

НКЭС—СССР

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ УЧЕБНЫМИ ЗАВЕДЕНИЯМИ
ИНСТИТУТ УСОБЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИТР

Б 92
1085

Доцент А. А. ЩУКИН
КАНД. ТЕХН. НАУК

УПРОЩЕННЫЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

КОНСПЕКТ



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ
МОСКВА—1945 ЛЕНИНГРАД

НКЭС — СССР

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ УЧЕБНЫМИ ЗАВЕДЕНИЯМИ
ИНСТИТУТ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИТР

Б $\frac{92}{1085}$

Доц. А. А. ЩУКИН
КАНДИДАТ ТЕХН. НАУК

УПРОЩЕННЫЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Конспект



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1945 ЛЕНИНГРАД

АННОТАЦИЯ

В настоящем конспекте излагаются способы упрощения газогенераторных установок, приводятся данные по газификации советских топлив, по конструкциям и характеристикам газогенераторов. Кроме того анализируется вопрос возможности полного отказа от газогенераторных установок и даются практические указания по этому поводу. Весь материал излагается с точки зрения замены мазута твердыми местными видами топлива в промышленных печах и двигателях внутреннего сгорания.

Для лучшего усвоения помимо методики расчета приводится примерный краткий расчет газогенераторной установки.

I. ПРЕДИСЛОВИЕ

Постройка газогенераторных станций связана, как известно, с выполнением большого объема строительных работ и с установкой многочисленного оборудования, что требует значительных сроков для выполнения. Временные затруднения с поставкой стандартного газогенераторного оборудования заставляют изготавливать его собственными силами, что требует большого времени и не всегда технически возможно для данного предприятия.

Из-за этих причин строительство газостанций принимает затяжной характер, что вынуждает принимать меры, позволяющие ускорить осуществление перевода промышленных установок с жидкого топлива на твердое (в первую очередь промышленных печей — как главного потребителя мазута).

Эти мероприятия заключаются в упрощении газогенераторных станций, главным образом в упрощении технологических схем газификации и в упрощении конструкций газогенераторов и другого оборудования.

Необходимо подчеркнуть, что во многих промышленных печах твердое топливо может сжигаться непосредственно в топках без предварительной газификации, и поэтому к строительству газогенераторных станций следует прибегать только в случае действительной необходимости.

В ряде случаев может оказаться целесообразным сооружение местных (цеховых) газогенераторных установок, которые позволяют значительно быстрее осуществить переход с мазута на твердое топливо.

Следует иметь в виду, что упрощение газогенераторных станций далеко не всегда может оказаться целесообразным и впоследствии может вызвать большие затруднения в эксплуатации. В каждом частном случае следует тщательно анализировать упрощения и прибегать к ним только тогда, когда они безусловно сокращают работы и не вызывают ухудшения показателей эксплуатации.

II. УПРОЩЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

Технологическая схема получения горячего генераторного газа, представленная на фиг. 1, отличается простотой, так как в этом случае осуществляется только очистка газа от уноса и пыли в циклонах или других пылеуловителях. Простота схемы предопределяет меньшую (по сравнению со станциями холодного газа) начальную стоимость строительства и меньший расход материалов для изготовления оборудования. В тепловом отношении горячий газ выгоднее холодного, так как в этом случае имеется возможность использовать физическое тепло газа. Кроме того горячий газ несет с собой большее количество конденсирующихся углеводородов (смол), которые также увеличивают тепловую ценность газа. Преимуще-

ством является также отсутствие циркуляционной водяной системы (насосной станции, отстойников, лотков и градирни), а также отсутствие необходимости сброса излишнего количества фенольной воды и конденсата из циркуляционной системы, значительно затрудняющих эксплуатацию.

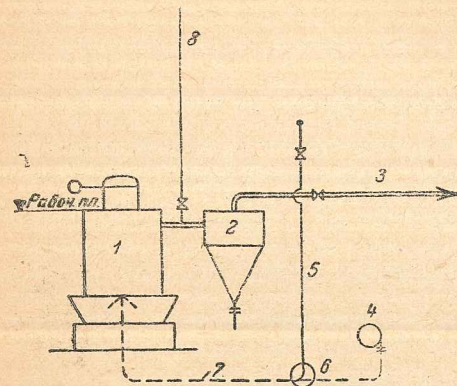
Недостатками схемы горячего газа являются:

а) ограниченность газовых коммуникаций, так как при длинных газопроводах рассеивание тепла становится настолько значительным, что эффект использования физического тепла газа практически сводится к нулю;

б) громоздкость газопроводов вследствие их больших сечений и большое количество необходимого для их изготовления металла, ввиду того что горячий газ подается в сеть при небольшом давлении (10—25 мм вод. ст.) и с небольшими скоростями (4—8 м/сек);

в) загрязнение газопроводов смолой и пылью из-за конденсации продуктов при охлаждении газа;

г) сохранение в газе влаги из топлива и за счет неразложившегося пара, что понижает качество газа.



Фиг. 1. Принципиальная схема получения горячего генераторного газа (обычная).

1 — газогенератор; 2 — циклон-пылеуловитель (при углях); 3 — газопровод к потребителю; 4 — воздуходувка; 5 — паропровод; 6 — смеситель (пар + воздух); 7 — паровоздушная смесь; 8 — свеча в атмосфере.

Из изложенного вытекает, что газостанции горячего газа работают рационально только тогда, когда они расположены в непосредственной близости от потребителя. Предельная удаленность печей от генераторов практически составляет 80—120 м.

При проектировании вопрос удаленности решается расчетом по формуле

$$L = \frac{VC(t'_{газ} - t''_{газ})}{\alpha \sum \pi D(t_{газ}^{cp} - t_0)} \text{ м,} \quad (1)$$

где V — расход газа в $\text{м}^3/\text{час}$;

C — средняя теплоемкость газа в $\text{ккал}/\text{м}^3 \text{ час град}$.

α — коэффициент теплоотдачи от поверхности газопровода к окружающему воздуху в $\text{ккал}/\text{м}^2 \text{ час град}$.

$t'_{газ}, t''_{газ}$ — температура газа после генератора и перед газопотребляющей установкой;

$t_{газ}^{cp}$ — средняя температура поверхности газопровода;

t_0 — температура окружающего воздуха.

Из этой формулы видно, что чем лучше будут изолированы газопроводы, тем меньше будут значения α и тем больше может быть допущена длина L .

В том случае, когда газ используется для отопления печей, эффект использования физического тепла газа зависит от температуры, с которой газ поступает к горелкам печей, которая в свою очередь зависит от рода газифицируемого топлива, его влажности, особенностей процесса газификации и потерь в газопроводах. Так, при прямой газификации¹ температура газа при выходе из генератора имеет приблизительно следующие значения:

антрацит	500 — 650°С	} влажные топлива
каменные угли	400 — 650°С	
бурые угли	125 — 300°С	
торф	180 — 250°С	
дрова	80 — 200°С	

В хороших установках при угольных газогенераторах температура газа у горелок доходит до 300°С.

Для того чтобы оценить эффект сохранения физического тепла газа, возьмем для примера прокопьевский каменный уголь, имеющий зольность $A^p = 6\%$ и влажность $W^p = 8\%$. При его газификации выход сухого газа составляет $V = 4 \text{ м}^3/\text{кг}$ при нижней теплотворной способности газа $Q_n = 1,295 \text{ ккал}/\text{м}^3$. Теплоемкость газа при температуре $t = 300^\circ\text{C}$, равна $C = 0,316 \text{ ккал}/\text{м}^3 \text{ град}$; тогда физическое тепло газа

$$q_{физ} = Ct = 0,316 \cdot 300 = 95 \text{ ккал}/\text{м}^3,$$

что в процентах от теплотворной способности составляет

$$\Delta q = \frac{95}{1295} \cdot 100 = 7,3\%.$$

Таким образом физическая теплота газа значительно повышает температуру его сгорания. При топливах с большой влажностью, когда температура выходящего из генератора газа невысока, физическая теплота его не оказывает заметного влияния на повышение тепловой экономичности сжигания.

Практика газификации дров и торфа с использованием сырого неочищенного генераторного газа нашла распространение в небольших установках.

Текучесть смолы этих топлив относительно велика, и при надлежащих уклонах газопроводов конденсат водяных паров и смола сравнительно легко стекают к конденсатоотводчикам.

Осушка влажного газа в газопроводах идет за счет естественного охлаждения его, особенно в холодное время года, и газ может поступать к горелкам достаточно сухим. Газогенераторные установки такого рода могут работать достаточно успешно, что доказывалось эксплуатацией действующих установок. Обязательным условием является при этом рациональное устройство газопроводов:

а) коллекторы газа, поступающего от генераторов, должны иметь устройство для возможности легкой очистки от смол; желательно также устройство для промывки газопроводов горячей водой;

б) газопроводы должны иметь достаточные уклоны, обеспечивающие сток конденсата паров и смолы ($i \geq 0,01$), достаточное количество кон-

¹ Прямая газификация осуществляется в газогенераторах с восходящим потоком газов навстречу движению топлива.

денсатоотводчиков (защищенных от замерзания в зимнее время) и устройств для компенсации удлинений. Кроме того газопроводы должны быть оборудованы лазами, люками, клапанами и «свечами» для продувки газопроводов перед пуском в работу.

Однако газогенераторные установки с подачей в сеть неочищенного сырого газа могут строиться только сравнительно небольшой производительности (не более 3 000—4 000 м³ газа час), так как в больших установках все указанные выше упрощения дают отрицательный эффект в эксплуатации и делают последнюю затруднительной и неэкономичной. Станции значительной мощности должны строиться по нормальной технологической схеме с устройствами для очистки от смолы, охлаждения газа в скрубберах и с газодувками.

В настоящее время имеются конструкции газодувок, обеспечивающие надежную работу при температуре генераторного газа до 500° С и способные развить при этом давление 500 и более мм вод. ст.

Как на пример рациональной конструкции газодувки для горячего газа можно указать газодувку Подземгаза (чертеж № 60420)¹ с производительностью $V = 12\,000$ м³/час, давлением $h = 500$ мм вод. ст. при числе оборотов 1 450 в минуту.

Таким образом имеется возможность осуществить подачу газа под давлением и сделать газопроводы и горелки компактными и тем самым уменьшить расход металла на их изготовление. Благодаря повышенному давлению увеличивается дальность горелок (динамичность факела), что во многих случаях является весьма ценным.

Следует подчеркнуть рациональность применения газодувок при горячем газе, так как преимущества газа, подаваемого под значительным давлением, очень велики. В самом деле, благодаря уменьшению поперечных сечений газопроводов увеличивается допустимое расстояние от генераторов до потребителей, резко сокращается расход металла на трубопроводы и компактность установки приближается к компактности установки при холодном газе.

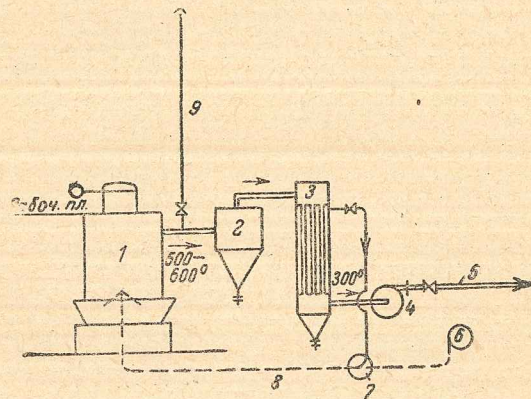
На фиг. 2 показана принципиальная схема установки горячего газа с газодувкой. В целях обеспечения надежности работы газодувки температуру газа перед ней целесообразно понизить до $t \approx 300^\circ$ С, что можно осуществить путем установки трубчатого котла-утилизатора. Пар от этого котла может быть использован для целей газификации или отведен на сторону. Эту схему вполне возможно осуществить при топливах, не дающих смолы, куда относятся донецкие антрациты и некоторые другие тощие топлива (полтаво-брединский антрацит, аралчевский и судоктинский угли). При битуминозных влажных топливах (дрова, торф, бурные угли, влажные каменные угли), когда температура газа, поступающего в газодувку, невысока, газодувка будет играть роль центробежного смолоотделителя и в ней будут усиленно осаждаться смола и пыль. Кроме того поверхность котла-утилизатора будет замазываться той же смолой и теплопередача от газа к воде будет ничтожна. Как увидим ниже, при битуминозных влажных топливах возможно применить схему фиг. 2 при газификации указанных топлив лишь в газогенераторах с разложением смол (обращенных и двухзонных).

Технологические схемы получения генераторного газа в сильной степени зависят от свойств газифицируемого топлива и требований, предъявляемых к газу. Наиболее сложным вопросом, решающим образом

влияющим на характер схемы, является освобождение газа от смолы, содержание которой в газе при выходе его из генератора зависит от сорта топлива и конструкции генератора (быстрый или медленный нагрев топлива) и может достигать следующих значений:

при древесине	35—100 г/м ³
» торфе	25—50 »
» бурых углях	10—50 »
» кменных углях	3—15 »
» антрацитах	0—1 »

Значительное содержание смолы в газе у горелок в большинстве случаев по ряду причин является недопустимым. Особенно жестким являются требования, предъявляемые к обесмоливанню газа для газовых двигателей: содержание смолы не должно превышать 0,03 г/м³.



Фиг. 2 Схема установки горячего газа с газодувкой.
1—газогенератор; 2—циклон; 3—котел-утилизатор; 4—газодувка;
5—газопровод к потребителю; 6—воздуходувка; 7—смеситель;
8—паровоздушная смесь; 9—свеча в атмосферу.

В настоящее время газогенераторная техника дает возможность вопрос обесмоливания газа решать тремя путями:

1) посредством очистки газа от смол в специальной аппаратуре при применении обычных газогенераторов с прямым процессом газификации;
2) путем применения для газификации бессмольных топлив (антрацит, тощие угли, кокс);

3) посредством применения газогенераторов с разложением смол, дающих достаточно бессмольный газ, с последующей простой очисткой газа.

Использование антрацита является вполне рациональным, особенно в мелких установках, но область его применения ограничена. Каменноугольный кокс — весьма дефицитное технологическое топливо и поэтому не подлежит использованию в газогенераторных установках (может употребляться коксовая мелочь как отход при сортировке кокса).

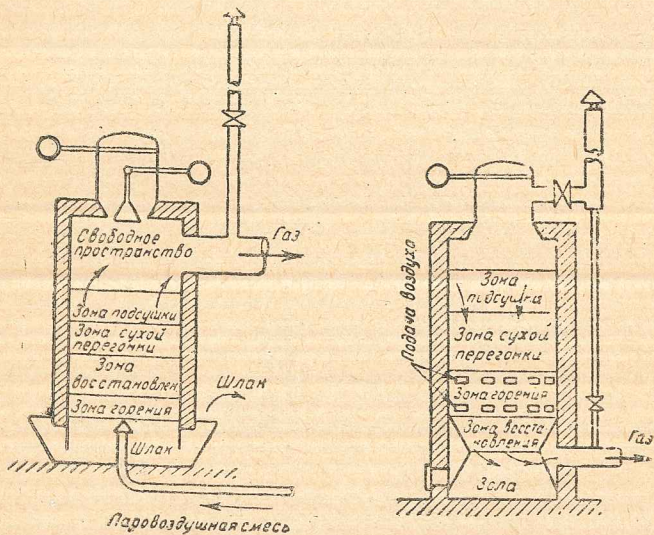
Главное распространение имеют битуминозные топлива, и в отношении последних могут быть применены первое или третье решение.

¹ Испытана на одаом из завода Наркомата вооружения.

Описание смолоочистной аппаратуры при станциях, оборудованных генераторами с прямым процессом газификации, описаны в специальных руководствах¹, поэтому рассмотрим только третий способ.

Обращенный метод газификации завоевал доминирующее положение в силовых газогенераторных установках (газогенераторные автомобили, стационарные силовые установки).

Расположение зон в обращенном газогенераторе обратно расположению их при прямой газификации, и газ течет сверху вниз, в то время как при прямом процессе — снизу вверх (фиг. 3 и 4). В генераторе прямого



Фиг. 3. Расположение зон в газогенераторе с прямым процессом.

Фиг. 4. Расположение зон в обращенном газогенераторе.

процесса продукты сухой перегонки смешиваются с газом собственно генераторного процесса и поступают после генератора в смолоочистительное устройство. При обращенном процессе продукты сухой перегонки, двигаясь сверху вниз, проходят через раскаленный слой кокса (зону горения) и разлагаются, что дает возможность избавиться от смолы, уксусной кислоты, метилового спирта и других продуктов перегонки топлива.

На фиг. 5 показан наглядно небольшой обращенный газогенератор для выработки силового газа (заграничная практика).

На фиг. 6 представлен газогенератор Г-2 обращенного типа для древесных чурок конструкции завода «Двигатель революции».

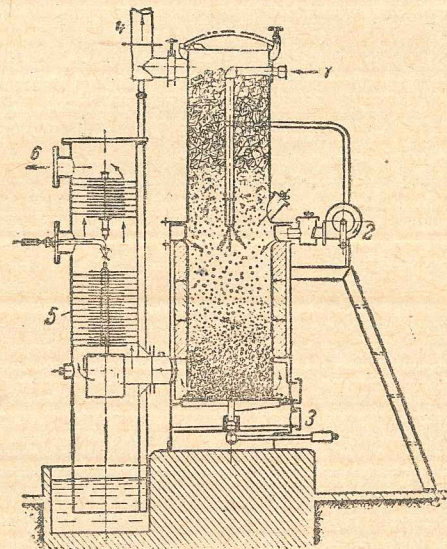
Газогенератор Г-2 снабжен железным сварным кожухом, профутованным огнеупорным кирпичом. Внутренний диаметр шахты 900 мм.

¹ См. список литературы.

Подача воздуха происходит путем всасывания через четыре ряда фурм. Колосники поворотного типа. Газогенератор пригоден для газификации древесных чурок с влажностью до 40%; производительность по газу 380—450 м³/час при теплотворной способности сухого газа 1150—1250 ккал/м³.

Имеется также проект газогенератора этого типа с производительностью по газу до 900 м³/час.

Газогенератор Г-2 выпускался серийно и проверен в эксплуатационных условиях.



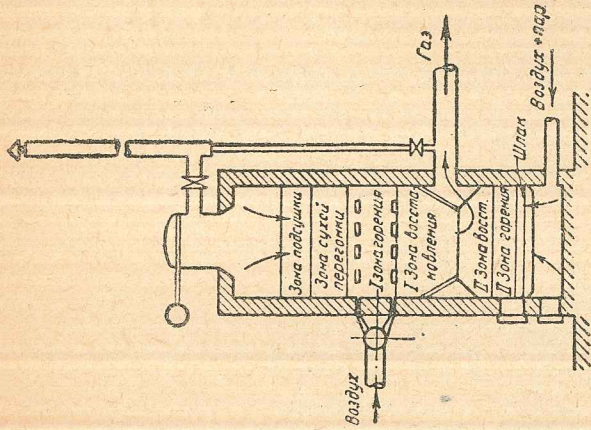
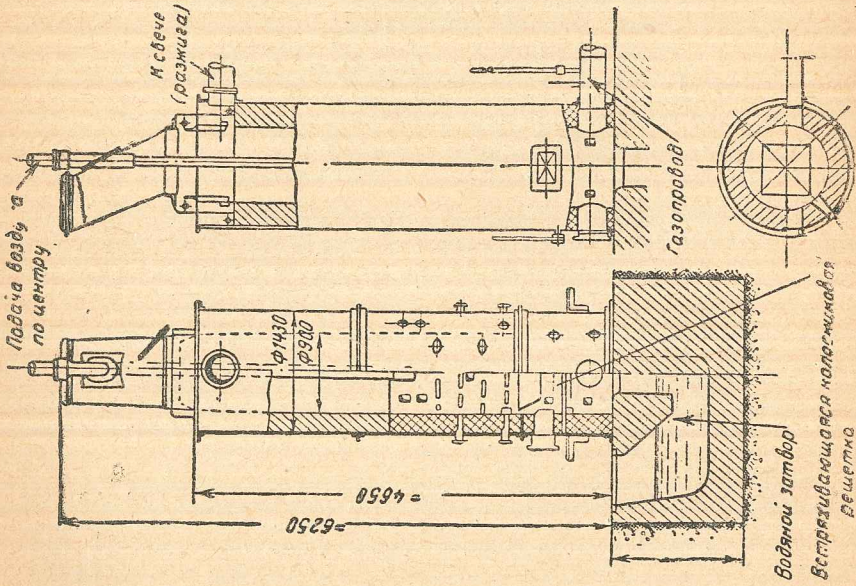
Фиг. 5. Газогенератор обращенного типа (заграничная практика).

1 — подача воздуха через центральную трубу; 2 — вентилятор; 3 — полумеханизированная колосниковая решетка; 4 — продувочная свеча; 5 — скруббер тарельчатый; 6 — газ к газодувке.

Существенными недостатками обращенных газогенераторов являются: а) невысокая теплотворная способность газа из-за отсутствия углеводородов, весьма ценных в тепловом отношении; б) значительные потери от механического недожога, что нетрудно видеть из рассмотренной схемы газогенератора.

При параллельном движении генераторного газа и топлива, по мере продвижения последнего вниз (к зольнику) уменьшается содержание кислорода в газах и таким образом резко уменьшается их окислительная способность. Этот недостаток в значительной мере устранен в газогенераторах с двумя зонами горения, схема которого показана на фиг. 7.

Преимуществами таких генераторов перед обращенными являются: а) малая потеря от механической неполноты сгорания;



Фиг. 7. Расположение зон в газогенераторе с двумя зонами горения.

Фиг. 6. Газогенератор Г-2 обратного типа завода „Двигатель революции“.

б) большая интенсивность газификации и в силу этого большая производительность.

На фиг. 8 представлен двухзонный немеханизированный газогенератор малого размера с диаметром шахты 1 000—1 400 мм. Он представляет собой железный сварной цилиндр, футерованный изнутри фасонным лещадным кирпичом; между железной стенкой и огнеупорной футеровкой имеется изоляционный слой (диатомовый порошок). Внизу имеется плоская встряхивающаяся колосниковая решетка, сверху загрузочная коробка с одним затвором. Воздух в верхнюю зону подается через центральную трубу из жароупорной стали, а также через лючки, расположенные в два ряда по периферии (при всасывании). Под колосниковую решетку подается паровоздушная смесь. Загрузочная коробка соединена с атмосферой при помощи свечи (через задвижку).

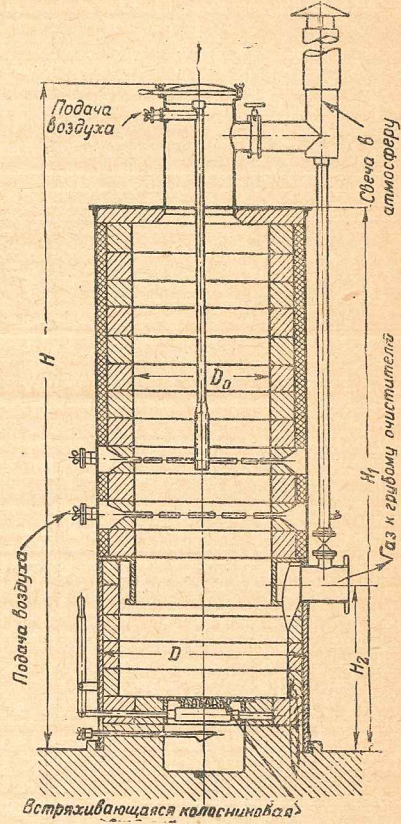
В СССР испытания двухзонного газогенератора с ручным золоудалением (по типу фиг. 8) на челябинском буром угле марки БК проводил Ростовский институт железнодорожного транспорта под руководством инженера Малкина. Генератор удовлетворительно работал с показателями, приведенными ниже в примерном расчете газогенераторной установки на челябинском угле.

На фиг. 9 представлен механизированный двухзонный газогенератор, спроектированный Московским энергетическим институтом для бурых и каменных углей, древесины и торфа.

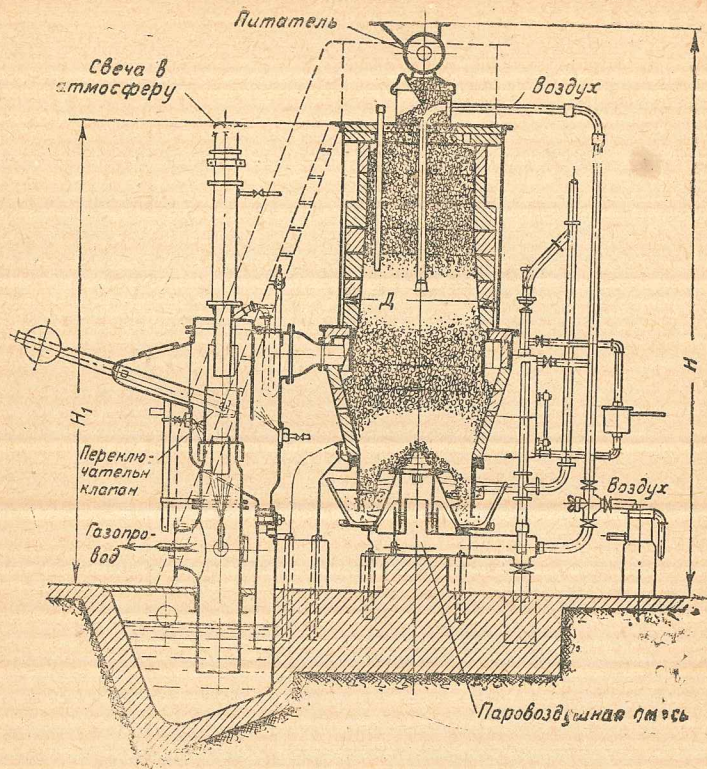
Газогенератор снабжен вращающейся колосниковой решеткой.

Паровоздушная смесь, необходимая для газификации кокса в нижней зоне, подводится под колосниковую решетку, для верхней зоны воздух подводится через центральную трубу.

В нижней части газогенератор снабжен паровой рубашкой. В случае применения бурых углей и брикетов газогенератор снабжается автоматическим загрузателем (питателем), в случае торфа и древесной щепы — загрузочной коробкой. Особенностью данной конструкции является наличие переключающего клапана, одновременно являющегося грубым водяным очистителем газа от пыли и уноса (путем промывки водой). Клапан выполнен из железа, и его подости снабжены несколькими пульверизаторами для воды. Внутри клапана имеется подвижной стакан, связанный с рычагом; при повороте рычага вверх (как показано на чертеже)



Фиг. 8. Газогенератор немеханизированный с двумя зонами горения.



Фиг. 9. Газогенератор механизированный с двумя зонами горения.

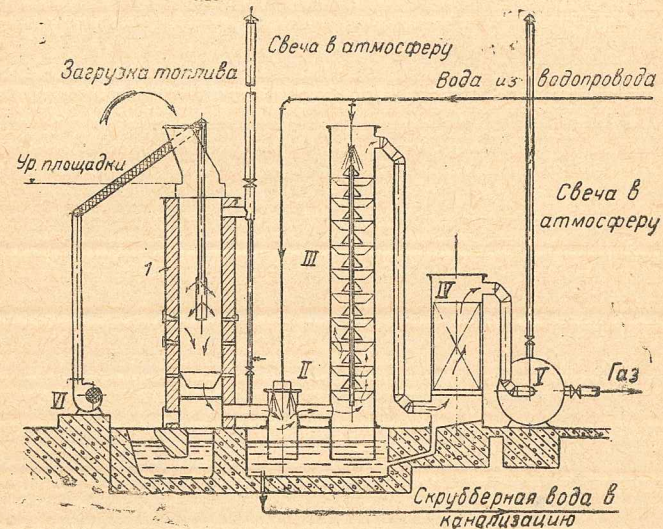
открывается свеча, и газ выпускается в атмосферу, при полном повороте рычага свеча закрывается и генератор соединяется с газопроводом.

На фиг. 10 и 11 даны технологические схемы получения холодного газа из битуминозных топлив с применением обращенных и двухзонных газогенераторов. Охлаждение газа применяется в первую очередь для влажных топлив с целью осушки газа путем конденсации водяных паров; одновременно с этим осаждаются пыль, выносимая газом из генератора. Хотя смолистость газа при таких генераторах сравнительно мала, тем не менее имеющаяся в газе смола частично конденсируется в скрубберах и частично сепарируется за счет центробежной силы в газодувках.

Расход воды на 1 м^3 газа зависит от температуры газа, состава и влагосодержания и в среднем составляет 14 л/м^3 газа. Ввиду такого сравнительно большого расхода охлаждающей воды очень часто возникает необходимость создания для нее оборотного цикла, т. е. осветления ее в отстойниках и охлаждения в градирнях или других охладителях.

Таким образом даже при простейшей технологической схеме очистки газа мы имеем довольно сложное водяное хозяйство и поэтому вполне понятно стремление всячески упростить схему. Как уже отмечалось выше, самым простым является устройство газогенераторной станции для получения горячего газа.

При газификации антрацита для установок малой и средней мощности наиболее рациональной является схема, представленная на фиг. 2. Здесь одним из важнейших элементов является газодувка, перемещающая горя-



Фиг. 10. Технологическая схема установки холодного газа при обращенных генераторах.

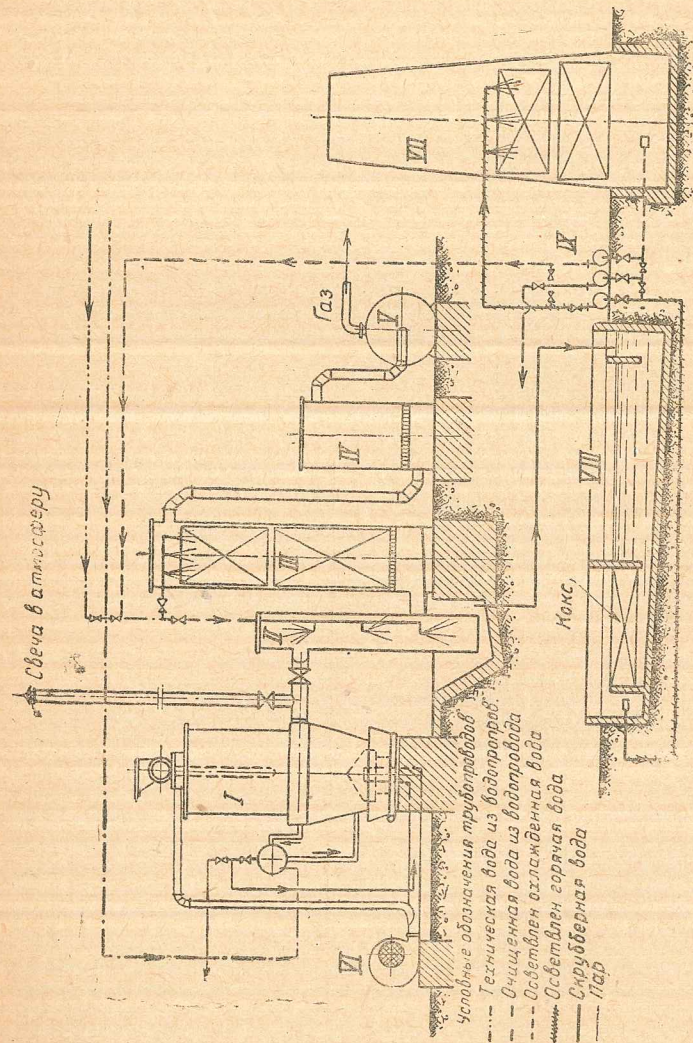
I — газогенератор; II — грубый промыватель; III — скруббер Лима; IV — сухой скруббер (каплеуловитель); V — газовый горшок; VI — вентилятор.

чий газ с температурой $\sim 300^\circ \text{C}$ и обеспечивающая надежную работу установки.

Ту же простую схему можно иметь и при газификации битуминозных топлив с небольшой влажностью, применяя обращенные генераторы или генераторы с двумя зонами горения.

Эти агрегаты позволяют получить газ с малым содержанием смолы ($0,5 \text{ г/м}^3$) благодаря разложению смолистых веществ при их прохождении через раскаленный слой кокса. К сожалению, обращенные и двухзонные генераторы в настоящее время строятся только для маломощных установок с диаметрами шахт $D = 1,0 - 1,2 \text{ м}$. Однако нет сомнений, что генераторы с двумя зонами горения могут строиться и больших размеров, до $D = 2,0 - 2,6 \text{ м}$.

В случае применения в качестве топлива влажной древесины содержание влаги в газе, как указывалось, достигает $300 - 400 \text{ г/м}^3$, и для повышения тепловой ценности газа необходимо его осушить, т. е. уда-

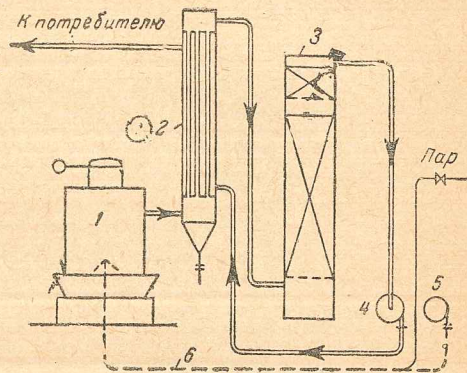


Фиг. 11. Технологическая схема установки холодного газа при двухзонных газогенераторах. I — газогенератор; II — стоко-охладитель; III — скруббер; IV — сухой скруббер (каплеуловитель); V — газовый гошук; VI — вентилятор; VII — градирни; VIII — отстойник-фильтр; IX — насосы для воды.

лить из газа водяные пары путем конденсации. В этом случае установка скрубберов неизбежна. При обращенных генераторах температура газа высока, и поэтому может оказаться выгодным устроить подогрев газа после осушки по схеме, приведенной на фиг. 12. Подогрев газа осуществляется в подогревателе, конструкция которого приведена на фиг. 13.

Данная схема целесообразна только в случае малого расстояния между потребителем газа и газогенераторов, когда физическое тепло газа способно дать существенное увеличение температуры рабочего пространства печи.

Хотя схемы с использованием двухзонных генераторов имеют под собой теоретическую и некоторую опытную базу (преимущественно для питания газом двигателей внутреннего сгорания) и применяются за границей, у нас практики их эксплуатации пока очень мало, и поэтому строительство их должно осуществляться последовательно: сначала должна быть построена опытная установка, и только после ее освоения может быть организовано строительство в необходимых масштабах.



Фиг. 12. Схема с подогревом газа после осушки его в скрубберах.

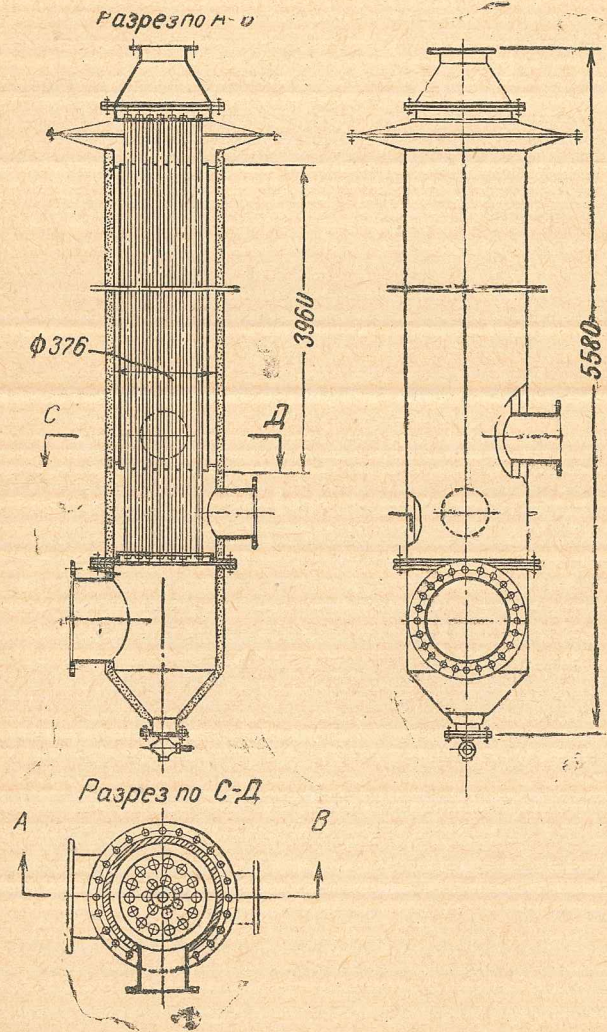
1 — газогенератор; 2 — газогазовый подогреватель; 3 — скруббер с каплеуловителем; 4 — газодувка; 5 — воздуходувка; 6 — трубопровод паровоздушной смеси.

III. КОНСТРУКЦИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ С ПРЯМЫМ (ВОСХОДЯЩИМ) ДВИЖЕНИЕМ ГАЗОВ

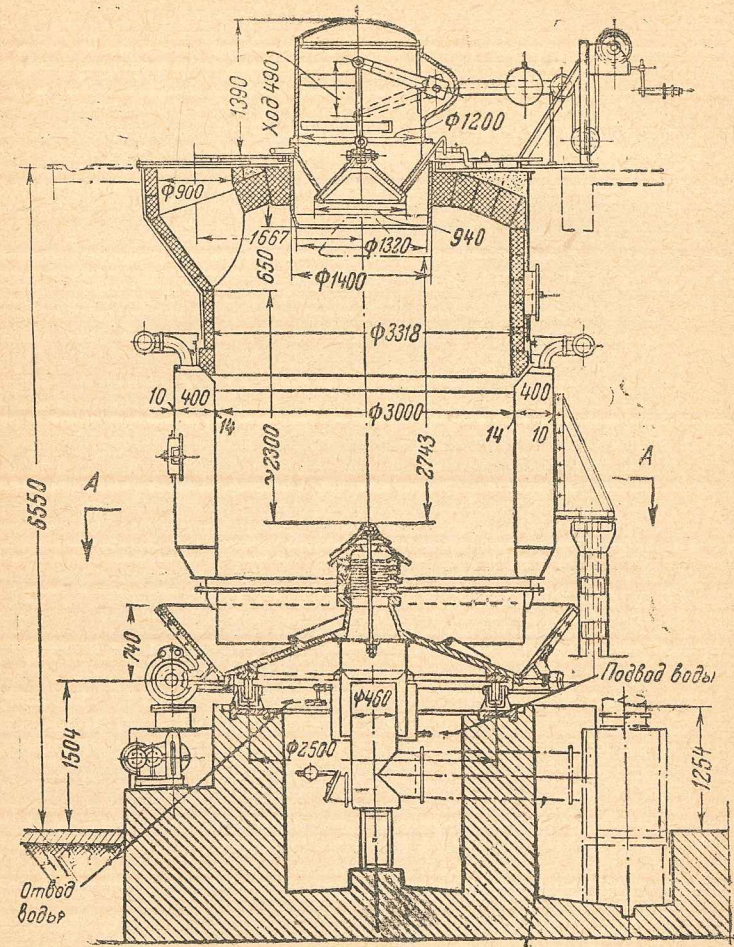
Известно, что в газогенераторной технике лучшей конструкцией является генератор с механизированным золоудалением, характеризуемый наличием колосниковой решетки, укрепленной на чаше (поддоне) и приводимой во вращение от специального червячного механизма. Медленное вращение колосниковой решетки обеспечивает автоматическую ломку шлака и его удаление из чаши через гидравлический затвор. Примером конструкции такого генератора может служить газогенератор конструкции Гипромеза, снабженный помимо вращающейся колосниковой решетки Коллера пароводяной рубашкой (фиг. 14). Загрузка топлива, его шуровка и пиковка производятся вручную, почему такой генератор и называется полумеханизированным.

Следует отметить, что хотя в настоящее время имеются конструкции генераторов полностью механизированных, все же чаще ограничиваются лишь механизацией золоудаления.

Изготовление газогенераторов с механизированным золоудалением с вращающимися решетками представляет ряд затруднений, поэтому естественно имеется стремление заменить такие генераторы немеханизированными, например, типа Сименса, Моргана и др.; главными недостатками последних являются: малая производительность и большой расход рабочей силы на обслуживании.



Фиг. 13. Подогреватель для газа (к схеме фиг. 12).



Фиг. 14. Газогенератор полумеханизированный конструкции ГипрОмеза.

Как известно, производительность генераторов и качество газа зависят от правильного и своевременного удаления шлаков, от правильного распределения зон и от равномерного распределения дутья по сечению. Вполне понятно, что при ручном обслуживании трудно выдержать все условия, необходимые для интенсивной газификации, и поэтому производительность генераторов с ручным обслуживанием в полтора—два с половиной раза менее производительности генераторов с механизированным золоудалением.

При топливах многозольных (бурые и некоторые каменные угли) с относительно низкой температурой плавления золы особенно трудно обслуживать генераторы вручную, и поэтому газификация таких углей должна осуществляться в генераторах с механическим золоудалением. Конструкции немеханизированных генераторов (Сименса и Моргана) при таких топливах могут допускаться в исключительных случаях в мало-мощных установках. Особо трудно газифицировать в генераторах Сименса и Моргана подмосковный бурый уголь. Богословский грохоченый бурый уголь (Урал) возможно газифицировать в таких генераторах в тонком слое (500—800 мм) с производительностью до 50—80 кг/м² час. Челябинский грохоченый бурый уголь марки БК Серго-Уфалейского месторождения газифицируется несколько легче, но производительность может быть достигнута (в генераторах с ручным обслуживанием) до 70—100 кг/м² час. Толщина слоя топлива должна быть примерно 600—900 мм. Вообще, как правило, газификация бурых и каменных углей в генераторах Сименса и Моргана должна идти при сравнительно тонком слое, так как в этом случае легче получить удовлетворительные условия газификации.

При топливах малозольных (дрова, древесная чурка, древесная щепка, некоторые сорта торфа и каменных углей) ручное обслуживание значительно проще, и генераторы типа Сименса и Моргана могут применяться. Однако производительность их и в этом случае будет менее производительности полумеханизированных, что видно из табл. 1.

Таблица 1

Показатели газификации некоторых топлив

Топливо	Напряжение шахты генератора в кг/м ² час		Теплотворная способность газа по нижнему пределу		Коэффициент полезного действия газификации в % (без учета смолы)	
			в ккал/м ³			
	Немеханизированное золоудаление	Механизированное золоудаление	Немеханизированное золоудаление	Механизированное золоудаление	Немеханизированное золоудаление	Механизированное золоудаление
Древесина (щепка)	300	500	1 350	1 550	62	65
Торф машинноформовочный	150	400	1 400	1 650	67	69
Челябинский грохоченый уголь	100	300	1 200	1 450	58	68
Подмосковный грохоченый уголь	60	200	1 250	1 425	50	63
Черемховский грохоченый уголь	90	210	1 350	1 450	—	—
Донецкий газовый грохоченый уголь	100	250	1 250	1 400	67	72
Прокопьевский грохоченый уголь	100	200	1 250	1 350	—	—
Антрацит АМ донецкий грохоченый	70	200	1 100	1 250	68	78

При решении вопроса о выборе того или иного типа газогенератора необходимо также учесть стоимость его и количество металла и огнеупора, идущих на изготовление генератора (табл. 2 и 3).

Таблица 2

Сравнение данных по газогенераторам

Конструкция газогенератора	Диаметр шахты или размер сечения, м	Максимальная высота слоя, м	Высота полного затвора, м	Объем загрузкиной коробки для угля, м ³	Диаметр газопроводящего штуцера, м	Вес металла (без рабочей площади), т	Объем огнеупорной кладки и бетона, м ³	Ориентировочная стоимость изготовления и монтажа генератора тыс. руб.	Обслуживающий штат на один генератор в смену	
									на многозольном топливе	на малозольном топливе
Генератор с механизированным золоудалением (полумеханизированный) конструкции Гипромеза (фиг. 14)	3,0	2,3	0,4	1,4	0,9	29,8	58,5	95,0	1	1
Немеханизированный генератор конструкции Уралсибэнергочермета (фиг. 17)	2,2	1,075	0,3	0,52	0,6	6,7	38,5	21	3	2
То же, но увеличенной высоты	2,2	3,00	0,3	0,52	0,6	7,4	42,5	23	—	1
Немеханизированный газогенератор типа Сименса (фиг. 15)	1,3×2,0	5,0	—	1,3	0,9	8,0	48	27	—	1

Штат предусматривает загрузку, пиковку и золоудаление. Рабочая сила на подачу топлива и отвозку золы не включена.

Сравнительные данные по расходу металла и огнеупора для газогенераторов диаметром 1,6 м

Характеристика газогенератора	Производительность, $\text{м}^3/\text{час}$		Расход материалов, т	
	Челябинский уголь	50% челябинского угля + 50% кузнецкого угля	Металл	Огнеупор
Механизированный газогенератор диаметром 1,6 м	1 100 — 1 200	1 300 — 1 500	16,5	5,2
Немеханизированный газогенератор диаметром 1,6 м	250 — 400	450 — 600	4,9	10,5

Из табл. 3 видно, что производительность механизированного газогенератора почти в два с половиной раза больше производительности немеханизированного. Следовательно, для замены одного механизированного генератора потребуется приблизительно два с половиной немеханизированных генератора типа Моргана. При этом получится перерасход шамотного кирпича $10,5 \cdot 2,5 - 5,2 = 21$ т и экономия металла $16,5 - 4,9 \times 2,5 = 4$ т.

Указанные выше ориентировочные расходы металла и шамотного кирпича приведены только для самих генераторов без учета другого оборудования: коллекторов, газопроводов и пр.

Большое значение имеет количество рабочей силы для обслуживания газогенераторов. При немеханизированных газогенераторах требуется рабочей силы ориентировочно в два раза больше по сравнению с механизированными.

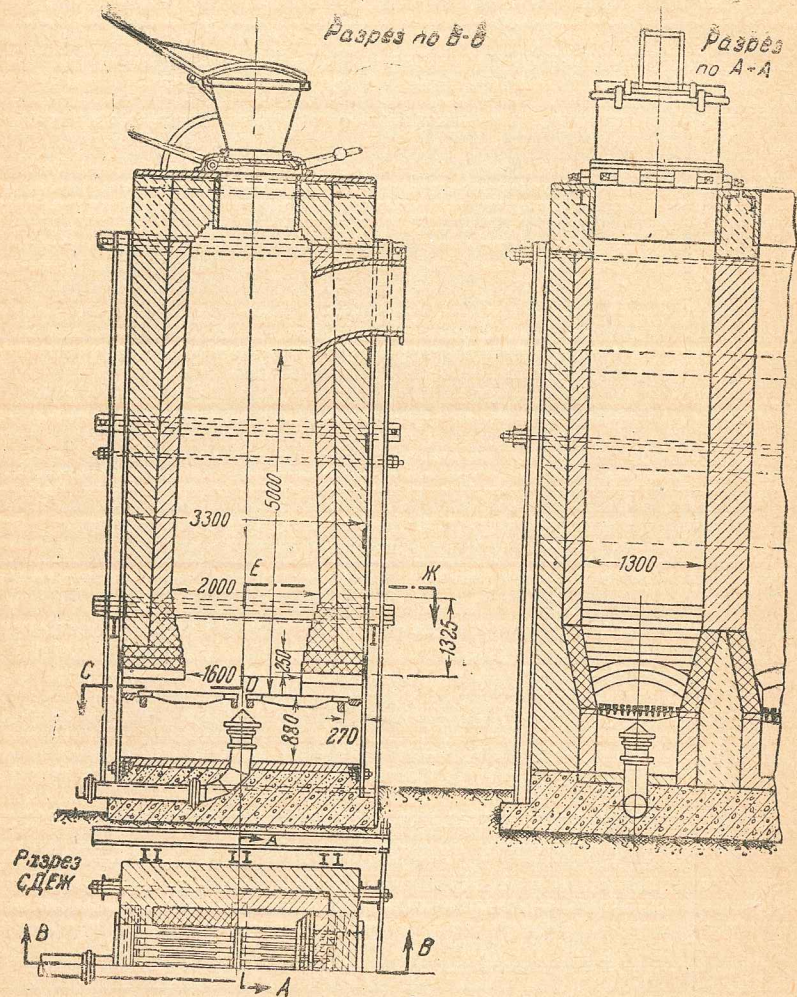
В условиях настоящего времени естественно возникла необходимость максимальной экономии металла, огнеупоров и рабочей силы по изготовлению и монтажу агрегатов. Это сокращение, однако, должно идти не за счет ухудшения будущей эксплуатации газогенераторной установки, и поэтому к вопросу упрощения устройства газогенераторов и газостанций в целом следует подходить осторожно, тщательно взвешивая все обстоятельства, всю местную техническую и хозяйственную ситуацию.

Ниже приводятся основные соображения по выбору конструкций газогенераторов, исходя из условий возможного максимального упрощения.

При газификации древесины, имеющей, как известно, малую зольность, могут применяться упомянутые ранее генераторы типа Сименса (фиг. 15) сечением шахты $1,3 \times 2,0$ м; конструкция принята по чертежам Чусовского металлургического завода с изменениями, внесенными ВНИИТ в нижнюю часть¹.

Для газификации бурых или каменных углей и торфа этот генератор не пригоден. Расчетная характеристика газогенератора фиг. 15 приведена в табл. 4.

¹ Восточный научно-исследовательский институт топливоиспользования НКЧМ (Свердловск).



Фиг. 15. Газогенератор primitивный типа Сименса.

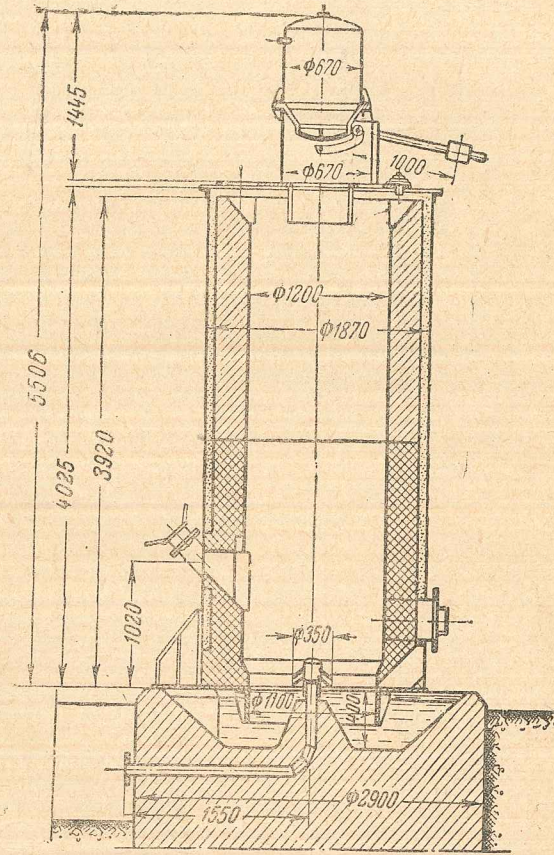
Расчетные характеристики для немеханизированного газогенератора Сименса

(сечение шахты 1,3×2,0 м, максимальная высота слоя 5,0 м)

Сорт и марка топлива	Топливо		Качество сухого газа	Максимальная производительность		Расход воздуха, м ³ /час	
	Влажность W ^p %	Зольность A ^c %		в сухом газе, м ³ /час	по теплу сухого газа м.н. ккал/час	по теплу рабочего газа м.н. ккал/час	в сухом газе, м ³ /час
Щепя древесная	1	40	1 550	28	9,8	1 400	2,94
То же, воздушно-сухая	1	25	1 600	28	12,8	1 750	3,80
Чурка древесная	1	40	1 450	19	6,6	1 030	1,93
То же, воздушно-сухая	1	25	1 500	22	10,0	1 470	2,80
Дрова	1	40	1 350	20	4,4	675	1,14
То же, воздушно-сухие	1	25	1 450	25	7,3	1 070	1,92
Торф кусковой	8	33	1 500	17,5	4,3	640	1,20
То же, воздушно-сухой	8	20	1 550	23,0	7,0	920	1,84

Древесина газифицируется в виде щепы, чурки или дров. Наиболее совершенным методом использования древесины является газификация щепы и наименее совершенным — дров. Газификация чурки более эффективна, чем газификация дров.

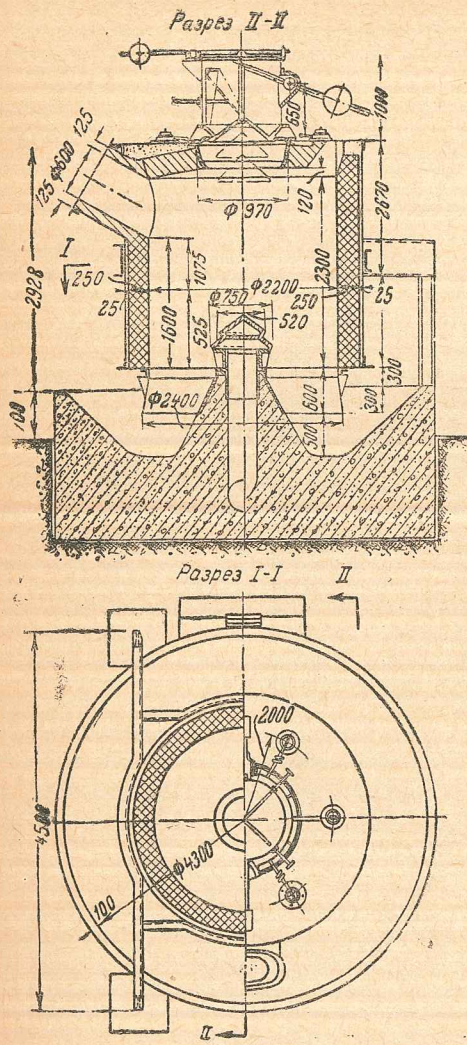
Для древесины более совершенной является конструкция генератора диаметром 1,2 м типа Моргана, разработанная Подземгазом (фиг. 16).



Фиг. 16. Газогенератор немеханизированный диаметром 1,2 м конструкции Подземгаз.

Генератор представляет собой сварную из железных листов цилиндрическую шахту, футерованную кирпичом. Генератор предназначен для щепы или чурки размером 75×75×150 мм. Допустимая влажность топлива W^p = 35%.

Для древесины может быть использован также генератор диаметром 2,2 м типа Моргана конструкции, разработанной Уралсибэнергочермет



Фиг. 17. Газогенератор немеханизированный диаметром 2,2 м конструкции Уралсибэнергочермет.

ции Главгазопрома, Гипромега или другие диаметром 3 м, а для потребителей малой мощности конструкции ВНИИТ (фиг. 18) с диаметром шахты 1,0 м или Оргэнерго с диаметром шахты 1,6 м.

Полумеханизированный газогенератор Гипромега диаметром шахты

(фиг. 17). Отличительной чертой является наличие колосниковой решетки с центральным дутьем и возможностью вращения ее вручную, что должно облегчить удаление шлака из центра генератора. При влажных древесине и торфе высота должна быть увеличена на 2 м против размера, показанного на чертеже. Газификация углей в этом генераторе может осуществляться в сравнительно тонком слое, и поэтому высота генератора получается небольшой.

Генераторы, указанные на фиг. 16 и 17, пригодны для щепы и чурки, а также в условиях установок малой и средней мощности для кускового торфа и малозольных каменных углей. Генераторы по фиг. 15 могут быть использованы и для мелкоколотых дров.

В немеханизированных газогенераторах типа Моргана могут газифицироваться малозольные угли, неспекающиеся или слабоспекающиеся. Сюда относятся донецкие газовые и длиннопламенные угли, ленинский (кольчугинский) уголь марки Д или СС, прокопьевский уголь марки СС, минусинский (черногорский) уголь марки Д и буланашский уголь. Топливо должно тщательно подготавливаться к газификации: крупные куски дробиться, мелочь отсеиваться. Немеханизированные газогенераторы могут быть применены только в небольших установках. Данные по производительности приведены в табл. 5.

Для многозольных топлив необходимо устанавливать нормальные полумеханизированные газогенераторы, для крупных потребителей — конструкции

Таблица 5

Расчетные характеристики для немеханизированного газогенератора типа Моргана (диаметром 2,2 м) конструкции Уралсибэнергочермета

Сорт и марка топлива	Топливо		Качество сухого газа Q_H ккал/нм ³	Напряжение сечения шахты в натуральном топливе, кг/м ² час	Максимальная производительность					
	A_c %	W^p %			в натуральном топливе т/сутки	в основном топливе т/сутки	в сухом газе нм ³ /час	по теплу сухого газа млн. ккал/час	по теплу рабочего газа млн. ккал/час	Расход воздуха нм ³ /час
Коксовая мелочь	20	10	1250	130	12	9,5	1700	2,10	2,52	1150
Кольчугинский уголь Д	7,5	9	1450	165	15	18,5	2050	3,00	3,52	1800
Минусинский (черногорский) уголь Д	12	12	1400	165	15	12,5	1850	2,60	3,20	1250
Буланашский уголь ¹	11	12	1400	165	15	12,5	1950	2,75	3,31	1250
Челябинский БК	20	19	1450	110	10,0	6,0	900	1,30	1,47	580
Торф кусковой	8	33	1450 ²	220	20	8,5	1250	1,80	2,40	750
То же, воздушно-сухой	8	25	1550	270	25	13,5	1750	2,70	3,50	1050
Щена древесная	1	40	1650	400	37	13,0	1850	2,86	3,88	1080
То же, воздушно-сухая	1	25	1600	400	37	17,0	2310	3,70	4,90	1380
Чурка древесная	1	40	1400 ³	300	27	9,4	1460	2,04	2,62	900
То же, воздушно-сухая	1	25	1500	300	30	14,0	2000	3,00	3,75	1250

¹ Предположенные данные по опыту работы на генераторе диаметром 1,0 м.

² Для генератора с высотой, увеличенной на 2 м.

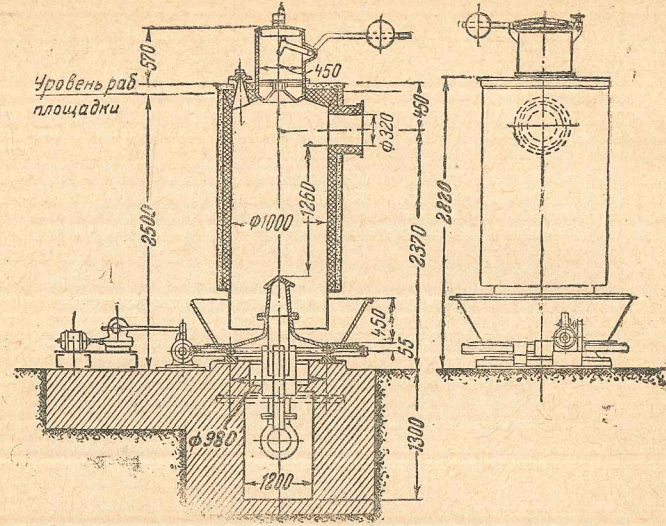
³ Показатели снижены из-за ограничения высоты слоя.

Таблица 6
 Расчетные характеристики для полумеханизированного газогенератора (диаметром 3,0 м) конструкции Гипромеза

Сорт и марка топлива	Топливо		Теплотворная способность сухого газа Q _н ккал/м ³	Производительность					Расход воздуха, м ³ /час	
	A _г %	W _p %		в нагретом топливе т/сутки	в основном топливе т/сутки	в сухом газе м ³ /час	по теплу сухого газа млн ккал/час	по теплу рабочего газа млн ккал/час		
Коксовая мелочь	20	10	1 250	140	24	19,5	3 400	4,25	5,08	2 300
Кольчугинский уголь марки Д	7,5	9	1 450	175	30	27,0	4 150	6,00	7,23	2 600
Миунсинский (черногорский) марки Д	12	12	1 400	175	30	24,5	3 750	5,25	6,41	2 500
Буланашский ¹	11	12	1 400	175	30	25,0	3 960	5,50	6,62	2 500
Челябинский БК	20	19	1 450	350	60	36,0	5 500	8,00	9,11	3 500
То же БР	30	20	1 400	350	60	31,0	4 250	6,00	6,90	2 750
Богословский БР	20	30	1 300	175	30	44,0	2 400	3,10	3,37	1 650
Торф кусковой	8	33	1 450 ²	450	75	32,0	4 700	6,80	8,70	2 800
То же, воздушно-сухой	8	20	1 550	600	100	55,0	7 100	11,00	14,20	4 150
Щепа древесная влажная	1	40	1 550	400	70	24,4	3 500	5,45	7,33	2 040
То же, воздушно-сухая	1	25	1 600	400	70	32,0	4 350	7,00	9,40	2 650
Чурка древесная	1	40	1 400 ²	300	50	17,5	2 700	3,80	4,86	1 660
То же, воздушно-сухая	1	25	1 450 ²	350	60	27,5	4 000	5,80	7,00	2 500

¹ Предполагаемые по спуту работы на генераторе диаметром 1,0 м.

² Снижены по ограничению высоты слоя.



Фиг. 18. Газогенератор полумеханизированный диаметром 1,0 м конструкции ВНИИТ.

3 м с решеткой Коллера и пароводяной рубашкой предназначен для установки на предприятиях, ориентирующихся в основном на многозольные топлива. В условиях больших установок он может быть использован и для газификации малозольных топлив.

Таблица 7

Характеристика мало мощных механизированных газогенераторов, разработанных Юго-восточной конторой Энергочермет (б. Оргэнерго)

Топливо-антрацит АМ с содержанием мелочи (< 10 мм) до 12%

Диаметр шахты м	Площадь шахты генератора м ²	Весовое напряжение кг/м ² час	Нормальное напряжение шахты кг/м ² час	Производительность по топливу		Производительность по газу	
				от — до т/сутки	нормальная т/сутки	от — до м ³ /час	нормальная м ³ /час
1,2	1,13	130 — 200	180	3,50 — 5,40	4,88	600 — 926	830
1,6	2,00	120 — 185	170	5,76 — 8,88	8,17	984 — 1 520	1 400
2,6	5,30	120 — 175	160	15,20 — 20,90	20,30	2 610 — 3 585	3 480

Генераторы диаметром 1,6 и 2,6 м проверены в эксплуатации. Могут быть применены помимо антрацита и для многозольных углей (челябинского, подмосковного) с соответствующим пересчетом производительности.

Расчетные характеристики для мало мощного полумеханизированного генератора конструкции ВНИИТ (диаметром 1,0 м, максимальная высота слоя 1,2 м)

Сорт и марка топлива	Топливо		Качество сухого газа	Напряжение сечения в кату	Производительность					Расход воздуха, м ³ /час
	Ас%	W ^d %			в натуральном топливе т/сутки	в условном топливе т/сутки	в сухом газе, м ³ /час	по теплу сухого газа	по теплу рабочего газа	
Коксовая мелочь	20	10	1 250	260	5,0	4,0	710	0,89	1,15	480
Кольчугинский уголь Д	7,5	9	1 450	300	5,5	4,9	760	1,10	1,33	480
Минусинский (Черногорский) Д	11	12	1 400	300	5,5	4,5	690	0,97	1,17	460
Буланашский	12	12	1 400	300	5,5	4,6	710	1,00	1,21	480
Челябинский БК	20	19	1 450	400	7,5	4,5	690	1,00	1,14	440
То же БР	30	20	1 400	400	7,5	3,8	530	0,74	0,86	340
Торф кусковой (предварительно измельченный)	8	33	1 400 ¹	300	5,5	2,4	340	0,48	0,66	210
То же, воздушно-сухой	8	20	1 450 ¹	350	6,5	3,5	460	0,67	0,86	270
Щепя древесная	1	40	1 500 ¹	400	7,5	2,6	380	0,57	0,77	220
То же, воздушно-сухая	1	25	1 600	400	7,5	3,4	470	0,75	1,00	280
Чурка древесная (мелкая)	1	40	1 400 ¹	300	5,5	1,9	300	0,42	0,52	190
То же, воздушно-сухая	1	25	1 500	350	6,5	3,0	430	0,65	0,82*	270

¹ Снижены по ограничению высоты слоя.

Вполне удовлетворительные технические показатели можно получить при работе на всех бурых и каменных углях (пригодных для газификации), на древесной щепе и чурке ограниченной влажности. Этот генератор не может быть рекомендован для газификации высоковлажных кускового торфа и древесной чурки.

Расчеты показатели генератора даны в табл. 6.

Полумеханизированный генератор Оргэнерго (Ювэнергочермет) с диаметром шахты 1,6 м снабжен решеткой Дейтца и пароводяной рубашкой; проверен в эксплуатации при работе на донецком антраците, но может применяться для газификации многозольных углей. Данные по генератору приведены в табл. 7.

Полумеханизированный газогенератор ВНИИТ с диаметром шахты 1,0 м не имеет пароводяной рубашки. Рекомендуется в качестве индивидуального для установки в непосредственной близости от печей. Показатели приведены в табл. 8.

Требования, предъявляемые к топливу, приведены в табл. 9. Расчетные характеристики указанных выше газогенераторов для различных топлив приведены в табл. 4, 5, 6, 7, 8. Эти таблицы разработаны ВНИИТ на основании проведенных испытаний.

Таблица 9

Требования к топливу для газогенераторных установок

Вид топлива и сорт	Марка	По крупности			По составу		
		Пределы раз- ные раз- меры кус- ков, мм	Проход через сито 6×6 мм	Проход через сито 10×10 мм	Проход через сито 25×25 мм	Содер- жание зо- лы на су- хую массу	Влажность рабочего топлива
Коксовая мелочь . . .	—	6—15	10	—	—	20	15
Кольчугинский . . .	Д	10—75	—	10	—	12	10
Минусинский (Черногорский) . . .	Д	10—75	—	10	—	15	15
Буланашский	—	10—75	—	10	—	15	15
Челябинский	БК*	25—75	—	—	10	20	20
Челябинский	БР	25—75	—	—	10	30	20
Богословский	БР	25—75	—	—	10	20	30
Торф кусковой	—	25—360	—	—	20	12	35
То же, воздушно-су- хой	—	25—360	—	—	20	12	25
Древесина	—	< 120**	—	—	—	—	40
То же, воздушно-су- хая	—	< 170***	—	—	—	—	25

* Шахты Центрального района (Серго-Уфалейск).

** Максимальный размер для дров и чурок.

*** Максимальные размеры для щепы 100×100×25 мм.

IV. ВОЗМОЖНОСТЬ ОТКАЗА ОТ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Во многих промышленных печах твердое топливо может сжигаться без предварительной газификации непосредственно в топках. Это дает возможность перевести мазутные печи непосредственно на твердое топливо, тем более что сооружение газостанций требует значительных капитальных затрат и много времени, а устройство топок для твердого топлива у печей может быть произведено очень быстро и без больших затрат.

Есть печи, которые по своему устройству не могут работать на твердом топливе, например, мартеновские, стекловаренные и пр., могущие работать лишь на газе, мазуте и пылевидном топливе. В этих случаях часто необходимо бывает перейти на газообразное топливо. К газификации также приходится прибегать при необходимости применять низкосортное или влажное топливо, так как при непосредственном сжигании таких топлив в печах невозможно достичь необходимых высоких температур. Кроме того газовое отопление освобождает от необходимости держать большой штат истопников-кочегаров в цехах, что особенно важно при разбросанности печей в цехах, облегчает регулирование печей, улучшает гигиену рабочих помещений и общую техническую культуру. Однако нужно считаться с тем, что при газификации имеют место вредные потери тепла (в среднем ~ 30%), и поэтому при большом концентрированном потреблении тепла (например, в прокатных нагревательных печах) выгодно твердое топливо сжигать непосредственно в печах, отказавшись от предварительной газификации.

По вопросу перевода печей на газовое отопление уместно привести решение совещания по экономии топлива в газопечном хозяйстве, организованного НИТО металлургов Востока в г. Свердловске в ноябре 1938 г.: «При большом количестве мелких камерных печей на машиностроительных заводах, во вспомогательных и прочих цехах металлургических заводов, при отсутствии необходимых условий для перевода печей на непосредственное отопление твердым топливом (отсутствие площадей для топок и приемков к ним, при печах для точной обработки и в других случаях) наиболее целесообразным является перевод печей на газ с постройкой центральной газогенераторной станции или установкой газогенераторов для питания группы печей».

Газификация может быть центральной, групповой и индивидуальной (местной). Центральная газификация осуществляется в целях питания газом печей различных цехов, групповая—только для газоснабжения определенной группы печей и, наконец, индивидуальная газификация осуществляется путем установки газогенератора непосредственно у печного агрегата. На практике имеет место большое разнообразие условий и предъявляемых к печам требований, и дать заранее жесткое решение в отношении выгодности того или другого способа отопления печей весьма затруднительно. В каждом частном случае перед решением вопроса о выборе способа отопления печей требуется тщательно изучить техническую ситуацию (весь комплекс условий).

Приведем несколько типовых примеров, взятых из практики, поясняющих сказанное выше.

Пример 1. На заводе, имеющем мартеновский, прокатные, кузнечный и термический цехи, было решено заменить мазут твердым топливом—долецким антрацитом АМ во всех цехах за исключением мартеновского, так

как печи последнего, построенные специально для мазута, не могут быть переведены на газ без капитальной перестройки.

Расход мазута в печах, подлежащих переоборудованию, составлял 15 т/час, в том числе в прокатном цехе—9 т/час.

Принимая эквивалент замены мазута очищенным и осушенным газом с теплотворной способностью $Q_n = 1\ 200$ ккал/нм³ равным $\mathcal{E} = 10$ нм³ газа/кг мазута, имеем необходимый расход газа $15\ 000 \cdot 10 = 150\ 000$ нм³/час. Так как при газификации антрацита АМ удельный выход газа составляет ~ 4 нм³/кг, то часовой расход антрацита будет равен

$$\frac{150\ 000}{4 \cdot 1\ 000} = 37,5 \text{ т/час.}$$

Производительность одного генератора с механизированным золоудалением составляет 1,3—1,6 т/час или в среднем 1,45 т/час. Если все печи переоборудовать для работы на генераторном газе, то на центральной газостанции потребуется установить двадцать шесть генераторов, если же прибавить четыре резервных, то общее число необходимых генераторов будет равно тридцати.

Ориентировочные капиталовложения на строительство газостанции (без газопроводов и переделки печей) составят около 16 млн. руб.; как видим, затраты материальных ресурсов будут весьма значительны.

В этом случае будет целесообразнее перевести на генераторный газ только печи кузнечных и термических цехов, так как они маломощны по своей производительности и разбросаны на значительной территории, что делает перевод на непосредственное отопление этих печей антрацитом нерентабельным. Что касается печей прокатных цехов; то они являются агрегатами с большими расходами топлива, что дает возможность сравнительно легко осуществить подачу топлива и отвоз золы.

В силу этого решено прокатные печи оборудовать механическими полугазовыми топками для непосредственного сжигания антрацита.

В этом случае достаточно установить на газостанции не тридцать газогенераторов, а только двенадцать.

Пример 2. На машиностроительном заводе установлено около трехсот печей различного назначения (термообработка всех видов, нагрев передковкой и т. д.). Эти печи находятся в разных цехах завода и разбросаны на очень большой территории. Учитывая большую разбросанность печей, их маломощность, крайнюю трудность организации подачи топлива и отвоза золы от цехов, большой расход рабочей силы на обслуживание печей, неизбежность загрязнения цехов углем, золой и шлаками, целесообразным является перевод печей с мазута на очищенный холодный генераторный газ, вырабатываемый на центральной газостанции.

Пример 3. На небольшом заводе установлено шесть печей у кузнечных молотов, четыре печи для термообработки и одна бронзолитейная печь. При таком небольшом масштабе печного хозяйства целесообразно оборудовать печи топками для непосредственного сжигания каменного угля и вполне возможно отказаться от газогенераторной установки.

Из приведенных примеров видно, что в случае малого числа печей с большим расходом топлива в единицу времени центральная газификация нецелесообразна. В этом случае целесообразно твердое топливо сжигать непосредственно в топках печей.

Наоборот, в случае большого количества мелких печей, разбросанных в различных цехах завода, целесообразна центральная газификация всех

печей, в особенности в условиях современных заводов, работающих с точной организацией производства, как автотракторные заводы и т. д.

Иногда может оказаться выгодным прибегать к групповой газификации — газифицировать термические печи одного цеха, а печи другого назначения (например, кузнечные) отапливать непосредственно твердым топливом.

Достижение необходимых температур в рабочей камере печи

При решении вопроса о непосредственном отоплении печей твердым топливом требуется прежде всего проанализировать возможность достижения необходимых температур в рабочей камере печи. Особенно тщательный анализ должен быть сделан при сырых и низкокачественных топливах.

Фактическая температура в рабочей камере печи определяется по формуле

$$t = \mu T^{\circ}, \quad (2)$$

где T — калориметрическая температура горения топлива $^{\circ}\text{C}$;
 μ — пирометрический коэффициент, зависящий от потерь тепла, а также от так называемой прямой отдачи (в долях от единицы),

$$\mu = \eta_m \eta_{к.р.} (1 - \sigma), \quad (3)$$

где η_m — к. п. д. топки (в долях от единицы);
 $\eta_{к.р.}$ — к. п. д. рабочей камеры (в долях от единицы);
 σ — коэффициент прямой отдачи (в долях от единицы), показывающий, какая часть тепла от общего его количества передается нагреваемым изделиям непосредственным лучеиспусканием.

Пирометрический коэффициент имеет для печей следующие значения:

Кузнечная шелевая печь типа Роквелла	$\mu = 0,66-0,70$	} Топливо — газ или мазут.
Камерная печь с хорошо закрывающейся заслонкой рабочего окна и хорошо изолированной кладкой	$\mu = 0,75-0,80$	
Методическая печь	$\mu = 0,70-0,75$	
Лучшие конструкции камерных печей с редко открывающимися рабочими окнами	$\mu = 0,80-0,85$	

Калориметрическая температура сгорания топлива рассчитывается по формуле

$$T = \frac{Q_n^p + q_{физ}}{VC}, \quad (4)$$

где Q_n^p — низшая теплотворная способность топлива по рабочей массе в ккал/кг или ккал/нм³;
 $q_{физ}$ — физическая теплота топлива и воздуха в ккал/кг или ккал/нм³;
 V — количество продуктов сгорания (дымовых газов), получаемых от сгорания топлива в нм³/кг или нм³/нм³;
 C — средняя теплоемкость дымовых газов в ккал/нм³ град.

На фиг. 19 представлены графики калориметрической температуры сгорания для дров разной влажности и при различных коэффициентах избытка воздуха.

Возьмем для примера кузнечную печь, в которой требуется развить температуру $t = 1250^{\circ}\text{C}$.

Необходимая калориметрическая температура сгорания при $\mu = 0,75$ равна

$$T = \frac{1250}{0,75} = 1670^{\circ}\text{C}.$$

Из рассмотрения графиков видно, что такая температура может быть получена только при сжигании очень сухих дров (влажность не более $W^p = 20\%$) с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,2$. Обычная влажность дров составляет $W^p = 40-50\%$, и следовательно, для обеспечения необходимой температуры требуется сушка дров до 20%-ной влажности, что вызывает большие затруднения.

Выходом из положения является организация подогрева воздуха, идущего на горение. На фиг. 20 приведены аналогичные графики для случая подогрева воздуха до температуры 400°C , из которых видно, что требуемая калориметрическая температура $T = 1670^{\circ}\text{C}$ обеспечивается в этом случае при влажности дров даже $W^p = 40\%$, т. е. подсушки дров не требуется. Таким образом при непосредственном использовании твердого топлива в печах для достижения необходимой температуры в рабочем пространстве печи приходится или применять высококалорийное топливо с малой влажностью или прибегать к подогреву воздуха, поступающего в топку.

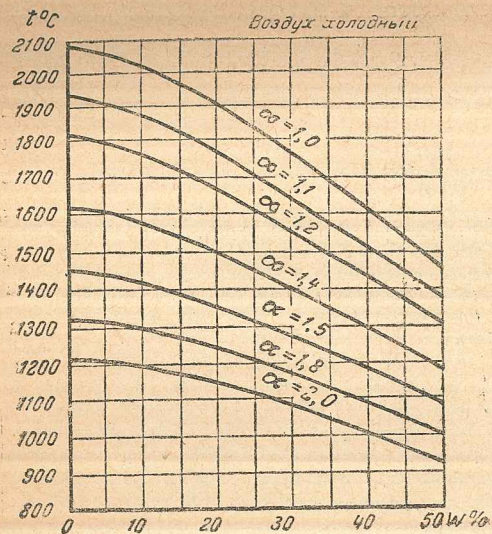
Сравнительная тепловая экономичность отопления печей

Газификация топлива связана с потерей тепла, зависящей от схемы получения генераторного газа, рода применяемого топлива и других причин. В случае выработки холодного очищенного газа без использования физического тепла последнего потери тепла составляют в среднем 30% (к. п. д. газификации 0,70). С другой стороны, процесс сгорания генераторного газа значительно более совершенен, чем процесс сгорания твердого кускового топлива на колосниковой решетке. В случае газа крсьме того экономичность может быть легко повышена путем подогрева газа и воздуха, идущего для горения.

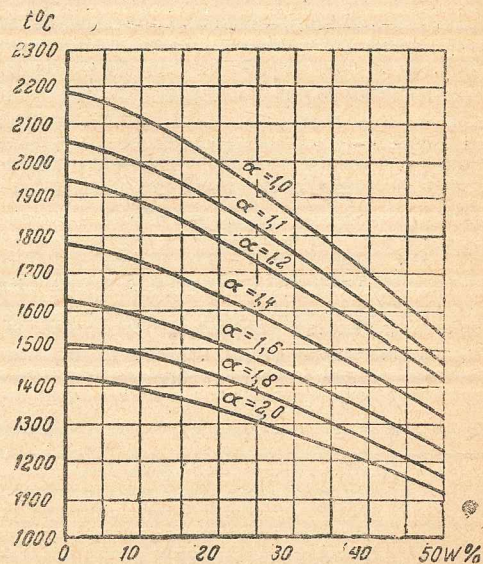
При решении вопроса о применении газа для отопления печей основным критерием тепловой экономичности является сравнение расхода твердого топлива при первом и втором вариантах, т. е. в топках и в газогенераторах. При этом, разумеется, расходы топлива определяются для одних и тех же условий — одинаковой производительности печи и одной и той же температуры нагрева материала. Если обозначить тепло, оставаемое газами в рабочем пространстве печи через Q ккал/час, то

$$Q = Q_1 - \Delta Q_1 + Q_5 + Q_6 \text{ ккал/час} \quad (5)$$

где Q_1 — тепло на нагрев изделий;
 ΔQ_1 — тепло сгоревшего в печи металла (угар металла в печах составляет 0,1—4% в зависимости от условий);
 Q_5 — потери тепла в окружающую среду;
 Q_6 — потери на нагрев кладки (для непрерывно действующих печей $Q_6 = 0$).



Фиг. 19. Калориметрическая температура сгорания дров различной влажности, без подогрева воздуха.



Фиг. 20. То же с подогревом воздуха до 400° С. Подогрев вторичного воздуха до 400° С. Количество первичного воздуха 0,6 α. Потеря тепла толкой не учтена.

Расход твердого топлива при сжигании его в топках печи (первый вариант) равен

$$B' = \frac{Q}{Q_n^{p'} \eta'} \text{ кг/час,} \quad (6)$$

где $Q_n^{p'}$ — низшая теплотворная способность топлива по рабочей массе в ккал/кг;

η' — коэффициент использования топлива, равный

$$\eta' = 1 + \frac{q'_{\text{физ}}}{Q_n^{p'}} - \frac{q'_2 + q'_3 + q'_4}{Q_n^{p'}}, \quad (7)$$

где $q'_{\text{физ}}$ — физическая теплота топлива и воздуха в ккал/кг;

q'_2 — потеря тепла с уходящими из печи газами в ккал/кг;

q'_3 — потеря тепла от химического недожога в ккал/кг;

q'_4 — потеря тепла от механической неполноты сгорания в ккал/кг.

Если печь отапливается генераторным газом, получаемым от газогенераторной станции (второй вариант), то расход газа будет

$$V = \frac{Q}{Q_n^{p''} \eta''} \text{ нм}^3/\text{час,} \quad (8)$$

где $Q_n^{p''}$ — теплотворная способность газа по низшему пределу в ккал/нм³;

η'' — коэффициент использования топлива при газовом отоплении, равный

$$\eta'' = 1 + \frac{q''_{\text{физ}}}{Q_n^{p''}} - \frac{q''_2 + q''_3 + q''_4}{Q_n^{p''}}. \quad (9)$$

Технический эквивалент замены твердого топлива газом будет равен

$$\vartheta = \frac{V}{B'} = \frac{Q_n^{p'} \eta'}{Q_n^{p''} \eta''} \text{ нм}^3 \text{ газа/кг топлива.} \quad (10)$$

Расход твердого топлива для выработки необходимого количества газа составит

$$B'' = \frac{V Q_n^{p''}}{Q_n^{p'} \eta_{\text{ГГС}}} \text{ кг/час,} \quad (11)$$

где $\eta_{\text{ГГС}}$ — к. п. д. газификации.

Если положить, что расход какого-либо топлива в газогенераторах не должен быть выше расхода того же топлива при непосредственном сжигании его в топках печей (при всех прочих равных условиях—одинаковой производительности печей и одной и той же температуры нагрева материала), т. е. $B' = B''$, то можно вывести следующую связь:

$$\eta' = \eta'' \eta_{ГГС}$$

или в развернутом виде

$$\frac{Q_n^{E'} + q'_{\text{физ}} - (q'_2 + q'_3 + q'_4)}{Q_n^{P'}} = \eta_{ГГС} \frac{Q_n^{E''} + q''_{\text{физ}} - (q''_2 + q''_3 + q''_4)}{Q_n^{P''}} \quad (12)$$

Пользуясь выведенной формулой, можно установить условия, обеспечивающие равную тепловую экономичность обоих вариантов.

Возьмем для примера донецкий антрацит с теплотворной способностью $Q_n^{E'} = 6888$ ккал/кг. При непосредственном сжигании его в кузнечной нагревательной печи с температурой нагрева стали $t = 1200^\circ\text{C}$ температура уходящих газов будет равна $t'_{y,z} \approx 1250^\circ\text{C}$. При коэффициенте избытка воздуха этих газов $\alpha'_{y,z} = 1,6$ теплосодержание уходящих газов по It -диаграмме сгорания будет равно $q'_2 = 5450$ ккал/кг.

Химическую неполноту сгорания примем равной 1,5%.

$$q'_3 = \frac{1,5}{100} \cdot 6888 = 103 \text{ ккал/кг.}$$

Механическая неполнота сгорания составит $\sim 5\%$ или

$$q'_4 = \frac{5}{100} \cdot 6888 = 345 \text{ ккал/кг.}$$

Если ту же печь отапливать очищенным холодным генераторным газом из того же антрацита, то теплотворную способность газа можно принять $Q_n^{P''} = 1130$ ккал/нм³.

При температуре уходящих газов $t'_{y,z} = 1250^\circ\text{C}$ и коэффициенте избытка воздуха $\alpha'_{y,z} = 1,20$ теплосодержание уходящих газов (по It -диаграмме горения) будет равно $q''_2 = 970$ ккал/нм³.

Полагая потерю тепла от химического недожога равной 1%, т. е.

$$q''_3 = 0,01 \cdot 1130 = 11,30 \text{ ккал/нм}^3,$$

потерю $q''_4 = 0$ и подставляя полученные цифровые значения в ранее выведенную формулу, определим условие, при котором расход топлива при обоих вариантах будет одинаков:

$$\frac{6888 + 0 - (5450 + 103 + 345)}{6888} = 0,70 \frac{1130 + q''_{\text{физ}} - (970 + 11,3 + 0)}{1130},$$

откуда $q''_{\text{физ}} = 42,4$ ккал/нм³. Это показывает, что на каждый сжигаемый кубометр генераторного газа необходимо вводить в печь 42,4 ккал

Достигнуть этого можно путем подогрева вводимого в печь воздуха до 150°C . Такая температура подогрева является минимальной, желательно вести подогрев воздуха до $t = 300-350^\circ\text{C}$.

Таким образом при применении холодного генераторного газа из антрацита (с малым содержанием летучих) обеспечение необходимой температуры в кузнечных печах возможно лишь при нагреве подводимого воздуха в рекуператорах. При сжигании же антрацита непосредственно в печах необходимая температура обеспечивается и без подогрева воздуха.

V. РАСЧЕТ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Производительность газогенераторной станции (установки) характеризуется

максимальным часовым расходом газа V^{max} нм³/час;

среднечасовым расходом газа V^{cp} нм³/час;

Тепловой мощностью (среднечасовой):

$$Q = 10^{-6} V^{cp} Q_n \text{ млн. ккал/час,} \quad (13)$$

где Q_n — теплотворная способность газа по низшему пределу в ккал/нм³.

Расход топлива, имеющего рабочую теплотворную способность Q_n^p ккал/кг, рассчитывается по формуле:

Максимально часовой

$$B^{\text{max}} = \frac{V^{\text{max}}}{v} \text{ кг/час} \quad (14)$$

или

$$B^{\text{max}} = \frac{V^{\text{max}} Q_n}{\eta Q_n^p} \text{ кг/час,} \quad (15)$$

где η — к. п. д. газогенераторной установки;

v — выход генераторного газа в нм³/кг.

Среднечасовой расход топлива

$$B^{cp} = \frac{V^{cp}}{v} = \frac{V^{cp} Q_n}{\eta Q_n^p} \text{ кг/час.} \quad (16)$$

Количество газогенераторов, необходимых для установки

$$Z = \frac{B^{\text{max}}}{fb} + k \text{ (штук)} \quad (17)$$

или

$$Z = \frac{B^{cp}}{\varphi fb} + k \text{ (штук),} \quad (18)$$

где f — площадь сечения одного газогенератора м²;

b — весовое напряжение газификации в кг/м² час;

k — количество резервных единиц (до 7 шт.—1, до 15—2, до 25—3);

$\varphi = \varphi' \varphi''$ — коэффициент нагрузки, умноженный на коэффициент использования.

Таблица 10

Ходовые размеры газогенераторов

Диаметр шахты генератора в свету м	1,0	1,2	1,6	2,0	2,6	3,0	3,6
Площадь шахты м ²	0,78	1,13	2,01	3,14	5,32	7,07	10,02

Расчет параметров газификации

Состав рабочего топлива (в весовых процентах):

углерод	C ^p %
водород	H ^p %
сера	S ^p %
азот	N ^p %
кислород	O ^p %
влага	W ^p %
зола	A ^p %
Итого . . 100%	

Состав сухого газа в объемных процентах:

углекислый газ	CO ₂ %
окись углерода	CO%
водород	H ₂ %
метан	CH ₄ %
тяжелые углеводороды	C _m H _n %
кислород	O ₂ %
сероводород	H ₂ S%
азот	N ₂ %
Итого . . 100%	

Баланс углерода:

а) переходит в шлак (количество углерода в очаговых остатках)

$$C_{ш} = \frac{A^p y}{100 - y} 100\%, \quad (19)$$

где y — содержание углерода в процентах от веса шлака;

б) переходит в смолу C_{см}%;

в) количество углерода в уносе C_{ун}%.

Выход сухого генераторного газа

$$V_{c2} = \frac{C^p - (C_{ш} + C_{см} + C_{ун})}{0,536(CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4)} \text{ нм}^3 \text{ газа/кг топлива}, \quad (20)$$

где CO₂, CO, CH₄, C₂H₄ — составляющие генераторного газа в объемных процентах.

Значения C^p, C_ш, C_{см} и C_{ун} также подставляются в процентах.

Количество влаги в газе

$$G_{в.н} = \frac{90[H^p - H_{см} - H_{ун} + \frac{W^p}{9} + \frac{100 W_n}{9} - 0,0899 V_{c2}(H_2 + H_2S + 2 CH_4 + 2 C_2H_4)]}{V_{c.2}} \text{ г/нм}^3. \quad (21)$$

где H_{см} и H_{ун} — количество водорода, перешедшего в смолу и унос в процентах;

H₂, H₂S, CH₄ и C₂H₄ — составляющие генераторного газа в объемных процентах;

W_n — расход пара на процесс в кг пара/кг топлива.

Не весь пар, вводимый в газогенератор, разлагается (расходуется на образование водяного газа); часть пара проходит через слой неразложенным.

Величина разложенного пара r в процентах определяется из уравнения

$$r = \frac{a}{x_0} 100\%, \quad (22)$$

$$a = \frac{2CO_2 + CO + 2O_2 - 2 \cdot 0,264N_2}{N_2} 100\%, \quad (23)$$

где x₀ определяется из уравнения (путем подбора):

$$\frac{101(CO_2 - 3,6)}{N_2} = (x_0 - a) - (x_0 - 26,7) \left(\frac{x_0 - a}{x_0} \right)^{1,319}. \quad (24)$$

Расход пара в кг на 1 кг прогазифицированного топлива

$$W_n = \left[C^p - (C_{ш} + C_{см} + C_{ун}) \right] \frac{0,015 x_0 N_2}{CO_2 + CO} \text{ кг пара/кг топлива}. \quad (25)$$

Эмпирическая формула Хаслама для определения влажности газа

$$0,305L = \frac{CO_2 \cdot H_2}{CO \cdot H_2O}, \quad (26)$$

где L — толщина слоя топлива в м.

Объем водяных паров в генераторном газе (по выходе из генератора)

$$V_{в.н} = \frac{0,001 \cdot V_{к.2} G_{в.н}}{0,804} \text{ нм}^3 / \text{кг топлива}. \quad (27)$$

Выход влажного газа

$$V_2 = V_{c.2} + V_{в.н} \text{ нм}^3 / \text{кг топлива}. \quad (28)$$

Расход воздуха на газификацию

$$V_2 = \frac{V_{c.2} N_2 - \frac{N^p}{1,251}}{79} \text{ нм}^3 / \text{кг топлива}. \quad (29)$$

Коэффициент полезного действия газификации (химический)

$$\eta = \frac{V_{c.2} Q_H}{Q_H^p} \quad (30)$$

Термический к. п. д. газификации

$$\eta_{тм} = \frac{V_{c.2} Q_H + Q'_2 + Q_{см} + Q'_n}{Q_m + Q_v + Q_n} \quad (31)$$

где Q'_2 — теплосодержание газа на 1 кг топлива в ккал/кг;

$Q_{см}$ — теплосодержание и теплотворная способность смолы на 1 кг топлива;

Q_m — теплотворная (высшая) способность топлива в ккал/кг;

Q_n — теплосодержание пара, вводимого в генератор извне, в ккал/кг;

Q'_n — тепло, затраченное на получение пара в рубашке генератора;

Q_v — теплосодержание воздуха.

Пример расчета газогенераторной установки, оборудованной генераторами с двумя зонами горения

Требуется рассчитать газогенераторную установку для питания термического цеха завода очищенным генераторным газом из челябинского бурого угля. Необходимо предусмотреть также возможность применения других бурых углей до подмосковного включительно.

Потребность в газе: средняя — 850 $\text{нм}^3/\text{час}$; максимальная — 1 000 $\text{нм}^3/\text{час}$.

Газ требуется подать к печам для термической обработки стали, оборудованным инжекционными горелками высокого давления. Давление газа перед горелками 600 мм вод. ст., потери в газопроводах не должны превышать 200 мм вод. ст.

Выбор технологической схемы газификации

Учитывая маломощность газогенераторной установки и необходимость подачи очищенного бессмольного газа к горелкам под давлением, принимаем технологическую схему согласно фиг. 11. К установке принимаем газогенераторы с двумя зонами горения конструкции, показанной на фиг. 8.

Данные для расчета

Как показали опыты Ростовского на Дону института железнодорожного транспорта, при двухзонных генераторах можно гарантировать для эксплуатационных условий получение газа с теплотворной способностью 1 125 ккал/ нм^3 (по низшему пределу), что вполне обеспечивает получение необходимых температур для термообработки стали. Указанной теплотворной способностью по тем же опытам обладает газ состава (по объему):

углекислый газ CO_2	8,5%
тяжелые углеводороды C_mH_n	0,2%
кислород O_2	0,2%
окись углерода CO	21,0%
водород H_2	12,7%
метан CH_4	1,6%
азот N_2	55,8%

Для немеханизированных двухзонных газогенераторов малой мощности рекомендуются следующие режимные показатели:

напряжение сечения шахты 190 — 200 $\text{кг}/\text{м}^2$ час
температура паровоздушной смеси $t = 50 - 55^\circ\text{C}$
расход верхнего воздуха (по отношению к общему расходу дутья) 25 ÷ 30%

высота слоя топлива над колосниковой головкой:

в нижней зоне	1,2 м
общая	2,7 м
крупность зерен угля	13 — 25 мм

Расчет показателей газификации бурого челябинского угля

Химический состав рабочего топлива:

углерод C^p	46,5 %
водород H^p	3,22%
сера S^p	0,68%
азот N^p	1,18%
кислород O^p	10,80%
влага W^p	27,09%
зола A^p	10,48%

Низшая теплотворная способность топлива

$$Q_H^p = 4088 \text{ ккал/кг.}$$

Температура газа по выходе из газогенератора $t'_{газ} = 450^\circ\text{C}$.

Температура газа перед горелками $t''_{газ} = 30^\circ\text{C}$.

Расход водяного пара на газификацию согласно опытам

$$W_n = 0,21 \text{ кг пара/кг топлива.}$$

Баланс углерода (по опытным данным):

переходит в шлак $C_{ш} = 5,0\%$;

переходит в унос $C_{ун} = 0,7\%$;

переходит в смолу $C_{см} = 0,6\%$.

Напряжение шахты газогенератора принимаем

$$b = \frac{B}{f} = 200 \text{ кг}/\text{м}^2 \text{ час.}$$

Расчет процесса газификации

Потери углерода в шлаке

$$C_{ш} = \frac{5}{100} C^p = \frac{5,0 \cdot 465}{100} = 0,0216 \text{ кг/кг топлива}$$

Потери углерода в уносе

$$C_{ун} = \frac{0,7 \cdot 0,465}{100} = 0,0032 \text{ кг/кг топлива.}$$

Потери углерода в смолу

$$C_{см} = \frac{0,6 \cdot 0,465}{100} = 0,0028 \text{ кг/кг топлива.}$$



Выход сухого газа

$$V_{c.z} = \frac{C^p - (C_{ш} + C_{с.ш} + C_{у.ш})}{0,536(CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4)} =$$
$$= \frac{[0,465 - (0,0216 + 0,0032 + 0,0028)]100}{0,536(8,5 + 21,0 + 1,6 + 2,02)} = 2,6 \text{ нм}^3 \text{ газа/кг топлива.}$$

Количество влаги в газе

$$G_{в.п} = \frac{90[H^p - H_{с.ш} - H_{у.ш} + \frac{W^p}{9} + \frac{100W_n}{9} - 0,0899V_{c.z}(H_2 + H_2S + 2CH_4 + 2C_2H_4)]}{V_{c.z}}$$
$$= \frac{90[3,22 - 0,0057 - 0,0004 + \frac{27,09 + 100 \cdot 0,21}{9} - 0,0899 \cdot 2,6 \times (12,7 + 0,0 + 2 \cdot 0,2 + 2 \cdot 1,6)]}{2,60} = 165 \text{ г/нм}^3.$$

Объем водяных паров

$$V_{в.п} = 0,001 \cdot 2,6 \frac{165}{0,804} = 0,53 \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Выход влажного газа

$$V_z = V_{c.z} + V_{в.п} = 2,60 + 0,53 = 3,13 \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Расход воздуха для газификации

$$V_a = \frac{V_{c.z} N_2 - \frac{N^p}{1,251}}{79} = \frac{2,6 \cdot 55,8 - \frac{1,18}{1,251}}{79} = 1,84 \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

Коэффициент полезного действия газификации

$$\eta = \frac{2,6 \cdot 1125 \cdot 100}{4088} = 71,5\%.$$

РАСЧЕТ ДИАМЕТРА ШАХТЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРА

Согласно заданию потребное количество газа составляет 850—1000 нм³/час или в среднем 920 нм³/час.

Примем к установке три генератора — два для постоянной работы, третий в качестве резерва.

В этом случае производительность каждого генератора должна быть равна $\frac{920}{2} = 460 \text{ нм}^3/\text{час.}$

Часовой расход угля для каждого генератора будет равен

$$B = \frac{460}{2,6} = 177 \text{ кг/час.}$$

При принятом напряжении сечения шахты $\frac{B}{f} = 200 \text{ кг/м}^2 \text{ час.}$

Сечение шахты газогенератора $f = \frac{177}{200} = 0,885 \text{ м}^2.$

Диаметр шахты

$$D = \sqrt{\frac{0,885 \cdot 4}{3,14}} = 1,06 \text{ м.}$$

Принимаем $D = 1,1 \text{ м.}$

По заданию газогенератор должен работать не только на челябинском буром угле, но и на других углях типа подмосковных.

Опыта газификации таких углей в двухзонных генераторах нет, и поэтому будем пользоваться следующим расчетом.

Напряжение шахты генератора при подмосковных углях при однозонной газификации (согласно нормам, утвержденным Первым всесоюзным совещанием по эксплуатации газогенераторных станций) составляет в среднем 215 кг/м² час, а для челябинского 250 кг/м² час. В этом отношении будем считать и напряжение при двухзонной газификации таким образом:

$$\frac{B}{f} = (180 \div 240) \frac{215}{250} = (155 \div 210) \text{ кг/м}^2 \text{ час.}$$

Принимая для подмосковного угля $\eta = 67\%$, $Q_n^p = 3000 \text{ ккал/кг.}$ имеем расход подмосковного угля.

$$B = \frac{V_z Q_n}{Q_n^p \eta} = \frac{460 \cdot 1125}{3000 \cdot 0,67} = 257 \text{ кг/час.}$$

Необходимое сечение газогенератора

$$f = \frac{257}{210} = 1,23 \text{ м}^2.$$

Диаметр шахты

$$D = \sqrt{\frac{1,23 \cdot 4}{3,14}} = 1,25 \text{ м.}$$

Так как прочие бурые угли находятся в вышеуказанных пределах, необходимый диаметр шахты газогенератора принимаем окончательно $D = 1,20 \text{ м.}$

Потребность в воздухе и характеристика воздуходувки

Расход воздуха в час:

$$V_a = 1,84 \cdot 177 = 326 \text{ нм}^3/\text{час на один генератор.}$$

Необходимое давление воздуха складывается:

- 1) из сопротивления воздухопровода $h_1 = 100 \text{ мм вод. ст.}$;
 - 2) из сопротивления слоя топлива $h_2 = 200 \text{ мм вод. ст.}$;
 - 3) из давления газа по выходе из генератора $h_3 = 100 \text{ мм вод. ст.}$
- Итого $h = h_1 + h_2 + h_3 = 100 + 200 + 100 = 400 \text{ мм вод. ст.}$
Учитывая возможность работы на более спекающихся углях, принимаем $h = 650 \text{ мм вод. ст.}$

Принимаем к установке две воздуходувки (одна из них резервная).
Тогда выбираем воздуходувку со следующей характеристикой:

$$V = 650 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$h = 650 \text{ мм вод. ст.}$$

$$\text{Мощность мотора } N = \frac{650 \cdot 650}{3 \cdot 600 \cdot 75 \cdot 1,36 \cdot 0,4} = 2,8 \text{ квт.}$$

В дальнейшем рассчитываем: характеристику газодувки и мощность мотора к ней (количество принимаем также 2 шт.), размеры стояка-охлаждителя, скруббера и расход воды в них, сечения газопроводов и воздухопроводов и т. п.

Тепловой баланс двухзонного газогенератора

при газификации челябинского угля (на 1 кг угля)

№ по пор.	Название статей	ккал	%
Приход			
1	Высшая теплотворная способность топлива . . .	4 424	96,6
2	Полное теплосодержание паровоздушной смеси	155	3,4
Итого		4 579	100

№ по пор.	Название статей	ккал	%
Расход			
1	Высшая теплотворная способность газа	3 200	69,9
2	Полное теплосодержание влажного газа	677	14,8
3	Теплотворная способность смолы	33	0,7
4	Теплотворная способность уноса (потери с уносом)	24	0,5
5	Теплотворная способность шлака (потери со шлаком)	342	7,5
6	Теплосодержание пара, полученного в кожухе газогенератора	230	5,0
7	Потери тепла в окружающую среду и прочие неучтенные (по разности)	73	1,6
Итого		4 579	100

Коэффициент полезного действия газогенератора по низшим теплотворным способностям газа и топлива (за 100% принята калорийность топлива) 71,5.

Как видно из таблицы, двухзонный газогенератор имеет относительно высокий к. п. д. газификации — по газу 71,5%.

В эксплуатации не всегда можно будет работать со столь высокими показателями, но обеспечить к. п. д. 70% вполне возможно.

ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗИФИКАЦИИ СОВЕТСКИХ ТОПЛИВ (ПРИ ПРЯМОМ ПРОЦЕССЕ)

Нормы по газификации топлив приведены в табл. 11. Эти нормы утверждены на 1940 г. Первым всесоюзным совещанием по эксплуатации газогенераторных станций, состоявшемся в г. Харькове, в 1939 г.

Приведенные в таблице показатели относятся к полумеханизированному генераторам с прямым (восходящим) движением газов. Дополнительно к таблице ниже мы сделаем замечания по газификации некоторых топлив.

Ленинский (Кольчугинский) уголь. Лучшим является уголь марки Д Журиного пласта. Работа газогенераторов на этом угле характеризуется во всех случаях устойчивым процессом, отсутствием спекания, незначительным шлакованием и почти во всех случаях невысоким содержанием горючих в шлаках (6—12%). Как показывают материалы испытаний и данные эксплуатации, высокое качество газа может быть получено даже в немеханизированных генераторах при устойчивом ходе генераторов. Из углей Прокопьевского месторождения употребляется уголь марки СС.

Одним из основных условий достижения хорошей работы генераторов является организация тщательного отсева мелочи. Предварительного дробления указанных углей не требуется, так как ручная разбивка небольшого количества крупных кусков является вполне достаточной.

Минусинский (черногорский) уголь марки Д. Как газогенераторное топливо этот уголь освоен недавно, с 1939 г. На этом угле, как показывают эксплуатационные данные, возможно получить устойчивый процесс, но требуется более тщательный уход за генераторами, так как уголь проявляет некоторую склонность к шлакованию. Спекания не наблюдается. Потери горючих в шлаке ~ 10—15%.

Черногорский уголь может быть использован в качестве заменителя ленинского угля, но требует тщательной предварительной подготовки: дробления до кусков небольших размеров (≤ 50 мм) и последующего отсева мелочи. Производительность генераторов несколько ниже, чем на ленинском угле; при эксплуатации необходимо более тщательное обслуживание генераторов.

Булашацкий уголь (Средний Урал). Данных по эксплуатации газогенераторной станции на этом топливе нет, так как месторождение угля недавно введено в эксплуатацию. Испытания показали, что уголь по характеру поведения в генераторе является аналогом ленинского угля марки Д: процесс протекает устойчиво, получающийся шлак ноздреватый, легкий и хорошо выжженный (содержание горючих в шлаке 10—15%), уголь слабо спекается.

В табл. 12 приведены данные по газификации перечисленных выше, а также некоторых других топлив.

Производственные нормы, рекомендуемые режимные параметры и контрольно-типовые показатели газификации советских топлив в генераторах с газым (восходящим) движением газов

Группа топлива	Особенность группы	Наименование топлива	Балласт топлива		Производственные нормы газификации						Рекомендуемые режимные показатели			
			ЩР	Ар	Напряжения поребричного сечен. шихты	Плотность су-собойства топлива	Содержание горючих в су-ком шлаке	Коэффициент полезного действия	Фиксация	Температура паровоздуш-ной смеси	Удельный рас-ход воздуха	Высота слоя		
			%	%	кг/м ² ·час	ккал/м ³	%	%	%	°С	мм/кг	мм		
I	Топливо не спекается и не дает смолы	Донецкий антрацит АК	5	5	180—200	1 240—1 260	15	77	50—55	2,92	1 200			
		Донецкий антрацит АМ	5	11	180—200	1 240—1 240	15	76	50—55	2,80	1 000			
		Донецкий антрацит АС	6	12	180—200	1 220—1 240	15	75	55—58	2,64	900			
		Донецкий антрацит АЗ	6	18	120—150	1 170—1 180	20	70	58—60	2,41	900			
		Коксовая мелочь	16	16	160—200	1 240—1 240	15	74	55—58	2,22	1 000			
II	Топливо не спекается или слабо дает смолу	Донецк. газов. грохочен. уголь	6	10	240—280	1 390—1 420	12	72	45—55	2,20	1 000			
		Лисичанский грохочен. уголь	12	11	190—220	1 430—1 460	10	72	55—62	1,80	1 500			
		Прокопьевск. грохочен. уголь	6	8	200—220	1 280—1 300	11	72	46—50	—	1 000			
		Черемховский грохочен. уголь	10	13	200—220	1 450—1 460	10	—	55—60	—	1 000			
		Челябинский грохочен. уголь	19	17	240—260	1 440—1 470	12	70	45—55	1,40	2 500			
III	Топливо не спекается и дает смолу	Подмосков. грохочен. уголь	33	17	200—230	1 400—1 420	15	66	50—55	0,80	2 500			
		Райчихинский грохочен. уголь	36	6	230—250	1 400—1 420	12	71	45—50	1,10	2 500			
		Шоптыкульск. грохочен. уголь	19	19	230—250	1 400—1 450	12	71	55—60	1,20	2 000			
		Ленгеровский грохочен. уголь	22	13	230—250	1 400—1 450	12	72	55—60	1,10	6 400			
		Торф машинноформованный	33	5	340—350	1 540—1 560	4	70	50—52	0,86	6 500			
IV	Топливо не спекается и дает смолу и жирные кислоты	Гидроторф	33	8	320—340	1 470—1 490	4	68	50—52	0,77	6 500			
		Древесина (щеп)	30	1	420—520	1 540—1 560	4	67	45—48	0,70	5 000			

Продолжение таблицы 11

Группа топлива	Особенность группы	Наименование топлива	Контрольно-типовые показатели										Удельные вы-ходы				Баланс углеро-да топлива			
			СО ₂	Н ₂	С	Н ₂	Н ₂	О ₂	СО	Н ₂	(Н ₂	Н ₂	газа	Уноса	СМОЛЫ	в газе	в шлаке	в уносе	в смоле и пр	
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	мм ² /кг	%	%	%	%	%	%	%	
I	Топливо не спекается и не дает смолы	Донецкий антрацит АК	5,0	0,1	0,00	0,2	28,5	13,0	0,5	52,6	4,4	3,8	0,0	95	1,5	3,5	0	3,5	0	0
		Донецкий антрацит АМ	5,3	0,7	0,00	0,2	27,5	13,5	0,5	52,6	4,2	3,8	0,0	93,6	3	3,5	0	3,5	0	0
		Донецкий антрацит АС	6,0	0,2	0,0	0,2	2	14,0	0,5	52,0	4,0	4,0	0,0	93	3	4	0	4	0	0
		Донецкий антрацит АЗ	6,5	0,1	0,00	0,2	26,0	14,0	0,3	52,9	3,6	5,0	0,0	89,3	6,3	4,4	0	4,4	0	0
		Коксовая мелочь	5,0	0,2	0,00	0,2	28,5	13,0	0,7	52,4	3,2	5,0	0,0	91	3,5	5,5	0	5,5	0	0
II	Топливо не спекается и дает смолу	Донецк. газов. грохочен. уголь	5,0	0,3	0,30	0,2	26,5	13,5	2,3	51,9	3,3	4,5	3,4	89	2	5	4	5	4	4
		Лисичанский грохочен. уголь	7,0	1,0	0,30	0,2	25,0	15,0	2,5	49,0	2,8	5,0	3,6	89	1	5	5	5	—	—
		Прокопьевск. грохочен. уголь	4,0	0,0	0,20	0,2	2	1,4	1,3	52,7	4,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		Черемховский грохочен. уголь	7,0	0,1	0,40	0,2	25,5	15,5	2,6	51,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		Челябинский грохочен. уголь	5,0	0,20	0,20	0,2	30,0	13,0	2,0	50,4	2,1	3,0	3,0	87	5	3	5	3	5	5
III	Топливо не спекается и дает смолу	Подмосков. грохочен. уголь	5,5	1,20	0,30	0,2	25,0	14,0	2	50,6	1,4	6,0	4,0	74	74	6	11	6	11	11
		Райчихинский грохочен. уголь	5,0	0,10	0,20	0,2	31,5	14,0	1,3	48,8	1,7	7,0	0,7	85	2	13	1	13	1	1
		Шоптыкульск. грохочен. уголь	6,0	0,10	0,10	0,2	28,0	15,5	2,0	48,0	2,0	5,0	2,0	84	4	6	3	4	6	3
		Ленгеровский грохочен. уголь	7,5	0,30	0,20	0,2	27,0	16,0	1,5	47,3	2,1	5,0	2,0	86	0,5	5	3	5	3	3
		Торф машинноформованный	6,0	0,06	0,40	0,2	28,0	15,0	3,0	45,3	1,88	2,0	5,7	86	1	1	12,5	1	1	12,5
IV	Топливо не спекается и дает смолу и жирные кислоты	Гидроторф	6,5	0,06	0,40	0,2	27,5	15,0	2,5	46,3	1,34	2,0	5,0	86	1	1	12	1	1	12
		Древесина (щеп)	6,5	0,00	0,40	0,2	29,0	14,0	3,0	46,9	1,30	1,0	9,0	78	0,3	0,5	21,2	0,3	0,5	21,2

Результаты газификации некоторых топлив в газе

Величина	Размерность	Виды						
		Коксовая мелочь $A_c = 9\%$	Кольчугинский уголь марки Д	Черногорский уголь марки Д	Буланский уголь	Челябинский уголь		
						кондиционной зольности	повышенной зольности	
Характеристика топлива	W^D	%	10	9	12	11	19	20
	A_c	%	20	7,5	12	12	20	30
	Крупность	мм	6—15	10—75	10—75	10—75	25—75	25—75
	Q_H^D	ккал/кг	5 630	6 240	5 710	5 850	4 200	3 600
Напряжение сечения шахты (в рабочем топливе)	кг/м ² час		120—180	150—200	150—200	150—200	350—400	350—400
Выход сухого газа с 1 кг рабочего топлива	нм ³ /кг		3,4	3,3	3,0	3,1	2,2	1,7
Состав сухого газа	CO ₂	%	5,0	4,0	5,0	5,0	5,0	6,0
	O ₂	%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	C _m H _n	%	—	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	CO ₂ ^c	%	28,0	27,0	23,0	23,0	23,0	27,0
	H ₂	%	13,0	13,0	13,0	13,0	14,0	13,0
	CH ₄	%	0,8	2,7	2,7	2,7	2,3	2,3
N ₂	%	53,0	51,8	52,8	52,8	50,2	50,2	
Калорийность сухого газа Q_H	ккал/нм ³		1 250	1 450	1 400	1 400	1 450	1 400
То же, рабочего газа Q_H^D	ккал/нм ³		1 350	1 600	1 500	1 500	1 400	1 300
Содержание влаги (на сухой газ)	г/нм ³		80	80	100	100	150	200
Содержание смолы (на сухой газ)	г/нм ³		1	15	12	12	15	15
Содержание пыли (на сухой газ)	г/нм ³		5	6	5	5	3	3
Температура газа на выходе	°C		600	500	550	550	200	250
Содержание горючих в шлаке	%		15	10	15	15	15	20
Высота слоя топлива	мм		800	1 000	1 000	1 000	1 200	1 500
Температура паровоздушного дутья	°C		55	50	55	55	55	55
Расход воздуха	нм ³ /кг		2,3	2,1	2,0	2,0	1,4	1,1
Расход пара на процесс	г/кг		350	250	300	300	200	200

генераторах с восходящим движением газов

топлива	Виды								
	Богословский уголь	Торф кусковой		Древесная щепа		Древесная чурка		Дрова	
		кондиционной влажности	воздушной сушки	влажная	воздушной сушки	влажная	воздушно-сухая	влажные	воздушно-сухие
	30	33	20	40	25	40	25	40	25
	20	8	8	1	1	1	1	1	1
	25—75	Проход через сито 25×25 мм не > 18%		75×75×15		l = 250 D = 120		l = 1 000 D = 120	
	3 310	2 950	3 700	2 440	3 200	2 400	3 200	2 440	3 200
	150—200	450—500	600—650	350—450	350—450	300—400	300—400	150—200	200—250
	1,9	1,7	1,7	1,2	1,5	1,3	1,6	1,3	1,6
	7,5	8,0	7,0	7,0	5,0	3,5	6,0	9,0	8,5
	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	24,0	27,0	28,0	28,0	28,0	27,0	29,0	25,0	27,0
	14,0	14,0	15,0	14,0	16,0	12,0	12,0	11,0	12,0
	2,1	3,0	3,0	3,2	3,2	3,0	3,0	2,8	3,0
	52,0	47,4	46,4	47,2	47,2	49,9	49,4	51,1	48,9
	1 300	1 500	1 550	1 550	1 600	1 450	1 500	1 350	1 450
	1 100	1 400	1 600	1 350	1 550	1 250	1 450	1 100	1 300
	200	300	200	450	300	400	250	375	225
	4	40	40	60	60	40	40	30	30
	4	10	10	—	—	—	—	—	—
	200	200	250	100	150	150	200	100	150
	20	5	5	—	—	—	—	—	—
	1 000	4 000	3 000	3 000	2 500	4 000	3 000	5 000	4 000
	50	55	55	35	45	—	—	—	—
	1,3	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
	150	130	150	60	70	—	—	—	—

Температуры газа и воды в стояках и скрубберах

(При получении газа от генераторов с восходящим движением газов)

Топливо	Тип охладителя	Процент испарения воды, ступень аппарата	Среда	Температура до и после аппарата		Расход воды, л/м ³			
				летом	зимой	на ступень	летом	зимой	всего
Антрацит	Стояк двойной	Испарение 8%	Газ Вода	600—200	600—200	1,9—1,8	—	—	9,5—7,8
	Скруббер одноступенчатый			25—48	20—48				
Челябинский бурый уголь	Стояк	Испарение 5%	Газ Вода	200—35	200—35	1,3—1,2	—	—	7,8—6,4
	Скруббер одноступенчатый			25—48	20—48				
	Стояк и трехступенчатый скруббер	Горячая ступень	Газ Вода	250—85	250—85	4,8—5,2	—	—	12,1—10,3
				20—18	20—48				
Стояк и трехступенчатый скруббер	Холодная ступень	Газ Вода	80—35	80—35	6,0—3,9	—	—	—	—
			25—48	20—48					
Стояк и трехступенчатый скруббер	Воздушн. ступень	Воздух Вода	15—52	20—52	—	—	—	—	—
			67—57	67—57					

Подмосковный бурый уголь	Стояк	Испарение 5%	Газ Вода	125—85	125—85	0,4—0,3	—	—	—
	Скруббер одноступенчатый			25—48	20—48				
Торф кусковой	Стояк и трехступенчатый скруббер	Горячая ступень	Газ Вода	80—35	80—35	7,4—6,0	—	—	—
				Скруббер трехступенчатый	25—48				
	Стояк	Испарение 3%	Газ Вода	100—90	100—90	0,1—0,1	—	—	—
				Скруббер одноступенчатый	25—48				
Торф кусковой	Стояк и трехступенчатый скруббер	Горячая ступень	Газ Вода	85—35	85—35	9,0—7,3	—	—	—
				Скруббер трехступенчатый	25—48				
Торф кусковой	Стояк и трехступенчатый скруббер	Холодная ступень	Газ Вода	85—65	85—64	6,5—6,4	—	—	—
				Скруббер трехступенчатый	60—70				
Торф кусковой	Стояк и трехступенчатый скруббер	Воздушн. ступень	Воздух Вода	15—55	20—53	7,0—5,1	—	—	—
				Скруббер трехступенчатый	70—62				

ЛИТЕРАТУРА

1. Д. Б. Гинзбург. Газификация топлива и газогенераторные установки, ч. I, изд. 2-е. Гизлегпром, 1938 г.
2. То же, ч. II. Гизлегпром, 1937 г.
3. Комитет газификации ВНИТОЭ. Материалы Всесоюзного совещания по эксплуатации газогенераторных станций. Ленинград, 1940 г.
4. НКЧМ. Инструктивные материалы по переводу предприятий черной металлургии на твердые и местные виды топлива. Металлургиздат, 1943 г.

Контрольные задания

1. Укажите преимущества и недостатки установок для получения горячего генераторного газа, в каких случаях можно рекомендовать горячий газ и в каких случаях он безусловно не пригоден.
2. В чем заключается основная идея обращенного генератора, в чем его преимущества и недостатки. Составьте схему газогенераторной установки с обращенными генераторами. Изобразите схему газогенератора с двумя зонами горения с расположением характерных зон.
3. Перечислите, для каких топлив обязательно применение газогенераторов с механизированным шлакоудалением и для каких возможно работать на немеханизированных.
4. Укажите, в каких случаях следует газифицировать топливо и отапливать промышленные печи генераторным газом и в каких выгодно и правильно непосредственно сжигать топливо в топках печей.
5. Составьте план расчета газогенераторной установки.

СОДЕРЖАНИЕ

I. Предисловие	3
II. Упрощение технологических схем газогенераторных станций	3
III. Конструкция газогенераторов с прямым (восходящим) движением газов	15
IV. Возможность отказа от газогенераторных установок	30
V. Расчет газогенераторных установок	37
Приложение 1. Показатели газификации советских топлив	45
Приложение 2. Температуры газа и воды в стояках и скрубберах	50
Список литературы	52
Контрольные задания	53

Редактор Н. Ф. Вебер

Технический редактор И. М. Скворцов

Сдано в пр-во 31/V 1945 г. Подписано к печати 15.VIII 1945 г. Объем: 3 $\frac{1}{4}$ п. л. уч.-авт. л. 4,9
Тираж 1500 экз. Формат бумаги 84/108/32 Бесплатно
A21362 тип. знак. в 1 печ. л. 60192 Заказ № 128

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

- 19 OKT 1945