

НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ЛУРГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Р.Ш. Загруддинов, А.Н. Нагорнов, П.К. Сеначин

В настоящее время все более актуальной становится проблема энергетической независимости и безопасности производственных процессов и объектов жизнеобеспечения. Поэтому вовлечение в хозяйственный оборот местных топлив, в том числе углей, является важнейшей задачей.

Запасы углей в недрах значительно превышают запасы всех остальных видов горючих ископаемых. Являясь основным энергетическим и химическим сырьем, он широко используется как топливо в энергетике и технологии получения кокса, полукокса, жидкого и газового топлива.

ФИЗИКА И ХИМИЯ ПРОЦЕССОВ ГАЗИФИКАЦИИ

При газификации углей основными процессами являются: возгонка летучих веществ, окисление углерода и восстановление CO_2 до CO . Различают газификацию твердого топлива с целью получения газов:

- заданной теплоты сгорания;
- заданного состава.

Существуют различные типы процессов газификации углей. Наиболее эффективным и отработанным в промышленном масштабе, является процесс газификации угля под давлением, позволяющий получать как среднекалорийный бытовой газ, так и газ для последующего синтеза.

Существуют различные технологии газификации углей, отличающихся организацией процесса взаимодействия топлива и окислителя. Например, газификация с неподвижным или псевдооживленным слоем или же со спутным потоком пылевидного топлива. Газификация проводится в специальных аппаратах – газогенераторах, которые также отличаются друг от друга в зависимости от типа процесса.

При использовании воздушного дутья получается низкокалорийный газ (до 7 МДж/м^3), в случае кислородного дутья – среднекалорийный газ (до 17 МДж/м^3). В то время как генераторы с воздушным дутьем работают при атмосферном давлении, генераторы с кислородным дутьем работают преимущественно при повышенных давлениях, что приводит к увеличению выхода метана. Наиболее современными являются генераторы Лурги, Винклера, Копперс-Тотцека, Велман-Галуши и другие [1-4].

Газы с низшей теплотой сгорания до

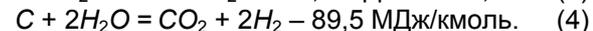
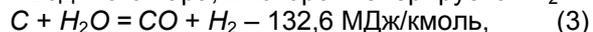
30 МДж/м^3 получают газификацией твердого топлива с парокислородным дутьем под высоким давлением при температуре около 1800 К и последующим метанированием.

На рис. 1 схематически показаны процессы, происходящие внутри газификатора.

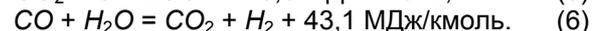
В нижней части реактора непосредственно над колосниковой решеткой, через которую непрерывно поступает газифицирующий компонент (перегретый пар и кислород), находится зона горения (окислительная зона) со следующими основными реакциями образования CO и CO_2 :



Над ней расположена первичная восстановительная зона (зона теплопоглощения) с основными реакциями раскаленного углерода и водяного пара, в которой генерируется H_2 :



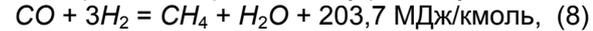
Еще выше находится вторичная восстановительная зона (зона прогрева топлива) со следующими основными реакциями



Образовавшийся в окислительной и восстановительных зонах диоксид углерода (при недостатке кислорода) восстанавливается новыми порциями углерода в оксид углерода



При взаимодействии CO и H_2 может образовываться метан, который в процессе подвергается термическому распаду



В верхней части реактора имеется газовое пространство с газовыпускным отверстием. Ниже располагается зона выделения летучих или зона полукоксования.

Сочетание всех этих основных реакций определяет состав образующегося газа, который изменяется по высоте газификатора [3-11]. Таким образом, генераторный газ обычно получают продуванием смеси воздуха или кислорода с паром через слой угля, организуя неполное сгорание топлива.

ПОЛЗУНОВСКИЙ ВЕСТНИК № 3 2007

НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ЛУРГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

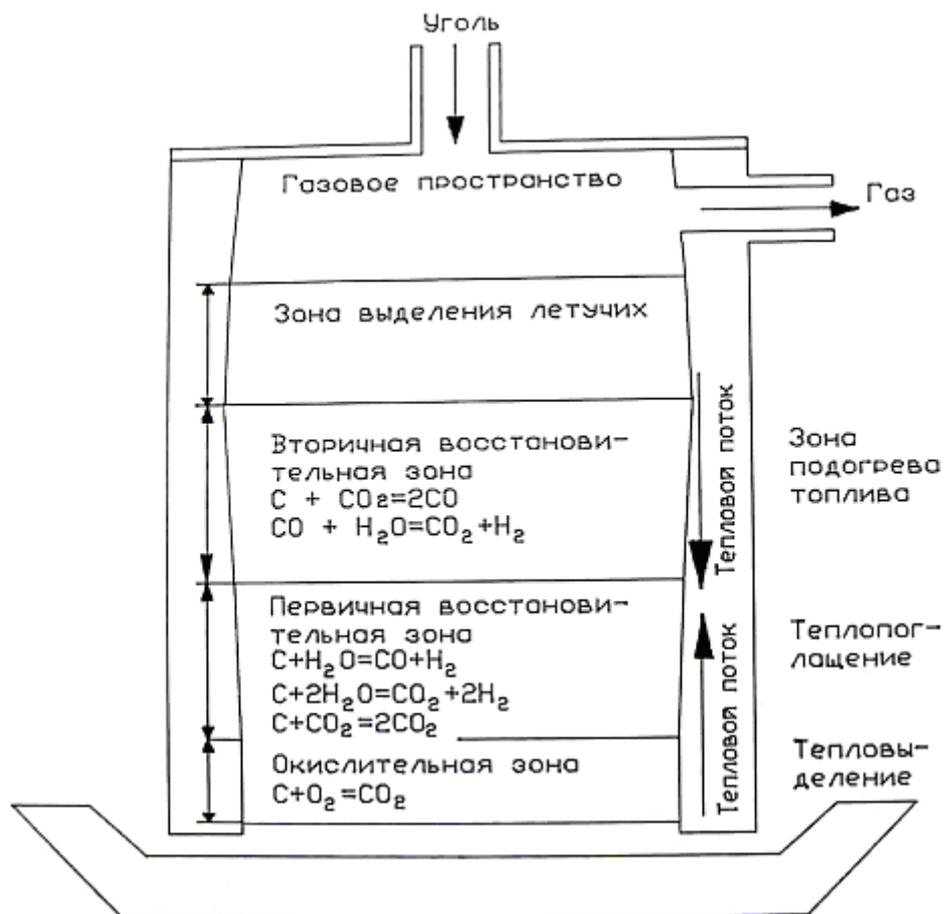


Рис. 1. Реакционные зоны в газогенераторе

При анализе реакционных зон (без учёта зольной зоны над колосниками) в противоточной установке можно выделить три основные зоны (рис. 1). В нижней зоне происходит окисление угля до CO_2 (окислительная зона), в средней зоне CO_2 восстанавливается до CO (восстановительная зона). Эти зоны вместе называются зоной газификации, из которой выходят горячие газы с температурой 1100-1200 К. Они нагревают уголь, который подвергается пиролизу в вышележащей зоне. Эту зону принято называть зоной пиролиза (зоной выделения летучих), или зоной полукоксования. Выходящие из этой зоны газы подогревают уголь в зоне сушки. Вместе эти две зоны образуют зону подготовки топлива.

В газификаторе протекают как экзотермические, так и эндотермические реакции. В соответствии с принципом Ле-Шателье равновесия экзотермических реакций при увеличении температуры в рассматриваемой зоне смещаются в сторону образования исходных веществ, а при уменьшении температуры – в сторону образования продуктов реакции. При

этом отношение CO/CO_2 зависит от различных факторов: избытка воздуха, температуры процесса и способа контактирования части топлива с окислителем и других.

Термодинамические расчёты позволяют определить равновесные составы газов в зависимости от температуры и давления газификации. Однако использовать результаты этих расчётов для предсказания реального состава газов довольно сложно из-за значительных различий в скоростях реакций и влияния на процесс ряда технологических факторов. В неподвижном слое допустимая температура лимитируется температурой плавления твердого топлива.

АНАЛИЗ ДАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЕЙ

Паровоздушная газификация крупнокускового топлива для получения отопительного газа осуществляется в стационарных газификаторах прямого процесса с непрерывным процессом в плотном слое, как в установках атмосферного давления с гидравлическим

затвором и твердым шлакоудалением, так и в установках под давлением (процесс Лурги). Паровоздушная газификация мелкозернистых топлив осуществляется в кипящем слое. Газификация пылевидного топлива на паровоздушном дутье практически осуществляется путем неполного сгорания в прямоточном факеле.

В табл. 1 приведены характеристики продуктов термического разложения при различных температурах. Видно, что в разных температурных режимах процесса газификации можно получать различные продукты, которые могут быть отобраны из газификатора после прохождения их через зоны постепенно снижающихся температур при противотоке топлива и газов (прямой процесс) или после пропуска их через зоны повышающихся температур при параллельном токе топлива и газов (обратный процесс).

Таблица 1
Характеристики продуктов термического разложения (коксования) углей

Технологические параметры продуктов	Полукоксование	Средне-темпер. коксование	Высоко-темпер. коксование
Выход твёрдого остатка, % от массы угля	80-82	75-77	70-72
Температура воспламенения, °С	450	490	700
Выход газа, нм ³ /т угля	120	200	320
Содержание в газе, (%): - водорода H ₂ - метана CH ₄	31 55	45 38	55 25
Теплота сгорания газа, МДж/нм ³	31	25	19
Выход от массы угля, %: - смолы - легких масел	9-10 1	6-7 1	3,5 1

Выход газа, его состав и характеристики зависят от вида дутья. Генераторные газы, полученные при различных видах дутья, обычно классифицируют следующим образом (вид дутья / продукт газификации):

- сухой воздух / воздушный газ;
- смесь воздуха и водяного пара / полуводяной газ;
- водяной пар / водяной газ;
- смесь кислорода и водяного пара / оксигидрогенный газ.

Характеристики этих газов описаны в литературе [6, 7]. Приведем только некото-

рые данные для идеального оксигидрогенного (парокислородного) газа. Этот газ получают при взаимодействии углерода со смесью чистого кислорода и водяного пара. Состав идеального газа парокислородного дутья предполагает такое соотношение этих реакций, которое обеспечивает тепловое равновесие. Это условие соблюдается в тех случаях, когда на 2 кмоль углерода, вступающего в реакцию с кислородом, с водяным паром реагирует 1,65 кмоль углерода. В результате взаимодействия 3,65 кмоль углерода с парокислородной смесью образуется 3,65 кмоль CO и 1,65 кмоль H₂ (то есть образуется 5,3 кмоль газа). Состав газа: CO – 68,9 %, H₂ – 31,1 %. Из одного кг углерода образуется 2,71 м³ генераторного газа. Теплота сгорания газа 12,13 МДж/м³.

Анализ литературных данных, также результаты исследований на экспериментальном стенде позволяет сделать следующие выводы:

1. При прочих равных условиях термический распад горючей массы топлива практически не зависит от давления. Однако повышение давления существенно влияет на протекание вторичных реакций. В присутствии катализатора при пониженном давлении образуется большое количество углеводородов, но требуется большое количество катализаторов. При повышении давления и температурном уровне процесса ниже 1000 К увеличивается выход метана, а при температуре более 1000 К изменение давления существенного влияния на образование метана не оказывает. В целом в присутствии катализатора, скорость реакции возрастает с ростом давления.

Интенсивность процесса пропорциональна корню квадратному из давления, а при сжигании уноса - пропорционально корню четвертой степени из давления при проведении газификации мелкозернистого топлива в кипящем слое под давлением [4]. С повышением давления в аппарате кипящего слоя, вследствие изменения гидравлических характеристик процесса улучшается структура кипящего слоя, снижается унос частиц газовым потоком, появляется возможность резко повысить производительность без увеличения размеров аппарата.

2. Влияние времени пребывания парогазовых продуктов в аппарате на массовый выход и состав газа исследовался в [1, 3, 6]. Получено, что при температуре 800 К основной компонент газа – двуокись углерода, при температуре 1100 К выход газа максимален.

НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ЛУРГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

При увеличении времени пребывания увеличивается выход газа и снижается выход смолы и пирогенической влаги. В газе повышается содержание CH_4 и снижается содержание непредельных соединений углеводородов и водорода. Увеличение температуры при неизменном времени пребывания приводит к увеличению C_nH_m и водорода, в смоле снижается количество фенолов и асфальтенов.

3. В работе [9] показано, что состав и свойства получаемых газов зависят напрямую от температурных характеристик процесса газификации и в какой-то мере от конструкции газификатора, т.е. от времени пребывания.

Во многих работах подчеркивается, что основным фактором, влияющим на свойства газов, является температура, при которой ведется процесс [1, 9]. Повышая температуру процесса можно увеличить теплотворную способность (теплоту сгорания) генерируемого газа, так как при этом снижается выход полукокса, смолы и пирогенической влаги. Однако с ростом температуры при общем повышении газификации она имеет тенденцию к снижению.

При процессе термического разложения высокого давления при температуре выше $800^\circ C$ и активной среде (водород) можно получать газы с высокой теплотворной способностью.

Влажность топлива снижает к.п.д. газификации [1, 3]. Максимальный к.п.д. процесса газификации по опытным данным, соответствует влажности топлива не более 20%, повышение влажности до 50% приводит к его снижению с 78% до 58%.

При газификации в слоевых аппаратах лимитирующим фактором является температура плавления топлива, лежащая в интервале 1250-1800 К. Процесс обычно организуют так, чтобы зола оставалась на колосниках решетки, создавая изолирующий слой.

В [12] сделан вывод о влиянии температуры пара дутья - для полного восстановления CO_2 нужна температура 1600 К при толщине слоя 600-900 мм. Пар снижает температуру зоны горения и тем самым предохраняет от плавления золы и излишних тепловых потерь. Избыточный пар снижает эффективность процесса. При превышении отношения пар/топливо более 0,4 происходит снижение содержания CO . Увеличение высоты слоя приводит к увеличению количества разложившегося пара. Для оптимального процесса газификации необходимо соотношение пар/топливо в диапазоне 0,5-0,6.

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ЛУРГИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

В табл. 2 приведены средние экспериментальные значения характеристик вырабатываемого сухого неочищенного генераторного газа, полученные во время наладочных испытаний и опытной эксплуатации ГГС, а также их расчетные значения.

Таблица 2
Характеристики неочищенного генераторного газа при парокислородном дутье

Наименование	Фактич. значения	Расчётные значения (P=1,2 МПа)
Монооксид углерода, CO , %	24-26	17,5
Водород, H_2 , %	41-42	46,6
Метан, CH_4 , %	7-9	8,8
Углеводороды, C_nH_m , %	0,8	0,95
Углекислота, CO_2 , %	26-27	25,7
Азот, N_2 , %	0,5	0,57
Теплотворная способность, $Мдж/м^3$	10,5-11,1	11,23

Режимы работы газогенераторов Лурги при работе на парокислородном дутье можно характеризовать графиками, показанными на рис. 2-4.

На рис. 2 представлены зависимости объёмного состава газа (в %) и его теплотворной способности Q (в $ккал/м^3$) от коэффициента газификации K_1 (отношения количества внешнего дутьевого пара в кг на расход дутьевого 95 % кислорода в $м^3$ при нормальных условиях).

На рис. 3 представлены зависимости состава газа и его теплотворной способности от коэффициента газификации K_2 (отношения суммарного количества внешнего и внутреннего дутьевого пара в кг на расход дутьевого 95 % кислорода в $м^3$).

На рис. 4 приведен график зависимости между коэффициентами газификации K_2 и K_1 , полученный по данным наладочных испытаний и результатам опытной эксплуатации ГГС, корреляционное уравнение для которого запишется как

$$K_2 = -0,005K_1^3 + 0,1929K_1^2 - 0,4371K_1 + 4,4845.$$

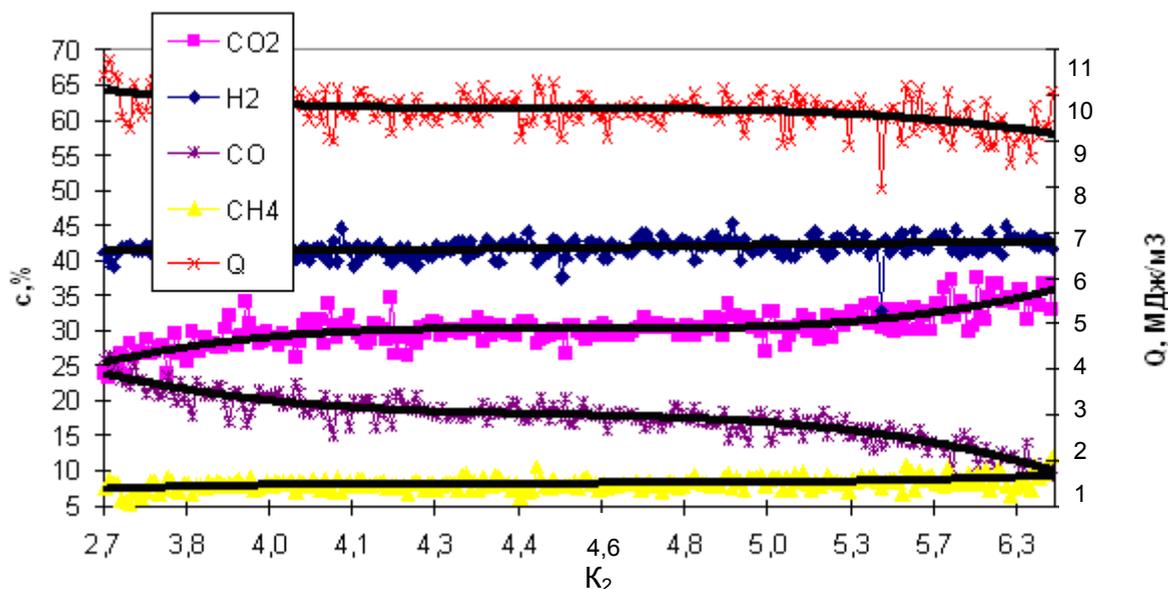


Рис. 2. Зависимости объёмного состава газа (в %) и его теплотворной способности Q (в ккал/м³) от коэффициента газификации K_1

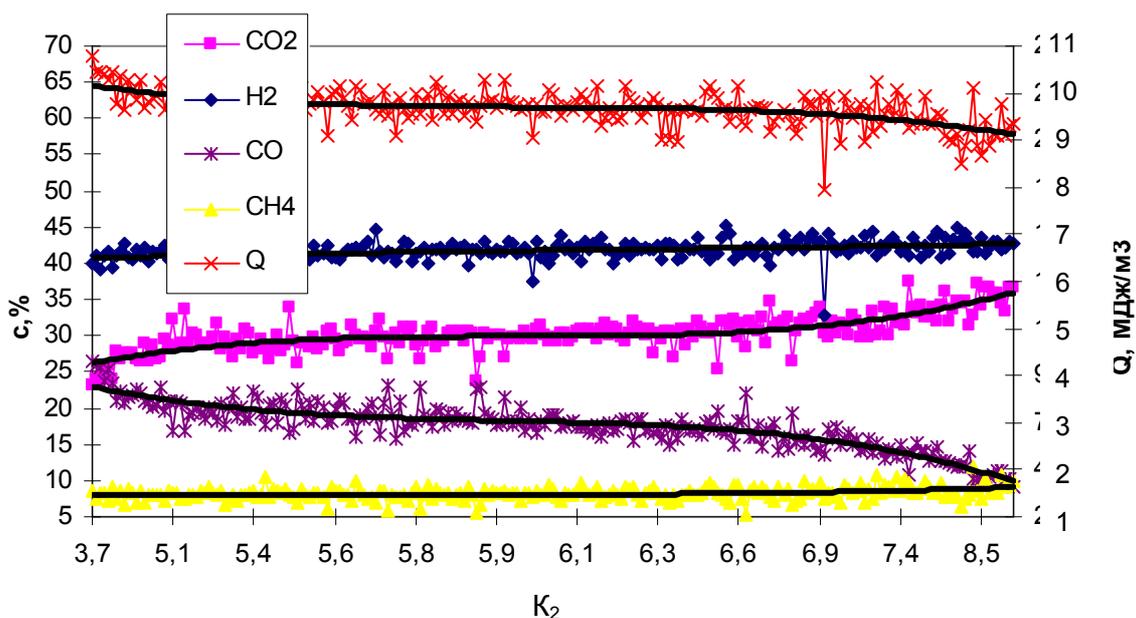


Рис. 3. Зависимости объёмного состава газа (в %) и его теплотворной способности Q (в ккал/м³) от коэффициента газификации K_2

ВНЕДРЕНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОМЭНЕРГЕТИКУ

В период социалистической экономики в СССР большинство технологических печей и других теплопотребляющих установок были переведены на сжигание углеводородного топлива. В настоящее время, в связи с изменившейся ситуацией на рынке продуктов нефтепереработки, область применения генераторного газа существенно расширяется. Рассматривая общемировые тенденции, можно отметить, что во многих странах инте-

рес к газификации появился после топливного кризиса 70-х годов прошлого века. Например, в Китае было построено 9 заводов газификации угля, запланировано до 2010 года строительство 24 заводов. В США запланировано строительство 6 заводов, в Канаде – 1, в Италии – 1 и т.д.

Наличие в непосредственной близости от промышленных предприятий запасов угля и других видов твёрдого топлива способствует внедрению газогенераторных технологий. В 2002 году АО «Алюминий Казахстана» и ПОЛЗУНОВСКИЙ ВЕСТНИК № 3 2007

НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ЛУРГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» занялись проблемой замены дорогостоящего мазута, использовавшегося в технологии обжига гидрооксида алюминия, на более дешёвые виды топлива. С учетом наличия в северной части Казах-

стана дешёвых углей, было решено рассмотреть перспективные способы их использования. При этом наиболее приемлемой оказалась газификация углей в плотном слое под давлением.

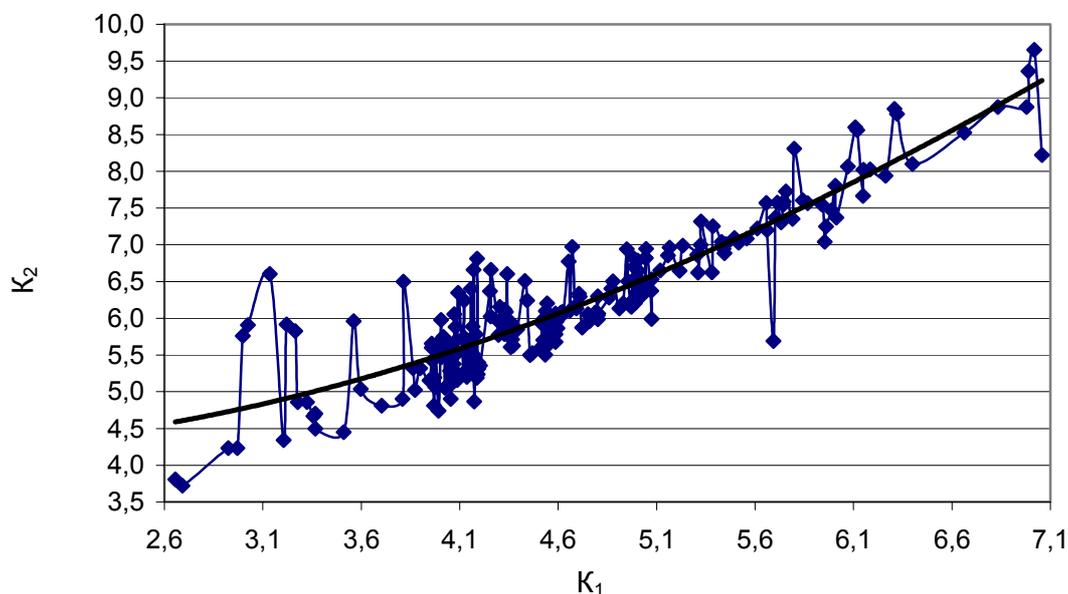


Рис. 4. Зависимость коэффициентов газификации K_2 от K_1

В конце 2004 года ЗАО «СУЗМК ЭНЕРГО» в партнерстве с «ZVU Engineering» (Чехия) и рядом проектных и научно-исследовательских институтов России и Казахстана начали проектирование и строительство газогенераторной станции на основе газогенераторов типа Лурги (Lurgi), включающей 4 газогенератора работающих под давлением с парокислородным дутьём. В середине 2007 года в г. Павлодар на АО «Алюминий Казахстана» запущена первая очередь газогенераторной станции мощностью 960 тыс. м³ газа в сутки.

Следует отметить, в настоящее время в мире находятся в эксплуатации более 100 генераторов Лурги. В Чехии генераторный газ (в количестве 200000 м³/ч) сжигается в газотурбинных установках. В ЮАР действует три завода, которые удовлетворяют 47% потребности страны в жидких топливах. По-прежнему находится в эксплуатации и практически является полигоном для исследований газовый завод «Шварценпумпе» в Германии. В США на заводе «Великие равнины» производят заменитель природного газа и транспортируют совместно с ним по газопроводам. Это лишь часть примеров эксплуатации газогенераторов Лурги.

Газификация под давлением в газификаторах типа Лурги имеет отличительные осо-

бенности по сравнению с другими процессами: высокая интенсивность процесса, высокая калорийность газа (сырой - до 12 МДж/м³, очищенный от CO₂ - до 17 МДж/м³), способность регулирования состава газа, высокий КПД процесса вследствие противоточного движения сред, стабильность режима, возможность легкой отмывки от CO₂, способность транспортирования газа на длительные расстояния за счет собственного давления.

Для разработки конструкции газогенератора, работающего на заданном конкретном типе длиннопламенного каменного угля, в Институте исследования топлива (Чехия) был выполнен комплекс исследований характеристик газифицируемого угля и минеральной части - подобраны оптимальные размеры реактора, гранулометрический состав топлива и расходное соотношение уголь-кислород-пар.

При исследовании проб шубаркольского угля на газификационном стенде была определена оптимальная величина коэффициента газификации K_1 , отношения массовых количества внешнего дутьевого пара и 95 %-го технического кислорода, которая составила 6,9-7,0. При этом в дальнейшем наладочные испытания показали, что фактическая оптимальная величина коэффициента газификации оказывается значительно меньшей.

Особое внимание при исследовании

проб топлива обращалось на свойства его спекаемости, для чего был определён показатель «свободного набухания» (показатель вспучиваемости), который составил $FSI=0,5$. Это достаточно приемлемое значение спекаемости длиннопламенного угля позволило спроектировать газогенератор без специальных механизмов шуровки слоя.

В результате проектируемая газогенераторная станция была оборудована газогенераторами типа Лурги современного поколения с высоким уровнем автоматизации и управления.

Запущенная в эксплуатацию газогенераторная станция (ГГС) с газификацией угля под давлением 1,4 МПа для получения газообразного топлива обжиговых печей характеризуется следующими показателями:

- достигнутая максимальная производительность одного газогенератора составляет 9000-9500 $\text{нм}^3/\text{ч}$ сырого газа (проектная мощность газогенератора при давлении газификации 3,2 МПа составляет 15000 $\text{м}^3/\text{ч}$);
- расход угля равен 0,5 т на 1000 м^3 газа;
- удельное потребление кислорода 140-160 м^3 кислорода на 1000 м^3 газа;
- количественное соотношение пар/кислород равно 4 $\text{кг}/\text{м}^3$;
- удельное потребление химочищенной воды в дутье составляет 1,4 т/ч;
- удельное потребление оборотной воды равно 10 м^3 на 1000 нм^3 газа.

Работа всего процесса стабильна и удовлетворительна. В настоящее время ведутся работы по совершенствованию системы сортировки угля, золоудаления и переработки дегтевого шлама, а также рассматриваются мероприятия по увеличению единичной мощности газогенераторов.

Ввиду недостатка места в данной работе не приводится описание технологической цепочки производства газа, общая блок-схема процесса газификации, структурная схема ГГС и схема баланса материальных потоков ГГС с их описанием, также схема самого газогенератора Лурги с обвязкой его вспомогательным оборудованием. Конструктивную схему напорного газогенератора Лурги условно можно заменить схемой, приведенной на рис. 1.

В настоящее время в России природный газ становится весьма дефицитным и промышленная энергетика уже начинает ощущать его недостаток. Внедрение газогенераторных технологий, например на основе газогенераторов типа Лурги, может решить эту проблему. Современная техника газификации

располагает технологиями и методами для получения любых газов из твердых топлив. Область применения генераторного газа в настоящее время достаточно широка:

- Сжигание генераторного газа, продукта газификации сернистых и многозольных топлив, в топках котлов мощных тепловых электростанций или в газотурбинных установках. Последний вариант предпочтительней по технико-экономическим показателям. На рис. 5 показан возможный вариант применения газификаторов Лурги в схеме мини ТЭС с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГУ) с газотурбинной установкой (ГТУ).

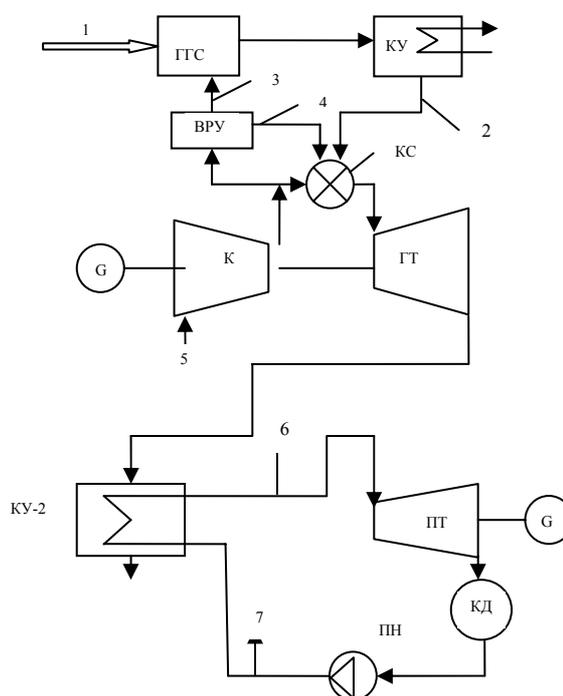


Рис. 5. Упрощенная схема парогазовой электростанции с ВЦГУ: ГГС – газогенераторная станция, КУ – система газоочистки и котёл-утилизатор, ВРУ – воздуходелительная установка, КС – камера сгорания, К – компрессор, G – генератор; ГТ – газовая турбина, КУ-2 – котёл-утилизатор ГТУ, ПТ – паровая турбина, КД – конденсатор, ПН – питательный насос; 1 – газифицируемое топливо; 2 – очищенный газ; 3 – воздушно-кислородная смесь; 4 – воздушно-азотная смесь; 5 – воздух; 6 – пар; 7 – питательная вода

При этом в зависимости от характеристик требуемого синтез-газа и возможностей компрессорного оборудования газификация угля может производиться под давлением до 3,2 МПа ($32 \text{ кгс}/\text{см}^2$), а в качестве дутья может использоваться парокислородная или паровоздушная смесь.

Описанная схема ПГУ с ВЦГУ в зависимости от свойств газифицируемого топлива,

НАЛАДОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ЛУРГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

выбранной схемы дутья (паровоздушной, парокислородной или промежуточной с обогащением дутьевого воздуха кислородом) и давления в газификаторе может оборудоваться газотурбинными установками с электрической мощностью от 8 МВт и выше в зависимости от производительности ГГС.

- Газификация твердых топлив для крупномасштабного производства заменителей природного газа. Это направление имеет наибольшее значение для местного газоснабжения районов, удаленных от месторождений природного газа и нефти или от магистральных трубопроводов.

- Получение газообразного топлива для термических печей (различного рода сушильных и обжиговых), не приспособленных для непосредственного сжигания твердого топлива.

- Газификация твердых топлив с целью получения синтез-газа, используемого в химической промышленности для производства аммиака, спиртов (метанола), масел, присадок, индивидуальных углеводородов, синтетических жидких топлив и других продуктов.

- Производство газа-восстановителя для металлургических печей.

- Производство водородсодержащего газа для гидрогенизационных процессов получения и облагораживания жидких топлив. Производство водорода, как перспективного экологически чистого топлива.

В заключение остановимся на экономической эффективности газификации твердого топлива. Себестоимость очищенного от CO_2 и H_2S генераторного газа в зависимости от вида и стоимости исходного топлива при парокислородном дутье составляет примерно 35-40 долларов США за тонну условного топлива, без учета реализации побочной товарной продукции (синтетических бензина, керосина, масел, серосодержащих и других продуктов). При этом 80-85% себестоимости выработанного газа – это топливная составляющая, то есть стоимость газифицируемого угля, включая транспортные расходы.

При стоимости мазута 180 долларов за тонну условного топлива все инвестиционные затраты на строительство ГГС производительностью 80-100 тыс. $\text{nm}^3/\text{ч}$, включающие в

себя стоимость оборудования, проектные, монтажные и пуско-наладочные работы окупаются за 24-36 месяцев.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтшуллер В.С. Новые процессы газификации твердого топлива. - М.: Недра, 1976. – 280 с.

2. Сеченов Г.Н., Альтшуллер В.С. Газогенераторы для производства энергетических газов из твердого топлива // Газовые процессы. Получение энергетических и технологических газов. - М.: Наука, 1967. - С. 41-49.

3. Хоффман Е. Энерго-технологическое использование угля. - М.: Энергоатомиздат, 1983.

4. Лебедев В.В., Рубан В.А., Шпирт М.Я. Комплексное использование углей. - М.: Недра, 1980. - 236 с.

5. Федосеев С.Д., Чернышев А.Б. Полукоксование и газификация твердого топлива: Учебник для вузов. – М.: Гостопиздат, 1960. – 327 с.

6. Альтшуллер В.С., Сеченов Г.П. Газификация бурых углей в кипящем слое под давлением с получением энергетических газов для тепловых электростанций // Газовые процессы. Получение энергетических и технологических газов. - М.: Наука, 1967. - С.49-54.

7. Химическая технология твердых горючих ископаемых: Учебник для вузов / Под ред. Г.Н. Макарова и Г.Д. Харламповича. – М.: Химия, 1986. – 496 с.

8. Кафтанов С.В., Федосеев С.Д. и др. Исследование высокоскоростного пиролиза бурого угля в потоке // Химия твердого топлива. - 1971. - № 6. - С. 21-25.

9. Сеченов Г.П. Получение энергетического газа из сернистых углей западного Донбасса путем их газификации в кипящем слое под давлением // Химия твердого топлива. - 1971. - № 6. - С. 59-66.

10. Гурджиянц В.М. Численное исследование характера реагирования пиролизирующегося твердого топлива с окислителем на стадии воспламенения / Теплообмен в парогенераторах: Доклады 2 Всесоюзной конференции, Новосибирск, 1990 // Сибирский физико-технический журнал. - 1991. - № 5. - С. 123-130.

11. Песочин В.А., Толмачев И.Я. Расчет газификации угольных частиц в прямоточном реакторе // Химия твердого топлива. - 1991. - № 5. - С.88-91.

12. Белосельский В.С., Барышев В.И. Низкосортные энергетические топлива. - М.: Энергоатомиздат, 1989. -136 с.