УДК 620.9

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Рыжков А.Ф.

ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет - УПИ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия

ВВЕДЕНИЕ

В зависимости от цели, осуществляемые в промышленных агрегатах процессы горения подразделяют условно на технологические и энергетические. Технологическое горение (ТГ) служит для получения в качестве продукта новых химических веществ, а энергетическое (ЭГ) – предназначено для выработки тепловой энергии. Имея общую начальную научную школу (Семенов Н.Н., Зельдович Я.Б., Франк-Каменецкий Д.А.), направления ТГ и ЭГ надолго «разошлись» по своим производствам и, не имея связи, развивались независимо одно от другого. К области интересов ТГ отошли химические процессы, связанные с термическим разложением органических топлив и их нестехиометрическим окислением (сжиганием) при $\alpha < 1$ с получением в качестве продукта различных форм «химического» и «механического» недожога (с позиций энергетического сжигания).

Эти процессы, проводимые в «реакторах», «конвертерах», «газогенераторах», «печах» и их батареях при высоких температурах (как правило), характеризуются большими потерями с физическим теплом продукта, низким химическим КПД и избыточно большими выбросами CO2 и др. при его дожигании в энергетической установке. Однако при технологическом использовании эти способы успешно используются в энергодефицитных регионах мира (химические предприятия в ЮАР и США, вновь закладываемые химические заводы по получению из угля СЖТ, аммиака в Китае и Индии производительностью по 300–600 тыс. тонн продукта в год).

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

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

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

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

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

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

- Высокая интенсивность процессов, обеспечивающая единичную мощность агрегатов до 1 ГВт и более при низком уровне тепловых потерь в реакторе (до 3-5%).
- Горение / газификация в кислороде при высоких давлениях (2-3 МПа и более) и температурах (до 1900 оС) без рециркуляции отходящих газов и с переходом к ультрадисперсным топливам.
- Использование части балласта топлива (Op, Wp) и влаги ВУТ в процессе конверсии в качестве собственных газифицирующих агентов.
- Слабая зависимость состава синтез-газа и химического КПД от типа топлива в пределах термонейтрального автотермического режима.
- Универсальность реакторов по топливу в пределах термонейтрального автотермического режима.

ГАЗИФИКАЦИЯ, СЖИГАНИЕ В КИСЛОРОДЕ И СИСТЕМА CCS

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

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

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

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

Для ЦКС-технологии при допустимой концентрации O_{2max} = 60-70% степень рециркуляции (r_{min} = 0,43) приближается к максимальной доле рециркуляции обычных котлов в режиме поддержания температуры пара промежуточного перегрева при глубоком провале нагрузки. Таким образом, по сравнению с пылеугольным кислородным котлом применение ЦКС-технологии приводит к снижению степени рециркуляции в 0-4,43 раза (обычная концентрация для ЦКС O_2 = 21-40%). Однако по сравнению с воздушным пылеугольным котлом мощность ДРГ возрастает в десятки раз.

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

ГАЗИФИКАЦИЯ И ДВУХСТАДИЙНЫЙ СПОСОБ СЖИГАНИЯ

Сжигание топлива через стадию газификации представляет собой двухстадийный процесс, состоящий из двух раздельно управляемых стадий с различными коэффициентами расхода окислителя: $\alpha_1 < 1$ – «богатая смесь» и $\alpha_2 > 1$ – «бедная смесь». На первой стадии проводится газификация, а на второй – использование газа в газотопливной электрогенерирующей установке (ГТУ, ДВС, топливный элемент) или в теплогенерирующем агрегате (котельный агрегат, промышленная печь). Каждая из стадий протекает при температуре, меньшей адиабатной температуры горения топлива (уголь, синтез-газ) при данном расходе окислителя.

На рисунке 1 показан результат расчета адиабатной температуры горения каменного угля и синтез-газа из него в воздухе. Маршруты «*а*» и «*б*» соответствуют различным вариантам газоиспользующих энергоустановок.

Разработка двухстадийных схем с ГФ твердого топлива и депонированием CO_2 осуществляется по двум вариантам. По первому из них работают известные ПГУ *IGCC/CCS* по технологии *Pre-Combustion capture*. По второму разрабатывают упоминавшийся выше проект ПГУ IGCC / *Oxyfuel* capture, предлагаемый компанией CES на ТЭС *Kimberlina* (США). В этом проекте продукт кислородной ГФ - очищенный синтез-газ (смесь CO, CO_2, H_2) будет дожигаться в смеси с кислородом в камере сгорания газовой турбины, охлаждаемый при необходимости впрыскиваемым паром. Выхлопные газы турбоагрегата, состоящие из углекислого газа и водяных паров, будут сепарироваться методом конденсации.

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

Однако в станционной энергетике широкое внедрение газификационных технологий еще долго может сдерживаться сложностью и недостаточной отработанностью технологической части (дорого-

визна кислорода, низкая надежность газоохладителя, отсутствие высокотемпературной очистки), низкой эффективностью технологического горения по сравнению с энергетическим (в установках кипящего слоя КПДхим. = 50-60%, в поточных – 70-83%) и нерешенностью теплофизических проблем в энергетической части ПГУ применительно к низкоэмиссионным технологиям, связанным со сжиганием в кислороде водородного топлива.

ТОПЛИВНАЯ БАЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ

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

Существенную долю в рабочей массе геологически «молодых» низкосортных топлив составляют кислород и влага. Кислород в топливе, увеличивая реакционную способность, поставляет при газификации собственные газифицирующие агенты. При этом потребление кислорода с внешним дутьем заметно уменьшается (рис.4).

Влага топлива**,** наряду с влагой ВУТ, активно участвует во всех стадиях термохимической конверсии топливных частиц – путем поризации и разрушения их при интенсивном парообразовании, катализации гомогенных реакций окисления *CO*, газификации горящего углерода по так называемому «мокрому» механизму. В расчетах процесса газификации ее необходимо учитывать как источник кислорода [5]. Поэтому доля водяных паров в продуктах «сухой» (беспаровой) газификации всегда меньше влаги, вносимой с топливом, а в процессе воздушной или кислородной газификации молодых топлив получают газ, близкий по составу к паровоздушному или парокислородному.

На рисунке 5 представлены данные по возможной собственной парогенерации топлив, определяемой влажностью $W^{тот}$ топлив, подготавливаемых на современных твердотопливных ТЭС к прямому сжиганию и газификации, значение которой, в общем случае, лежит обычно между величинами рабочей и гигроскопической влажности $W^{р} < W^{тот} < W^{ги}$.

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

При подаче в топку или газификатор водоугольного топлива [7] с соотношением Т / Ж по массе ≈ 2 / 1 вода выполняет функции внешней влаги, добавляемой к гигроскопической ($W^{ги}$). В результате эффективная влажность ВУТ «молодых» топлив может приближаться к максимальной рабочей влажности.

На этом же рисунке приведены расчетные данные по потреблению пара в процессе ИТК, проводимый, как и ранее (рис.1), без учета расходования энергии на термическую подготовку топливной смеси. В лабораторной практике такой процесс хорошо моделируется при аллотермическом способе подвода теплоты, компенсирующем затраты на предреакционный разогрев смеси и тепловые потери.

Высокоуглеродистые топлива из зоны «*a*» (каменные угли и антрациты), несущие в топку мало влаги, нуждаются в значительных добавках внешнего пара. В зоне «*b*» (в основном, это бурые угли) потребность в газифицирующем паре может полностью покрываться за счет рабочей влаги, корректируемой путем подсушки сырого топлива в пределах $W^{р}$-$W^{ги}$. В зоне «*c*» гигроскопическая влажность топлив будет всегда превосходить потребности термохимического процесса. Для получения газа, близкого к идеальному, такие топлива нуждаются в глубокой подсушке ($W^{тот} << W^{ги}$). Правее $O^{г} : C^{г} >$ 0.6 (зона «*d*») идеальная газификация до *CO* и H_2 в принципе невозможна ввиду складывания отрицательного теплового баланса. Газификация в автотермическом режиме проводится здесь при дожигании значительной части синтез-газа до CO_2 и H_2O с получением низкокалорийного «полугаза».

С учетом реального теплового баланса высокотемпературного реактора на воздушном дутье кривая паропотребления опустится и зоны существенно сдвинутся влево. С применением кислородного дутья «проседание» кривой потребления пара менее значительно.

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

ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ АГРЕГАТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ

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

В низкотемпературных реакторах с активными гидродинамическими режимами (установки кипящего слоя типа *Winkler, HTW, KRW*, разрабатываемые циклонные) при температуре угольной частицы 800-850°С и при сохранении минеральной части в твердом состоянии.

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

Для реакторов первой группы температуры выше 800-850°С исключаются из-за возможности шлакования, а более низкая температура нецелесообразна из-за существенного влияния кинетических факторов. Данные температуры являются по существу и максимальными $T_р$' и минимальными $T_р$" (конечными), а реакционная зона находится при условиях, близких к изотермическим. Для глубокой конверсии топлив, характеризуемой минимальным содержание промежуточных продуктов (CH_4, CO_2, H_2O) такой температурный уровень недостаточен. Для увеличения температуры и времени пребывания в восстановительной зоне высоту реагирования «растягивают» путем применения технологии ЦКС, вторичное дутье в котором увеличивает температуру в протяженной разреженной зоне на 100-150°С, а рециркуляции (не охлаждаемой, как в котлах ЦКС) твердой фазы в зону подачи свежего топлива обеспечивает возврат (физическую регенерацию) тепла из высокотемпературной верхней зоны реактора. Последним звеном в эволюционной цепи развития низкотемпературных газификаторов с активными гидродинамическими режимами стала разработка т. н. «транспортного» реактора *TRDU*, в котором за счет уменьшения размера топливных частиц до пылевидных (менее 250-300 мкм) и перехода в режим пневмотранспорта и многократной рециркуляции твердой фазы (в восходящем стояке) при поддержании температур по всему тракту в пределах 800-900°С осуществлена практически низкотемпературная поточная газификация.

В высотемпературном варианте при температуре ниже 1300-1350°С не обеспечивается бесперебойная эвакуация расплава, а при температуре выше 1400-1450°С скорость процесса заметно не повышается ввиду диффузионного торможения гетерогенных процессов.

Для однозонных прямоточных агрегатов (поточные газификаторы *Shell*, *Texaco*, *SGP*) эта температура соответствует конечной температуре $T_р$", практически одинаковой для газов и жидкой минеральной части перед «тушением». «Тушение» газов в этих реакторах производится либо хорошо известным из котельной техники способом подмешивания холодного синтез-газа с понижением температуры до 900°С (*Shell*), либо в контакте с водой.

Водяная промывка является известным радикальным средством улавливания различного вида уноса до поступления газов в котел-утилизатор – газоохладитель. Особенно эффективно применение водяной промывки газов если минеральная часть топлива обогащена легколетучими соединениями *Na*, *K*, *Zn*, *Cl* (свойственным «соленым» углям, ТБО, биомассе).

В первоначальном варианте (*Lurgi*, *Texaco*, *SVZ*) использовалось глубокое охлаждение (до 200°С), сопровождавшееся значительным (до 15%) потерями тепла топлива. В настоящее время при работе на этих топливах температуру газа после промывки предлагается поддерживать на уровне до 550°С как для поточных (*SVZ*), так и слоевых (*BGL*) и ЦКСД (*HTW*) газификаторов.

Максимальная температура в этих агрегатах выбирается на основании тепловых расчетов и для низкосортных топлив, требующих для конверсии много энергии, «перегрев» в окислительной зоне может значительно превосходить рекомендуемый порог температуры в 1400-1450°С. Так максимальная температура в поточном реакторе для каменных углей может составлять 1450°С, бурых углей - 1850°С, а для антрацита (АШ) - не менее 1550 °С.

В модифицированных поточных реакторах вместо неэкономичного газового тушения генераторного газа производится его химический квенчинг, осуществляемый путем подачи части топлива в выходную часть реактора. Таким образом, температура газов может быть снижена до минимальной по условиям химического реагирования $T_р$"=650-750°С. При этом в нижней окислительной зоне выдерживается $T_р$'=1450-1600°С и осуществляется жидкое шлакоудаление. Тенденция развития реакторов этого типа – от частичного сжигания топлива в нижней зоне (*Destek*) к полному, с развитием рециркуляции коксозольного теплоносителя (*Mitsubishi*).

Близкий к «дестековскому» температурный профиль устанавливается в малых прямоточных однозонных агрегатах с плотным слоем (газификаторах обращенного процесса), работающих в режиме с ТШУ с нижним совместным выходом золы и газа при температурах $T_р$'=1450-1550°С и $T_р$"=750°С.

Большие возможности перед поточными технологиями открываются при радикальном уменьшении размера частиц (рис.6). На сегодня известно два, по-видимому, сходных технических предложения (США, Россия), в последнем из которых за счет утонения угольной пыли до 0.5-0.8 мкм (менее 1-3 мкм) удается в 3-5 раз поднять объемные теплонапряжения [10] по сравнению с лучшими поточными

и довести b_R до уровня лучших газификаторов ЦКСД. Для газификации такой пыли перспективны форсированные режимы с высокоскоростным вдувом топлива и горячего окислителя при сильной рециркуляции продуктов сгорания. В результате происходит расширение зоны реакции, понижение температуры и концентрации O_2, а также резкое снижение термических NO_X и исчезновение видимого свечения факела («*flamless*»).

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

На рис.7а представлен обобщенный график зависимости химического КПД газификации углерода от конечной температуры процесса, выполненный в безразмерных координатах для кислородного и воздушного дутья с присадкой пара в количестве, необходимом для протекания идеальной термонейтральной (ИТ) конверсии на CO и H_2. На рис.7б результаты расчета совмещены с данными по эффективности промышленных реакторов [11], объединенными в группы по типам реакторов. Расположение фактических данных относительно расчетных кривых позволяет судить о некоторых особенностях макрокинетических процессов в конкретных технологиях.

Реализация расчетного графика вероятна для широкой группы ископаемых топлив с применением кислорода (зона «А» на рис.8а). В случае воздушного дутья идеальная газификация (ИТВ) возможна в существенно более узком диапазоне высокоуглеродистых топлив (рис.8б). С переходом к режиму с дожиганием части синтез-газа (зона Б) химический КПД значительно уменьшается. Границы между зонами приведены на рис.8г в виде зависимостей $(O / C)_{кр} = f(T_р'')$. Двухзонный характер зависимости химического КПД от типа топлива нетрудно усмотреть и при анализе данных работы промышленных установок (рис.8в).

Соответствующим образом изменяется расчетный химический состав газов ИТ (рис.9).

Основные ресурсы для повышения эффективности газификации заключаются в физическом тепле синтез-газа и «недоиспользованных» газифицирующих агентах. Возвращение физического тепла отходящих продуктов в реактор при наличии свободных газифицирующих агентов позволит углубить конверсию углекислотой и водяным паром нелетучего углерода и неразложившихся углеводородов. Для этого в тепловых схемах блоков газификации предусматривают глубокий подогрев воздушно-кислородного дутья, рециркуляцию высокотемпературной (до 900°С) твердотопливной дисперсной фазы, выполняющей функции промежуточного теплоносителя, работу на собственном перегретом (до 700°С) водяном паре, сушку и низкотемпературный пиролиз топлива теплом отходящих газов. При проектировании электрогенерирующих газогенераторных установок на базе газовых турбин и ДВС весьма эффективна более глубокая интеграция с энергетической частью с использованием для нужд газификации физического тепла отходящих от тепловых двигателей дымовых газов.

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

Расчетно-экспериментальные работы в направлении повышения технологической эффективности $\eta_х$ конверсии низкоуглеродистых ТЭР (торф, древесина, БУ) в кондиционный топливный газ для энергоустановки (ГТУ, ДВС) позволили сформулировать и апробировать ряд инженерных решений по дутью, декомпозиции процесса, химической и физической регенерации тепла, дающих прирост $\Delta\eta_х$ = 12–15% и повышающих $\eta_Э^{бр}$ перспективной ПГУ-Т на 8–10% [13, 14].

ЛИТЕРАТУРА

1. Рябов Г.А., Фоломеев О.М., Ханеев К.В., Курочкин Ю.П. Сжигание топлив в среде кислорода с рециркуляцией CO2 // Энергохозяйство за рубежом 2009. №1. С. 19-24.
2. Шифрин Б.А., Токарь Р.А., Мильман О.О., Федоров В.А. Расчетно-экспериментальные исследования в области создания высокотемпературных паровых турбин // Труды Четвертой Российской национальной конференции по теплообмену. М.: МЭИ. 2006. Т.1. С. 266-269.
3. Roger E. Anderson, Scott MacAdam, Fermin Viteri. Adapting Gas Turbine to Zero Emission Oxy-Fuel Power Plants // Proceedings of ASME Turbo Expo 2008: Power for Land and Air GT 208 June 9-13, Berlin, Germany.
4. Надир С.М.Ш. Разработка технологии газификации местных биотоплив для систем распределенной генерации энергии Афро-азиатского региона: Дис. …канд.техн.наук. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2006. 150 с.

5. Основы практической теории горения /Под ред. В.В. Померанцева. Л.: Энергия, 1973. 264 с.
6. Справочник по котельным установкам: Топливо. Топливоприготовление. Топки и топочные процессы / А.Н. Алехнович, В.И. Антоновский, Д.Б. Ахмедов и др.; Под общ. ред. М.И. Неуймина, Т.С. Добрякова. М.: Машиностроение, 1993. 392 с.
7. Берг Б.В., Богатова Т.Ф. Тепло- и массоперенос в топках с кипящим слоем при сжигании водоугольной смеси // ИФЖ. 1996. Том. 69. №6. С. 993-999.
8. Богатова Т.Ф., Рыжков А.Ф., Фадюшина М.П. Энергетические ПГУ на буром угле // Актуальные проблемы энергетики: Материалы III Международной научно-практической конференции, Екатеринбург, 21-23 ноября 2007 г. Екатеринбург: Изд-во «ИРА УТК», 2007. С.73-76.
9. Силин В.Е., Рыжков А.Ф. Обзор индустрии мировой газификации // Энергетика за рубежом. Приложение к журналу Электрические станции. 2008. № 3-4. С. 13-20.
10. ЗАО «Компомаш-ТЭК». [Режим доступа] http://www.compomash-tek.ru/object.htm
11. Попов А.В., Силин В.Е., Рыжков А.Ф., Рыжков О.И. Эффективность технологической части ПГУ-Т // 17 Школа-семинар молодых ученых и специалистов под руководством акад.РАН А.М.Леонтьева (Жуковский, 25-29 мая 2009 г.).
12. Силин В.Е. Совершенствование технологий термохимической подготовки древесного топлива для малых ТЭС: Дис. …канд.техн.наук. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. 201 с.
13. Пат. 66007 РФ, МПК51, F23C 3/00. Установка для получения силового газа / А.Ф. Рыжков, В.Е. Силин, А.В. Попов, И.В. Рыжков.
14. Пат. 2349623 РФ, МПК51, C10B 49/02. Пиролизер для пылевидного угля / В.Л. Шульман, А.А. Киселева, А.В. Зайцев, Т.Ф. Богатова, А.Ф. Рыжков, В.Е. Силин.

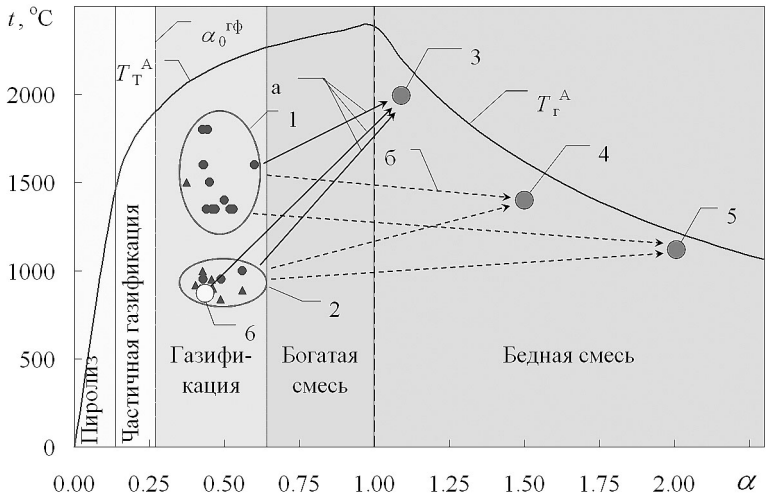

Рис.1 Двухстадийное сжигание твердого топлива: ТТА – расчетная адиабатная температура горения каменного угля в воздухе; ТГА – то же идеального синтез-газа; газогенераторы: 1 – плотного слоя и спутного потока, 2 – кипящего слоя; условия сжигания газа: 3 – в ДВС, 4 – в высокотемпературной ГТУ (1400оС), 5 – в низкотемпературной ГТУ (850оС); 6 – опытный двухстадийный газогенератор УГТУ-УПИ; ТЭС: «а» – в малой энергетике, «б» – в централизованной энергетике

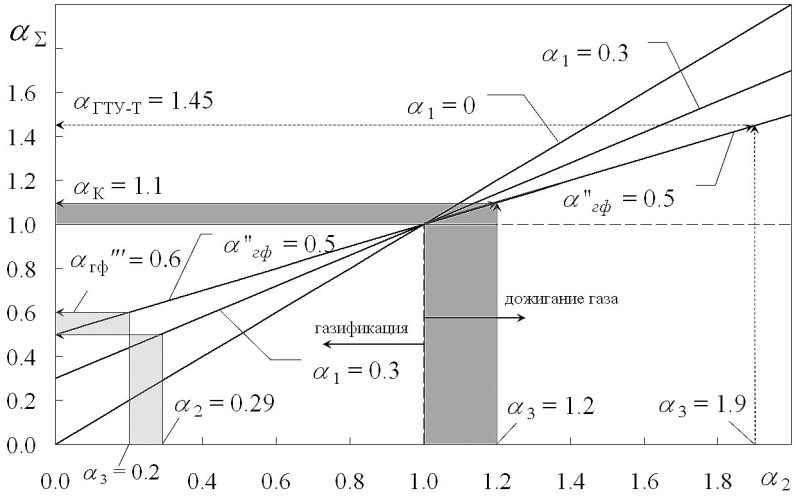

Рис.2 Связь коэффициентов расхода воздуха согласно (1)

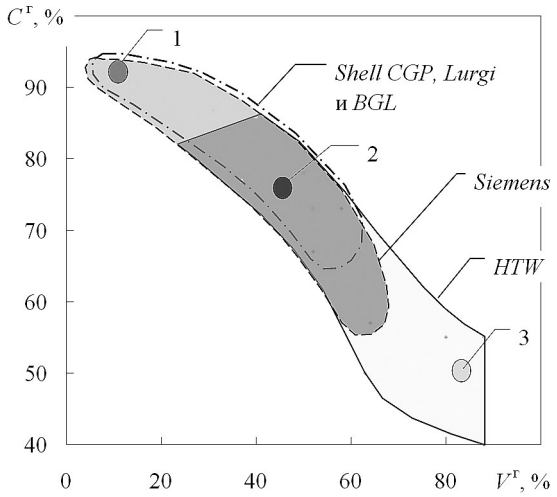

Рис.3 Преимущественное использование топлив в технологиях газификации:
1 – нефтекокс, 2 – канско-ачинский бурый уголь, 3 – древесина

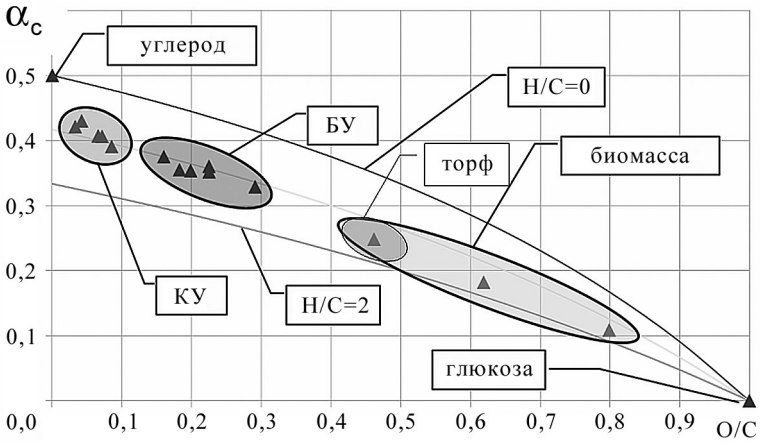

Рис.4 Коэффициент избытка окислителя для идеальной газификации

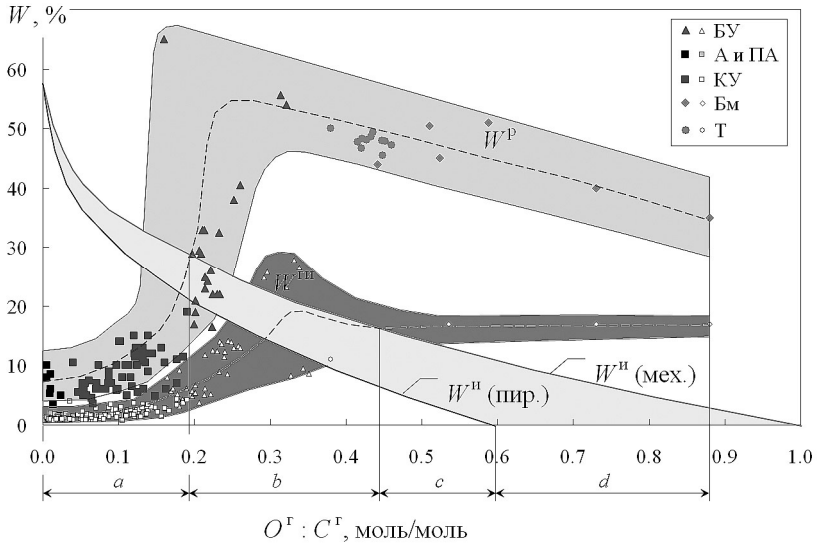

Рис.5 Влажность топлив; А – антрациты, БУ– бурые угли, Бм – биомасса (древесина и сельскохозяйственные отходы), КУ – каменные угли, ПА – полуантрациты, Т – торф

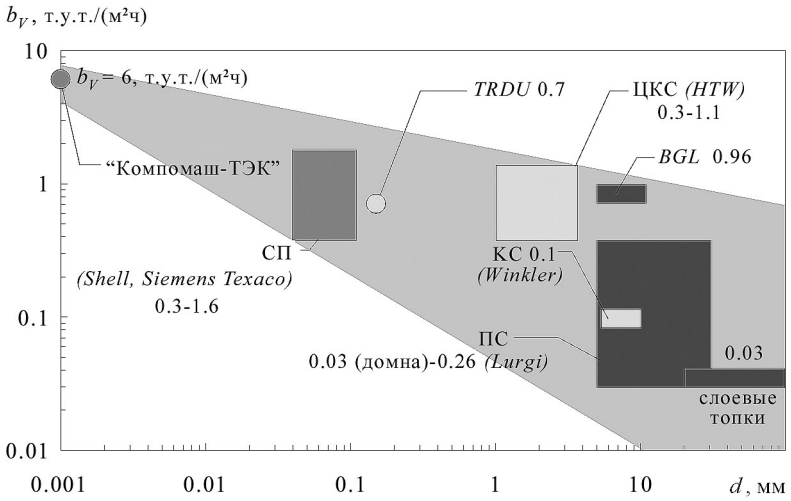

Рис.6 Интеграция технологий газификации

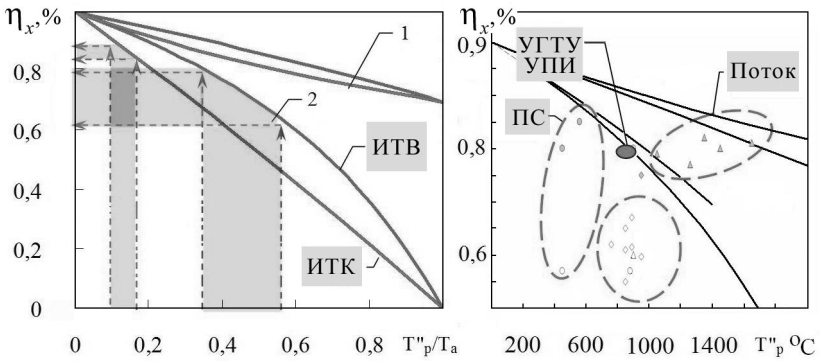

Рис.7 Расчетная эффективность термонейтральной конверсии углерода с кислородом (ИТК) и воздухом (ИТВ); 1,2 – промежуточное окисление углерода до CO и CO_2

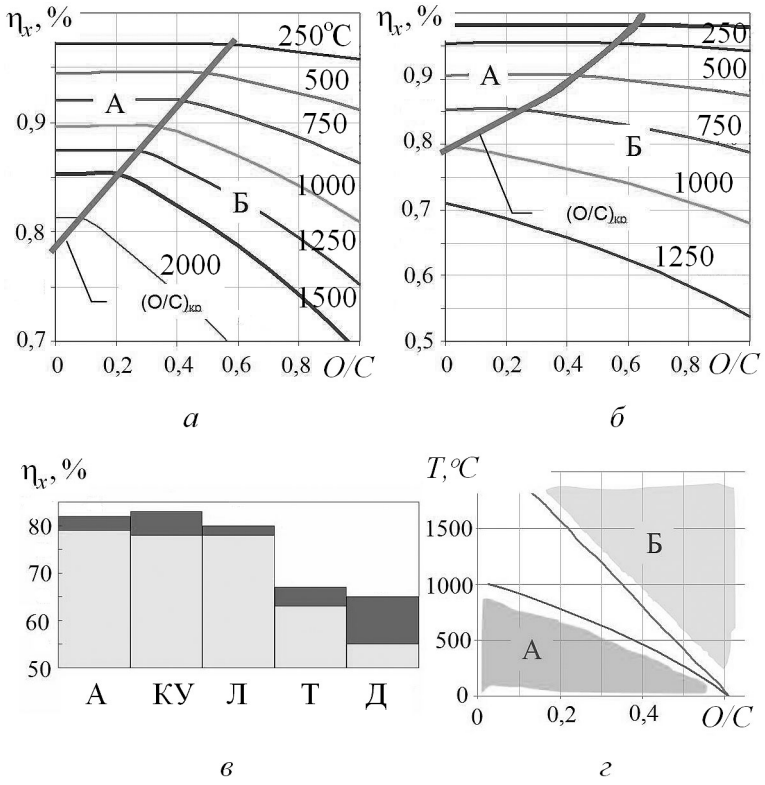

Рис.8 Расчетная эффективность автотермической кислородной (а) и воздушной (б) конверсии топлив заданного состава для различных Тр" при H / C = 1; (в) фактические данные по энергоустановкам: А – антрацит и КУ – каменный уголь (Shell), Л – лигнит (Lurgi); Т – торф (HTW), Д – древесина (УГТУ-УПИ)

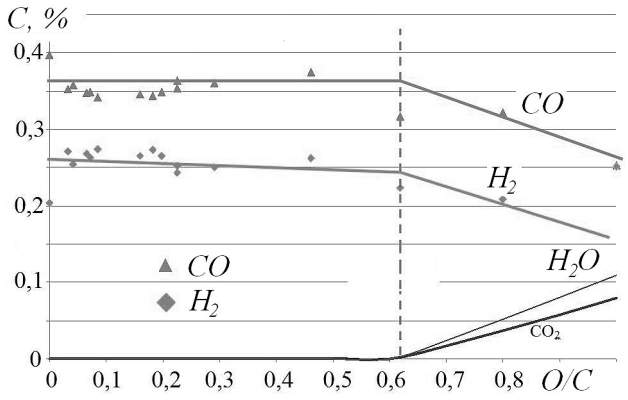

Рис.9 Пример расчета химического состава газов ИТВ для реальных топлив при различных *H* / *C*

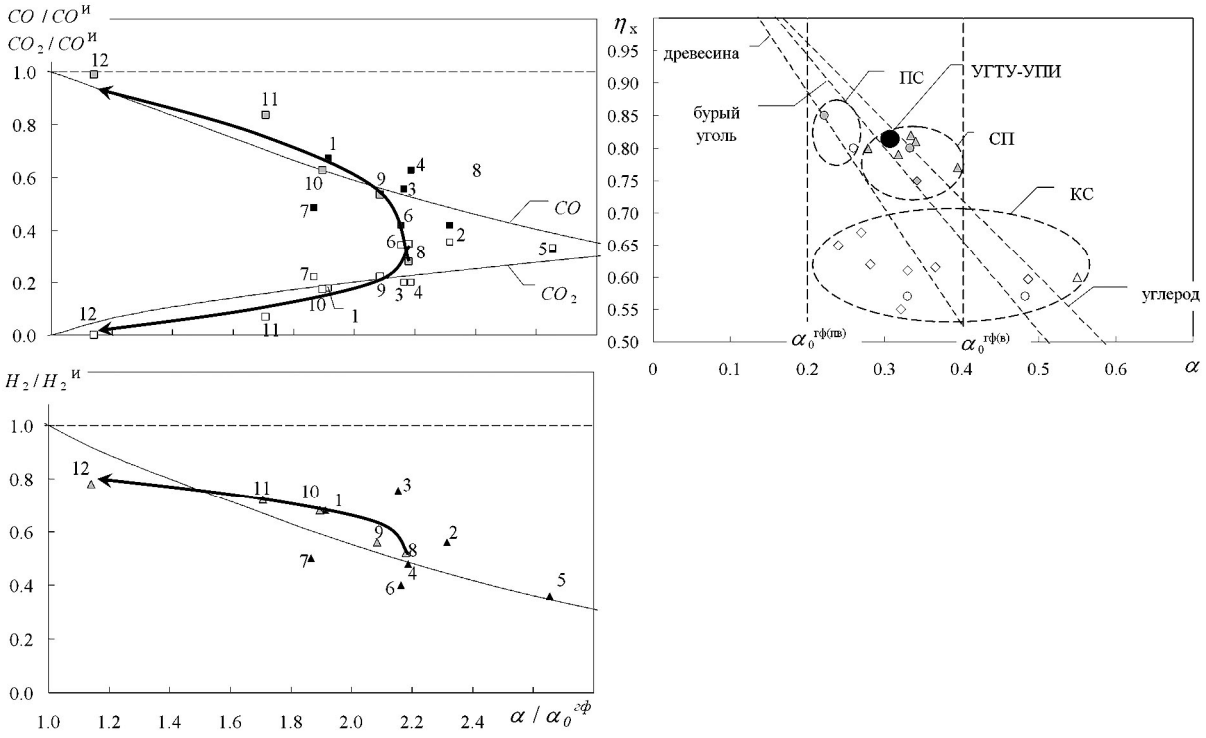

Рис.10 Зависимость состава синтез-газа и химического КПД от режима дутья