

**АКТУАЛЬНОСТЬ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ПГУ С ВНУТРИ ЦИКЛОВОЙ
ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ И ИХ МЕСТО В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ
РОССИИ**

**Петров Ю.А.,
Научный руководитель Подборский Л.Н.
Сибирский федеральный университет**

«Перспективы развития теплоэнергетики*»

Конференция проходила в 2002г.

** Труды научной конференции «Актуальные экономические и технические проблемы энергетического сектора России», посвященной 100-летию со дня рождения выдающегося российского ученого академика РАНМ.А Стыриковича, Москва, 18.11.02 г, М., Институт высоких температур РАН, 2002 (печатаются с сокращениями).*

Г.Г.Ольховский, член-корр. РАН, д.тн. А.Г.Тумановский

Человечество удовлетворяет около 80% своих потребностей в энергии за счет органического топлива: нефти, угля, природного газа. Доля их в балансе электроэнергетики несколько ниже - около 65% (39% - уголь, 16% - природный газ, 9% - жидкие топлива).

По прогнозам международного энергетического агентства к 2020 г. при росте потребления первичных энергоносителей на 35% доля органического топлива увеличится до более 90%.

Сегодня потребности в нефти и природном газе обеспечены на 50-70 лет. Однако, несмотря на постоянный рост добычи, эти сроки в последние 20-30 лет не уменьшаются, а растут в результате открытия новых месторождений и совершенствования технологий добычи. Что касается угля, то его извлекаемых запасов хватит более чем на 200 лет.

Таким образом, нет вопроса о дефиците органического топлива. Дело заключается в том, чтобы наиболее рационально использовать их для повышения жизненного уровня людей при безусловном сохранении среды их обитания. Это в полной мере касается электроэнергетики.

У нас в стране основным топливом для тепловых электростанций является природный газ. В обозримой перспективе доля его будет, по-видимому, снижаться, однако, абсолютное потребление электростанциями сохранится примерно постоянным и достаточно большим. По многим причинам - не всегда разумным - он используется недостаточно эффективно.

Потребителями природного газа являются традиционные паровые турбинные ТЭС и ТЭЦ, в основном с давлением пара 13 и 24 МПа (их КПД в конденсационном режиме 36-41%), но также и старые ТЭЦ с существенно более низкими параметрами и высокими издержками

производства. В том числе перевод старых ТЭЦ работавших на других видах топлива на газ.

Существенно повысить эффективность использования газа можно при использовании газотурбинных и парогазовых технологий.

Важно, что при техническом перевооружении с сохранением инфраструктуры и значительной части оборудования и реализацией на них бинарных ПГУ возможно достижение близких к оптимальным значений КПД при существенном повышении мощности электростанций.

При этом под оптимальными понимаются КПД на уровне 50 -60% для всей станции в целом.

Однако в период с 2000 – 2013г. Отечественная энергетика в силу произошедших реформ не оказалась способной идти по пути быстрого инновационного развития.

В том числе замена выработавших свой ресурс конденсационных паротурбинных блоков на ПГУ так и не была выполнена.

Более того за прошедшие 10 лет пришли новые проблемы:

<http://www.apn.ru/library/print25767.htm> - Новая энергетическая стратегия для России

Коренным недостатком современной энергетики следует назвать опору на быстро исчерпаемые источники энергоресурсов — нефть и газ, которые суммарно составляют 50% энергодолга страны. Заявленная Правительством РФ стратегия развития энергетики до 2030 года предусматривает дальнейшее механическое наращивание добычи этих видов энергоресурсов.

Между тем, по оценкам Санкт-Петербургского горного института обеспеченность России рентабельными запасами по нефти составляет 10 лет, по газу — 20 лет. Причем речь идет, в значительной степени, о запасах, разработка которых в настоящее время еще и не начиналась.

2. Не менее существенный изъян современной энергетической модели состоит в том, что эти быстро исчерпаемые ресурсы расходуются не только на внутренние потребности России, но и в больших объемах отправляются на экспорт.

3. О проблеме диспропорций в российской энергетической географии следует сказать отдельно.

Наиболее серьезные энергетические проблемы стоят перед регионами ЦФО и СЗФО, в которых сосредоточены наиболее крупные города и основной промышленный комплекс России, но которые не обладают собственными источниками энергоносителей для покрытия энергопотребления.

В частности, оба округа зависят от поставок газа с месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и угля из Кемеровской области и Красноярского края.

Прекращение поставок топлива означает остановку всей промышленности и основной части транспорта.

Энергонедостаточность испытывает и ряд промышленно развитых восточных регионов страны.

4. Существующее положение в энергетике усугубляется крайней неэффективностью инвестиций в этой отрасли.

Нынешняя российская стратегия развития энергетики, как показывает практика, не в состоянии решить основные энергетические проблемы России, хотя бы потому, что главной задачей этой стратегии ставится увеличение физического объема и доли экспорта энергоносителей.

Развитие промышленности и экономики России требует выдвижения иных целей и приоритетов.

Переход от быстроисчерпаемых к трудноисчерпаемым источникам энергии.

Ставка на добычу, использование и экспорт быстро исчерпаемых источников энергоносителей: нефти и газа, чрезвычайно рискованна. Интенсивная добыча нефти и газа требует постоянного возобновления запасов, на что требуются очень значительные расходы на геологоразведку, а затем и крупные инвестиции в освоение новых месторождений в регионах Севера и на шельфе. Чем дальше, тем выше себестоимость каждой тонны нефти и кубометра газа.

Поэтому в долгосрочной перспективе нужно переходить от использования быстроисчерпаемых источников энергоносителей к использованию значительно более крупных запасов угля, торфа, и других видов ныне малоиспользуемого топлива, а также не топливных ресурсов, в первую очередь отходов.

Россия хорошо обеспечена запасами угля и торфа, а современные технологии их переработки позволяют получить широкую гамму энергоносителей.

В России ежегодно образуется по различным оценкам от 27 до 54 млн. тонн (около 130 млн. куб. метров) твердых бытовых отходов, из которых только около 3% проходит промышленную переработку, сжигается 1%, компостируется 0,3%.

Основная проблема при сжигании твердого топлива – большая экологическая нагрузка вместе размещения станции.

Газификация твердого топлива это и есть - Новая энергетическая стратегия для России?

В первую очередь газификация это – новый более прогрессивный путь использования ископаемого твердого топлива.

Важнейшую роль в обеспечении энергетики топливом в целом играет ископаемое топливо, в частности, уголь и торф. Россия обладает огромными запасами угля, оцениваемыми примерно в 200 млрд. тонн, что составляет 5,5% мировых запасов. Торф залегают в России на площади 150 млн. гектар и его запасы составляют 235 млрд. тонн (47% мировых запасов). Суммарно, Россия обладает запасом в 435 млрд. тонн ископаемого топлива, при этом надо учитывать, что многие месторождения и бассейны еще детально не обследованы, и эти оценки могут увеличиться.

Основная часть бытовых отходов свозится на полигоны захоронения. В России накоплено свыше 80 млрд. тонн отходов, из которых порядка 16 млрд. тонн составляют бытовые отходы.

В рамках современных технологий уголь может выступать в качестве топлива, сырья для черной металлургии (топливо + восстановитель для железа), сырья для переработки в жидкие углеводородные соединения, сырья для переработки в горючие газы.

Для развития энергетики наиболее интересными направлениями представляются способы переработки угля в жидкое или газообразное топливо. Это решает вопрос технологических трудностей при сжигании,

образования золы и шлаков. Жидкое и газообразное топливо наиболее удобно в сжигании, достаточно удобно в хранении и транспортировке, по сравнению с твердым топливом. Потому широкое использование угля в энергетических целях, скорее всего, возможно именно путем переработки угля в жидкое или газообразное топливо.

Первый более простой метод получения горючих газов из угля может проводиться по методу пиролиза, в которой при нагревании при недостатке кислорода твердые органические вещества разлагаются, и получается горючий газ и смолистая фракция. В результате этой переработки также получается кокс.

Красноярская компания «Сибтермо» разработала перспективный метод коксования бурого угля с выработкой электрической и тепловой энергии.

Второй метод уже с полноценным газогенератором (плотный слой, воздушное дутье, жидкошлачный) – на данный момент самый дешевый метод газификации.

Третий метод заключается в подаче в камеру сгорания (вынесенной отдельно из газогенератора) воды или водяного пара, в результате чего в самом газогенераторе получается горючий синтез-газ — смесь монооксида углерода и водорода, с примесью азота и оксида углерода (примеси около 11%). Подобный синтез-газ имеет теплоту сгорания 2800 ккал/куб. метр. Однако в этом методе требуется большой подвод тепла извне. Либо увеличения дутья в камеру сгорания при этом доля азота в синтез-газе резко увеличивается с 11 до 40% и более. Теплота сгорания падает до 1200 ккал/куб. метр. В данный момент работы по развитию данной технологии заморожены.

Четвертый метод: Пограничное положение занимает технология водоугольного топлива или водоугольной суспензии, основанная на сжигании мелко измельченного угля, смешанного с водой. Этот вид топлива может готовиться из различных марок угля и его массовая доля может колебаться от 57 до 70%. Водоугольное топливо по своим характеристикам аналогично мазуту, может сжигаться в серийных топках без доработки, а также может передаваться по трубопроводам. В 1989 году был построен трубопровод для водоугольного топлива Белово — Новосибирск, протяженностью 262 км, который успешно функционировал до 1993 года.

В области использования ископаемого топлива можно предложить создание целой топливной промышленности, интегрированной с угледобывающими шахтами и карьерами, а также торфодобывающими предприятиями. Сырье, то есть уголь и торф, будут тут же практически в полном объеме передаваться на переработку в жидкое или газовое топливо по тому или иному методу, в зависимости от цели использования. Образующиеся зола и шлак захораниваются в закрытых выработках уже использованных угольных шахт и торфяных разработок. При этом отпадает необходимость создания возле станции золоотвалов – источников загрязнения грунтовых вод содержащихся в топливе тяжелых металлов и повышенного радиационного фона (актуально для Канско-Ачинских углей).

Наиболее перспективно развитие газификации угля, переработки его в газовое топливо, с последующей поставкой газа на ГРЭС и ТЭЦ по системе газопроводов. Этот путь потребует масштабных инвестиций преимущественно в мощности по добыче и переработке угля.

Получение синтетического топлива из угля можно вести при условии переработки наиболее ценных марок угля («Г», «Ж», «ДП» и других) или в качестве побочного продукта переработки угля по другим технологиям.

Социально-экономическое значение этого способа развития энергетики состоит в отходе от использования в качестве основного источника топлива месторождений природного газа. Выработка газового топлива из угля представляет собой намного более устойчивую отрасль промышленности, имеющую гораздо лучшую сырьевую базу.

Это означает большую устойчивость энергетики на долгосрочный период. Развитие российской промышленности и экономики, при условии полного перехода на потребление синтетического газового топлива, больше не будет зависеть от запасов газа и истощения газовых месторождений. Возможности энергетики будут зависеть главным образом от мощностей по добыче угля и получению синтетического газа. При условии масштабных инвестиций, Россия может покрыть свои потребности в газовом и моторном топливе за счет переработки угля, для чего потребуется порядка 585 млн. тонн угля в год.

Бурное развитие угольной и углеперерабатывающей отрасли может вызвать сокращение численности персонала в газовой отрасли, отток временных рабочих из регионов Севера, с ростом занятости в более южных регионах России.

Кроме того, это позволит резко увеличить занятость в традиционных угледобывающих регионах России: Ростовской области, Республике Коми, Кемеровской области, Красноярском крае, Иркутской области, и создать условия для переселения в эти регионы. В перспективе, при разработке крупных угольных месторождений Республики Саха (Якутия) и Магаданской области, аналогичный процесс может затронуть и эти регионы.

В случае с Украиной, речь может идти о совместной разработке Донецкого угольного бассейна и создании углеперерабатывающей промышленности. Для Украины это важно тем, что переработка донецкого угля на газ даст возможность достаточно быстро закрыть дефицит газового топлива. России это даст возможность увеличить генерацию электроэнергии и восполнить дефицит электроэнергии в Краснодарском крае.

В конечном итоге, возможен проект возрождения единой донецкой энергосистемы, использующейся в интересах Украины и России. И как возможность сглаживания создавшейся политической обстановки между двумя странами.

Развитие белорусской энергетики идет по пути максимально широкого использования местного топлива, в частности, больших запасов торфа.

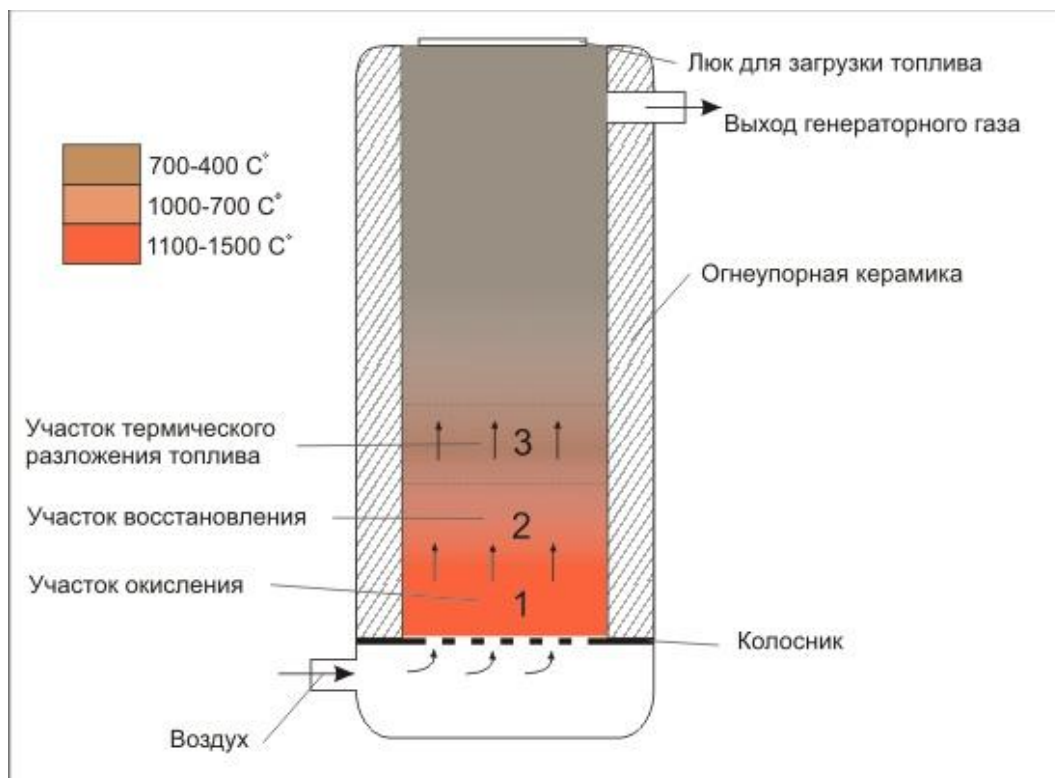
Совместно с Белоруссией можно провести техническую модернизацию торфодобывающей отрасли в двух странах и обеспечить развитие торф переработки для различных целей.

В целом, совместно с Белоруссией целесообразно развивать сектор автономной сельской энергетики, производящей энергоносители из местного топлива (торф, дрова, низкокачественный уголь), а также из отходов сельскохозяйственного производства. Это даст ключ к экономическому возрождению сельских районов Нечерноземной зоны России.

В том числе создания высокотехнологичных микро-ТЭС(ТЭЦ) на твердом топливе для частного предпринимательства.

Газификация – преимущества и недостатки

Газогенератор, аппарат для термической переработки твёрдых и жидких топлив в горючие газы, осуществляемой в присутствии воздуха, свободного или связанного кислорода (водяных паров).



1 вариант газогенератора. Самый простой и распространенный вариант газогенератора – газификация в плотном слое, воздушное дутье и жидкошлачное удаление шлаковых образований.

Принцип работы:

Горение твёрдого топлива в Газогенераторе, в отличие от горения в любой топке осуществляется в большом насыпном слое газифицируемого топлива и характеризуется поступлением количества воздуха, недостаточного для полного сжигания топлива. Образующиеся в Газогенераторе газы содержат продукты полного горения топлива (углекислый газ, вода) и продукты их восстановления, неполного горения и пирогенетического разложения топлива (иными словами образующиеся газы взаимодействуют между собой и образуется новый газ так в частности образуется метан) , а на выходе получаем (угарный газ, водород, метан, углерод).

В генераторные газы переходит также азот воздуха, что является фундаментальным недостатком газификации твердого топлива данным методом.

Азот из воздуха занимает от 40 до 60% объема образовавшегося синтез-газа из 1кг газифицированного угля. Являясь негорючим газом, он балластирует синтез-газ значительно снижая его теплотворную способность. Данный вид газа также называют воздушным.

Об этом говорят и данные полученные в ВТИ при газификации в горновом газогенераторе. С результатами опытов можно ознакомиться в работе Сучкова Сергея Ивановича

“Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук; РАЗРАБОТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА”

Таблица 1

Результаты исследований горновой газификации углей и горючих отходов

Наименование	Канско-ачинский (березовский) бурый уголь	Тарбагатайский уголь*	Кузнецкий тощий уголь	Антрацит	Окалыши из АШ на бетоните	Окалыши из АШ на извести и ССБ-60%, кусковой антрацит-40%	Окалыши 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^f 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

Теплонапряже ние сечения горна по теплу газифицирован ного 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	60,2	58,8	64,1	64,2	63,5	64,3	64,62	61,8	66,4	64,7
(расч.)										
Теплота сгорания генераторного газа Q_i^d , кДж/м ³	5068	5364	4522	4301	3780	4252	4276	4377	4209	4326
Запыленность генераторного газа за газогенераторо м $\mu_{ГГ}$, г/м ³ (при н.у.)	32	10	21	13	108	72	76	28	65	18

Именно по этому в развитых странах, в конце 20 века, начали искать пути повышения калорийности образующегося синтез-газа.

2 вариант газогенератора. Был предложен вариант с дутьем обогащенным кислородом воздухом и чисто кислородным дутьем. При этом образуется парокислородный газ (содержащий меньшее количество азота, чем воздушный газ, теплота горения которого может быть доведена до 5—8,8 Мдж/м³ (1200—2100 ккал/м³).

Однако при этом возникла другая проблема: кислород получали из воздуха путем разделения его на кислород и азот при сверх низких температурах.

Это потребовало строительства рядом со станцией мощного производственного комплекса достаточно дорогостоящего, при этом забирающего значительную часть мощности самой электростанции.

В настоящее время пришло понимание того, что создание газогенератора на чисто кислородном дутье нецелесообразно как раз из-за непомерно больших издержек на собственные нужды установки.

3 вариант газогенератора. В котором вместе с обогащенным кислородом воздухом в газогенератор подавались водяные пары. Это катализировало образование большего количества водорода в синтез-газе и, не смотря на достаточно большое содержание азота 12-18% теплота сгорания его (в зависимости от исходного топлива) колеблется от 6,7 до 9,2 $\text{Мдж}/\text{м}^3$ (1200—1600 $\text{ккал}/\text{м}^3$).

Данный метод является наиболее перспективным для сжигания каменных углей с низкой реакционной способностью. Активно развивается в США и странах Западной Европы.

4 вариант газогенератора. В период массового развития атомной энергетики в США был предложен вариант синтетического производства газа.

В газогенератор под давлением подавался только водяной пар при этом получался водяной газ с теплотой сгорания от 10 до 13,4 $\text{Мдж}/\text{м}^3$ (2400—3200 $\text{ккал}/\text{м}^3$.) Реакция шла с большим поглощением тепла, которое предполагалось пополнять используя тепло атомного реактора через промежуточный теплоноситель. Ввиду сложности исполнения данной технологии от нее быстро отказались.

5 и последующие варианты. Еще существует множество доработок 3 варианта газогенератора или попытки использовать в 4 варианте тепло других источников энергии (в том числе возобновляемых), но далее опытных образцов дело не продвинулось.

Отдельно от газогенераторов стоит подземная газификация угля. Данная методика имеет преимущество перед остальными в том, что не требуется совершать никаких действий с твердой составляющей топлива т.е. (добыча и переработка угля).

Особенность – используется при значительных глубинах залегания угля (Кузнецкие угли). Бурятся некоторое количество скважин в пласт угля. По одним в пласт закачивается горячий воздух, по другим отбирается получающийся синтез газ.

Недостаток : Потеря части газа через фильтрующий слой породы. Загрязнение горючим газом грунтовых вод и почвы. Проседание почвы вместе добычи. Низкая теплотворная способность газа.

Главный недостаток не используется для месторождений угля открытого типа и неглубокой величины залегания т.е. 50% Кузнецкого бассейна и 90% Канско-Ачинского бассейна. А так как это два основных угольных бассейна нашей страны мы не будем рассматривать подземную газификацию как стратегическую необходимость.

Из всех вышеперечисленных методов газификации 1 метод наиболее подходит для Кузнецкого, Канско-Ачинского бассейна и обширных месторождение торфа. Однако его также (в зависимости от состава подаваемого топлива) можно дополнить подачей не большого количества пара.

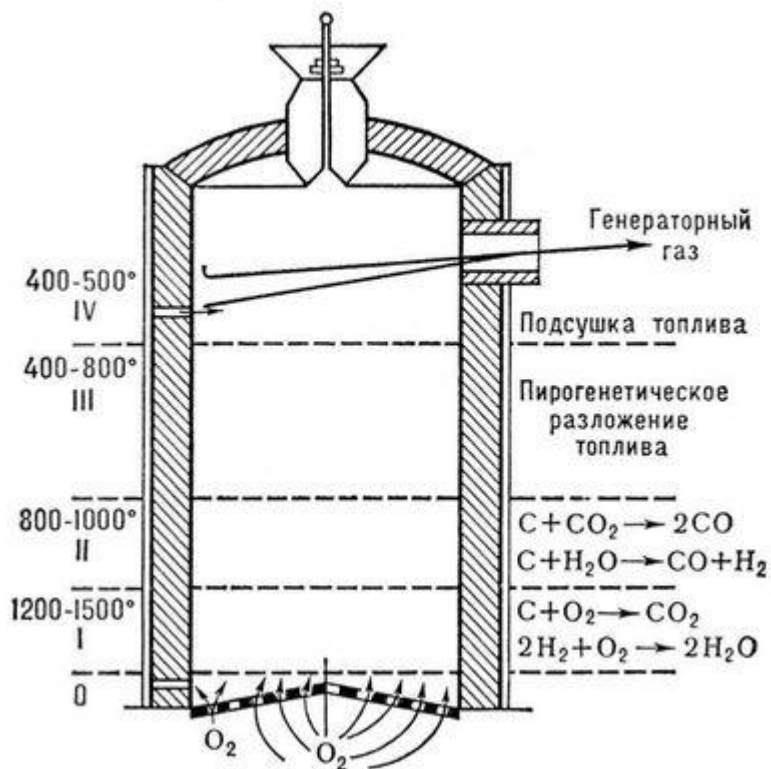


Рис. 1. Схема прямого процесса образования газа в газогенераторе.

Программа для расчета горнового газогенератора созданная на основе экспериментальных данных полученных в ВТИ дала следующий результат:

ТОПЛИВО месторождение Кузнецкий (каменный марка Т)

$W_p := 7$	Влажность	Степень сжатия в компрессоре
$A_p := 18.6$	Зольность	$\epsilon_{\text{к.к.}} := 22.4$
$S_p := 0.4$	Содержание серы	Давление в газогенераторе
$C_p := 67.4$	Содержание углерода	$P_{\text{гор}} := \epsilon = 22.5 \text{ бар}$
$H_p := 2.8$	Содержание водорода	
$N_p := 1.6$	Содержание азота	$P_{\text{мгор}} := \frac{P_{\text{гор}}}{10} = 2.25 \text{ МПа}$
$O_p := 2.4$	Содержание кислорода	
$V_p := 13$	содержание летучих	
$Q_f := 25120$	Теплота сгорания(Q нижее рабочее)	кДж /кг

$G_{H_2O} := 0.7 \text{ кг /кг}$ на 1 кг поданного топлива

Параметры подаваемого пара на 12 % больше чем давление в газогенераторе

$$P_{i\text{ãð}} := \frac{(P_{i\text{ãð}} \cdot 12)}{10} = 2.7 \text{ бар}$$

Плотность подаваемого пара кг/м³

$$t_{i\text{ãð}} := 400 \text{ ºC}$$

$$\rho_{1h2o} := \text{IF97eROp}(P_{i\text{ãð}}, t_{i\text{ãð}}) \cdot 1000 = 9.017$$

$$H_{i\text{ãð}} := \text{IF97eHr}(P_{i\text{ãð}}, t_{i\text{ãð}}) = 3.237 \times 10^3$$

Объем пара

$$V_{1h2o} := \text{IF97eVp}(P_{i\text{ãð}}, t_{i\text{ãð}}) \cdot 0.001 = 0.111 \text{ м}^3 /\text{кг}$$

Объем поданного пара на 1кг поданного топлива

$$V_{1H_2O} := G_{H_2O} V_{1h2o} = 0.078 \text{ м}^3 /\text{кг}$$
 на 1 кг поданного топлива

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

$$V_{\Gamma\Gamma} := V_{CO} + V_{CO2} + V_{CH4} + V_{H2} + V_{H2O} + V_{N2} + V_{H2S} + V_{CM} = 3.7 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Объемные доли компонентов

$$r_{RO2} := \frac{V_{CO2}}{V_{\Gamma\Gamma}} + \frac{V_{H2S}}{V_{\Gamma\Gamma}} = 0.031$$

$$r_{H2} := \frac{V_{H2}}{V_{\Gamma\Gamma}} = 0.082$$

$$r_{H2O} := \frac{V_{H2O}}{V_{\Gamma\Gamma}} = 0.024$$

$$r_{CO} := \frac{V_{CO}}{V_{\Gamma\Gamma}} = 0.265$$

$$r_{N2} := \frac{V_{N2}}{V_{\Gamma\Gamma}} = 0.588$$

$$r_{CH4} := \frac{V_{CH4}}{V_{\Gamma\Gamma}} = 9.813 \times 10^{-3}$$

$$r_{RO2} + r_{H2O} + r_{N2} + r_{H2} + r_{CO} + r_{CH4} = 1$$

по известным объемам рассчитывается состав этого газа

$$CO := \frac{V_{CO}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 26.464$$

$$H2O := \frac{V_{H2O}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 2.402$$

$$CO2 := \frac{V_{CO2}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 3.086$$

$$N2 := \frac{V_{N2}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 58.806$$

$$CH4 := \frac{V_{CH4}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 0.981$$

$$H2S := \frac{V_{H2S}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 0.024$$

$$H2 := \frac{V_{H2}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 8.237$$

$$CM := \frac{V_{CM}}{V_{\Gamma\Gamma}} \cdot 100 = 3.144 \times 10^{-4}$$

$$CO + CO2 + CH4 + H2 + H2O + N2 + H2S + CM = 100$$

Теплота сгорания и плотность синтез газа определяется по его составу

$$Q_{\Gamma\Gamma\text{нр}} := 0.01(33000 \cdot CH4 + 11590 \cdot H2 + 12100 \cdot CO) = 4.481 \times 10 \text{ кДж/кг}$$

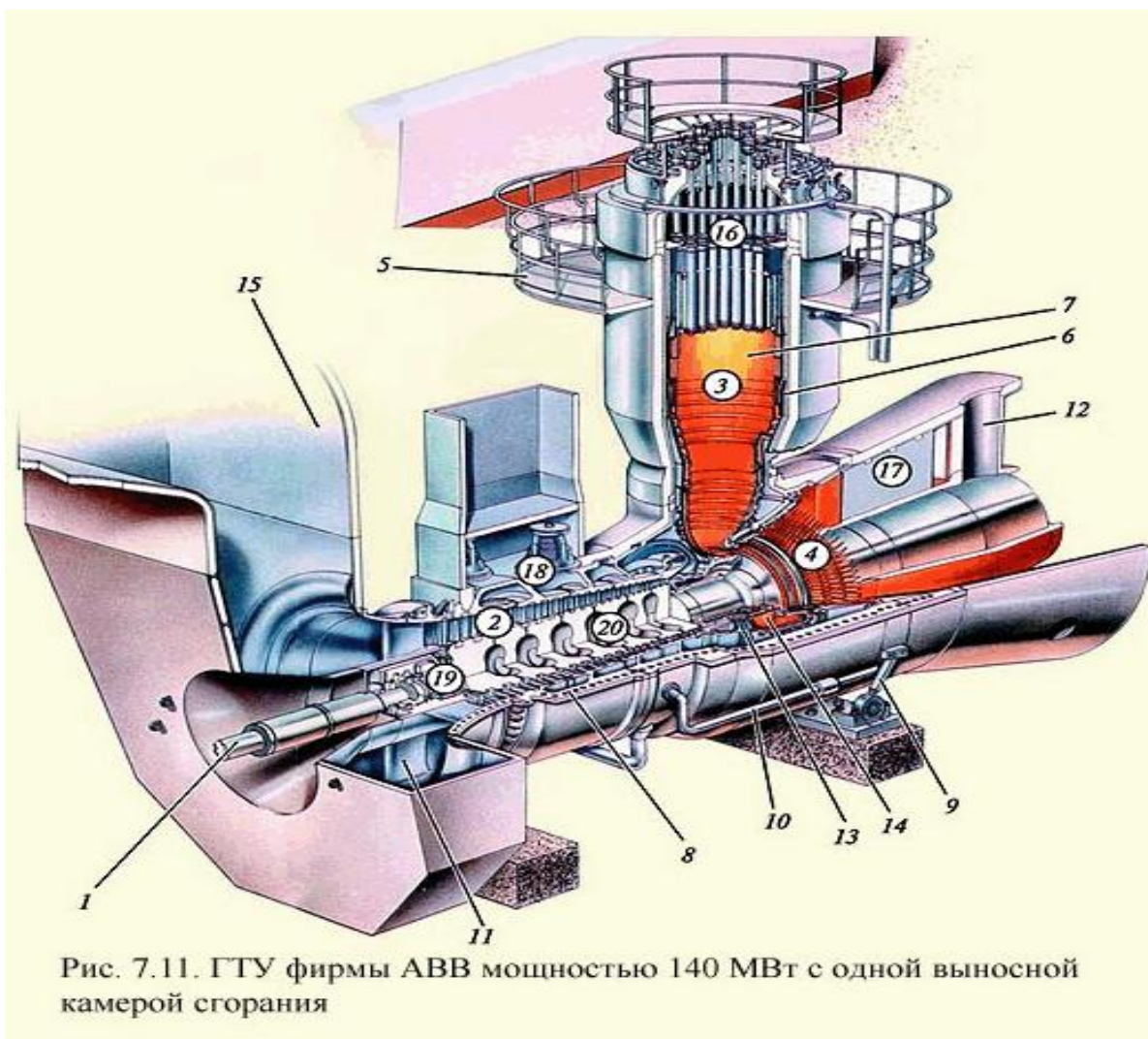
Это плотность при нормальных условиях

$$\rho := 0.01[1.96CO2 + 1.52H2S + 1.25N2 + 1.25\hat{N} + 0.0899H2 + (0.536 + 0.0454) \cdot CH4] = 1.141 \text{ кг/м}^3$$

Расход сухого воздуха в газогенератор

$$V_{\text{дутье}} := V_{O2} + \frac{(O2 \cdot 79)}{21} = 2.738 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Синтез – газ как топливо для газовой турбины будущего?



Рассматривая пути использования получаемого в газогенераторе синтез-газа особого внимания требует возможность сжигания его в Газовой Турбине (в дальнейшем ГТУ). Тогда становится возможным использовать относительно дешевое ископаемое твердое топливо на самой совершенной с позиции термического КПД на сегодняшний день ПароГазовой Электростанции (в дальнейшем ПГУ). Следует сразу сказать о том, что без газификации твердое топливо в ГТУ и на ПГУ невозможно использовать. Поскольку сжигание золосодержащего топлива в ГТУ затруднено из-за образования отложений в проточной части турбин либо сильного абразивного износа рабочих лопаток и коррозии их деталей. Однако даже газифицировав твердое топливо сразу в ГТУ его не подашь. Более того не каждая ГТУ конструктивно способна сжигать синтез газ.

ПГУ с внутри цикловой газификацией твердого топлива – роскошь или последняя возможность для России?

Прежде чем рассматривать ПГУ с внутри цикловой газификацией твердого топлива вкратце повторим принцип работы ГТУ и ПГУ в целом на обычном природном газе, остановившись только в интересующих нас местах, непосредственно связанных с трудностью использования синтез-газа.