

УДК 621

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ГАЗИФИКАЦИИ ТОПЛИВА В ГОРНОВОМ ГАЗОГЕНЕРАТОРЕ

Сучков С.И.

ОАО «ВТИ», Москва

К настоящему времени ВТИ разработал и подготовил для внедрения в составе опытно-промышленной ПГУ технологию горновой газификации твердого топлива и высокотемпературной очистки синтез-газа [1]. Подробные исследования проведены на серии экспериментальных установок [2,3], в том числе на опытном газогенераторе с тепловой мощностью 25 МВт (по потенциальному теплу газифицируемого топлива) под давлением до 0,7 МПа [4]. Тепловая мощность газогенератора в составе опытно-промышленной ПГУ – 53 МВт, давление – 2,5 МПа. Геометрические размеры этих газогенераторов при названных их параметрах близки. Изложенное предопределило использование при разработке опытно-промышленного газогенератора эмпирической методики его расчета, построение которой представлено ниже.

Горновой процесс сходен с доменным (см рис. 1). 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 предопределяющих наличие в нем паров смол. Газогенератор ОПГУ выполняется с внутренней футеровкой охлаждаемого извне силового корпуса и двухъярусным расположением фурм с малым промежутком между ярусами. Пар на газификацию и угольная пыль подается в верхний ярус, сюда же возвращается унос из грубой ступени очистки генераторного газа.

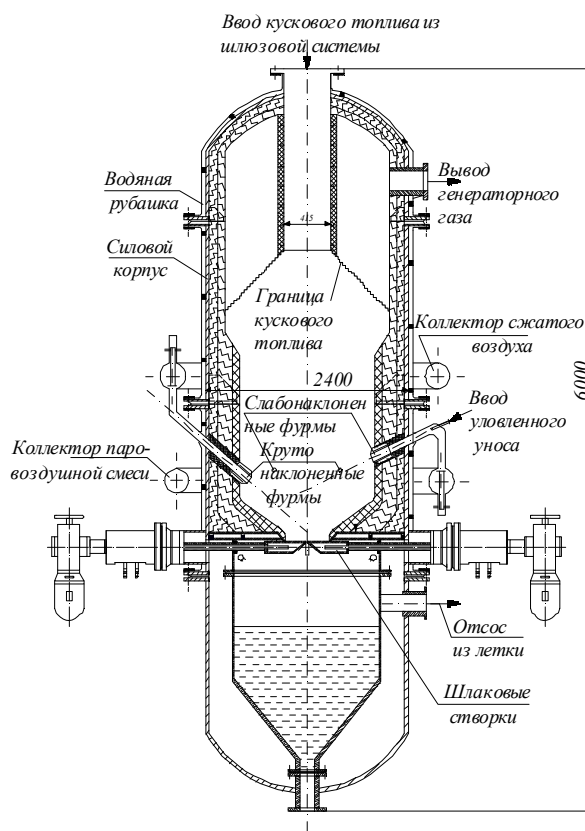


Рис. 1. Горновой газогенератор для опытно-промышленной ПГУ.

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 определяет его диаметр и другие габариты при соблюдении приближенного геометрического подобия. Определение q_F в данной методике осуществляется по результатам расчета механического уноса из реактора (см. ниже) и системы очистки синтез-газа из условия соблюдения допустимой остаточной его запыленности перед газовой турбиной. Определенная таким путем величина q_F заведомо обеспечивает заметный резерв времени реагирования сред в промышленном реакторе.

Ряд ключевых для эмпирического расчета величин выбирается по экспериментальным данным: степень разложения подающегося в реактор водяного пара $\chi=80-90\%$; коэффициент шлакоулавливания $\eta_{шл}=60-70\%$; потеря тепла со шлаком $q_{4шл}=3-5\%$; оптимальная температура генераторного газа за реактором $\nu_{ГГ}^H=1050-1150$ К. Ввиду слабого различия характеристики горючей массы кокса различных углей приняты неизменными, в частности ее теплота сгорания $Q_{ск} = 33076$ кДж/кг; содержание углерода в ней $C_{ск} = 96\%$. В расчете используются также представленные ниже универсальные для горнового процесса зависимости, выведенные по результатам экспериментальных исследований.

Температура газа за реактором эффективно регулируется расходом водяного пара в фурмы. На первом этапе расчета необходимо задаться расходом пара на газификацию (G_{H_2O} , кг/кг). После вычисления температуры газа за реактором, а также за зоной горения, при существенном их различии с принятыми следует задать новые значения G_{H_2O} .

Как правило используемые величины приводятся к 1 кг подаваемого топлива.

Расчет уноса. При организации возврата уноса из циклона грубой очистки часть золы образует контур циркуляции (органика выгорает в реакторе), увеличивающий вынос минеральной массы из реактора $a_{мин}$, кг/кг. Выводится формула для его определения:

$$a_{мин} = \frac{A^r \cdot (100 - \eta_{шл})}{10^4 - \eta_{ц} \cdot (100 - \eta_{шл})},$$

здесь $\eta_{ц}$ – коэффициент пылеулавливания первой ступни очистки генераторного газа, %. Расчет уноса органической массы топлива строится на результатах представительных исследований горновой газификации малозольного антрацита [5]. 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, % (рис. 2). Очевидно, для других углей аналогичные зависимости подобны, но в абсолютном выражении отличаются из-за различия термомеханической прочности. Это расхождение оценено коэффициентом $K_{орг}$, найденным по накоплен-

ным экспериментальным данным из соотношения: $K_{орг} = 10^2 a_{орг}^i / a_{орг}^A$, 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, кг/кг. Величины $K_{орг}$ приведены в табл. 1. Используя их находим унос органической массы топлива $a_{орг}$, 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 ококсована, потеря тепла с мехнедожогом в уносе $q_{4ун}$, %, равна:

$$q_{4ун} = a_{орг} 33076 (100 - \eta_ц) / Q_i^r,$$

здесь Q_i^r – теплота сгорания исходного топлива, кДж/кг.

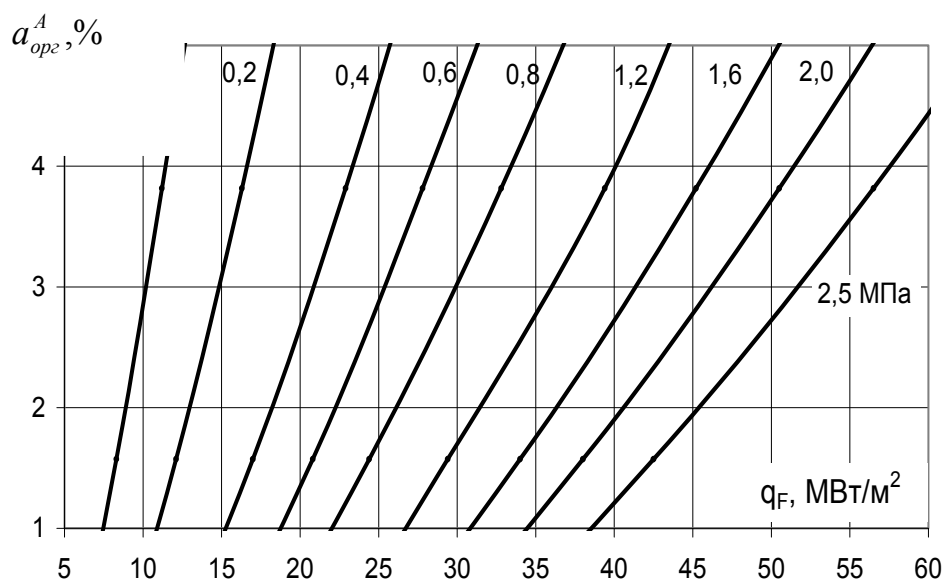


Рис. 2. Зависимость выноса горючей массы антрацита из горнового газогенератора от теплонапряжения горна и давления в нем.

Таблица № 1. 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

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

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

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

- По ряду признаков [2,3] наложено ограничение: $A^d < 30\%$.
- 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:

$$v_{гор}'' \geq t_{нжс}, \quad (1)$$

где $v_{гор}''$ – температура газов на верхней границе зоны горения (фурменной зоне), К, (расчет этой величины показан ниже); $t_{нжс}$ – 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 ВКУРА [6], это требование можно записать в виде условия:

$$v_{фл} \geq t_5 + 200,$$

где $v_{фл}$ – 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. Алехновича [7]. Величина $v_{фл}$ определяется по эмпирической формуле, часто применяемой для очагов интенсивного горения:

$$v_{фл} = K_v \cdot v_{ал},$$

где $v_{ал}$ – калористическая температура горения ококсованного 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 также можно принять, что отводом тепла с отходящей из ядра горения золой компенсируется примерно таким же количеством тепла в подводимой к нему же золе. Наличие избыточного кислорода в очагах горения предупреждает разложение в них водяного пара. Поэтому при расчете температуры в очагах горения пар можно рассматривать как инертный газ.

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

$$v_{ал} = \frac{Q_{зк} + V_{зк}^0 t_0 (c_{св}^0 + \varepsilon_{H_2O} c_{H_2O}^0)}{V_{Гзк} c_{Гзк}^a + V_{зк}^0 \varepsilon_{H_2O} c_{H_2O}^a - c_{зк}^a} + 273, \quad (2)$$

где $V_{зк}^0$ – теоретический объем сухого воздуха для стехиометрического сжигания горючей массы кокса, $\text{м}^3/\text{кг}$, $V_{Гзк}$ – объем продуктов стехиометрического сжигания горючей массы кокса, $\text{м}^3/\text{кг}$; t_d – температура дутья, $^{\circ}\text{C}$; $c_{св}^d$, $c_{H_2O}^d$ – теплоемкости сухого воздуха и водяных паров при $t=t_d$, $\text{кДж}/(\text{кг } ^{\circ}\text{C})$; $c_{Гзк}^a$, $c_{H_2O}^a$ – теплоемкости продуктов сгорания и водяных паров при $t=v_{al}$, $\text{кДж}/(\text{м } ^{\circ}\text{C})$; ε_{H_2O} – отношение объема водяного пара к объему воздуха в составе дутья (для нижнего яруса фурм $\varepsilon_{H_2O} = 0,0161$); $c_{зк}^a$ – теплоемкость органической массы кокса при $t = v_{al}$, $\text{кДж}/\text{кг}$.

Используя характеристики горючей массы кокса можно значительно упростить эту формулу:

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

В проведенных исследованиях газификации энергетических углей, неспекающихся независимо от содержания в них летучих, обнаруживается снижение истинной температуры в очагах горения фурм, а вместе с тем и $K_v = v_{\phi l} / v_{al}$ с уменьшением степени метаморфизма газифицируемого угля и соответственным увеличением содержания летучих в нем (рис. 3). Это объясняется снижением прочности коксового остатка с повышением V^{daf} в таких углях, что отрицательно влияет на процесс горения засыпки. Показанная зависимость $K_v = f(V^{daf})$ используется в расчете.

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. Состав отсосных газов (CO_{2omc} ; CO_{omc} ; H_2O_{omc} ; O_{2omc} ; 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} , $\text{м}^3/\text{кг}$; δC_{omc} , %).

Расчет газообразования.

Макросостав синтез-газа горного газогенератора образуют CO , CO_2 , CH_4 , H_2 , H_2O , H_2S , N_2 , пары смол ($P_{см}$).

Объем H_2S в составе синтез-газа (V_{H_2S} , $\text{м}^3/\text{кг}$) определяется по степени связывания серы топлива β_s , %:

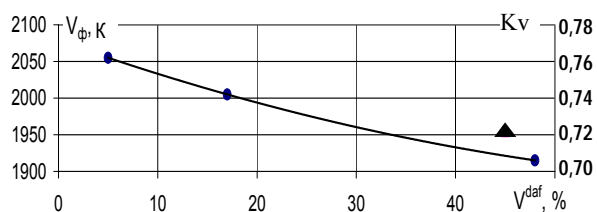


Рис. 3. Зависимость v_{ϕ} в опытах на малом газогенераторе и K_v от содержания летучих в угле. ● – неспекающиеся угли; ▲ – слабоспекающийся уголь.

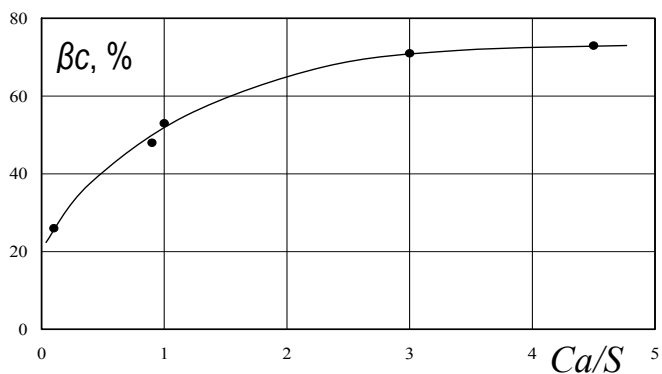


Рис. 4. Зависимость степени связывания серы от мольного соотношения Ca/S в угольной засыпке.

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

β_c определяется по найденной в опытах обобщенной экспериментальной зависимости на рис.4. Объем паров смол:

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

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 по данным исследований [3] $\psi_{см}=0,2-0,35$; меньшая цифра – для бурых углей. Количество углерода и водорода топлива (%), перешедшее в состав смол, составляет:

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

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 CO₂ 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:

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

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

где CO₂, CO, CH₄ – объемные концентрации обозначенных компонентов синтез-газа, % об. Результаты опытов показали, что численные значения этих соотношений, находятся в зависимости от содержания летучих в газифицируемом топливе (рис.5). 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, м³/кг:

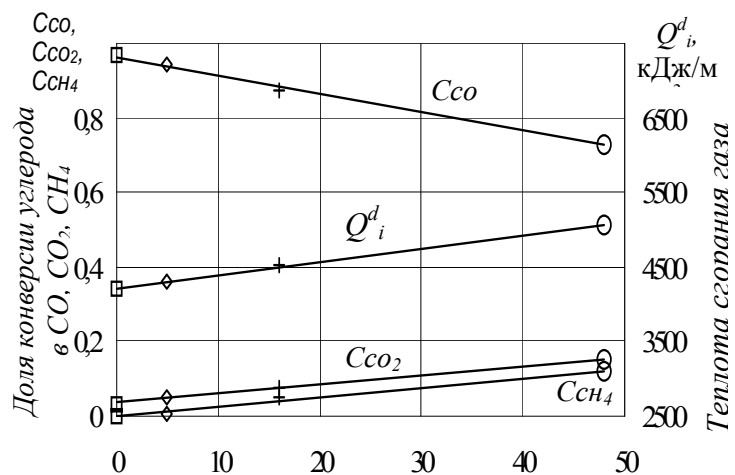


Рис. 5. Зависимость показателей горновой газификации топлива от содержания летучих компонентов в нем.

$$V_{CO} + V_{CO_2} + V_{CH_4} = \frac{(1 - \delta C_{омс}) \cdot C^r - \Delta C_{нед}^r - \Delta C_{см}^r}{100} \cdot \frac{22,41}{12,011}, \quad V_{CO} = C_{CO} \cdot (V_{CO} + V_{CO_2} + V_{CH_4}), \quad V_{CO_2} \text{ и } V_{CH_4}$$

рассчитываются аналогично.

Объемы H_2 , H_2O , м³/кг, 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:

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

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 $V_{СВ}$, м³/кг:

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

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

$$G_{ОП} = G_{H_2O} - 0,0161 V_{СВ} \cdot \frac{16 + 2 \cdot 1,008}{2241} - \frac{a_n W^r}{10^4},$$

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:

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

(3)

где I_{III} – энтальпия подаваемого в газогенератор топлива, кДж/кг; I_o – энтальпия дутья, кДж/кг; $I_{взв}$ – энтальпия возврата уноса, кДж/кг; $Q_{омс}$ – химическая и физическая энергия отсасываемых из летки газов, кДж/кг; I_{III} – 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 являются табличными данными. 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. 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, например [8], в расчете теплообмена температура стенки с огневой стороны зоны горения принята равной $t_{нжс}$. На изложенном строится следующая система расчета зоны горения:

$$v''_{гор} = \frac{\zeta K Q_{зк} + L Q_{лет} + I_n + I_o + I_{взв} - Q_{омс} - I_{III} - q_{гор}^{CT}}{(V_{Гзк}^* + V_{Глет}^*)c_G^v - \Delta K c_{зк}^v - \Delta M c_{зл}^v} + 273, \quad (4)$$

где K – количество сгоревшей в рассматриваемой зоне органической массы кокса, приведенное к 1 кг 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 1 кг поданного топлива, кг/кг; I_n – приведенное теплосодержание поданной в зону горения угольной пыли, кДж/кг ($I_n = a_n 10^{-2} I_{III}$); $V_{Гзк}^*$, $V_{Глет}^*$ – объем продуктов сгорания кокса и летучих, отнесенный к 1 кг поданного топли-

ва, м³/кг; c_{r}^v теплоемкость продуктов сгорания при $t = v_{zop}''$, 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 $t = v_{zop}''$, кДж/кг.

Входящие в (10.4) величины определяются по формулам:

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

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:

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

$$\Delta K = K - a_{оп2} 10^{-2} \eta_{ц} - a_n 10^{-4} (100 - W^r - A^r) (100 - V^{daf}); \quad \Delta M = \eta_{шл}^* A^r - a_{зл} 10^{-2} \eta_{ц} - a_n 10^{-4} A^r.$$

Величина v_{zop}'' может потребовать корректировки G_{H_2O} по условию (1).

Приведенный отток тепла через многослойную футеровку в зоне горения:

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

где $T_{cm}, T_{охл}$ - 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: $\mathcal{G}'_{газ} = \mathcal{G}''_{zop}$; $\mathcal{G}''_{газ} = \mathcal{G}'_{пот}$, 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 температуры газов в зоне газификации $\Omega = \frac{\mathcal{G}'_{газ} - \mathcal{G}''_{газ}}{\mathcal{G}'_{газ} - \mathcal{G}''_{газ}}$ по относи-

тельной ее высоте $\Theta = \frac{H_{газ} - H'_{газ}}{H''_{газ} - H'_{газ}}$. Близость представленных результатов исследо-

ваний разнообразных объектов 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:

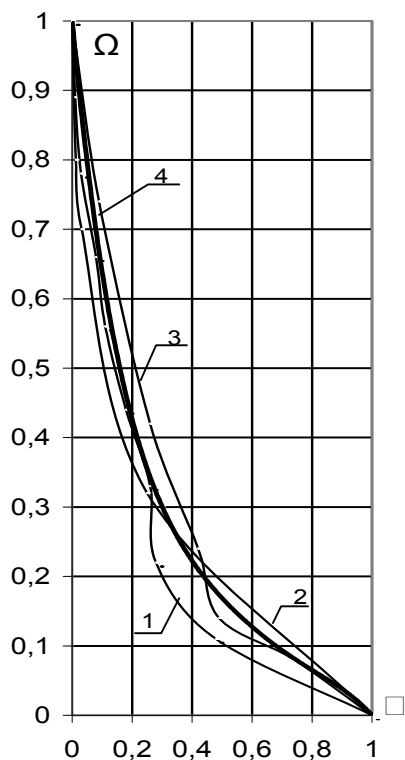


Рис.23. Изменение температуры газов в зоне газификации слоевых газогенераторов в безразмерных координатах: 1 – экспериментальные данные на промышленном газогенераторе [9]; 2 – экспериментальные данные на лабораторном газогенераторе [10]; 3 – по математической модели горнового процесса Ю.Ф. Куваева (отчет ВТИ 1988г.); 4 – усредненная зависимость $\Omega = f(\Theta)$

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

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

где α_1 – коэффициент теплоотдачи от газифицируемой среды к стенкам зоны. В общем случае для определения этого коэффициента используется методика Хобса-Радуловича [9], 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 (3).

Для расчета крупных промышленных газогенераторов планируется оптимизировать данную методику по результатам испытаний опытно-промышленного образца.

Литература

1. Разработка отечественной ПГУ с внутрицикловой газификацией топлива/ Г.Г. Ольховский, С.И. Сучков, А.Н. Епихин и др. // Теплоэнергетика. № 2. 2010. С.19–26.
2. Экспериментальная разработка технологии внутрицикловой газификации углей для ПГУ с применением газогенератора горнового типа / С.И. Сучков, С.Г. Демущ, И.П. Иванова и др.// Развитие технологий подготовки и сжигания топлива на электростанциях. Сборник научных статей. М.:ВТИ, 1996, с. 193-214.
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. Колодцев Х.И., Бабий В.И. Испытания газогенератора при возврате уноса и максимальных нагрузках // Теплоэнергетика, 1962, №3. С.21-25.
5. Колодцев Х.К., Кацнельсон Б.Д. Использование твердого топлива в газотурбинных установках. М. : ВИНТИ, 1958.
6. Hoy N. R., Roberts A. G., Wilkins D. M./ Behaviour of Mineral Watter in Slagging Gasifikation Processes // I.G.E. Journal – June 1965. P. 3-27.

7. Методика расчета горнового газогенератора на паровоздушном дутье с водяной и многослойной футеровкой. Отчет ВТИ. Депонирован в ВНИИЦ, № Госрегистрации 01200800589, М., 2007г.
8. Степанов С. Г. Разработка автотермических технологий переработки угля. Автореф. дис. ... д – ра техн. наук. Красноярск. 2003.
9. M. L. Hobbs, P. T. Radulovic, L. D. Smoot. Modeling fixed-bed coal gasifies // AIChE Journal. 1992. V. 38. № 5. P. 681 – 702.
10. Сунцов Г.Н. Динамика газообразования в слое // Газификация твердого топлива/ Труды третьей научно-технической конференции. М: Гостоптезиздат. 1957. С. 290-310.