} \cdot V_{омс} - \frac{N^p}{100} \cdot \frac{22,41}{2 \cdot 14,008} \right) \cdot \frac{100}{79},$$

Расход острого пара на дутье $G_{ОП}$, kg/kg :

$$G_{оп} = G_{H_2O} - 0,0161 \cdot V_{CB} \cdot \frac{16 + 2 \cdot 1,008}{22,41} - \frac{a_n W^r}{10^4},$$

Количество образовавшегося пара в шлакоприемнике определяется тривиально по тепловому балансу.. Конечный состав и температура синтез-газа после подмешивания парогазовой смеси из шлакоприемника к основному потоку за пределами реактора определяются также тривиальной формулой смешения:

Расчет температур и теплообмена в реакторе. Температура генераторного газа за реактором $v_{ГГ}''$, К, определяется из его теплового баланса:

$$v_{ГГ}'' = \frac{Q_i^r (1 - 10^{-2} \cdot q_4) + I_{mn} + I_d + I_{взв} - V_{ГГ} (Q_i^r)_{ГГ} - Q_{омс} - I_{шп} - q^{CT}}{c_{ГГ} \cdot V_{ГГ} + c_{зл} \cdot a_{мин} + c_{зк} \cdot a_{орг}} + 273, \quad (10.3),$$

где $I_{шп}$ - энтальпия подаваемого в газогенератор топлива, кДж/кг; I_d - энтальпия дутья, кДж/кг; $I_{взв}$ - энтальпия возврата уноса, кДж/кг; $Q_{омс}$ - химическая и физическая энергия отсасываемых из летки газов, кДж/кг; $I_{шп}$ - теплосодержание шлака и провала, кДж/кг; $(Q_i^r)_{ГГ}$ - теплота сгорания генераторного газа, кДж/м³; $c_{ГГ}$, $c_{зл}$, $c_{зк}$ - теплоемкость соответственно генераторного газа, минеральной и органической массы, выносимой из реактора, при $t = v_{ГГ}''$, соответственно кДж/(м³К) и кДж/(кг К); q^{CT} - приведенное к 1 кг газифицируемого топлива тепловосприятие ограждающих стен реактора, кДж/кг.

Названные величины определяются по известным теплотехническим формулам либо таблицам. Исключением является q^{CT} , для определения которого производится позонный расчет. В надслоевой поточной зоне условия теплообмена с окружающими поверхностями близки к условиям пылеугольных котлов, поэтому расчет осуществляется по нормативному методу теплового расчета котлоагрегатов. Задачей его является определение входной температуры $\mathcal{G}'_{ном}$, К (выходная температура задана) и перетоков тепла в единицу времени к охлаждающей среде боковых стен и потолка. Тепловосприятия поверхности слоя топлива и стенки топливоподающей точки являются внутренними для системы и при сведении общего теплового баланса реактора не учитываются. В итоге определяется приведенное тепловосприятие стен зоны $q_{ном}^{cm}$.

В слоевом пространстве выделяется относительно узкая фурменная зона (зона горения). В качестве ее верхней границы условно принята плоскость, проведенная на 100 мм выше оголовков наклоненных вниз фурм второго яруса. Определение средней температура газов на этой границе и расчет теплообмена со стенками основывается на тепловом и материальном балансе этой зоны. Процесс рассматривается как совокупность выгорания летучих компонентов поданной угольной пыли и горения кокса, который поступает в зону в составе шихты, возврата уноса и в виде освободившихся от летучих пылевых частиц. Количество сгоревшего топлива в зоне оценивается по известному расходу воздуха в нее, при этом недостаток тепловыделения вследствие химической неполноты горения и проскока кислорода учитывается эмпирическим коэффициентом. Используются известные в теплотехнике положения о том, что энтальпии продуктов полного и неполного сжигания топлива при одинаковом избытке воздуха отличаются друг от друга несущественно, и практически одинакова теплоемкость продуктов полного сгорания горючей массы различных углей и кокса при неизменном α . По аналогии с литературными источниками в расчете теплообмена температура стен-

ки с огневой стороны зоны горения принята равной $t_{нжс}^1$. На изложенном строится следующая система расчета зоны горения:

$$v_{гор}'' = \frac{\zeta K Q_{зк} + L Q_{лет} + I_n + I_\delta + I_{взв} - Q_{омс} - I_{ШП} - q_{гор}^{СТ}}{(V_{Гзк}^* + V_{Глет}^*) c_\Gamma^v - \Delta K c_{зк}^v - \Delta M c_{зл}^v} + 273, \quad (10.4)$$

где K – количество сгоревшей в рассматриваемой зоне органической массы кокса, приведенное к 1кг поданного на газификацию топлива, кг/кг; ζ – эмпирический коэффициент, учитывающий химическую неполноту горения кокса; L – количество выделившихся из угольной пыли и сгоревших летучих компонентов, приведенное к 1кг поданного топлива, кг/кг; I_n – приведенное теплосодержание поданной в зону горения угольной пыли, кДж/кг ($I_n = a_n 10^{-2} I_{ПП}$); $V_{Гзк}^*, V_{Глет}^*$ – объем продуктов сгорания кокса и летучих, отнесенный к 1кг поданного топлива, м³/кг; c_Γ^v – теплоемкость продуктов сгорания при $t = v_{гор}''$, кДж/(м³ К); $\Delta K, \Delta M$ – результирующие расходы через верхнюю границу зоны соответственно горючей и минеральной массы, приходящиеся на 1кг поданного в газогенератор топлива, кг/кг; $c_{зк}^v, c_{зл}^v$ – теплоемкости соответственно горючей массы кокса и золы при $t = v_{гор}''$, кДж/кг.

Входящие в (10.4) величины определяются по формулам:

$$L = 10^{-6} a_n V^{daf} (100 - W^r - A^r); \quad K = (V_{СВ} - V_{лет}^0 L) / V_{зк}^0;$$

где $V_{лет}^0$ – стехиометрический объем воздуха для сжигания 1кг летучих, м³/кг:

$$V_{лет}^0 = \frac{V_{mn}^0 - V_{зк}^0 10^{-4} (100 - V^{daf}) (100 - W^r - A^r)}{V^{daf} (100 - W^r - A^r)};$$

Аналогично определяется $Q_{лет}$ и объем продуктов стехиометрического сгорания 1кг летучих $V_{Глет}^*$, м³/кг. Откуда:

$$V_{Глет}^* = V_{Глет} L; \quad V_{Гзк}^* = V_{Гзк} K.$$

$$\Delta K = K - a_{орз} 10^{-2} \eta_\eta - a_n 10^{-4} (100 - W^r - A^r) (100 - V^{daf}); \quad \Delta M = \eta_{шл}^* A^r - a_{зл} 10^{-2} \eta_\eta - a_n 10^{-4} A^r.$$

Величина $v_{гор}''$ может потребовать корректировки G_{H_2O} по условию (10.1).

Приведенный отток тепла через многослойную футеровку в зоне горения:

$$q_{гор}^{см} = \frac{3,6}{B} \sum_i \frac{(T_{см} - T_{охл}) F_i}{10^3 \sum_j \left(\frac{\delta_j}{\lambda_j} \right) + \frac{1}{\alpha_2}};$$

где $T_{см}, T_{охл}$ – температура футерованной стенки и охлаждающей ее среды, К; F_i – часть поверхности зоны с одинаковой футеровкой, м²; δ и λ – толщина и коэффициент теплопроводности слоя футеровки, соответственно м и Вт/(м К); α_2 – коэффициент теплоотдачи к охлаждающей среде, Вт/(м²К).

Расчет теплообмена в расположенной выше зоне газификации производится при известных температурах на ее входе и выходе: $\mathcal{G}'_{газ} = \mathcal{G}''_{гор}$; $\mathcal{G}''_{газ} = \mathcal{G}'_{ном}$, К. Различные источники, представляющие исследования зон газификации слоевых промышленных и опытных газогенераторов, а так же их расчетные исследования, показывают одинаковый характер изменения температуры газов по высоте этой зоны, определяющейся химическими процессами в угольной шахте. Иллюстрацией сказанному служат представленные на рис. 18 кривые изменения безразмерной

¹ Степанов С. Г. Разработка автотермических технологий переработки угля. Автореф. дис. ... д – ра техн. наук. Красноярск. 2003.

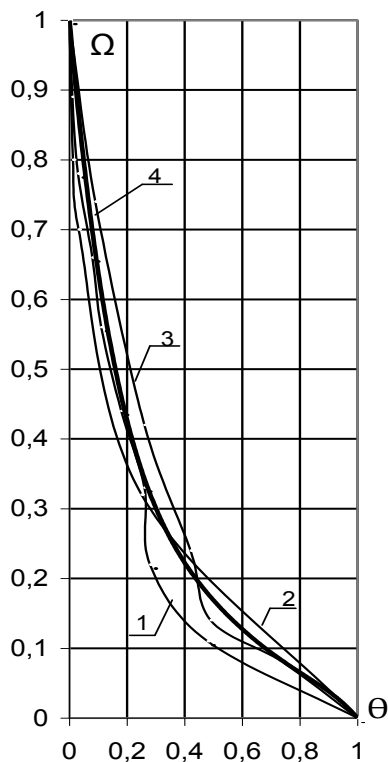


Рис.23. Изменение температуры газов в зоне газификации слоевых газогенераторов в безразмерных координатах:

1 – экспериментальные данные на промышленном газогенераторе; 2 – экспериментальные данные на лабораторном газогенераторе; 3 – по математической модели Ю.Ф. Куваева для горнового газогенератора

температуры газов в зоне газификации $\Omega = \frac{g_{газ} - g_{газ}''}{g_{газ}' - g_{газ}''}$ по

относительной ее высоте $\Theta = \frac{H_{газ} - H_{газ}'}{H_{газ}'' - H_{газ}'}$ Близость пред-

ставленных результатов исследований разнообразных объектов¹ позволяет для первого приближения признать универсальность усредненной безразмерной зависимости $\Omega = f(\Theta)$ (кривая 4 на рис. 18) и использовать ее в настоящей методике. В результате становится возможным при известных температурах на границах зоны газификации легко определить текущую температуру по высоте зоны, а затем численным интегрированием - приведенную тепловую энергию, отводимую через стенки данной зоны:

$$g_{газ} = f(\Theta) \cdot (g_{газ}' - g_{газ}'') + g_{газ}''$$

$$q_{газ}^{см} = \frac{3,6}{10^3 B} \int_{H_{газ}'}^{H_{газ}''} \frac{\pi D (g_{газ} - t_{окл})}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum_j \frac{\delta_j}{\lambda_j} + \frac{1}{\alpha_2}} dH_{газ} \quad ,$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от газифицируемой среды к стенкам зоны. В общем случае для определения этого коэффициента используется методика Хобса-Радуловича, разработанная для слоевых реакторов, но при наличии многослойной футеровки его величина практически не влияет на теплообмен.

Определение $q^{CT} = q_{гор}^{CT} + q_{газ}^{CT} + q_{ном}^{CT}$ позволяет найти $v_{ГГ}''$ по (10.3). При существенном различии заданной и расчетной температуры за реактором необходимо при-

нять новое значение G_{H_2O} либо изменить конструкцию реактора, например, толщину футеровки.

В одиннадцатой главе диссертации представлены разработки и анализ ПГУ с предложенной технологией ВЦГ. Горновой газогенератор входил в состав первого отечественного проекта опытно-промышленной ПГУ мощностью 250 МВт с высоконапорным парогенератором. Проект был доведен до стадии рабочих чертежей. Запатентованная конструкция разработанного с участием автора газогенератора на 50 т/ч кузнецкого угля под давлением 2 МПа (рис. 19) сохраняет свою актуальность. Внутри силового корпуса диаметром 3,87 м (максимальный железнодорожный габарит) и высотой 19 м размещена газоплотная реакционная камера, образованная цельносварными экранами из плавниковых труб. Составленная этими трубами испарительная система под давлением 16 МПа имеет выносной барабан и принудительную циркуляцию котловой воды. Кольцевая зона

¹ Зависимости на рис. 18 построены по данным следующих источников:

1. M. L. Hobbs, P. T. Radulovic, L. D. Smoot. Modeling fixed-bed coal gasifiers // AIChE Journal. 1992. V. 38. № 5. P. 681 – 702.
 2. Сунцов Г.Н. Динамика газообразования в слое // Газификация твердого топлива/ Труды третьей научно-технической конференции. М: Гостоптезиздат. 1957. С. 290 – 301.
 3. Куваев Ю.Ф. Усовершенствование алгоритма и программы расчета процесса газификации топлива в газогенераторах. Отчет ВТИ. 1988г.

между стенками реактора и силовым корпусом заполнена проточной парогазовой средой, образующейся в шлакоприемнике в результате отсоса из летки высокотемпературных газов, и охлаждения их и шлака в орошаемом комде и шлаковой ванне. В конце своего тракта парогазовая смесь подмешивается к генераторному газу.

Кусковое топливо подводится через четыре летки, образующие газовую камеру над слоем топлива. Двенадцать фурм размещены в два яруса, пар на газификацию подается в верхний ярус. Поставка реактора предполагается в собранном едином блоке. Разработан вариант выполнения силового корпуса диаметром 5 м. Такой габарит позволяет поднять нагрузку реактора по кузнечному углю до ~100 т/ч при давлении 2,5-3,0 МПа и одним корпусом обеспечить мощность ПГУ до 250 МВт.

С применением данного газогенератора и сухой горячей газоочистки была в дальнейшем разработана теплофикационная ПГУ по современной схеме с котлом-утилизатором мощностью 200 МВт на АШ, агломерируемом методом чашевой грануляции (см. гл.8), и предложены основные схемные и технические решения такой ПГУ.

Усовершенствование этих решений проведено в разработке конденсационной парогазовой установки на березовском угле мощностью 250 МВт с газовой турбиной ГТЭ-110 и двухконтурным КУ с попутным проведением расчетных исследований возможности использования в этой ПГУ других характерных и весьма различающихся углей: тарбагатайского Б-3, дальне-буланашского Д, забитуйского Г, антрацита, а также нефтяного кокса. Большинство отличается высокой сернистостью.

Найдена простая схема ПГУ, показанная применительно к малосернистому березовскому углю на рис. 20. В данной схеме установлен автономный компрессор дутья в газогенератор, что увеличивает мощность ГТУ при работе ее на синтез-газе. На поверхностях нагрева газификационной установки генерируется острый пар ($p = 7,5$ МПа, $t = 747$ К) параллельно с его производством в КУ и после объединения потоков направляются в головную часть паровой турбины (ПТ). За реактором устанавливаются выносные пароперегреватель и экономайзер, охлаждающие синтез-газ с 1123 до 833 К, т.е. до температуры, безопасной в отношении сероводородной коррозии для высоколегированной хромоникелевой стали, из которой выполняются очистные элементы металлканевого фильтра (см. гл. 4, 7). Согласно нашим исследованиям «засмоления» указанных поверхностей нагрева, помещенных в поток газа с грубодисперсными механическими примесями, ожидать не приходится (гл. 3). В КУ вырабатывается также пар низкого давления (0,65 МПа, 505 К), направляющийся в средний отсек ПТ.

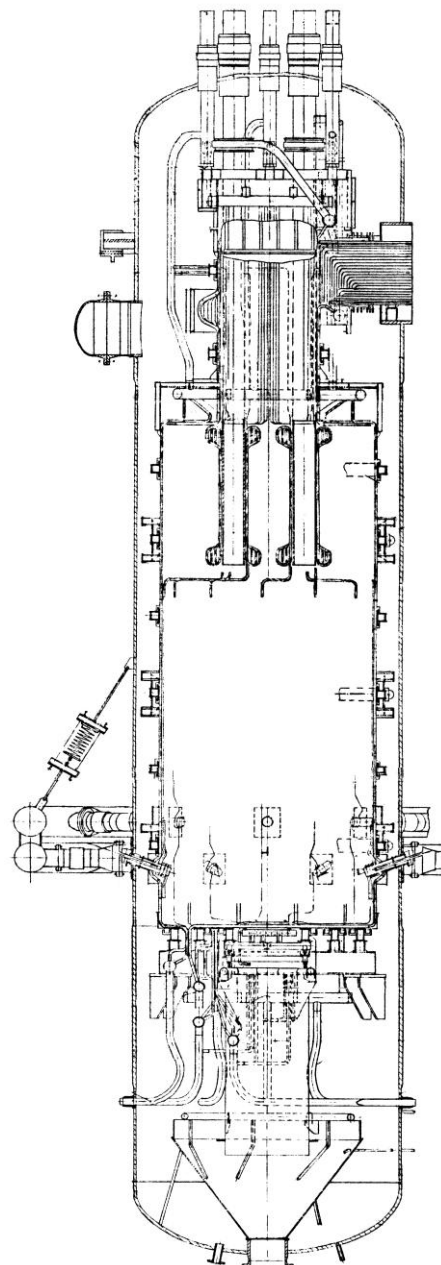


Рис. 19. Реактор газогенератора

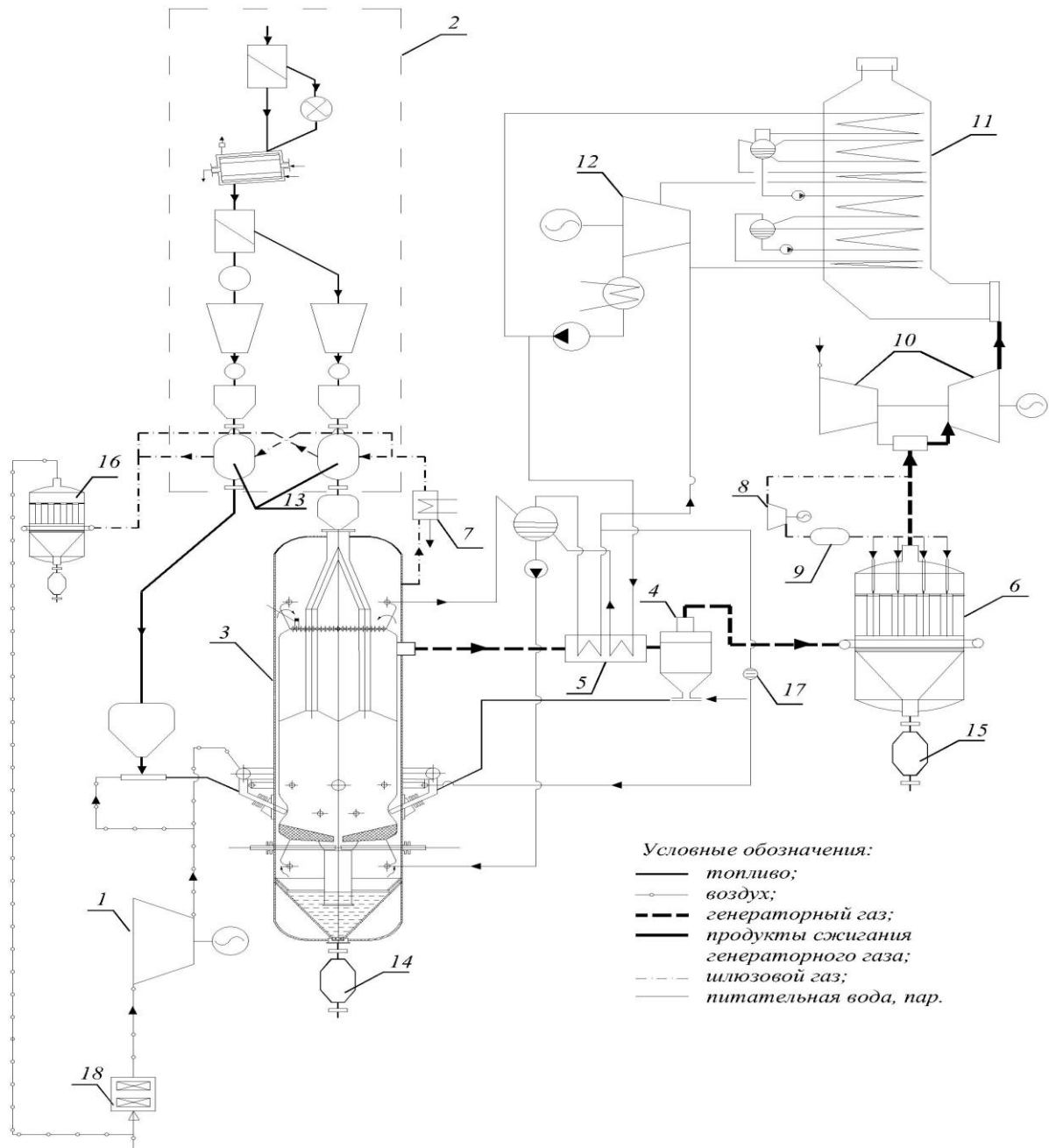


Рис.20. Принципиальная схема ПГУ мощностью 250 МВт с газификацией березового угля: 1 - компрессор дутьевого воздуха; 2 - система подготовки топлива; 3 - газогенератор; 4 - футерованный циклон; 5 - конвективный теплообменник; 6 - металлканевый фильтр; 7 - охладитель шлюзового газа; 8 - дожимной компрессор регенерации фильтра; 9 - ресивер газа регенерации; 10 - газотурбинный агрегат; 11 - котел-утилизатор; 12 - паротурбинный агрегат; 13 - система шлюзования топлива; 14 - система шлюзового вывода шлака; 15 - шлюзовой вывод тонкого уноса; 16 - очистка шлюзового газа; 17 - редукционное устройство; 18 - фильтр дутьевого компрессора

Для углей с повышенным содержанием серы потребуется аппаратная сероочистка, усложняющая схему в основном за счет оборудования регенерации сорбента. Однако из-за малой стоимости и благоприятных свойств предложенного железомарганцевого сорбента (гл. 5), представляется возможным в большинстве случаев организовать его одноразовое использование и утилизацию на металлургическом предприятии. В этом случае аппаратная сероочистка будет сведена к двум или трем адсорберам, последовательно отключающимся из работы для выгрузки отработавшего и загрузки нового сорбента, а также проведения ремонтно-профилактических работ.

Расчетные исследования показали близость качества синтез-газа из анализируемых углей, охвативших практически полный диапазон изменения степени метаморфизма угольного вещества (табл. 7). Это объясняется тем, что для

Таблица 7

Расчетные показатели газотурбинной части ПГУ на различных топливах

№ п/п	Наименование Величины	Обозначение	Размерность	Вид топлива						
				Березовский Б2	Тарбагатайский Б3	Забитунский ДР	Дальне-Булаканский Г6Р	Кузнецкий антрацит	Нефтяной кокс	
1.1	Характеристики сырого топлива	W^p	%	33	31.5	8	8.5	10	0.25	
1.2		A^p	%	4.7	15.4	23	18.3	16.2	0.19	
1.3		S^p	%	0.2	1.8	4.42	1.76	0.4	3.66	
1.4		V^{cop}	%	48	45	51	39.5	5	8.12	
1.5		Q_H^p	кДж/кг		3740	3770	4980	5360	5770	8125
2	Расход топлива в ГГ.	B	т/ч	130,1	146,8	113,8	91,13	93,64	59,88	
3.1	Расход сухого в-ха и пара на газификацию	V_{CB}	м3/кг	1,479	1,559	2,008	2,144	2,582	3,375	
3.2		G_{OII}	кг/кг	0,0059	0,0248	0,0290	0,0723	0,1666	0,2963	
4.1	Состав и теплота сгорания генераторного газа за системой газоочистки от механических примесей и соединений серы.	H_2O''	%	12,6	13,76	13,03	11,48	9,498	6,463	
4.2		CO''	%	22,95	20,51	20,22	22,99	28,79	28,59	
4.3		CO_2''	%	5,418	5,212	5,356	4,235	1,857	2,322	
4.5		CH_4''	%	3,506	2,858	3,161	2,049	0,3095	0,6306	
4.6		H_2''	%	6,733	8,328	7,218	9,469	7,86	11,18	
4.8		N_2''	%	48,66	49,21	50,87	49,68	51,65	50,81	
4.9		PCM''	%	0,1304	0,1223	0,1188	0,0960	0	0	
4.10		(Q_H^p)	кДж/нм ³		1199	1109	1096	1137	1100	1205
5.		Расход в-ха в КС ГТУ	V_{BKC}	м ³ /с	357	357	357	357	357	357
6.		Расход ген. газа в КС	$V_{ГКс}$	Кг/с	89.98	102.6	99.83	86.82	103.05	87.41
7.	Температура за КС	$v''_{Кс}$	°С	1211	1211	1210	1211	1211	1211	
8.	Коэф. избытка в-ха	$\alpha''_{Кс}$		3,11	2,86	2,97	3,37	3,11	3,27	
9.	Мощность ГТУ,	$N_{ГТУ}$	МВт	178,7	180,6	180,5	178,2	180,7	178,3	
10.	Расход газов из ГТУ	$ГТУ$	кг/с	451,9	466,8	464,6	449,4	468,6	449,7	

более «старого» и теплоценного угля требуется увеличивать расход пара на газификацию, чтобы выдержать заданную температуру газа за реактором. При высокой степени его разложения в горновом процессе это облагораживает синтез-газ и компенсирует уменьшение объема летучих веществ, выделяющихся из топлива. При этом мощность и параметры ГТУ на указанных топливах меняются несущественно (см. табл. 7). Таким образом применение рассматриваемой технологии ВЦГ способствует унификации оборудования ПГУ даже при использовании весьма различающихся углей.

Термический КПД горновой установки ~94%, химический – выше 74%. В таблице 8 приведены основные показатели ПГУ, показывающие, что уже при достигнутом уровне отечественного газотурбостроения можно создать ПГУ с газификацией углей по предложенной технологии мощностью до 250 МВт с КПД не менее чем у освоенных на Западе крупных установок, но более простой, на воздушном дутье и со значительно меньшей удельной стоимостью. При прогнозируемом росте параметров ГТУ и паросилового цикла реально достижение КПД ПГУ нетто около 52 %.

Экологические показатели на анализируемых углях: выбросы пыли менее 0,01 г/МДж; NO_x при ступенчатом сжигании синтез-газа – 0,065-0.12 г/МДж; SO₂

Технико-экономические показатели ПГУ с газификацией березовского угля Б2

Наименование и размерность показателя	Значение
Тепло топлива, подведенное в ПГУ, МВт	556,06
Мощность ГТУ на клеммах генератора, МВт	176,05
Мощность ПТ на клеммах генератора, МВт	100,3
КПД ПГУ брутто, %	48,82
Мощность СН энергетической части ПГУ, МВт	5
Мощность СН системы ВЦГ, МВт	24,73
Электрическая мощность ПГУ, МВт	246,62
КПД ПГУ нетто, %	43,57

при установке аппаратной сероочистки – 0,016-0,03 г/МДж

Опытно-промышленную

ПГУ с рассматриваемой системой ВЦГ планируется создать на Закамской ТЭЦ-5. Мощность ОПГУ по теплу расходуемого топлива – 53 МВт. Энергетическая часть представлена двухвальнoй ГТУ-16ПЭР мощностью 16 МВт, обладающей современными характеристиками (степень повышения давления в турбокомпрессоре – 19,6; температура среды за КС – 1482 К; на выходе – 775 К). В качестве паротурбинной части используются действующее паровые турбины ТЭЦ, в которые через главный паропровод ТЭЦ направляется острый пар ($p=3,5$ МПа, $t=698$ К) от котла – утилизатора и газификационной установки. Таким образом данная ПГУ имеет надстроечный характер. Закамская ТЭЦ - 5 работает в настоящее время на природном газе с небольшой долей (~ 3,5 %) кузнецкого угля марки Г и Д и оснащена устаревшим оборудованием с поперечными связями. Однако именно последнее обстоятельство позволило легко и просто интегрировать ОПГУ в систему действующего оборудования ТЭЦ с осуществлением полезного обмена рабочими средами и выгодной утилизацией низкопотенциального тепла. Без заметного ущерба оказалось возможным принять наиболее простую конструкцию газогенератора с футерованным изнутри силовым корпусом и его водяным охлаждением (рис.21).

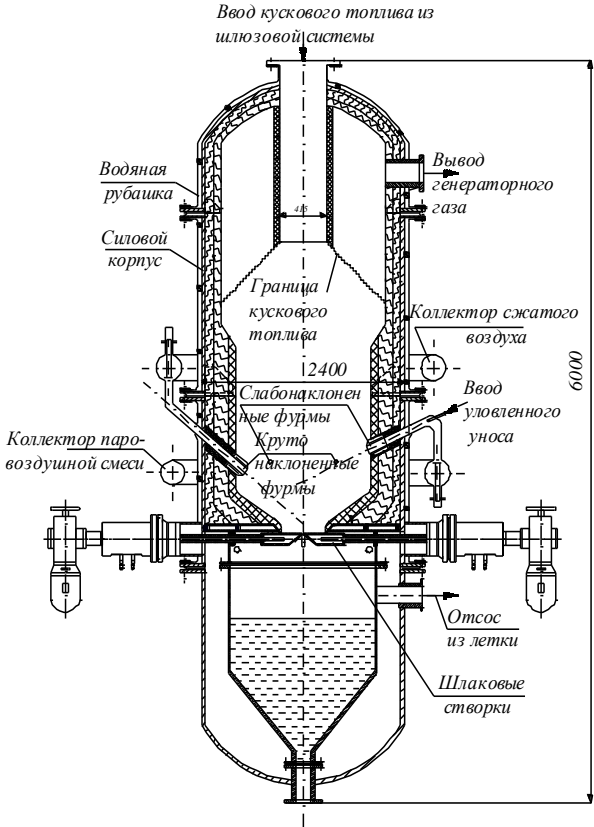
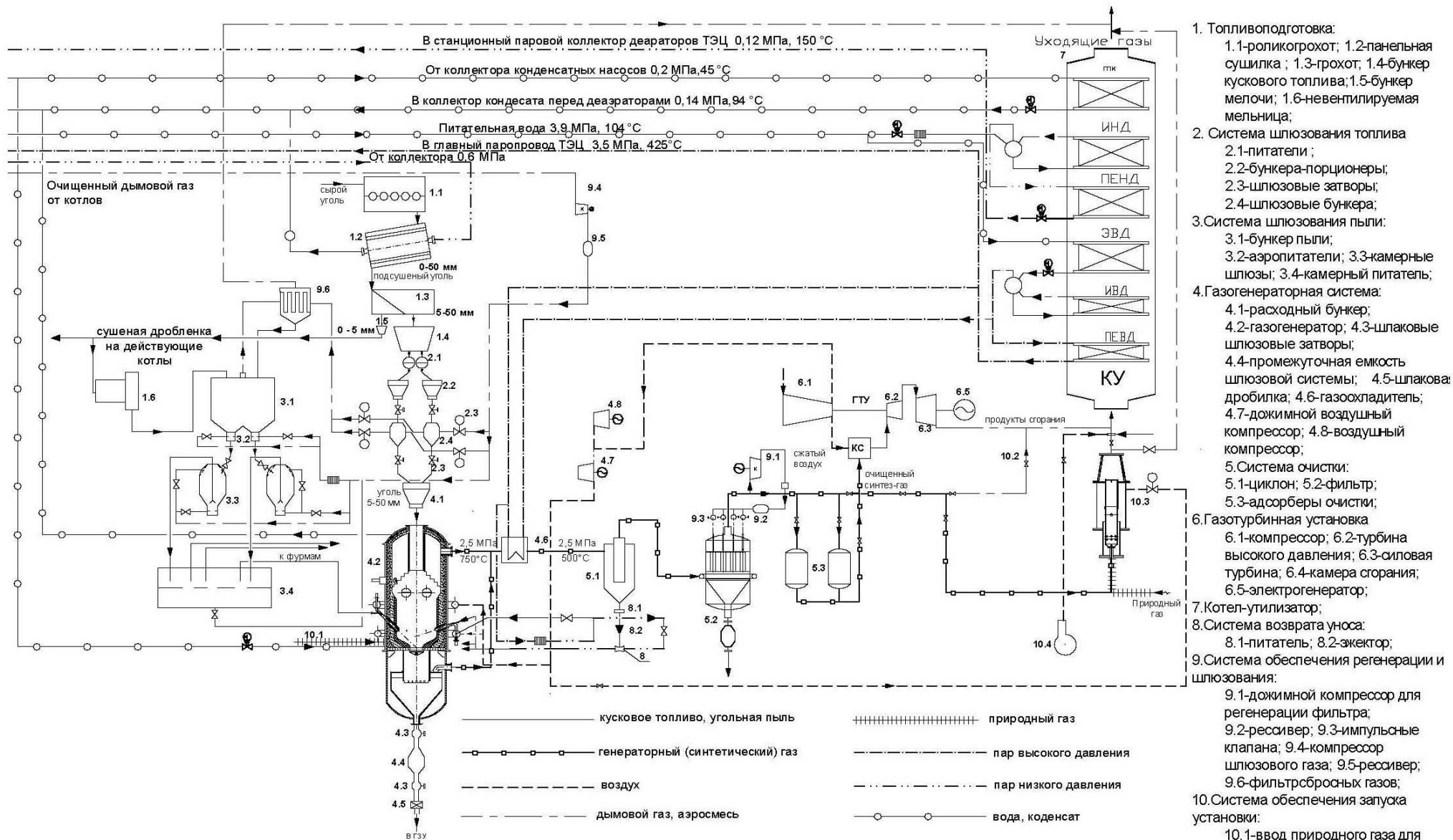


Рис.21– Горновой газогенератор для опытно-промышленной установки

ального тепла. Без заметного ущерба оказалось возможным принять наиболее простую конструкцию газогенератора с футерованным изнутри силовым корпусом и его водяным охлаждением (рис.21).

Схема ОПГУ приведена на рис.22. Использoваны представленные ранее схемные и конструктивные решения по системе подготовки и шлюзования топлива. Целесообразно мелкую часть подготавливаемого угля ($\delta < 5$ мм) передавать на действующие котлы, но систему подготовки и шлюзования угольной пыли предполагается создать в исследовательских целях. Дутье подается от дожимного компрессора, что исключает затратную реконструкцию двухвальнoй ГТУ при переводе ее на синтез-газ. Температура синтез-газа на тракте его очистки – 773 К. Интеграция с ТЭЦ позволила снизить температуру отходящих газов за КУ до 376 К, разместив на выходе КУ газовый подогреватель конденсата. Все оборудование – отечественное. Конструктивные решения основных аппаратов – разработаны. Металлотка-



1. Топливоподготовка:
 - 1.1-роликотрохот; 1.2-панельная сушилка; 1.3-грохот; 1.4-бункер кускового топлива; 1.5-бункер мелочи; 1.6-невентилируемая мельница;
2. Система шлюзования топлива
 - 2.1-питатели; 2.2-бункера-порционеры; 2.3-шлюзовые затворы; 2.4-шлюзовые бункера;
3. Система шлюзования пыли:
 - 3.1-бункер пыли; 3.2-аэропитатели; 3.3-камерные шлюзы; 3.4-камерный питатель;
4. Газогенераторная система:
 - 4.1-расходный бункер; 4.2-газогенератор; 4.3-шлаковые шлюзовые затворы; 4.4-промежуточная емкость шлюзовой системы; 4.5-шлакоа; дробилка; 4.6-газоохладитель; 4.7-дожимной воздушный компрессор; 4.8-воздушный компрессор;
5. Система очистки:
 - 5.1-циклон; 5.2-фильтр; 5.3-адсорберы очистки;
6. Газотурбинная установка
 - 6.1-компрессор; 6.2-турбина высокого давления; 6.3-силовая турбина; 6.4-камера сгорания; 6.5-электрогенератор;
7. Котел-утилизатор;
8. Система возврата уноса:
 - 8.1-питатель; 8.2-эжектор;
9. Система обеспечения регенерации и шлюзования:
 - 9.1-дожимной компрессор для регенерации фильтра; 9.2-рессивер; 9.3-импульсные клапана; 9.4-компрессор шлюзового газа; 9.5-рессивер; 9.6-фильтр сбросных газов;
10. Система обеспечения запуска установки:
 - 10.1-ввод природного газа для разогрева газогенератора и тракта генераторного газа; 10.2-сброс распочных дымовых газов; 10.3-камера горения продуктов газификации при распочке; 10.4-воздуходувка.

Рис. 27 - Принципиальная схема опытно-промышленной установки

Общие показатели ОПГУ

Наименование и размерность показателя	Значение.
Расход кузнецкого угля, т/ч	8,1
Тепловая мощность, МВт	53,17
Тепловая мощность, переданная от ПГУ на ТЭЦ (за вычетом возвращенной на собств. нужды), МВт;	26,69
в том числе с острым паром, МВт	21,2
Затраты электроэнергии на собственные нужды, МВт	2,5
Общая электрическая мощность к потребителю (с учетом выработки электроэнергии паровыми турбинами ТЭЦ за счет тепла, переданного от ПГУ), МВт	22,3
КПД выработки электроэнергии, %	42
Выбросы пыли, г/МДж	0,01
Выбросы NOx, г/МДж	0,09
Выбросы SO ₂ , г/МДж	0,03

новый фильтр имеет 120 очистных рукавов диаметром 0,31 м и длиной 2,5 м, размещенных в силовом корпусе $d \times h = 3,7 \times 9,2$ м. Каждый рукав на случай повреждения имеет на выходе защитное устройство из волокнистого вещества, которое дает небольшое увеличение сопротивления фильтра, но при повреждении элемента забивается пылью и препятствует дальнейшему движению газов через этот участок. В схеме ОПГУ установлены два последовательно работающих адсорбера сероочистки. Предполагается одноразовое применение и утилизация используемого в них железомарганцевого сорбента. Габариты адсорбера $d \times h = 2,8 \times 5$ м, масса сорбента в нем 20,3 т, время эксплуатации на загруженной партии сорбента – 7 суток.

Основные показатели ОПГУ приведены в табл. 9. КПД ОПГУ в конденсационном режиме составляет 42% при высоких экологических показателях установки. Заметим, КПД действующего оборудования ТЭЦ – около 37%.

Представленный материал наглядно показывает, что рассмотренный способ применения ПГУ с предложенной технологией ВЦГ может быть эффективным средством модернизации ТЭС с устаревшим оборудованием и оздоровления их экономических и экологических показателей.

С применением рассмотренных решений разработана также ГТУ-ТЭЦ мощностью 6 МВт с газификацией угля, предназначенная для тепло- и электроснабжения изолированных районов и замены городских котельных.

Заключение.

1. Впервые экспериментально доказана возможность эффективной газификации горновым методом разнообразных видов твердого топлива: бурых и каменных углей, агломерированного антрацитового штыба, низкорекреационных отходов, в том числе, нефтяного кокса. Ряд свойств горнового газогенератора благоприятен для энергетического применения:

- относительная простота конструктивного оформления;
- повышенное качество генераторного газа вследствие обогащения синтез-газа летучими компонентами топлива и высокой степени разложения водяного пара (80 – 90%);
- простота и мобильность растопки газогенератора (посредством вдувания горячего дутья);
- слабая зависимость состава синтез-газа от нагрузки газогенератора и простота регулирования последней изменением расхода воздуха на дутье; легко регулируется также температура за реактором путем небольшого изменения расхода пара на газификацию;

- достаточно высокая удельная нагрузка горна ($34-40 \text{ МВт/м}^2$ при $p=2,0-3,0 \text{ МПа}$) позволяет, как показывают конструкторские разработки, создать однокорпусный газогенератор производительностью до 100 т/ч угля типа кузнецкого и обеспечить им мощность ПГУ до 250МВт.

Запатентована конструкция газогенератора с газоплотной экранной системой для крупных ПГУ.

Выявлены ограничения горнового газогенератора:

- $A^c \leq 30\%$, при более высокой зольности происходит отрыв ядра горения от фурм и возникает опасность спекания минеральной массы топлива;

- доля пылевидного топлива, подаваемого в реактор $a_n \leq 30\%$.

2. Впервые предложена и экспериментально проработана сухая горячая очистка синтез-газа, содержащего пары смол в своем составе, при температуре, выше температуры их конденсации. Такая очистка ведется как от механических примесей, так и (при необходимости) от вредных газовых включений. Смоляные пары при этом сохраняются в составе синтез-газа и сжигаются вместе с ним. В общем случае температура синтез-газа на тракте генераторного газа должна быть при $p=2-2,5 \text{ МПа}$ не менее 670 К для предупреждения конденсации смол, но не выше 870 К из-за опасности сохранения выделяющихся из топлива щелочных компонентов, неблагоприятных для работы газовых турбин.

Чтобы добиться глубокой деструкции смоляных паров (50-85%) и отстроиться от сажеобразования, температура синтез-газа на выходе из реактора рекомендуется на уровне 1050-1150 К.

В продуктах газификации антрацита, тощего угля, нефтяного кокса образования паров смол не наблюдалось.

Предложенная система ВЦГ с горновым газогенератором и высокотемпературной газоочисткой защищена патентом РФ.

3. Впервые исследована металлотканевая тонкая очистка генераторного газа с пневмоимпульсной регенерацией фильтровальной ткани и испытан единственный полномасштабный очистной элемент многорукавного промышленного фильтра. Основное преимущество металлотканевых фильтров заключается в их надежной регенерации из-за эластичности металлоткани.

По данным испытаний эффективность очистки синтез-газа из различных углей на металлотканевом фильтре при входном загрязнении газа $2-5 \text{ г/м}^3$ и скорости его фильтрации 0,5 м/мин составляла 99,1-99,5%, а остаточная запыленность, как правило, 16-22 мг/м³ (в отдельном случае – до 29 мг/м³). При таких показателях концентрация привнесенных механических примесей в продуктах сжигания синтез-газа из-за большого его разбавления ($\alpha \approx 3$) составит 5-8 мг/м³ (при н.у.), а в действительности ожидается меньше из-за догорания сажистых и углеродных частиц. При необходимости снижение остаточной загрязненности для перспективных ГТУ легко обеспечить установкой после сероочистки пороговых фильтров, работа которых на уже глубоко очищенном газе затруднений не вызывает.

4. По результатам исследований сера топлива в горновом процессе частично связывается с минеральной частью угольной засыпки, в том числе со специально добавляемыми к ней поглотителями, например, известью. Количество связанной серы зависит от мольного соотношения Ca/S в угольной шихте и может достигать 70 %. При этом основная часть серы связывается в уносе и лишь небольшая ее часть переходит в шлак.

Для кардинального снижения выбросов SO_2 и обеспечения возможности использования высокосернистых топлив в ПГУ с предложенной системой газификации углей был организован широкий экспериментальный поиск дешевых поглотителей H_2S для аппаратной ступени сухой сероочистки генераторного газа. Впервые показана высокая эффективность применения железомарганцевой руды Аскизского месторождения. Стоимость сорбентов H_2S из нее около 5 руб/кг против 20 \$/кг синтетических зарубежных поглотителей. Активность этих сорбентов наглядно характеризуют осуществленные с участием автора исследования очистки продуктов газификации высокосернистого нефтяного кокса ($S^{daf} = 3,6\%$) с содержанием H_2S до 0,4 % об. Обеспеченная в них концентрация сероводорода за слоем сорбентов 140 – 210 мг/м³ (при н. у.) соответствует выбросам диоксида серы с продуктами сжигания генераторного газа 0,016 – 0,028 г/МДж, что на порядок ниже наиболее жесткого норматива для твердого топлива. Результаты поисково-исследовательских работ защищены патентами.

5. По результатам проделанных исследований синтез-газ горновой воздушной газификации углей обладает достаточно высокой реакционной способностью и может быть надежно использован для высокотемпературных газовых турбин.

Впервые в отечественных исследованиях дана количественная оценка выбросам оксидов азота при его сжигании. По данным наших опытов до 50% материнского азота топлива при горновой газификации переходит в NH_3 синтез-газа и, окисляясь при сжигании последнего, является источником повышенных выбросов NO_x . Сжигание генераторного газа в режиме богато-бедной смеси снижает выбросы NO_x до 0,065 – 0,12 г/МДж, что меньше наиболее строгого норматива для твердого топлива. Экспериментально доказана возможность дальнейшего снижения выбросов NO_x посредством селективного разложения NH_3 в генераторном газе. Реализованный способ такого сокращения выбросов NO_x защищен патентом РФ.

6. Впервые в отечественных исследованиях осуществлено изучение коррозионной стойкости широкого набора отечественных сталей и сплавов в среде генераторного газа.

Высоколегированные стали аустенитного класса с большим содержанием хрома и никеля X18H10T, Ди-59, 20X23H13, 20X20H14C2 нечувствительны к сероводородной коррозии независимо от концентрации H_2S в синтез-газе до температуры реагирующей поверхности 873 К. С ростом температуры выше указанной границы скорость коррозии стали X18H10T и аналогичной ей Ди-59 резко возрастает; для стали 20X23H13 это возрастание значительно меньше, и для стали 20X20H14C2 такой рост скорости коррозии проявляется слабо: при температуре 973 К 1 мм/год.

Распространенные котельные стали ст 20, 12X1МФ, 12ХМ обнаруживают сильную зависимость скорости коррозии от температуры стенки, а также концентрации H_2S . Однако с течением времени под действием образующихся защитных покрытий скорость их коррозии падает, особенно резко за первые 10 – 20 час нахождения в агрессивной среде. Разработана методика для определения усредненной скорости коррозии этих сталей для промышленных условий в зависимости от определяющих параметров: температуры стенки металла, объемной концентрации H_2S , давления среды. Разрушение защитных покрытий, например, вследствие эрозийного износа ведет к росту скорости коррозии названных сталей на порядок.

Проделанные исследования и разработанная методика позволяют произвести выбор сталей газогенераторного и газоочистного оборудования в зависимости от условий их работы.

7. Разработана рациональная и экономичная система подготовки топлива для горнового газогенератора с избирательным дроблением крупных кусков угля и минимальным образованием мелочи.

Для обеспечения работы горнового газогенератора на мелкозернистых углях впервые для трудно агломерируемого антрацитового штыба разработана технология его грануляции с применением дешевой комбинированной связки из извести и отхода, содержащего ПАВ, а также технология брикетирования на выделенной газогенераторной смоле. Обе технологии могут быть надежно применены и на других углях.

Разработана и испытана конструкция шлюзового затвора для газифицируемого под давлением топлива и шлака на базе существующей задвижки с электроприводом. Разработка защищена патентом.

8. На основе полученного экспериментального материала разработана комплексная методика расчета газификации топлива в горновом газогенераторе, включающая расчет газообразования в реакторе, выноса из него твердой фазы, теплообмена реагирующих сред с ограждающими поверхностями нагрева, а также расчета необходимых условий устойчивого истечения шлака.

9. Предложенная технология горновой газификации твердого топлива, высокотемпературной очистки и ступенчатого сжигания генераторного газа успешно апробирована на комплексной опытной установке при использовании бурых и каменных углей, антрацита, агломерированного АШ, нефтяного кокса и коксографитных отходов. Основными преимуществами технологии являются:

- простота и сокращение набора оборудования (отсутствие воздухоразделительных установок и загрязненных водных стоков)
- практически полное отсутствие потерь физического тепла генераторного газа, основная часть которого термодинамически выгодно используется в высшем газотурбинном цикле ПГУ;
- экономия расходов на приготовлении топлива, размол и глубокая сушка основной части которого не требуется;
- наиболее эффективное огневое обезвреживание особо опасных токсичных микрокомпонентов генераторного газа.

С применением данной технологии разработано несколько разного уровня проектов ПГУ и ГТУ-ТЭЦ с газификацией угля в широком диапазоне мощности 6-250 МВт. Расчетные экономические и экологические показатели крупных установок не уступают западным аналогам при очевидном существенном снижении удельной стоимости. КПД таких установок при достигнутом отечественном уровне газотурбостроения составляет 42-44%, а при использовании перспективных ГТУ возрастет до 52%. Выбросы составляют: пыли - 0,01 г/МДж, SO_2 при установке аппаратной сероочистки с железомарганцевыми сорбентами – 0,016 – 0,028 г/МДж, NO_x – 0,065 – 0,12 г/МДж. Последние и снизятся примерно вдвое при использовании опробованного в опытах селективного разложения NH_3 в генераторном газе.

Разработаны технические решения по основному оборудованию, газогенератор на 50 т/ч кузнецкого угля и 2 МПа разработан в рабочих чертежах.

В настоящее время технология полностью подготовлена к промышленному внедрению.

10. Показана возможность попутного или целенаправленного производства полезных и редких веществ при использовании рассматриваемой технологии: по-

лукокса, смолы, высокотемпературных газов - восстановителей, концентрата германия из германийсодержащего угля. Способы получения концентрата редкого элемента - германия и лукокса запатентованы.

11. В связи с потребностью энергетики РФ в массовой замене изношенного и устаревшего оборудования, предложенная технология претендует на широкое распространение на ТЭС России. Рассмотрены следующие направления ее применения:

- в крупных автономных ПГУ мощностью ~250 МВт;
- в надстроечных ПГУ для модернизации ТЭС с устаревшим оборудованием;
- в составе ГТУ–ТЭЦ с электрической мощностью 6 – 25 МВт для электро- и тепло-обеспечения изолированных районов, а также замены городских котельных.

Основное содержание диссертации изложено в следующих, соответствующих требованиям ВАК публикациях и патентах:

1. **Экспериментальная** проработка и проектирование горнового газогенератора на паровоздушном дутье для опытной ПГУ / С. И.Сучков, В. И.Бабий., Е. В.Щукин и др. // Электрические станции. 1991. №10. С. 27–35.

2. **Система** подготовки и подачи топлива для газогенератора горнового типа ОПГУ-250 / Ю. Н. Втюрин., С. И. Сучков, В. И. Бабий и др. // Теплоэнергетика. 1992. № 1. С. 35–40.

3. **Сучков С. И. Бабий В. И., Абросимов А. А.** Экспериментальная разработка системы газификации твердого топлива для ПГУ // Теплоэнергетика. 1998. №6. С. 43–49.

4. **Экспериментальная** проработка подготовки и газификации низкорреакционных углей и отходов на воздушном дутье / Сучков С. И., Лейкин В. З., Папушин Ю. Л. и др. // Теплоэнергетика. 2003. №8. С.15–21.

5. **Сучков С. И., Дик Э. П.** Исследование газификации германийсодержащего бурого угля горновым методом // Теплоэнергетика. 2003. №12. С. 33–38.

6. **Возможные** пути использования вторичных энергоресурсов на энергоемких предприятиях для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с применением современных энергетических технологий / Э. М. Кособоква, П. А. Березинец, Г. А.Рябов, С. И. Сучков // Промышленная энергетика. 2006. №9. С. 1–8.

7. **Исследования** системы газификации углей с высокотемпературной очисткой генераторного газа / Г. Г. Ольховский, С. И. Сучков, А. Н. Епихин и др. // Теплоэнергетика. 2006. №7. С. 67–73.

8. **Сомов А.А., Сучков С.И.** Исследование пиролиза топлива для создания математической модели горнового газогенератора // Электрические станции. 2006. Специальный выпуск. С. 6–9.

9. **Исследования** и разработка ПГУ с газификацией угля / Ольховский Г. Г., Сучков С. И., Епихин А. Н. и др. // Экологически чистые угольные технологии для технического перевооружения российских тепловых электростанций: сб. докл. междунар. конф. М.: ВТИ. 2006. С. 1–12.

10. **Алехнович А. Н., Сучков С. И.** Условия выхода жидкого шлака в горновом газогенераторе ВТИ и совершенствование конструкции узла шлакоудаления // Энергетик. 2008. №10. С.12–15.

11. **Разработка** отечественной ПГУ с внутрицикловой газификацией топлива/ Г. Г.Ольховский, С.И.Сучков, А. Н. Епихин и др. // Теплоэнергетика. № 2.

2010. С.19–26.

12. **Сучков С. И.** Экспериментальная разработка технологии внутрицикло-вой газификации углей с применением газогенератора горнового типа // VII Конференция по химии и технологии твердого топлива России и стран СНГ / Сб. тезисов докладов, М: Хим. фак. МГУ. 1996. С. 125–129.

13. **Сучков С. И.** Разработка и исследование системы газификации // Сб. док. всероссийского научно-технического семинара «Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем». М.: ВТИ. 2001. С.240–247.

14. **Исследование** сорбентов сероочистки при разработке отечественной ПГУ с газификацией угля / А. Н. Епихин, С. И Сучков, И. О. Крылов и др. //Технологии эффективного и экологически чистого использования угля. Международная научно-техническая конференция. Сб. докладов и тезисов, М: ВТИ. 2009. С.242–245.

15. **Сучков С. И. , Иванова И. П.** Исследования коррозии энергетических сталей в среде генераторного газа // Технологии эффективного и экологически чистого использования угля. Международная научно-технич. конференция. Сб. докладов и тезисов, М: ВТИ. 2009. С. 252–260.

16. **Разработка** отечественной ПГУ с газификацией угля / Г. Г. Ольховский, С. И. Сучков, А. А. Сомов и др. //Технологии эффективного и экологически чистого использования угля. Международная научно-технич. конф.: сб. докладов и тезисов. М: ВТИ. 2009. С. 208–228.

17. **Алехнович А. Н., Сучков С. И.** О тепловом расчете реакционной камеры слоевого газогенератора с жидким шлакоудалением // Горение твердого топлива: Сб. докладов VII Всерос. конф. с междунар. участием. Новосибирск: изд-во ин-та теплофизики СО РАН. 2009. Ч. 3. С. 102–110.

18. **Сучков С. И.** О возможности эффективного решения проблем сжигания некоторых топлив посредством применения их газификации // Сб. док. V научно-практической конференции с междунар. участием. «Минеральная часть топлива, шлакование, очистка котлов, улавливание и использование золы». Челябинск. 7-9 июня 2011. Том III. С.204–210.

19. **А. с. № 1770362 СССР. С21В7/00.** Шахтная печь / И. Г. Товаровский, С. И. Сучков, В. И. Бабий и др. (СССР) – № 4757454/02. Заяв.: 26.07.89. Оpubл.:23.10.92. Бюл. № 39.

20. **Пат. 45390 РФ. МПК С10J 3/20.** Газогенератор горнового типа с парообразующей системой охлаждения/ С. И Сучков, В. А. Нечаев (РФ) – № 2005102230/22. Заяв.: 01.02.2005. Оpubл.: 10.05.2010. Бюл. № 13.

21. **Пат. 47886 РФ. МПК С10J 3/20 А.** Система внутрицикло-вой газификации для парогазовых установок на твердом топливе / С. И. Сучков, В. А. Нечаев, Э. П. Дик, А. А. Сомов (РФ) – № 2005114962/22. Заяв.: 18.05.2005. Оpubл.: 10.09.2005. Бюл. № 25.

22. **Пат. 2282655 РФ. МПК С10В 49/02, С10J 3/04, С10J 3/20.** Система внутрицикло-вой газификации твердого топлива с промышленной выработкой полукокса / С. И.Сучков, Н. Г. Срибнер, А. А. Сомов (РФ) – № 2005117739/15. Заяв.: 09.06.2005. Оpubл.: 27.08.2009.Бюл. № 24.

23. **Пат. 46491 РФ. МПК С01В 17/00, 31/00, С10К 3/00.** Система высокотемпературной очистки используемого в газотурбинных установках топливного генераторного газа от серосодержащих компонентов и двуокиси углерода / Епи-

хин А.Н., Сучков С.И. (РФ) – № 2005109399/22. Заяв.: 04.04.2005. Оpubл.: 10.07.2005. Бюл.№ 19.

24. Пат. 2300053 РФ. МПК F23Q 9/00. Вспомогательное горелочное устройство для плазменного воспламенения и стабилизации горения низкорекреационного пылеугольного топлива основных горелок теплового агрегата / Сучков С. И., Ламакин С. А. (РФ) // – № 2005129307/06. Заяв.: 22.09.2005. Оpubл.: 27.05.2007. Бюл. № 15.

25. Пат. 76914 РФ МПК C10J 3/78. Шлюзовое устройство для загрузки твердого топлива в работающий под давлением газогенератор /С. И. Сучков, В. А. Нечаев, А. А. Абросимов. (РФ) – № 2008123953/22, Заяв.:19.06.2008. Оpubл.: 10.20.2008 Бюл. № 28.

26. Пат. 88672 РФ. МПК C10J 3/20 Система внутрициклового газификации для парогазовых установок, обеспечивающая уменьшенные выбросы оксидов азота при сжигании получаемого генераторного газа /С. И. Сучков, А. А. Заикин, А. А. Сомов, А. Н. Епихин (РФ) – № 2009125651/22. Заяв.: 07.07.2009. Оpubл.: 20.11.2009. Бюл. №32.

27. Пат. 2381832 РФ. МПК B01J 20/06. Твердый сорбент сероводорода на основе оксидных соединений марганца / А. Н. Епихин, С. И. Сучков, А. А. Сомов и др. (РФ) – № 2009101408/15. Заяв.: 20.01.2009. Оpubл.: 20.02.2010. Бюл. № 5.

28. Пат. 2406751 РФ. МПК C10J 3/46. Способ получения генераторного газа из твердого топлива в слоевом газогенераторе, обеспечивающий при сжигании газа уменьшение выбросов оксидов азота / С. И. Сучков, А. А. Заикин, А. А. Сомов, А. Н. Епихин.(РФ) – № 2009125459/05. Заяв.: 06.07.2009. Оpubл.: 20.12.2010. Бюл. № 35.

Кроме того, материалы диссертации изложены еще в 19 публикациях, на которые имеются ссылки в работе.

В приложении представлен акт ЭуЭТЭЦ (Украина) и ВТИ (Россия) о проведении и результатах апробирования рассмотренной технологии на комплексной опытной установке.