

ГАЗИФИКАЦИЯ  
ТВЕРДОГО  
ТОПЛИВА

ГАЗИФИКАЦИЯ  
ТВЕРДОГО  
ТОПЛИВА

ГОБОТОНЦЕВ  
1957

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



МОСКОВСКОЕ ПРАВЛЕНИЕ

# ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

ТРУДЫ  
ТРЕТЬЕЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ  
КОНФЕРЕНЦИИ



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО  
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Москва 1957

## АННОТАЦИЯ

В сборнике материалов третьей конференции по газификации твердого топлива описаны новейшие методы газификации твердого топлива, в частности под высоким давлением и в кипящем слое. Показаны основные факторы и пути повышения интенсивности газификации на паро-воздушном дутье. Описаны автоматическое регулирование и опыт работы автоматизированных газогенераторных станций. Рассмотрены пути улучшения конструкции газогенераторов и методы очистки сточных вод газогенераторных станций от фенолов. Приведены методы проверки состава газа.

Сборник предназначен для широкого круга инженерно-технических работников газовой промышленности, занимающихся эксплуатацией, проектированием и строительством газогенераторных станций и научно-исследовательской работой в области газификации твердого топлива.

Редакционная коллегия: д-р. техн. наук *Д. В. Гинзбург*, д-р. техн. наук проф. *Б. В. Канторович*, д-р. техн. наук проф. *Н. А. Фурфрянский*, и инженеры *С. Е. Барж* и *Г. Н. Полуляринов*.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В Москве с 16 по 20 мая 1955 г. была проведена третья научно-техническая конференция по газификации твердого топлива, созванная по инициативе Московского областного правления Научно-технического общества энергетической промышленности, поддержанной Министерством нефтяной промышленности, строительных материалов, черной металлургии, товаров широкого потребления, радиотехнической и др.

Целью конференции было подвести итоги газификации твердого топлива за пять лет, истекших со времени второй конференции, обсудить результаты научно-исследовательских, конструкторских и проектных работ, выполненных за то же время, рассмотреть перспективы развития техники газификации и пути улучшения производства искусственных горючих газов в нашей стране.

На пленарных заседаниях конференции было заслушано 29 докладов.

На заседаниях секций было сделано 40 докладов: а) по теоретическим вопросам, б) по обмену опытом, в) по газам повышенной теплотворности и водяному; г) по газам для двигателей внутреннего сгорания.

На основе заслушанных докладов и выступлений конференцией были приняты решения, в которых даны рекомендации по усовершенствованию техники газификации твердого топлива в нашей стране.

За время, истекшее с момента проведения конференции, в СССР произошли значительные события, сказавшиеся на всех отраслях народного хозяйства.

XX съезд КПСС принял решение о развитии в текущем пятилетии газификации страны до грандиозных масштабов.

В качестве основного способа газификации предусмотрено широкое использование природного газа; производство искусствен-

ных газов из твердых топлив будет увеличено более, чем в два раза, в особенности в тех районах, где намечено значительное удешевление добычи ископаемых топлив путем открытой их выработки.

Привлечение внимания широких масс к вопросам газификации и их творческая инициатива несомненно будут способствовать ускорению выполнения решений конференции.

Труды конференции выпускаются в виде сборника, состоящего из трех частей: в первой помещены доклады по вопросам производства и использования газа в промышленности; содержание второй части составляют доклады и сообщения о научно-исследовательских и теоретических работах; в третьей части объединены работы, посвященные производству и использованию газа для двигателей внутреннего сгорания.

## ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

# ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

*Доктор техн. наук Д. В. ГИНЗБУРГ*  
(Председатель оргкомитета конференции)

## ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО

Коммунистическая партия и советское правительство направляют все силы нашей страны на выполнение задач дальнейшего развития тяжелой промышленности — основы народного хозяйства.

В эти задачи входит также и развитие научно-исследовательских, опытных, конструкторских и проектных работ в области промышленности производства и использования газов.

Настоящее совещание создано с целью подвести итоги всего сделанного в данной области за пять лет, истекших со времени второго совещания, а также рассмотреть состояние техники газификации и наметить перспективы ее развития в ближайшие годы.

В связи с этим необходимо обсудить условия, в которых проводится эксплуатация газовых установок и научно-исследовательские работы, создается современное оборудование для газового производства; рассмотреть, как внедряется передовая техника и используются усовершенствования, имеющиеся в СССР и за границей; выявить причины, препятствующие быстрому развитию техники газификации, и наметить пути улучшения газового хозяйства.

Нельзя не отметить, что промышленность производства газов за прошедшие пять лет добилась некоторых успехов. Построено несколько новых газогенераторных станций для газификации местных и коксосортных топлив. На передовых газогенераторных станциях повышена производительность агрегатов, улучшены показатели производства, повышена степень использования оборудования и вся культура производства. К числу заводов с такими станциями можно отнести Первоуральский динасовый, Первоуральский трубный, автозавод им. Лихачева, Уралмашзавод, Сталиногорский химический комбинат и другие.

Введены в строй Московский коксогозовый и газовый завод в Сланцах. Завершено строительство и начат пуск Щекинского

завода производства газа из подмосковного угля под давлением на паро-кислородном дутье. Пущены и в течение ряда лет эксплуатируются мощные установки для производства водяного газа из антрацита и полукокса каменных углей. Расширяется применение процесса газификации мелкозернистых топлив в подвижном слое. Опыт газификации в кипящем слое использован и в топочной технике. Сделаны первые шаги по пути использования топлива для энерготехнологических нужд и разворачиваются дальнейшие работы в этом направлении. Разработаны и внедрены в промышленность схемы автоматизации режима работы газогенераторных станций. Закачивается строительство новых газовых установок на опытной базе Министерства нефтяной промышленности. Налаживается газогенераторостроение на предприятиях Министерства тяжелого машиностроения. Освоено производство многих химических продуктов из газа и газификация газогенераторной смолы.

Имеются некоторые успехи и в области развития теории газогенераторного процесса горения углерода на воздушном дутье и с удалением шлага в жидком виде, а также теории газобразования на подогретом паро-воздушном дутье и при высокой интенсивности его. На основе результатов работ по интенсификации процесса газификации антрацита разработана и с успехом внедрена в практику конструкция малогабаритного газогенератора для локомотивов.

Но успехи промышленности производства газа отнюдь нельзя считать достаточными.

Весьма мало освещаются в литературе и используются опыт и достижения передовых заводов. Так, например, высокая интенсивность газификации антрацита, достигнутая более пяти лет тому назад на автозаводе им. Лихачева, не внедряется в промышленность проектными и исследовательскими организациями.

Недостаточное внимание к интенсификации работы газогенераторов отчасти объясняется наличием излишнего оборудования на станциях.

Опыт работы станций Сталиногорского химического комбината и Первоуральского динасового завода, высоко поднявших культуру производства газа, не заимствуется другими заводами и не внедряется проектными организациями. Совершенно недопустимо, что проектные организации продолжают придерживаться старых нормативов, не проявляют творческой инициативы в вопросах внедрения новой техники, не решают задач проектирования более совершенных конструкций.

Заводы не используют имеющиеся достижения в области автоматического управления режимом газификации и очистки газа.

В результате этого на подавляющем большинстве газогенераторных станций оборудование используется в малой степени, имеются большие потери топлива; газ вырабатывается с низкой теплотворностью и недостаточно очищенным. Все это помимо удорожания газа и увеличения капитальных затрат влечет за собой и ухудшение работы агрегатов, использующих газ. Следует также

отметить, что до сих пор еще эксплуатируется значительное количество неэффективных газогенераторов, работающих с удалением золы вручную, зачастую даже на естественной тяге, с низким к. п. д.; для их обслуживания требуется много рабочей силы.

Широкому обмену опытом в значительной мере препятствует отсутствие в СССР научно-технического журнала по газовому делу. Не организовано освещение работы передовых газогенераторных станций ни путем постановки докладов и лекций непосредственно на предприятиях и в научно-технических обществах, ни путем издания популярных брошюр. Широкая популяризация опыта передовых предприятий, несомненно, способствовала бы дальнейшему развитию газовой техники.

Оборудование газостанций и их технологические схемы весьма устарели, находятся на низком уровне и в большинстве случаев соответствуют технике 1925—1930 гг. Конструкция газогенераторов и их вспомогательных устройств не обеспечивает надлежащего распределения топлива по сечению шахты и равномерного удаления его остатков. В результате этого снижается производительность агрегатов, ухудшается качество газа, увеличивается потеря топлива с остатками.

Новые, передовые методы газификации развиваются крайне неудовлетворительными темпами. Никто не занимается конструированием технически усовершенствованных газогенераторов и аппаратов для охлаждения газа и очистки его от пыли, смолы и сернистых соединений, а также очистки сточных вод.

Анализ наблюдаемых недостатков позволяет заключить, что они обусловлены отсутствием специализированных, ведущих проектно-конструкторских и научно-исследовательских институтов, несущих ответственность за развитие дела газификации. Нет определенного специализированного ведомства, ответственного за техническую политику в вопросах газификации, за направление и увязку исследовательских работ. Случайные конъюнктурные условия нередко приводят к свертыванию важных работ, снижению темпов и потере квалифицированных кадров.

Проектное дело расплывлено по различным организациям ряда министерств, которые, как указывалось, недостаточно занимаются внедрением новых конструкций, передовых технических усовершенствований и достижений, а ограничивают свою деятельность воспроизводством устарелых схем, типов, конструкций и норм.

В результате этого промышленность получает проекты, основанные устарелыми нормами, с завышенным количеством оборудования, что обуславливает перерасход средств на строительство.

Современный уровень техники газификации твердого топлива позволяет немедленно организовать проектирование и конструирование высокопроизводительных и экономичных газогенераторных установок различного типа, а также разработать процессы по использованию топлива мелкозернистого и с повышенным содержанием влаги.

Необходимо обсудить на конференции весьма важный вопрос о создании опытной базы для испытания оборудования газостанций и освоении новой техники газификации.

Отсутствует организация, которая координировала бы работу различных ведомств и отвечала за развитие дела газификации, внедрение передовой техники, подготовку новых, более совершенных способов производства газа, улучшение конструкций, установление новых, более высоких норм использования топлива. Такая организация должна была бы также разрабатывать единые общеобязательные нормы и правила проектирования установок для производства газа, очистки и транспорта его, а также изготовления, испытания и приемки оборудования, строительства газостанций и газопроводов, применения сборных строительных конструкций, монтажа оборудования, приемки установок, опробования их, пуска, наладки, эксплуатации, техники безопасности.

Следует особо остановиться на вопросе обезвреживания сточных фенольных вод. Организации, ответственной за этот исключительно важный вопрос, не имеется и поэтому нет подготовленных к широкому внедрению технически и экономически целесообразных способов, хотя такие работы и проводятся<sup>1</sup>.

Неудовлетворительно ведется изготовление оборудования и аппаратуры для газостанций. Заводы, изготавливающие газогенераторы, недостаточно изучают и усовершенствуют конструкции и основываются преимущественно на устаревших проектах. Ассортимент вспомогательного оборудования газогенераторных станций крайне ограничен и по конструкции не удовлетворяет требованиям расширяющегося газового производства.

Вопросы, связанные с сырьевой базой и подготовкой топлива для газификации, решаются неправильно. Производство кускового торфа, пригодного для газификации, сократилось. На многие газогенераторные станции торф доставляется из отдаленных районов. Торфозаготовительные предприятия до сих пор не подготовились к механизированной выработке хорошо переработанного мелкокускового торфа. Некоторые местные топлива недостаточно апробированы для газификации. Малосернистые донецкие антрациты, применение которых для газификации в ряде случаев позволяет избежать строительства цехов сероочистки, используются в значительной мере для энергетических целей.

Тепло отходящих газов печей не используется для подсушки торфа и древесного топлива, несмотря на то, что это улучшает показатели газификации, позволяет уменьшить и даже ликвидировать сброс фенольных вод, а также осуществить схему очистки газа без охлаждения его водой.

Организации, поставляющие топливо для газификации, мало помогают в улучшении производства газа и нередко нарушают

<sup>1</sup> От редактора. Дефеноляционная установка для очистки сточных вод успешно работает на недавно пущенном Щекинском газовом заводе.

стандарты и технические условия на топливо, что приводит к убыткам.

Наша страна располагает богатейшими ресурсами твердого топлива, поэтому перспективы газификации его весьма велики.

Задачи, поставленные перед работниками науки и производства, заключаются в том, чтобы быстрее осуществить в производстве научные достижения, рационализаторские и изобретательские предложения, передать опыт передовых предприятий и поставить работы в области новой техники так, чтобы они были целеустремленными и отвечали насущным нуждам социалистической промышленности.

Оргкомитет выражает уверенность, что конференция поможет разработать конкретные мероприятия по быстрой ликвидации отставания, по улучшению использования действующих газогенераторных установок и по обеспечению дальнейшего подъема отечественной техники газификации.

*Доктор техн. наук Д. Б. ГИНЗБУРГ*

(МХТИ им. Менделеева)

## ОСНОВНЫЕ ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕНЕРАТОРНЫХ ГАЗОВ КАК ТОПЛИВА ДЛЯ ПЕЧЕЙ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ<sup>1</sup>

### Введение

В топливном балансе современных заводов черной металлургии генераторный газ имеет небольшой удельный вес. В эксплуатации находятся 50 установок, производящих горячий и холодный газ. Генераторный газ как топливо применяется в печах для плавки стали, нагрева слитков и производства огнеупоров (обжиг глины на шмот и обжиг изделий).

В промышленности строительных материалов генераторный газ используется в печах для обжига строительной керамики и применяется как основное топливо для варки и отжига стекла. Жидкое топливо, применяемое в некоторых случаях для обработки стекла, должно быть заменено газом повышенной теплотворности.

В промышленности строительной керамики генераторный газ находит все большее применение для отопления печей туннельных, шахтных и сушил. Использование газового топлива поднимает производство на более высокий уровень. В радиотехнической промышленности в основном для варки стекла используется паровоздушный генераторный газ. Для обработки стекла широко применяют водяной газ, получаемый на малых установках.

<sup>1</sup> Составлено на основе докладов К. В. Маликова, Д. Б. Гинзбурга, Н. П. Красникова, Я. И. Хмельницкого, П. И. Пиотровского.

В легкой промышленности генераторный газ используется на стекольных заводах для варки и отжига стекла. В дальнейшем предостоят внедрять водяной газ для обработки стекла.

### Сырье для газификации

Для газификации используются все виды твердого топлива, кроме сланца.

Применение древесины с каждым годом сокращается. На устаревших заводах газифицируются дрова, а на более современных — древесная щепка.

В 1954 г. в стекольном производстве Министерства промышленности строительных материалов расход дров (в пересчете на условное топливо) составил около 18% всего расхода топлива на газификацию, тогда как в тридцатых годах он составлял 50%. Значительная влажность древесины обуславливает низкое качество газа. Целесообразно использовать измельченное искусственно подсушенное древесное топливо, а также отходы деревообрабатывающей промышленности и лесного хозяйства.

Все большее применение находит торф. В 1954 г. в стекольной промышленности его расход составил 34% от всего газифицированного топлива.

Часто торф поступает в газогенераторы с мелочью и пылью, образующимися при перевозке. Это приводит к ухудшению показателей газификации и к заносу газопроводов. В еще большей мере условия газификации ухудшаются при высокой влажности, малой степени разложения и малой прочности торфа. Нередко для улучшения качества газа к торфу добавляют каменный уголь или антрацит.

Необходимо обеспечивать газостанции торфом кондиционного качества, для чего подвергать его грохочению и искусственно подсушивать отходящими газами. Следует перейти от трудоемкой добычи кускового торфа к производству мелкокускового. Значительный прогресс техники газификации обеспечит использование фрезерного торфа как для непосредственной газификации во взвешенном слое, так и в случае, если окажется возможным изготовление технически прочных брикетов.

В Эстонской ССР имеется опыт брикетирования фрезерного торфа и применения брикетов на стекольном заводе Ярваканди. Стоимость брикетов из фрезерного торфа ( $W^p$  — 8%;  $A^p$  — 6%;  $Q_n^p$  — 4000 ккал/кг) составляла в 1954 г. 75 руб. за тонну при стоимости фрезерного торфа 15—16 руб., а кускового 50—60 руб. В газогенераторы подавалась смесь из 50% брикетов и 50% кускового торфа.

Из бурых углей для газификации используются главным образом челябинские, богословские и подмосковные. Перед газификацией бурые угли подвергаются подготовке путем дробления и

грохочения. Крупные куски дробятся вручную на решетках бункеров, при этом образуется некоторое количество мелочи, которая снижает эффективность грохочения.

Наиболее высокие показатели получаются при газификации челябинских углей и несколько ниже для богословских. При газификации подмосковных углей наблюдается повышенное плакование газогенераторов. Значительное содержание сернистого колчедана в этих углях обуславливает высокое содержание сероводорода в газе. Газификация углей Карагандинского (Федоровского) и Черновских (Восточная Сибирь) пластов осуществляется удовлетворительно.

Газификация бурогоугольной мелочи во взвешенном состоянии также сулит хорошие результаты. Брикетирование бурогоугольной мелочи со связующим из газогенераторной бурогоугольной смолы может оказаться перспективным, если будут получены термически прочные брикеты.

Из каменных углей в основном используются донецкие марок Д и Г, кузнецкие марок Д, Г, СС, черемховские и анджеро-судженские.

В 1954 г. в стекольной промышленности МПСМ СССР расход каменного угля в пересчете на условное топливо составлял 32% от общего количества газифицированного топлива.

Для газификации широко используется антрацит, по большей части марок АМ и АС. Некоторое применение имеет коксик фракции 5—20 мм, а при его недостатке используется и кокс 15—40 мм. Каменные угли, антрацит и коксик подвергаются предварительному грохочению.

### Конструкции газогенераторов

На нескольких заводах до сих пор еще эксплуатируются газогенераторы устаревшей конструкции, работающие на естественной тяге и даже с кирпичной шахтой. Применяются также газогенераторы с кирпичной шахтой, работающие на дутье, и газогенераторы типа Моргана. Особенно много таких газогенераторов на заводах легкой промышленности, которая недостаточно обновляет свое газогенераторное хозяйство. В других отраслях промышленности непрерывно заменяются устаревшие конструкции более совершенными, механизированными и оборудованными охлаждающей рубашкой. Из старых лучших конструкций применяются газогенераторы типа Керпелли, Гильгера, AVG, Вельмана и Новокраматорского завода. Подавляющее большинство этих газогенераторов работает с низкой интенсивностью. Новые газогенераторы в большей части представляют собой недостаточно усовершенствованные конструкции, в которых не учтены лучшие достижения отечественных заводов и зарубежной техники. Поэтому они часто обладают крупными конструктивными недостатками, как, например, газогенераторы, изготовленные в Венгрии для газификации торфа.

Эти газогенераторы имеют шахту значительной высоты и не имеют шнелшахты. Шуровать такие газогенераторы очень трудно и при этом нарушается нормальный режим, потому что приходится работать с пониженным слоем топлива. Это в свою очередь приводит к увеличению выноса пыли из газогенератора и более быстрому засорению газопроводов.

Ощущается недостаток газогенераторов современных конструкций, как мощных, так и малого размера для получения паро-воздушного и водяного газа.

В результате конструктивных недостатков и неудовлетворительного качества топлива большинство газогенераторов работает с невысокой интенсивностью, которая составляет примерно: для торфа 250—300 кг/м<sup>2</sup> час, бурого угля 200—350, каменного угля 150—350, антрацита 130—200, коксика 100—200.

В то же время на отдельных газогенераторных станциях, где усовершенствовали оборудование и улучшили подготовку топлива, интенсивность значительно превышает указанные верхние пределы (см. табл.)

Показатели газификации на некоторых заводах

Завод	Топливо	Интенсивность газификации, кг/м <sup>2</sup> час
Первоуральский динасовый . . . . .	Челябинские угли Коксик	550
Нижнетагильский . . . . .		Более 350
Одесский сталеплавильный . . . . .	Антрацит Торф	300
Новоуральский трубный		400—500 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Большинство газогенераторных станций, работающих с высокой интенсивностью процесса, находится в ведении Министерства черной металлургии, которое ведет правильный технический надзор за ними и систематически оказывает техническую помощь предприятиям, эксплуатирующим эти станции.

Для сравнения можно также указать, что на Константиновском стекольном заводе интенсивность газификации каменного угля на газогенераторах типа Вельмана устарелой конструкции составляет 150—170 кг/м<sup>2</sup> час, а на газогенераторе Вельмана Кузнецкого завода улучшенной конструкции — 300—400 кг/м<sup>2</sup> час. У многих конструкций газогенераторов недостаточно механизированы трудоемкие процессы, что вызывает ухудшение показателей газификации и создает необходимость содержания большого штата работников и резерва оборудования.

## Технологические схемы газогенераторных станций

В промышленной эксплуатации имеются газогенераторные установки, производящие горячий газ с сухой очисткой от пыли, и установки с мокрой очисткой газа от пыли и смолы. Системы сухой очистки газа в ряде случаев себя не оправдывают из-за необходимости периодических остановок производства для очистки газопроводов и трудности автоматизации и регулирования подачи газа. Сооружение двойных газопроводов и коллекторов также не всегда оправдывается. Газопроводы засоряются в наибольшей мере при газификации каменного угля и в наименьшей — при газификации антрацита и коксика.

На заводах легкой промышленности предусматривается только сухая очистка газа. В промышленности МПСМ СССР имеются газогенераторные станции с сухой и мокрой очисткой газа.

При газификации древесины, торфа, бурого и каменного углей на новых газогенераторных станциях для улавливания смолы устанавливаются электрофильтры. На старых станциях часто используются механические очистители-дезинтеграторы типа Тейзена.

Торфяная и древесная смола во многих случаях имеет сбыт как сырье для переработки, однако цена ее низкая, и многие заводы предпочитают сжигать ее в печах и котельных установках.

Уксусная кислота, содержащаяся в газе, получаемом из древесины и торфа, используется лишь в очень редких случаях.

Опыт работы некоторых газогенераторных станций на торфе без приспособлений для улавливания смолы оказался неэффективным вследствие большой ее потери и засорения скрубберов и коммутаций.

Смола бурых и каменных углей, улавливаемая в механических и электростатических очистных аппаратах, не имеет постоянного сбыта. На газогенераторных станциях получают большие отсеvy угля и отходы смолы, на основе которых, как уже отмечалось, могло бы быть организовано производство угольных брикетов. Газ, получаемый из антрацита, подвергается очистке и охлаждению в скрубберах.

Промывные воды с установок для очистки газа обычно замыкаются в цикл. На станциях, газифицирующих антрацит, наблюдается коррозия аппаратуры, что вызывает необходимость нейтрализации циркуляционных вод, например при помощи извести, или отказа от замыкания сточных вод в цикл.

Весьма существенным недостатком газогенераторных станций, оборудованных установками для охлаждения и очистки газов, получаемых из смолистых топлив, является сброс сточных фенольных вод, отравляющих водоемы. При работе на топливах с малым содержанием влаги удается замкнуть цикл вод без сброса, как, например, на Лисичанском стекольном заводе, газифицирующем каменный уголь. В других случаях принимаются меры к минималь-



ному сбросу воды путем испарения ее в воздушных ступенях трехступенчатых скрубберов и на градирне.

Сброс фекальных сточных вод приводит к самым вредным последствиям. Так в районе Гомельского стеклозавода эти воды привели в полную негодность сотни гектаров колхозных земель; в районе Горьковского стеклозавода они отравили на значительном протяжении Волгу. За отравление почвы и рек заводы выплачивают большие денежные компенсации, которые следовало бы использовать для проведения исследований по обезвреживанию сточных вод.

Строительство специальных дефеколяционных установок на газогенераторных станциях предприятий МПСМ, работающих на торфе, осуществляется слишком медленно (пока нет ни одной такой работающей установки).

На всех вновь строящихся предприятиях, кроме легкой промышленности, газогенераторные станции оборудуются системами для очистки газа. Следовало бы на этих станциях предусмотреть и ряд усовершенствований технологической схемы, например раздельное улавливание из газа пыли и смолы и очистку коллекторов на ходу, а в случае системы сухой очистки при невысокой температуре — газа — механические очистители-вентиляторы и приспособления для очистки коллекторов на ходу или двойные коллекторы и т. д.

Затрата тяжелого физического труда при обслуживании газогенераторных установок еще весьма значительна. Даже на станциях с полумеханизированными приспособлениями на шуровке каждого газогенератора производительностью не более 25—30  $m^3/сутки$  почти во всех случаях занят один рабочий. Особенно большой штат персонала содержится на станциях с охлаждением и очисткой газа. Так, на газогенераторной станции из пяти агрегатов, работающих на коксе, производительностью по газу 36 000  $нм^3/час$  штат рабочих и ИТР составляет 90 чел., а на станции из двенадцати газогенераторов, работающих на торфе, производительностью по газу 50 000  $нм^3/час$  — 219 человек.

Основными причинами большей трудоемкости производства генераторных газов являются низкая производительность и малый размер газогенераторов, несовершенство их конструкции, недостаточные механизация трудоемких процессов и автоматизация производства.

Нельзя не отметить отдельные станции, достигшие значительного сокращения затрат труда. Например, станция горячего газа Кузнецкого металлургического завода, оборудованная семью механизированными газогенераторами типа Вельмана, работающая на каменном угле, производительностью по газу 35 000  $нм^3/час$  обслуживается штатом из 17 человек. Газ имеет теплотворность 1500  $ккал/нм^3$  и обходится 3 коп. за 1  $нм^3$ . На шуровочной площадке все семь газогенераторов обслуживаются одним рабочим в смену.

## Контроль и автоматическое регулирование режима работы газогенераторных станций

подавляющее большинство газогенераторных станций недостаточно оборудовано контрольно-измерительной и регулирующей аппаратурой. Однако в металлургической промышленности имеются отдельные заводы (Одесский сталепрокатный, Новомосковский жестекатальный), где газогенераторные станции хорошо оснащены измерительными приборами и автоматическими регуляторами и в результате этого достигли значительных успехов по улучшению основных показателей работы и стабильности режима. Хуже оснащены такой аппаратурой газогенераторные станции предприятий других министерств. Только в промышленности МПСМ СССР и лишь на лучших газогенераторных станциях имеется частичная автоматизация управления режимом.

## Перспективы использования генераторных газов

Во всех рассматриваемых отраслях промышленности из года в год увеличивается применение генераторного газа.

В настоящее время на предприятиях Министерства черной металлургии выплавляется сталь на смеси газов: коксового и доменного 70%, на мазуте 20% и на генераторном газе 10%; в топливном балансе генераторный газ составляет 7%. Вместе с тем в металлургической промышленности должны развиваться предприятия с использованием генераторного газа. Коксовый газ, ресурсы которого ограничены, в ближайшие годы должен быть в значительной мере использован также для нужд заводов химической промышленности. Значительным потребителем генераторного газа являются заводы огнеупорных изделий. Результаты успешных работ по освоению производства генераторного газа с повышенной теплотворностью являются новым фактором, показывающим выгоды применения генераторного газа по сравнению с другими видами топлива.

Все это уже в ближайшие годы должно повести к росту потребности черной металлургии в генераторном газе с повышенной теплотворностью.

Стекольное производство в отраслях промышленности строительных материалов, легкой и радиотехнической развивается на основе использования генераторного газа как главного вида топлива. Следовательно, в этих отраслях промышленности надо ожидать дальнейшего увеличения производства генераторного газа, особенно повышенной теплотворности.

В производстве строительной керамики тепловая обработка ведется при невысоких температурах, поэтому нет необходимости в использовании газа с повышенной теплотворностью; наиболее важной задачей будет максимальное снижение стоимости газа и использование местного топлива для удешевления продукции.

Для радиотехнической промышленности необходим газ с высокой теплотворностью, поэтому здесь освоение новых методов получения газа имеет большое значение.

В настоящее время осваиваются методы получения газа повышенной теплотворности: на подогретом дутье, на дутье, обогащенном кислородом, и под высоким давлением. Проводятся опытные работы по газификации топлива во взвешенном состоянии, успешное завершение которых позволит увеличить топливные ресурсы страны и снизить стоимость газа.

Перспективы развития газификации твердого топлива позволяют применять конструкции полностью механизированных и автоматизированных мощных газогенераторов и газогенераторов небольших размеров и использовать усовершенствованные методы очистки газа от пыли, смолы и сернистых соединений.

Ведутся работы по получению газа с высокой теплотворностью из тяжелых нефтяных остатков и смолы и по обогащению генераторного газа продуктами разложения смолы.

Одной из важнейших мер для повышения показателей газификации и эффективности работы газогенераторных станций является поставка им кондиционного топлива и надлежащая его подготовка. Не менее важным представляется и решение проблемы очистки сточных вод от фенолов. Вопросы использования побочных продуктов газификации еще не решены.

Для общего подъема газификации во всех отраслях промышленности необходимо провести ряд организационных мероприятий по увязке и регулированию научно-исследовательских работ, освоению достижений передовых предприятий и снабжению промышленности соответствующей проектно-технической документацией.

*Инж. С. Е. БАРК*

(Московский автозавод  
им. И. А. Лихачева)

## К ВОПРОСУ О ВЫБОРЕ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА ДЛЯ ЗАВОДОВ АВТОМОБИЛЬНОГО И ТРАКТОРНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

### Усовершенствование методов нагрева металла

Нагрев металла в машиностроении во многих случаях не находится на уровне современной техники. Нагрев металла производится в основном в печах прямого пламенного горения. При этом на поверхности металла образуется окалина, с которой теряется до 2% веса нагреваемой заготовки; происходит обезуглероживание поверхностного слоя металла и ухудшаются его качества.

После механической обработки прямой пламенный нагрев деталей вообще недопустим. Приходится изготавливать изделия со зна-

чительными припусками и непроизводительно загружать станочный парк; кроме того, значительная часть дорогостоящего металла превращается в стружку.

Окалина на заготовках для штамповки препятствует внедрению новой передовой техники в кузнечном производстве.

В СССР и за рубежом ведется много работ по изучению методов безокислительного нагрева металла.

Получение неокисленных, без окалины заготовок позволяет изготовлять поковки с малыми припусками на быстродействующих высокопроизводительных механических прессах, повысить стойкость дорогих штампов и резко улучшить качество деталей и изделий, собранных из них.

Современная техника позволяет получить безокислительный нагрев при использовании в качестве топлива электрической энергии и горючего газа. Это достигается или применением очень больших (ранее считавшихся недопустимыми) скоростей нагрева, или путем использования защитной атмосферы.

Первый метод применяется при нагреве деталей под штамповку (ранее его считали единственно возможным) и при термообработке металла. Второй метод используется при термической и термохимической обработке металла.

В СССР в последние годы сравнительно широкое распространение получил безокислительный нагрев с использованием электроэнергии. В кузнечном цехе Московского завода малолитражных автомашин (МЗМА) нагрев металла производится токами высокой частоты. В этом цехе нового типа условия труда близки к условиям в холодных цехах.

На Горьковском автозаводе и на ГПЗ-1 используется контактный электронагрев деталей под штамповку.

При термообработке изделий широкое распространение получила поверхностная закалка деталей поточным методом с использованием токов высокой частоты, а также обработка в электрических печах сопротивления с защитной атмосферой.

Электрический нагрев металла получил распространение в основном не вследствие его особых сравнительно с газовым нагревом преимуществ, а в результате высокого уровня техники электрического нагрева и существования промышленности, изготовляющей оборудование, в том числе и печи, для этих процессов.

Технико-экономический анализ показывает, что электрический нагрев целесообразно применять в случае, если его можно организовать непосредственно в потоке изделий в механических цехах.

Электрический нагрев в специальных цехах (кузнечных и термических) всегда дороже газового, его широкое применение является следствием отсталости газовой техники.

Для сравнения приводятся следующие данные: при процессах термообработки (900—1000°) стоимость 1000 ккал использованного в печи тепла (с учетом коэффициента использования тепла) составляет при электронагреве 33,3 коп., при использовании москов-

ского городского газа ( $Q_n^p = 6500 \text{ ккал/нм}^3$ ) — 12,3 коп. и генераторного газа ( $Q_n^p = 1250 \text{ ккал/нм}^3$ ) — 21,6 коп.

Стоимость нагрева 1 т металла под штамповку (с учетом коэффициента использования тепла и потерь металла в виде окалины) в условиях г. Москвы составляет:

а) при существующих пламенных печах . . . . .	80—100 руб.
б) при электронагреве . . . . .	70—80 »
г) при скоростном нагреве:	
городским газом . . . . .	40—50 »
искусственным газом . . . . .	70—100 »

Развитие методов безокислительного газового нагрева вследствие отсутствия организации, решающей эти вопросы, отстало от развития методов электронагрева. Однако рациональность и возможность безокислительного газового нагрева металла под штамповку доказана не только экспериментальными работами, но и практически. Целесообразность организации передового современного кузнечного производства на основе использования безокислительного газового нагрева несомненна.

Термообработка изделий в контролируемой газовой атмосфере в печах с радиационными трубами, полностью механизированной и автоматизированной, с успехом осуществлена на автозаводе им. Лихачева.

Широкое внедрение современных методов газового безокислительного нагрева металла способствует развитию новой, более современной техники в машиностроении и получению экономии значительных количеств средств и электроэнергии.

Печное хозяйство современного машиностроительного завода, вновь построенного или реконструированного на основе новой техники, будет состоять из небольшого количества пламенных печей обычного типа и значительного числа печей с радиационными трубами для термической обработки и безокислительного нагрева под штамповку, т. е. оно будет коренным образом отличаться от существующего печного хозяйства.

#### Топливо для печей нового типа

Изменение методов нагрева и термообработки вынуждает пересмотреть вопрос о выборе вида технологического топлива для печей.

Мазут при существующей технике его сжигания не может являться топливом для машиностроения не вследствие его дефицитности, как это было до войны, а из-за непригодности его как топлива для автоматизированных и механизированных печей нового типа. Применение газового топлива для машиностроительной промышленности становится необходимым.

Выбор источников газоснабжения машиностроительного завода определяется требованиями к качеству газа и местонахождением завода. При расположении завода в районе магистральных газо-

проводов газоснабжение завода следует организовать от этого источника. В районах, отдаленных от магистральных газопроводов, необходима организация собственного заводского газового хозяйства.

В состав газового хозяйства машиностроительного завода обязательно должна входить газогенераторная станция паро-воздушного газа, которая могла бы покрыть потребность низкотемпературных печей и сушилок в низкокалорийном газе. Потребность завода в таком газе составляет 20—30%, считая по потенциальному теплу топлива, расходуемого на все печи.

Печи скоростного нагрева, в которых достигается температура 1500° и выше, при отсутствии надежных высокотемпературных рекуператоров должны снабжаться газом с калориметрической температурой горения около 2000°, т. е. водяным или парокислородным.

Для печей с радиационными трубами требуется газ с незначительным содержанием балласта и с достаточно высокой температурой горения. Для этой цели также желательно применять водяной или паро-кислородный газ.

Представляет значительный интерес получение из низкосортного топлива паро-кислородного газа, удовлетворяющего требованиям производства. Успешное внедрение в практику методов получения технического кислорода при низком удельном расходе электроэнергии подвело под процесс получения паро-кислородного газа необходимую техническую базу. В тех случаях, когда можно использовать азот — отход кислородного производства, паро-кислородный газ оказывается наиболее дешевым.

Несмотря на использование ценных сортов топлива и невысокий к. п. д. газификации, производство водяного газа является наиболее распространенным методом получения безбалластного газа.

Очевидно, оба эти метода получения газа с повышенной теплотворностью найдут применение в машиностроении, а выбор их будет определяться технико-экономическими условиями каждого отдельного случая. Возможно, что и другие методы получения газов с высокими теплотворностью и температурой горения найдут применение при решении задач газоснабжения машиностроительных заводов.

В состав газового хозяйства машиностроительного завода должна входить установка для централизованного приготовления контролируемых атмосфер — защитных и цементационных. Потребность крупного машиностроительного завода в защитном газе составляет несколько тысяч  $\text{нм}^3/\text{час}$ .

В зависимости от местных условий для этой цели могут применяться следующие газы:

1) очищенный от сероводорода и двуокиси углерода генераторный газ из тощих топлив примерного состава (в %):  $\text{CO} = 30$ ,  $\text{H}_2 = 15$ ,  $\text{N}_2 = 55$ . Вопрос об очистке этого и других защитных

газов от органических соединений серы требует дополнительного изучения;

2) продукты неполного горения разных горючих газов, очищенные от сернистых соединений и  $\text{CO}_2$  состава (в % объемн.):  $\text{N}_2 = 85-95$ ,  $\text{CO} = 10-5$ ,  $\text{H}_2$  до 5;

3) продувочный газ, получаемый на кислородной станции при продувке азота через ретортную печь с внешним обогревом; состав такого газа (в % объемн.):  $\text{N}_2 = 95$ ,  $\text{CO} + \text{H}_2 = 5$ .

Внедрение этой схемы значительно снизит себестоимость кислорода.

Во всех случаях защитный газ должен быть осушен.

Для придания защитному газу цементационных свойств к нему добавляется некоторое количество углеводов, получаемых различными способами. Это рационально осуществлять у самой печи.

Вопросы очистки горючих газов от смолы, пыли, сероводорода, органических соединений серы и влаги являются весьма важными для газоснабжения машиностроительных заводов. При использовании электрофильтров вопросы очистки газов от пыли и смолы могут быть легко разрешены.

Допустимое содержание сернистых соединений в газе недостаточно выявлено. Можно ориентировочно указать, что содержание сернистых соединений в газе не должно превышать  $1,5 \text{ г/м}^3$  и, следовательно, при газификации малосернистых топлив сооружение сероочистных установок не является обязательным. При более высоком содержании серы в виде сероводорода и других сероорганических соединений очистка газа обязательна.

Существующие схемы сероочистных установок обеспечивают хорошую очистку газа от сероводорода, но дороги, что препятствует применению их на газогенераторных станциях.

В целях улучшения свойств газа следует уточнить величину допустимого содержания влаги в газе. Принятая норма для осушки газа  $47 \text{ г/м}^3$  должна быть пересмотрена.

Горючие газы, полученные из твердых топлив, дороже природного газа и мазута. Основными способами снижения себестоимости газа являются уменьшение затрат на его производство путем комплексной механизации и автоматизации газогенераторных установок, уменьшение потерь в остатках и уносе, а также использование физического тепла газа.

### Выводы

1. Применение горючих газов для целей нагрева на машиностроительных заводах (автомобильных и тракторных) наряду с электрической энергией и взамен жидкого топлива в настоящее время стало необходимостью и определяет прогресс технологии в машиностроении.

2. Источником газоснабжения заводов, расположенных вблизи

магистральных газопроводов, должен являться природный или иной высококалорийный газ.

3. Решение задач газоснабжения машиностроительных заводов должно быть поручено специализированной организации, которая находилась бы в системе органа, занимающегося вопросами газовой техники, или в системе машиностроительных министерств.

Инженеры А. П. МИХЕЕВ,  
Р. В. ПУХЛИКОВА, Т. Е. ЯРОСЛАВ  
(внии нп)

### ОЦЕНКА ТВЕРДОГО ТОПЛИВА КАК СЫРЬЯ ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИИ

С целью правильной оценки топлива как сырья для газификации, выбора способа его переработки в газы и правильного ведения технологического процесса необходимо иметь данные, характеризующие топливо, и соответствующие лабораторные способы их определения. Некоторые из известных характеристик топлива недостаточно обоснованы, заимствованы из других отраслей промышленного потребления его. Так, например, температура плавкости золы по стандартному методу [1], используемая в топочной технике, не показательна для поведения золы в условиях процесса газификации.

По стандартному методу плавкость золы черемховских углей, предназначенных для газификации в кипящем слое, характеризуется следующими температурами:  $t_1 = 1245^\circ$ ,  $t_2 = 1335^\circ$  и  $t_3 = 1355^\circ$ . По этим данным нельзя ожидать интенсивного шлакования. Но практически при температуре слоя выше  $920-925^\circ$  происходит образование спекшихся комьев и даже шлаковин, нарушающих процесс газификации. Шлакование в данном случае имеет огромное значение, поэтому вопрос газификации черемховского угля не был решен, несмотря на большое количество проведенных исследовательских работ.

Для газификации топлива с жидким шлакоудалением иногда рекомендуют пользоваться диаграммой Ренкина-Райта<sup>1</sup> [2], но

<sup>1</sup> В лаборатории газификации Государственного научно-исследовательского и проектного института азотной промышленности научным работником К. Е. Истоминной была проведена работа по изучению зависимости плавкости золы твердого топлива от ее химического состава. Было показано, что плавкость золы определяется температурой плавления и количеством эвтектических смесей, которые образуются из минеральных составляющих золы при ее нагреве в полувосстановительной атмосфере. При плавлении золы каменного угля основную роль играет фаялит ( $2 \text{ FeO} \cdot \text{SiO}_2$ ). Окиси кальция и натрия, присутствующие в золе, снижают температуру плавления фаялита. Окиси магния, кремния и калия повышают температуру его плавления.

В результате работы построены диаграммы изотерм плавкости золы с учетом содержания окислов железа, что позволяет с точностью до  $60^\circ$  определить температуру начала размягчения и начала жидкоплавкого состояния золы в зависимости от ее химического состава и выбрать присадки к твердому топливу для повышения или понижения плавкости золы.

эта диаграмма, предназначенная для подбора состава доменного шлага и расчета флюсов, не пригодна для определения шлакуемости золы и тем более выбора состава шлага при газификации с жидким шлакоудалением. В диаграмме Ренкина-Райта окислы железа не учитываются самостоятельно, в ней лишь даны температуры плавления эвтектик, состоящих из трех компонентов:  $\text{CaO}$ ,  $\text{SiO}_2$  и  $\text{Al}_2\text{O}_3$ . Это и понятно, так как в чугунолитейном деле  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  и  $\text{FeO}$  являются исходным материалом для получения чугуна и поэтому их переход в шлаки не может быть допущен [3]. В доменных шлагах допускают такое малое количество окислов железа, которое не может значительно изменить физических свойств шлага. Между тем влияние закиси железа на образование жидких шлаков огромно. Известно, что незначительная прибавка закиси железа вызывает образование легкоплавкой и жидкой эвтектики, которая растворяет пустую породу руды и снижает температуру области плавления. Закись железа образует много соединений с  $\text{SiO}_2$  и  $\text{CaO}$  в различных соотношениях. Температура плавления этих соединений сравнительно невысокая, ниже  $1150^\circ$ . При газификации топлива с удалением жидкого шлага эти соединения, растворяя составные части золы, будут ускорять образование жидкой фазы шлаков. Поэтому при подборе флюсов по золе топлива, предназначенного для газификации с жидким шлакоудалением, необходимо вводить и учитывать  $\text{FeO}$  как компонент, влияющий положительно на физико-химические свойства и образование жидких шлаков.

Общепринятого метода определения термической стойкости топлив, применяемых для газификации, пока нет. Рекомендуемые методы, предусматривающие термическое и механическое воздействие на пробу топлива, не пригодны для испытания бурых углей, имеющих малую механическую прочность. Эти методы не учитывают также специфику технологических процессов различных способов газификации. Например, при получении паро-воздушного генераторного газа гранулометрический состав топлива в реакционной зоне, являющийся результатом термических условий, может колебаться в широких пределах, не нарушая процесса газообразования, а при получении водяного газа периодическим процессом желательнее даже образование мелочи с зерном меньше 25 мм.

В свое время были проведены дорогостоящие промышленные опыты газификации челябинских углей с жидким шлакоудалением, тогда как достаточно было лабораторного испытания, чтобы выявить непригодность их для газификации с жидким шлакоудалением.

Важной характеристикой топлива как сырья для газификации является его реакционная способность.

Известные методы определения реакционной способности топлива далеки от условий, в которых протекает процесс газификации. Полученные по этим методам показатели не тождественны и не всегда полностью характеризуют топливо. Иногда совершенно не

учитывается активность его по отношению к кислороду воздуха, от которой в значительной степени зависит время пребывания золы и шлаков в реакционной зоне и развитие температур, определяющих интенсивность шлакования. Так, более низкая реакционная способность черемховских углей по сравнению с бурыми явилась причиной неудовлетворительных результатов их газификации в кипящем слое. Показатели процесса могли быть улучшены только повышением температуры в слое, которая, однако, ограничивалась шлакованием.

Эти причины побудили лабораторию газификации ВНИИ НП разработать способы определения термической стойкости, шлакообразующей способности и активности топлив по отношению к кислороду воздуха, соответствующие условиям процесса газификации. Методики этих определений, изложенные в Трудах ВНИИГИ [4, 5], получили в настоящее время практическое применение в работах лаборатории по исследованию новых или мало известных топлив и могут быть использованы при осуществлении текущего контроля топлив, предназначенных для газификации.

Но эти показатели нельзя рассматривать как обособленные и независимые друг от друга и от показателей реактивной способности по отношению к двуокиси углерода и водяному пару, так как они могут существенно изменить интенсивность шлакообразования в практических условиях процесса газификации.

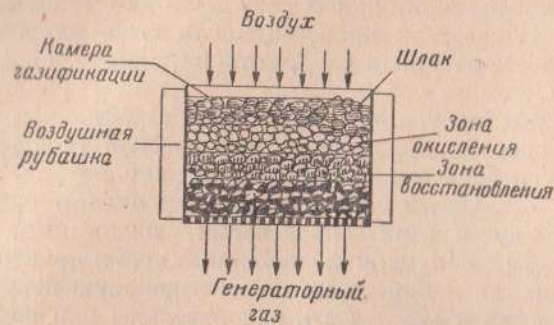
#### Определение шлакообразующей способности

Изучение физико-химических изменений, происходящих в золе в начальной стадии шлакообразования, позволяет выявить, как зарождаются и развиваются очаги шлакования, и правильно представить ход формирования шлага в промышленных агрегатах.

За начальную стадию шлакообразования принят период времени, необходимый для газификации углерода в куске топлива определенных размеров. Это время различно по продолжительности, так как зависит от интенсивности газификации, реакционной способности топлив, количества, свойств и распределения минеральных включений. Шлак и золу, образовавшиеся после газификации углерода в куске топлива, необходимо охладить, чтобы остановить физико-химические процессы, происходящие в минеральной части его. Это достигается путем подачи дутья сверху вниз в слой топлива, термически уже подготовленного (фиг. 1). В этом случае при любой интенсивности газификации промежуток времени, необходимый для полной газификации углерода куска топлива, всегда будет определять начальную стадию шлакообразования, так как оставшиеся после газификации углерода зола и шлак охлаждаются дутьем, а зоны окисления и восстановления передвигаются вниз.

Шлакообразующая способность в зависимости от интенсивности газификации характеризуется спекаемостью золы в динамических условиях. Для этой цели проводятся три определения — при интен-

сивности 200, 400 и 800 кг/м<sup>2</sup> час, отнесенной к площади свободного сечения камеры газификации. Для этих определений отбираются пробы угля класса 6—3 мм объемом примерно 500 см<sup>3</sup> и равные по весу. Каждая проба предварительно термически подготавливается в электропечи с целью удаления влаги, летучих и



Фиг. 1. Установка ВНИГИ для определения шлакообразующей способности топлива.

нагрева до 800—850°. Нагретая проба пересыхается в камеру газификации, куда подается сухой воздух в соответствии с заданным режимом. Вес образовавшихся шлаковин в процентах к общему весу золы принимается за окончательный показатель.

Результаты исследования шлакообразующей способности различных топлив позволили объединить золы в следующие группы: 1) интенсивно шлакующие, в которых количество образующейся жидкой фазы с повышением интенсивности

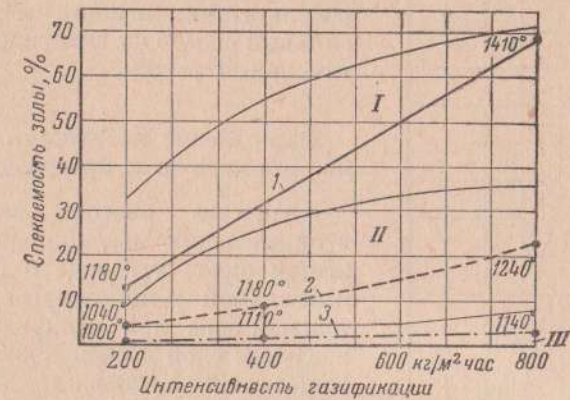
Химический состав золы и ее плавней

Таблица 1

Угли	SiO <sub>2</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	CaO	MgO	SO <sub>2</sub>	Сумма
Тквибульский:							
зола . . . . .	52,20	8,16	30,34	5,10	0,54	3,66	100,00
плавни . . . . .	45,24	21,62	10,84	18,76	2,52	0,55	99,53
Подмосковный:							
зола . . . . .	43,70	15,91	31,60	5,40	0,72	2,61	99,94
плавни . . . . .	37,30	53,60	5,40	2,45	0,50	0,68	99,93
Богословский:							
зола . . . . .	22,84	22,03	15,17	24,00	2,59	13,20	99,83
плавни . . . . .	30,45	35,73	9,88	20,73	2,60	0,55	99,94
Ангренский:							
зола . . . . .	42,76	31,33		10,44	2,04	12,49	99,06
плавни . . . . .	39,09	44,20	5,20	8,94	1,08	1,49	100,00
Черемховский:							
зола . . . . .	56,60	7,92	20,58	6,50	3,24	4,97	99,81
плавни . . . . .	21,56	77,08	3,32	0,60	0,59	0,41	99,56

газификации возрастает и скорость образования расплава соответствует скорости газификации углерода; не в меньшей степени склонна к интенсивному шлакованию и зола топлив, у которых с повышением интенсивности газификации происходит спекание частиц золы между собой и цементация их легкоплавкой частью;

2) средней интенсивности шлакования, в которых в первую очередь выплавляется легкоплавкая часть в виде плавня (табл. 1); при этом скорость растворения золы



Фиг. 2. Спекаемость золы в начальной стадии шлакообразования в зависимости от интенсивности газификации.

1 — якутский полунокс; 2 — уголь приднепровского бассейна; 3 — уголь канского бассейна

I — область зол интенсивно шлакующих; II — область зол средней интенсивности шлакования; III — область зол тугоплавких.

в плавне и химического взаимодействия замедлена; в противном случае зола была бы ближе к интенсивно шлакующей;

3) тугоплавкие, характеризующиеся отсутствием плавней или незначительным содержанием их.

На фиг. 2 приведены результаты определения шлакообразующей способности трех углей, золы которых имеют различные характеристики и являются типичными для указанных групп.

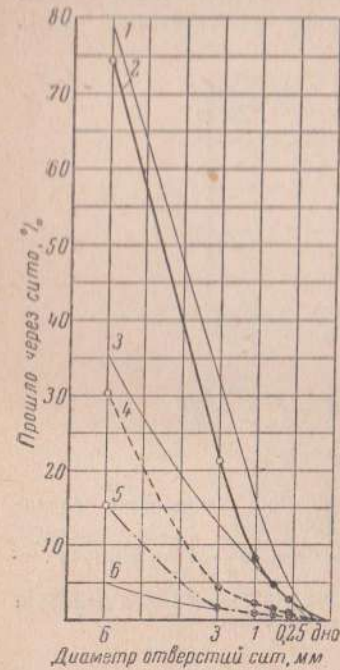
### Определение термической стойкости

Сущность метода заключается в определении характера разрушения топлива класса 13—6 мм после нагрева его при температуре 800—850° в продолжение 3 час. За показатели, характеризующие термическую стойкость топлива, приняты выход класса 6—0 мм и его гранулометрический состав после термической обработки.

Проба класса 13—6 мм более показательна, чем проба угля из крупных кусков. В этом классе влияние трещин, имеющих в до-

бытом топливе и появившихся от воздействия различных посторонних факторов, невелико и не способно затушевать распада угля в результате термического воздействия.

На фиг. 3 показаны результаты определения термической стойкости трех топлив: черновского и аралычевского углей и антрацита ЦОФ «Несветай». Характер разрушения каждого угля четко выражен на графике в виде кривой. Имея данные о хорошо известных топливах и сопоставляя их с полученными результатами, можно выбрать правильный способ их газификации и оптимальный режим.



Фиг. 3. Разрушение топлив класса 13—6 мм (после трехчасового нагрева при 850°).

1 — бурый уголь; 2 — черновский уголь; 3 — молодой каменный уголь; 4 — аралычевский уголь; 5 — антрацит ЦОФ «Несветай»; 6 — кокс.

три группы. В первую группу включены бурые угли с высокой активностью по отношению к кислороду воздуха (табл. 3). При добыче этих углей образуется много мелочи, они склонны к выветриванию и измельчанию, имеют низкую термическую стойкость. Топлива первой группы по своим свойствам наиболее пригодны для газификации в мелкозернистом виде, например в кипящем слое, во взвешенном состоянии и в газогенераторах, работающих под давлением. Ко второй группе отнесены все топлива, имеющие низкую активность по отношению к кислороду воздуха, например коксы, антрациты, тощие каменные угли и полукоксы. Топлива

### Определение активности топлив по отношению к кислороду воздуха

Сущность способа заключается в определении максимального содержания окиси углерода в газе и максимальной температуры в окислительной зоне при продувании сухим воздухом слой исследуемого топлива. Показатель активности дается как отношение окиси углерода в газе, полученной при испытании топлива, к окиси углерода, содержащейся в газе при получении только СО (идеальный воздушный газ).

В табл. 2 приведены данные об активности различных углей по отношению к кислороду воздуха.

### Выбор способа газификации топлива

Активность топлива по отношению к кислороду воздуха имеет первостепенное значение, по ней можно условно разделить все топлива на

Таблица 2  
Активность топлив по отношению к кислороду воздуха при скорости дутья на свободное сечение 0,03—0,07 м/сек

Топливо	Максимальное содержание СО в газе, %	Соотношение содержания СО в газе и в идеальном газе $\left(\frac{CO \times 100}{34,7}\right)$ , %	Минимально достигнутая температура, °С
Таджикский уголь . . . . .	31,3	90,3	820
Мелкокусковой торф . . . . .	31,0	89,5	850
<b>Угли</b>			
Сулюктинский . . . . .	29,5	85,1	—
Новомосковский . . . . .	29,3	84,5	850
Сулюктинский . . . . .	29,1	84,0	900
Подмосковный . . . . .	29,0	83,7	—
Райчихинский . . . . .	29,0	83,7	—
Бородинский . . . . .	29,0	80,8	—
Бурый ДВК . . . . .	27,8	80,1	920
Боготольский . . . . .	27,2	78,5	960
Гусиноозерский . . . . .	26,75	77,2	980
Артемовский . . . . .	25,0	72,1	—
Азейский (Тулунская шахта) . . . . .	25,5	73,6	940
Шахты Южная, ст. Заозерная . . . . .	25,0	72,1	940
Карагандинский . . . . .	24,1	69,5	940
Новомосковский . . . . .	23,2	67,0	950
Челябинский . . . . .	23,0	66,4	1010
Карандайский (Жмуровский участок) . . . . .	21,7	62,6	990
Черемховский . . . . .	20,4	59,2	1010
Интинский . . . . .	19,8	57,1	1100
Павлоградский . . . . .	18,2	52,5	—
Джебарика-Хая . . . . .	18,0	52,0	1020
Кок-Янгакский . . . . .	18,0	52,0	1060
Каменный п <sub>1</sub> . . . . .	17,5	50,5	1020
Каменный п <sub>2</sub> . . . . .	17,5	50,5	1060
Экибастузский . . . . .	17,4	50,2	—
Черногорский . . . . .	17,3	49,9	1150
Нововольнский . . . . .	16,0	46,2	1020
Аралычевский . . . . .	16,2	46,8	—
Губахинский кокс . . . . .	14,0	40,5	—
Антрацит шахты «Южная» . . . . .	14,5	41,9	1140
Антрацит Аютинский шахты № 19 . . . . .	13,0	37,6	1160
Антрацит ЦОФ «Несветай» . . . . .	13,0	37,6	1240
Антрацит шахты им. ОГПУ . . . . .	12,5	36,0	1320
Антрацит шахты им. Красина . . . . .	12,0	34,6	1060
Нефтяной кокс . . . . .	6,2	17,85	—

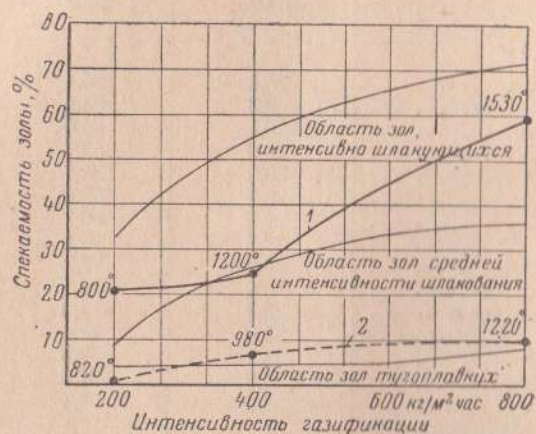
этой группы имеют высокую термическую стойкость; в крупнокусковом виде наиболее пригодны для газификации на водяной газ по периодическому способу. К третьей группе отнесены остальные сорта топлива, а также большая часть сортов первой и второй групп. Топлива третьей группы можно газифицировать на воздушный и

## Группы топлив, определяющие способ их газификации

Топливо	Группа топлива	Максимальное содержание СО в газе, %	Соотношение содержания СО в газе и в идеальном газе $\left(\frac{CO \times 100}{34,7}\right)$ , %	Максимально достигнутая температура, °С
Таджикский уголь . . .	I, III	31,3	90,3	820
Мелкокусковой торф . . .	I, III	31,0	89,5	850
Угли				
Сулюктинский . . . . .	I, III	29,5	85,1	—
Новомосковский . . . . .	I, III	29,3	84,5	850
Сулюктинский . . . . .	I, III	29,1	84,0	900
Подмосковный . . . . .	I, III	29,0	83,7	—
Райчихинский . . . . .	I, III	29,0	83,7	—
Бородинский . . . . .	I, III	28,0	80,8	—
Бурый ДВК . . . . .	I, III	27,8	80,1	920
Воготольский . . . . .	I, III	27,2	78,5	960
Гусиноозерский . . . . .	I, III	26,75	77,2	980
Артемовский . . . . .	I, III	25,0	72,1	—
Азейский (Тулунская шахта) . . . . .	I, III	25,5	73,6	940
Шахты Южной (ст. Заозерная) . . . . .	I, III	25,0	72,1	940
Карагандинский . . . . .	I, III	24,1	69,5	940
Новомосковский . . . . .	I, III	23,2	67,0	950
Челябинский . . . . .	I, III	23,0	66,4	1010
Кранайский уголь (Жмуровский участок)	I, III	21,7	62,6	990
Черемховский . . . . .	III	20,4	59,2	1010
Интинский . . . . .	III	19,8	57,1	1100
Павлоградский . . . . .	III	18,2	52,5	—
Джебарик-Хая . . . . .	III	18,0	52,0	1020
Кок-Янракский . . . . .	III	18,0	52,0	1060
Каменный п <sub>1</sub> . . . . .	III	17,5	50,5	1020
Каменный п <sub>2</sub> . . . . .	III	17,5	50,5	1060
Экибастузский . . . . .	III	17,4	50,2	—
Черногорский . . . . .	III	17,3	49,9	1150
Нововольнский . . . . .	III	16,0	46,2	1020
Аралчевский . . . . .	II, III	16,2	46,8	—
Губахинский кокс . . . . .	II, III	14,0	40,5	—
Антрацит шахты «Южная» . . . . .	II, III	14,5	41,9	1140
Антрацит Аютинский шахты № 19 . . . . .	II, III	13,0	37,6	1160
Антрацит ЦОФ «Несветай» . . . . .	II, III	13,0	37,6	1240
Антрацит шахты им. ОГПУ . . . . .	II, III	12,5	36,0	1320
Антрацит шахты им. Красина . . . . .	II, III	12,0	34,6	1060
Нефтяной кокс . . . . .	II, III	6,2	17,85	—

паро-воздушный (отопительный) газы в газогенераторах для кускового топлива. Активность их по отношению к кислороду воздуха в этом случае имеет меньшее значение, чем для топлив первой и второй групп. Газогенераторы кускового топлива допускают использование широкого диапазона классов топлива по крупности куска и их термической стойкости.

Проанализировав показатели шлакообразующей способности топлива, термической стойкости, активности по отношению к кислороду воздуха и данные технического анализа, определяют способ газификации его.



Фиг. 4. Спексаемость золы в начальной стадии шлакообразования в зависимости от интенсивности газификации.

1 — артемовский уголь; 2 — райчихинский уголь.

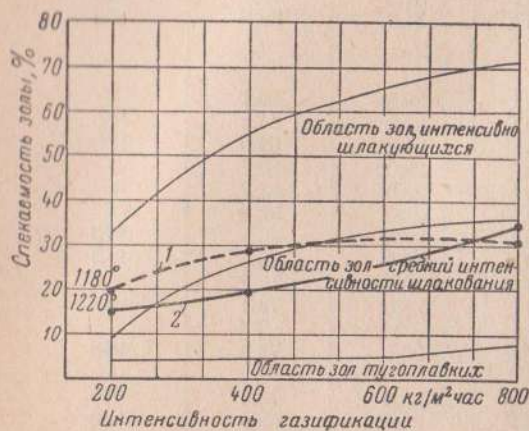
Приведем несколько примеров лабораторных исследований свойств топлива как сырья для газификации.

1. Исследовались райчихинские и артемовские бурые угли. По лабораторным исследованиям они обладают высокой активностью по отношению к кислороду воздуха и согласно табл. 3 относятся к первой группе, т. е. пригодны для газификации в кипящем слое. Шлакообразующая способность их различна (фиг. 4). Зола артемовских углей склонна к интенсивному шлакованию, зола же райчихинских обладает средней интенсивностью шлакования. При газификации этих углей в опытном газогенераторе с кипящим слоем в мелкозернистом виде на парокислородном дутье было установлено, что производственные характеристики поведения золы указанных углей совпадают с данными лабораторных исследований.

2. Требовалось установить качество антрацитов ЦОФ «Несветай» и шахты им. Красина как сырья для получения водяного газа. По табл. 3 антрациты отнесены ко второй группе топлива и

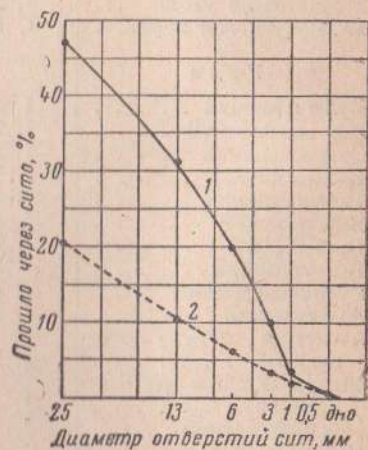


пригодны для газификации на водяной газ. В результате лабораторного исследования (фиг. 5 и 6) выяснилось, что по шлакообразующей способности антрациты близки между собой. У антрацита шахты им. Красина зола меньше шлакуется, чем зола антрацита ЦОФ «Несветай». Однако, учитывая низкую термическую стойкость антрацита шахты им. Красина, следует ожидать повышенного уноса и увеличения шлакуемости при его газификации. Таким образом, по лабораторным данным антрацит ЦОФ «Несветай» по качеству больше подходит для получения водяного газа, чем



Фиг. 5. Спексаемость золы в начальной стадии шлакообразования в зависимости от интенсивности газификации.

1 — антрацит ЦОФ «Несветай»; 2 — антрацит шахты им. Красина.



Фиг. 6. Характер разрушения антрацита класса 50—25 мм (после трехчасового нагрева при 850° С).

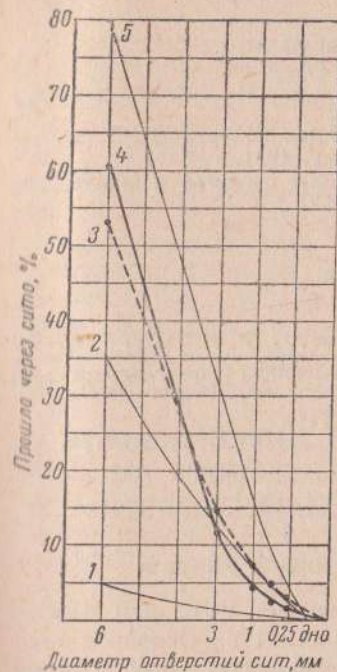
1 — антрацит шахты им. Красина; 2 — антрацит ЦОФ «Несветай».

антрацит шахты им. Красина. Данные о газификации обоих антрацитов на водяной газ в промышленном газогенераторе подтверждают лабораторные результаты.

3. Для получения паро-воздушного газа могут быть использованы все топлива, показанные в табл. 3. Тем не менее необходимо иметь полное представление об их свойствах. Анализ подмосковного и райчихинского углей наглядно показал значительную разницу в их газификационных свойствах.

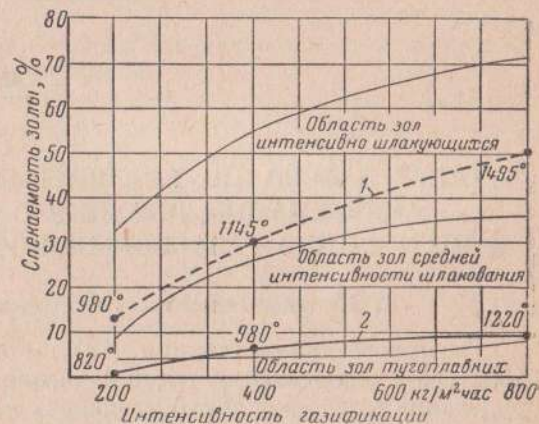
Эти угли отнесены к первой группе (см. табл. 3). Активность их по отношению к кислороду воздуха высокая. Термическая стойкость райчихинских углей несколько ниже, чем подмосковного. После термического воздействия на райчихинский уголь образовалось 60% мелочи класса 6—0 мм, у подмосковного угля — 53% (фиг. 7). Если же судить о характере разрушения углей по гранулометрическому составу, то подмосковный уголь дал больше мелких классов, чем райчихинский. При наличии мелочи в слое топ-

лива шлакуемость усиливается. Кроме того, зола подмосковного угля относится к группе интенсивно шлакующихся (фиг. 8). Следовательно, подмосковный уголь в сравнении с райчихинским значительно хуже как по термической стойкости, так и по шлакообразующей способности. В промышленном газогенераторе зола подмосковного угля будет шлаковаться сильнее, чем зола райчихинских углей. Практические работы по газификации подмосковного угля в газогенераторе для кускового топлива на паро-воздушный газ подтверждают, что шлакообразование затрудняет процесс газификации этого угля [5], при газификации же райчихинских углей затруднений из-за шлакования не было.



Фиг. 7. Характер разрушения топлив класса 13—6 мм (после трехчасового нагрева при 850°).

1 — кокс; 2 — молодой каменный уголь; 3 — подмосковный уголь; 4 — райчихинский уголь; 5 — бурый уголь.



Фиг. 8. Спексаемость золы в начальной стадии шлакообразования в зависимости от интенсивности газификации.

1 — подмосковный уголь; 2 — райчихинский уголь.

Приведенные выше примеры не исчерпывают всех данных по практическому использованию лабораторных характеристик при оценке топлива как сырья для газификации. Они лишь показывают важность рассмотренных здесь трех основных характеристик и их прикладное значение. Предлагаемый метод комплексной оценки топлива по его основным характеристикам и определение способа газификации по его активности по отношению к кислороду воздуха могут быть широко распространены и использованы только в том случае, если методики определения указанных показателей будут стандартизированы. Преимуществом метода является то, что основ-

ные характеристики, имеющие прямую взаимосвязь и направленные к одной цели, определяются в одном лабораторном аппарате в условиях, близких к условиям процесса газификации, и поэтому более объективно отражают основные свойства топлива при его газификации.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 2057-49. Метод определения плавкости золы.
2. Рамбуш И. Э. Газогенераторы. ГОНТИ, 1939.
3. Павлов М. А. Металлургия чугуна, ч. II. Металлургиздат, 1945.
4. Труды ВНИГИ, вып. III. Определение шлакообразующей способности топлив по методу ВНИГИ. Гостоптехиздат, 1951.
5. Труды ВНИГИ, вып. IV. Газификационные свойства и шлакообразующая способность топлив. Гостоптехиздат, 1952.

*Инж. С. Р. РАЗДОРОЖНЮК*

(Одесский сталепрокатный завод  
им. Дзержинского)

### ОПЫТ ЗАВОДА ПО ПОВЫШЕНИЮ ИНТЕНСИВНОСТИ ГАЗИФИКАЦИИ ДОНЕЦКОГО АНТРАЦИТА АМ И ПОЛУЧЕНИЮ ГАЗА ПОВЫШЕННОЙ ТЕПЛОТВОРНОСТИ

#### 1. Краткое описание газогенераторной станции

Газогенераторная станция (ГГС) построена в период 1950—1951 гг. Начало эксплуатации — октябрь 1951 г. Основное оборудование (газогенераторы) вводилось в эксплуатацию поочередно (две очереди).

Сырьем для газификации служит донецкий антрацит марки АМ, главным поставщиком которого является Центральная обогатительная фабрика комбината Сталинуголь, ст. Постниково.

Средний состав топлива:  $W^p = 4,5-6,5\%$ ;  $A^c = 10-13\%$ ;  $Q_{п}^p = 6500-6800$  ккал/кг. Газ по выходе из газогенератора охлаждается и очищается от пыли последовательно в сдвоенных стояках и скруббере с реечной насадкой, затем поступает в общий коллектор и далее к газодувке, которая через каплеуловитель нагнетает его в сеть потребителя.

В стояках и скруббере используется проточная морская вода, получаемая от городской теплоэлектроцентрали.

Газифицируемое топливо подвергается предварительному грохочению на жирационном грохоте ГЖ-2 с проволочным ситом (ячейки  $10 \times 10$  мм). Куски антрацита  $10-25$  мм поступают на стационарный ленточный транспортер и подаются в бункеры газогенераторов.

По мере накопления отсева ( $0-10$  мм) подвергается грохочению на проволочном сите с ячейками  $6 \times 6$  мм. Куски размером  $6-10$  мм газифицируются в отдельном газогенераторе, а отсев  $0-6$  мм используется в заводской котельной.

В газогенераторах обеих очередей газогенераторной станции загрузка ручная, золоудаление механизированное с индивидуальным приводом. Питание пароводяных рубашек производится пермутированной водой из заводской котельной.

Колосниковая решетка в газогенераторах первой очереди расположена по оси шахты, имеет гладкую боковую поверхность и наклонный стул большого диаметра с плохо развитыми шлакодробящими и шлакоудаляющими устройствами. Чаша вращается на шарах, снабжена индивидуальным приводом. В газогенераторах второй очереди колосниковая решетка расположена эксцентрично, имеет более развитую поверхность и вертикально расположенный стул меньшего диаметра. Чаша вращается на катках.

Шлак из чаши ссыпается по лотку в вагонетку и вывозится в зольную яму, откуда грейферным краном грузится в железнодорожные вагоны или на автомашины.

Основные размеры газогенераторов следующие: диаметр шахты  $2,6$  м, высота от дна чаши до верха шуровочного затвора  $5300$  мм и до чешаи колосниковой решетки на газогенераторах первой очереди  $1600$  мм, а на второй  $1250$  мм. Глубина чаши газогенераторов первой очереди  $600$  мм, второй —  $700$  мм. Поверхность нагрева пароводяной рубашки газогенераторов  $15$  м<sup>2</sup>. Скорость вращения чаши  $0,65$  об/час. Для подачи дутья в машинном отделении ГГС установлены воздуходувки типа ТВ-127 общей производительностью до  $20\ 000$  м<sup>3</sup>/час при создаваемом напоре  $500$  мм вод. ст.

Генераторный газ подается потребителям турбогазодувками типа ТГ-136 производительностью до  $25\ 000$  м<sup>3</sup>/час при создаваемом напоре  $500$  мм вод. ст. и турбокомпрессорами ТК-700/5 производительностью  $5000$  м<sup>3</sup>/час с напором  $0,4$  ати.

Турбокомпрессоры обслуживают термические печи с инъекционными горелками.

Контроль работы и регулирование процесса газификации осуществляются по показаниям контрольно-измерительных приборов, установленных на щитах: газогенераторов, машинного зала и в кабинете начальника смены ГГС (главный щит).

Приборы, установленные на щите газогенератора, показывают расход и давление воздуха, давление и температуру паро-воздушной смеси и газа на выходе из газогенератора, давление газа после стояков-охладителей, давление и температуру газа после скрубберов, давление газа в сборном коллекторе и очищенного газа.

Главный щит и щит машинного зала оборудованы расходомерами, манометрами и термометрами, которые показывают давление, температуру и расход газа, воздуха и технической воды.

Схема автоматического регулирования работы ГГС состоит из трех основных узлов:

- 1) регулирования нагрузки газогенераторов путем изменения подачи воздуха к ним (в зависимости от давления газа в коллекторе очищенного газа);
- 2) регулирования температуры паро-воздушной смеси путем изменения подачи пара в дутье;
- 3) поддержания постоянного давления газа во всасывающем коллекторе газодувок путем автоматического перепуска газа из напорного газопровода (регулятор безопасности).

## 2. Мероприятия по повышению интенсивности газификации антрацита

Необходимыми условиями интенсификации процесса газификации являются высокая температура зоны газификации и высокая скорость дутья.

Конкретными техническими мероприятиями, повышающими производительность газогенераторов, являются увеличение количества подаваемого под колосники дутья, тщательная подготовка топлива и правильная организация работы слоя, а также хорошее обслуживание газогенератора и контроль процесса.

Проведением этих мероприятий удалось увеличить производительность газогенераторов, причем качество газа не ухудшалось и не повышалось содержание горючих в шлаках.

Работа была начата лишь после того, как добились получения топлива, удовлетворяющего требованиям, предъявляемым к углям, используемым для газификации. Чтобы получить однородное по размеру кусков топливо, была улучшена работа жироационного грохота путем равномерной засыпки угля на его сито и периодической прочистки последнего. На карманах бункеров газогенераторов были установлены специальные решетки, предотвращающие попадание крупных кусков топлива в газогенераторы.

Для обеспечения правильной работы слоя топлива, хорошей его газопроницаемости были проведены следующие мероприятия.

1. Ручные загрузочные устройства заменены другими, также ручными, но усовершенствованными Одесским заводом им. Красной гвардии. В этих устройствах для предупреждения смещения конуса при загрузке топлива изменена конструкция тяг и рычагов — установлены специальные направляющие и увеличен ход конуса до 400 мм. Изменились также высота и конфигурация юбки. В нижней ее части предусмотрен переход с цилиндра на конус; требуемая высота конической части определена опытным путем при холодном опробовании газогенератора.

В результате усовершенствования загрузочного устройства улучшилось распределение топлива по сечению шахты и газопроницаемость слоя; кроме того, появилась возможность подавать

топливо в любой участок газогенератора, т. е. туда, где оно требуется.

2. На газогенераторах первой очереди колосниковые решетки, облававшие рядом недостатков, заменены более совершенными типа Д.

3. Изменены форма и угол наклона выгребного воя. Хотя шлакоудаление и осталось односторонним, но удалось добиться равномерного схода шлака и поддержания постоянной, без перекосов высоты шлаковой подушки и находящегося на ней слоя топлива.

4. На отдельных газогенераторах, где позволяла конструкция нижней части, была увеличена высота нижних кольцевых гидравлических затворов с 550 до 700 мм, что позволило увеличить давление дутья.

5. С целью улучшения распределения дутья и предупреждения уноса мелких частиц была увеличена высота слоя топлива до 1200—1300 мм. Это мероприятие также благоприятно сказывалось и на улучшении подготовки топлива, так как увеличилась продолжительность контакта его с газовым потоком.

Увеличение скоростей газов в системе не вызвало повышения уноса — в стационарных и цеховых газопроводах отложений не наблюдалось.

6. Использование автоматического регулирования позволило поддерживать постоянную температуру паро-воздушного дутья при установившемся режиме газификации и изменять заранее на регуляторе в зависимости от изменения режима газогенераторов. Постоянство температурного режима в газогенераторах достигалось следующим образом. Из параллельно работающих газогенераторов выбирали один, у которого режим регулировался автоматически. Этот газогенератор воспринимал все колебания нагрузки. Остальные газогенераторы работали в условиях неизменного режима с максимальной производительностью, устанавливаемой в соответствии с графиком потребления газа.

Необходимо отметить роль обслуживающего персонала, который в результате повышения своей квалификации, сознательного отношения к труду и развернутого социалистического соревнования добился серьезных успехов в работе. Газовщики, обслуживающие газогенераторы, четко выполняли свои обязанности, строго соблюдая технологические инструкции по ведению процесса газификации. На газогенераторной станции стали редкими случаи нарушения режимных параметров, неправильное расположение реакционных зон, перекосы слоя топлива и шлаковой подушки, повышенное содержание двуоксида углерода в газе и др.

Химический контроль осуществлялся цеховой лабораторией.

## 3. Достигнутые успехи

Проведенные мероприятия по улучшению работы ГГС позволили сократить число работающих газогенераторов до трех вместо пяти по проекту.

Средние показатели газогенераторов, работавших с повышенной производительностью, за 8 месяцев следующие: производительность по газу 5000°—5750  $\text{нм}^3/\text{час}$ ; интенсивность газификации 236—272  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$ ; средний выход сухого газа 4—4,1  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ; содержание горючего в шлаках 10,1—14,5%; теплотворность газа 1322—1370  $\text{ккал}/\text{нм}^3$ ; температура паро-воздушной смеси 58—60°.

Состав газа, % объема:

CO <sub>2</sub> . . . . .	3—4
O <sub>2</sub> . . . . .	0,2—0,0
CO . . . . .	29,6—30,4
H <sub>2</sub> S . . . . .	12—15
H <sub>2</sub> . . . . .	0,2
CH <sub>4</sub> . . . . .	0,5—0,7
N <sub>2</sub> . . . . .	51—53

### Выводы

Опыт выявил возможность длительной эксплуатации газогенераторов с повышенной производительностью без ухудшения качества газа при малом содержании горючего в остатках.

Основные условия, необходимые для хорошей работы газогенератора, следующие:

- 1) соответствие качества топлива требованиям, предъявляемым к углям, используемым для целей газификации;
- 2) хорошая подготовка топлива и соблюдение условия, при котором максимальный размер куска был бы равен удвоенному минимальному;
- 3) равномерная газопроницаемость слоя и отсутствие перекосов слоя топлива и шлаковой подушки, что достигается правильной работой загрузочных устройств и устройств шлакоудаления;
- 4) повышенная высота слоя топлива, равная 1200—1300 мм, при которой достигается хорошая подготовка топлива и предотвращается его «кипение» в верхней части слоя;
- 5) постоянная температура паро-воздушного дутья;
- 7) температура газа на выходе из газогенератора, равная 500—600°;
- 8) неизменная нагрузка газогенератора, что позволяет сохранить постоянство температурного режима газификации;
- 9) достаточность высоты водяных затворов и дутьевых средств;
- 10) квалифицированное обслуживание газогенераторов;
- 11) загрузка топлива (ручная) небольшими порциями, при этом не допускается снижение температуры газа более чем на 100°;
- 12) автоматическое регулирование температуры паро-воздушного дутья и количества подаваемого в газогенератор воздуха.

## УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ И ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ГАЗА ПРИ ГАЗИФИКАЦИИ КОКСИКА

Ниже описаны результаты экспериментально-наладочных работ, проведенных за последнее время на газогенераторных станциях (ГГС) двух заводов.

ГГС Северского металлургического завода оборудована 12 механизированными газогенераторами диаметром 3,0 м, с водяными рубашками, центральными колосниковыми решетками с индивидуальным приводом и механическим питателем трехколокольного типа.

Газ из газогенератора поступает в стояк, затем в скруббер и коллектор. Шлак из чаши по наклонному лотку сбрасывается в траншею, проходящую между рядами газогенераторов, откуда скрепером транспортируется в яму и из нее скиповым подъемником подается в бункер, а из последнего в железнодорожный вагон.

ГГС Новотагильского металлургического завода оборудована механизированными газогенераторами диаметром 2,6 м, с пароводяной рубашкой и колосниковой решеткой с развитой поверхностью. Загрузка топлива в газогенератор осуществляется питателем Чапмана (мешалка Чапмана демонтирована).

Газ из газогенератора поступает в сухой пылеуловитель, затем через тарельчатый клапан по футерованному патрубку направляется последовательно в общий коллектор, скруббер первой ступени, дезинтегратор, каплеуловитель, скруббер окончательного охлаждения и газопровод к потребителям. Шлак удаляется вагонетками.

Обе ГГС газифицируют коксик. Показатели газогенераторов до проведения экспериментально-наладочных работ и по окончании их приведены в табл. 1 и 2.

Данные о работе газогенераторов Северского металлургического завода

Таблица 1

Показатели	До проведения экспериментальных работ	После проведения экспериментальных работ <sup>1</sup>
Производительность газогенератора, т/сутки . . . . .	25,0	60,0
Интенсивность газификации, $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$ . . . . .	150	350
Теплотворность газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$ . . . . .	1222	1250
Содержание горючих в шлаке, % . . . . .	5,0—6,0	7,0—8,0

<sup>1</sup> Работа выполнена инженерами М. З. Серебряковым и Ф. Ф. Горных.

Таблица 2

Данные о работе газогенераторов Ново-Тагильского огнеупорного завода

Показатели	До проведения экспериментальных работ	После проведения экспериментальных работ <sup>1</sup>
Производительность газогенератора, т/сутки . . . . .	29,0	52,0
Интенсивность газификации, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	229	410
Теплотворность газа, ккал/м <sup>3</sup> . . . . .	1185	1250
Содержание горючих в шлаке, % . . . . .	4,0	4,0

<sup>1</sup> Работа выполнена инженерами Е. А. Невяжской и Н. Я. Никулиным.

Работы начинались с фиксирования существующего режима газификации и выявления его недостатков. Затем проводилось холодное испытание для оценки равномерности распределения топлива и шлакоудаления по сечению шахты газогенератора, после чего выполнялись работы по выявлению оптимального режима газификации.

Газогенераторы Северского завода оборудованы механическими питателями колокольного типа (фиг. 1). Основными элементами питателя, влияющими на подачу топлива и равномерность его распределения, являются: регулятор (завдвижка) количества топлива, поступающего из бункера; барабан, направляющий порции топлива; два колокола, подающие топливо; распределительный колокол и отражательное кольцо. Загрузочный аппарат приводится в движение тихоходным валом через редуктор посредством эксцентрика, шатуна и двуплечего рычага. Предусмотрена возможность регулирования скорости вращения барабана питателя.

Механизм подъема конусов приводится в движение от того же тихоходного вала, что и механизм вращения барабана питателя.

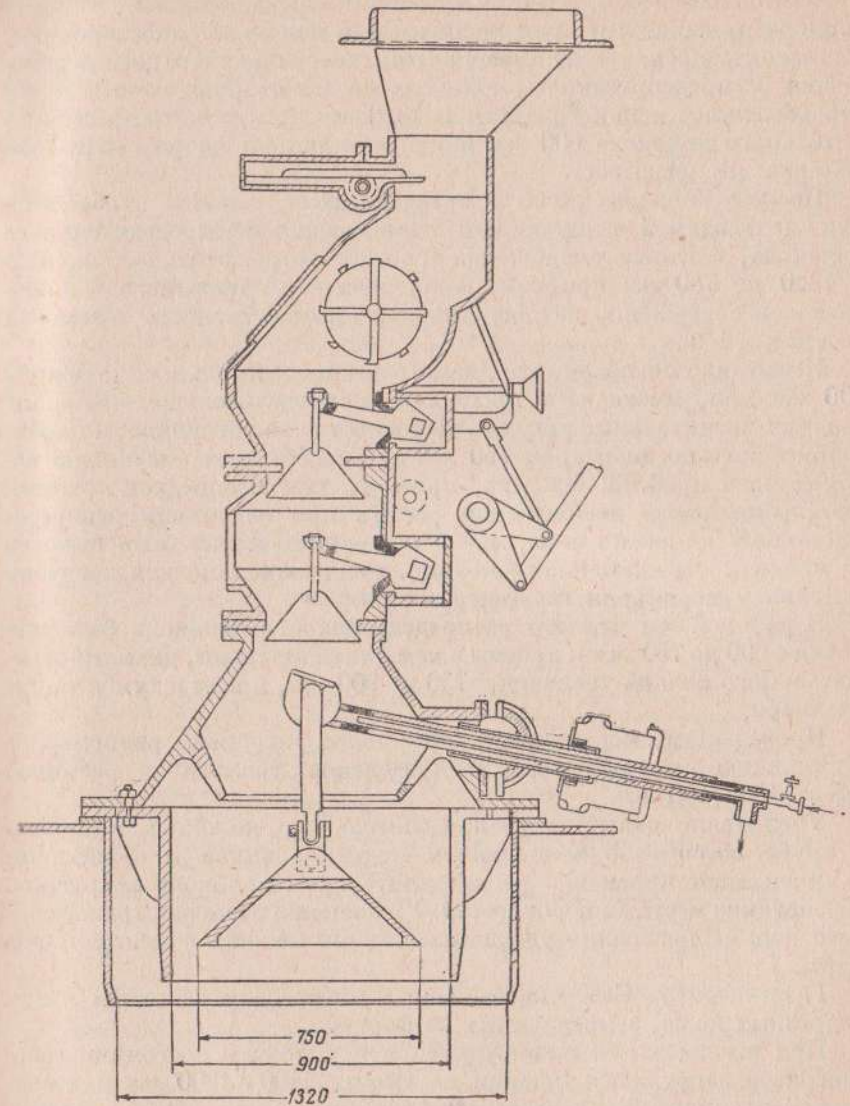
Распределительный колокол благодаря наличию шарового устройства может опускаться и смещаться по горизонтали, что позволяет распределять топливо (по гранулометрическому составу) на любой части поверхности слоя в газогенераторе.

Отражательное кольцо дает возможность загружать топливо по оси газогенератора.

При испытании загрузочного устройства топливо в газогенератор загружалось до высоты 700 мм от уровня чепца колосниковой решетки, слой его разравнивался и снова производилась загрузка топлива, причем распределительный колокол передвигался так, чтобы топливо по сечению газогенератора распределялось более равномерно.

Когда высота слоя топлива в газогенераторе над чепцом решетки доходила до 1100—1200 мм, загрузочный аппарат выключался и

на поверхности слоя через каждые 200 мм по взаимно перпендикулярным диаметрам замерялся его профиль. Требуемое распре-



Фиг. 1. Трехколокольный питатель газогенератора Северского завода после реконструкции.

деление топлива было достигнуто путем изменения устройства отражательного кольца и распределительного колокола.

При холодном опробовании загрузочного устройства, выполненного согласно проекту, вначале топливо поступало в центр газо-

генератора. При этом было выявлено, что рычаги колоколов, подающих топливо, коротки и колокола при открывании отходят от вертикальной оси, а при закрывании перекашиваются; засыпка топлива на нижний и распределительный колокола односторонняя. Также оказалось, что не имеется возможности достаточного перемещения распределительного колокола во все стороны от оси и что отражательное кольцо диаметром 1320 мм при диаметре распределительного колокола 600 мм никакого влияния на распределение топлива не оказывает.

После удлинения рычагов загрузочных колоколов и обеспечения необходимой возможности перемещения распределительного колокола, а также уменьшения диаметра отражательного кольца с 1320 до 750 мм профиль поверхности загруженного топлива оказался совершенно неудовлетворительным и разность в высотах достигала 1 м.

Испытание показало, что диаметр распределительного колокола 600 мм мал, имеющиеся проемы в распределительном колоколе создают значительные местные неровности слоя топлива, отражательное кольцо диаметром 750 мм не способствует получению необходимого профиля топлива, проем в тумбе, предусмотренный для возможности перемещения рычага при опускании распределительного колокола вниз, мал и колокол не может быть выведен за пределы отражательного кольца, что необходимо для загрузки топлива у периферии газогенератора.

В дальнейшем диаметр распределительного колокола был увеличен с 600 до 750 мм и проемы в нем ликвидированы, диаметр отражательного кольца увеличен с 750 до 900 мм, проем в тумбе также увеличен.

Проведенные мероприятия позволили получить равномерное по сечению газогенератора распределение топлива с разницей высот 100—150 мм.

Увеличение диаметра распределительного колокола и проема в трубе обеспечило возможность подачи топлива к периферии, а ликвидация проемов в распределительном колоколе исключила образование местных неровностей. Увеличение размера отражательного кольца позволило увеличить подачу топлива в центральную часть.

Газогенератор Северского завода имеет один основной и три подрезных ножа, закрепленных на фартуке.

При исследовании шлакоудаления в холодном состоянии газогенератор загружался шлаком на высоту 1100—1200 мм над чепцом колосниковой решетки. Поверхность слоя разравнивалась и затем пускалась шлаковая чаша. После каждого полного оборота чаша оставалась и по диаметру газогенератора через каждые 200 мм замерялся профиль слоя шлака.

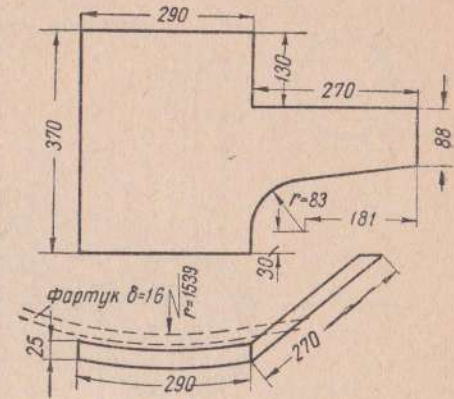
Вначале сход шлака был неудовлетворительным, наблюдалось значительное отставание его по периферии против центра на 500—600 мм.

При снятых подрезных ножах профиль получился значительно более искривленным, чем был до этого, отставание схода шлака по периферии доходило до 900 мм.

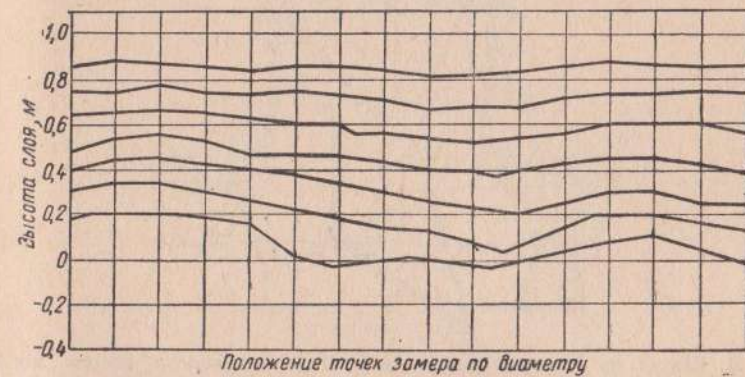
Проведенные опыты позволили заключить, что для равномерного схода шлака подрезные ножи необходимы и что профиль установленных подрезных ножей не обеспечивает требуемого профиля слоя шлака.

В результате проведенных работ была найдена необходимая конфигурация подрезного ножа (фиг. 2), которая обеспечила практически равномерный сход шлака при разности уровней 150—180 мм (фиг. 3).

На Новотажильском заводе работы проводились так же, как и на Северском. Оказалось, что загрузочное устройство распределяет топливо по сечению газогенератора неравномерно и в основном подает его в сторону, противоположную газовому штуцеру. Разница в слое топлива по периферии со стороны газового штуцера достигала 600 мм.



Фиг. 2. Профиль нового подрезного ножа.



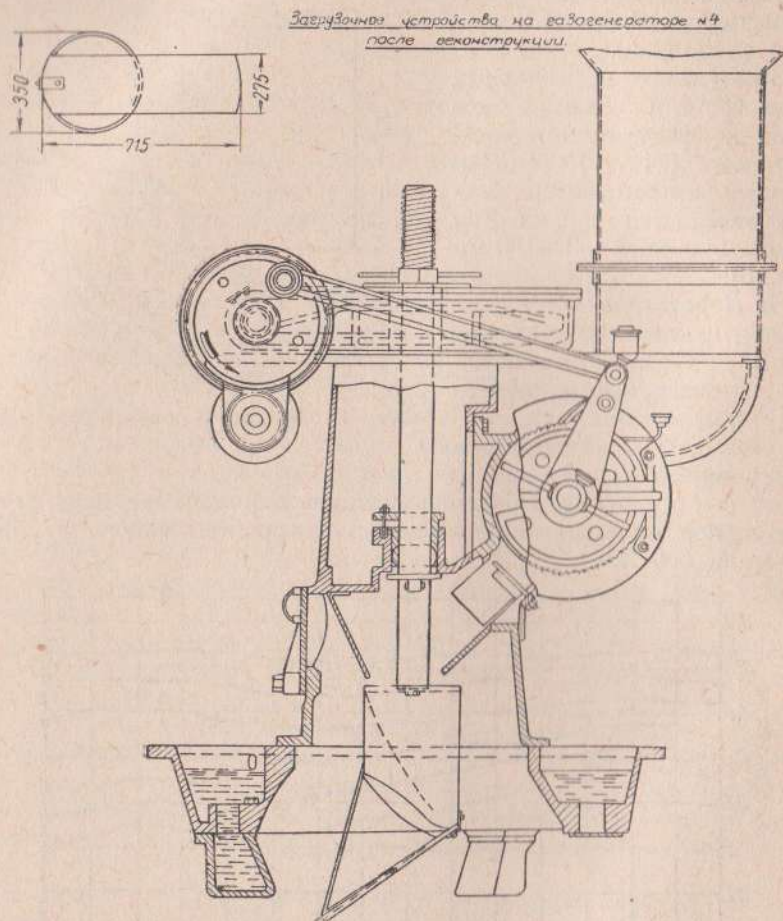
Фиг. 3. Профиль слоя шлака после реконструкции нижней части газогенератора.

Недостатки загрузочного устройства ликвидировались двумя путями.

На газогенераторе № 4 (фиг. 4) распределительный колокол был заменен цилиндрической воронкой с желобом, причем механизм вращения мешалки был использован для вращения воронки.

На газогенераторе № 1 (фиг. 5) механизм вращения мешалки был использован для вращения распределительного колокола.

В газогенератор № 4 коксик поступал через воронку во вращающийся барабан и через цилиндрическую воронку в шахту. Воронка

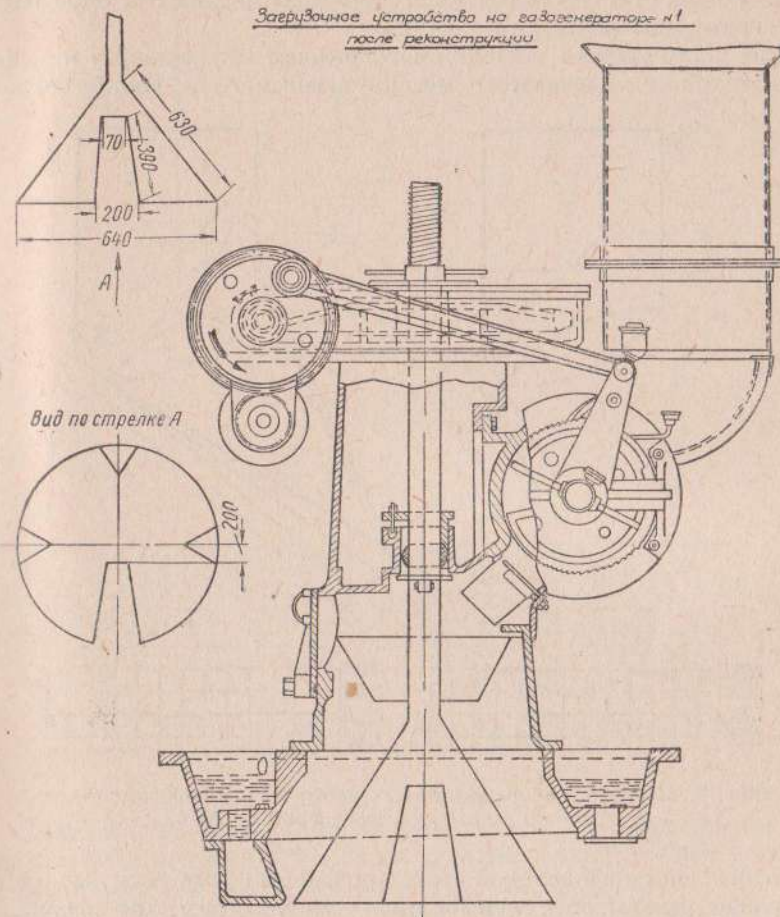


Фиг. 4. Питатель газогенератора № 4 Новотагильского завода после реконструкции.

вращалась при помощи червячной передачи (ее вращение связано с вращением барабана).

В газогенераторе № 1 с вращающимся колоколом (вместо вращающейся воронки) профиль слоя топлива был выравнен путем изменения положения направляющих перед колоколом и положения колокола по высоте.

Изменения конструкции загрузочного устройства, внесенные в процессе исследования, и соответствующие им профили поверхности загруженного топлива представлены на фиг. 6 и 7.



Фиг. 5. Питатель газогенератора № 1 Новотагильского завода после реконструкции.

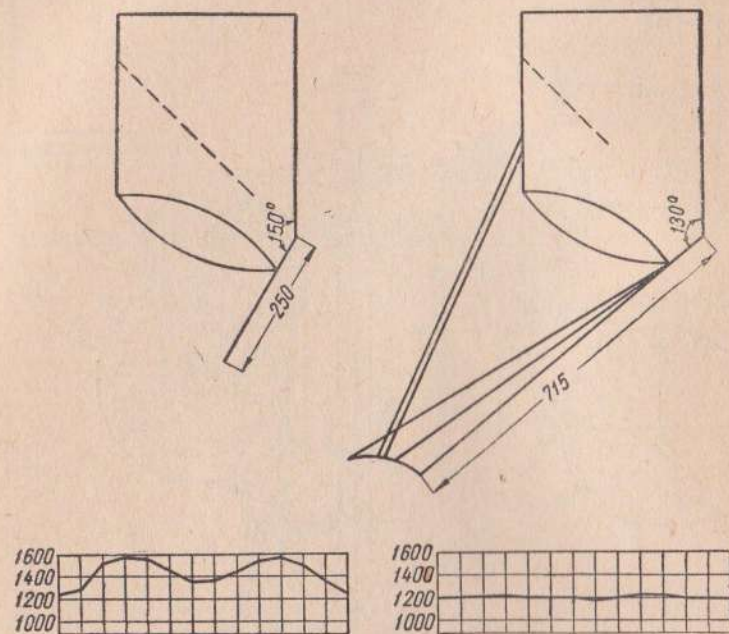
Изучение работы газогенератора, на фартуке которого установлены один основной и три подрезных ножа, выявило возможность равномерного шлакоудаления по сечению газогенератора.

С целью улучшения золоудаления были проведены следующие мероприятия: угол, образуемый основным ножом с дном чаши, уменьшен с 45 до 40°, расстояние между дном чаши и низом основного ножа уменьшено до 20 мм, установлены более совершенные, ранее опробованные подрезные ножи (см. фиг. 2).

Поверхность слоя шлака регулировалась путем изменения конфигурации и размеров подрезных ножей. В результате было достигнуто равномерное шлакоудаление.

На обеих ГГС топливо в газогенераторы подавалось определенного гранулометрического состава.

Для установления оптимального режима газификации коксика на газостанциях Северского металлургического и Нижне-тагиль-



Фиг. 6. Профиль поверхности топливного слоя в зависимости от устройства питателя газогенератора № 4.

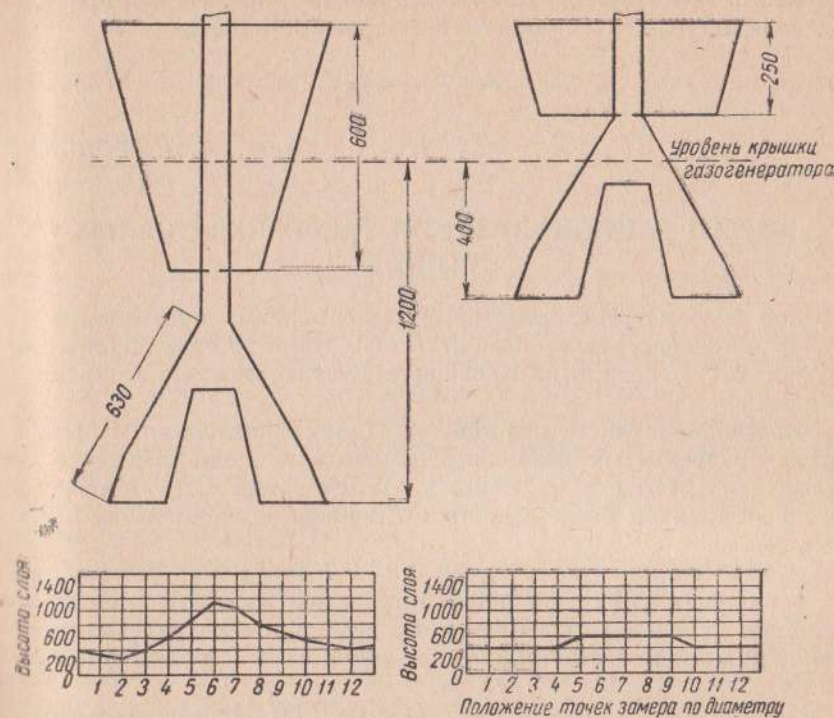
ского огнеупорного заводов были проведены серии опытных работ при различных высотах слоя топлива, температурах паро-воздушной смеси и интенсивностях газификации.

На Новотагильском огнеупорном заводе газифицировался коксик фракции 5—25 мм на следующем режиме: температура паро-воздушной смеси 50°, высота слоя топлива 1200 мм, высота шлаковой подушки 150—200 мм.

На Северском металлургическом заводе газифицировался коксик двух фракций 10—25 и 25—40 мм.

Фракции 10—25 мм газифицировались на том же режиме, что и на Новотагильском заводе. Фракции 25—40 мм газифицировались на следующем режиме: высота слоя топлива 1800 мм, температура паро-воздушной смеси 56°, высота шлаковой подушки 150—200 мм. Обеспечение этих факторов позволило значительно

повысить показатели газификации коксика и получить результаты, приведенные в табл. 2.



Фиг. 7. Профиль поверхности топливного слоя в зависимости от устройства питателя газогенератора № 1.

Дальнейшая форсировка газогенераторов ограничивается недостаточной производительностью очистных сооружений, газовых и воздушных вентиляторов.

### Выводы

1. На ГГС имеются значительные производственные резервы.
2. При увеличении потребности в газе на заводах прежде чем решать вопрос о строительстве новых ГГС или расширении имеющихся, следует выявлять резервы последних.
3. Основными факторами повышения показателей газификации являются: равномерное распределение топлива по сечению газогенератора и шлакоудаление, применение топлива определенного гранулометрического состава и установление оптимального режима газификации для каждого вида топлива.



4. Распределение дутья по сечению газогенератора определяется не конструкцией колосниковой решетки, а состоянием шлаковой подушки и слоя топлива. Шлакоудаление же определяется правильной конфигурацией основного и подрезных ножей.

Инж. Я. С. ГРОДСКИЙ

(Ювэнергочермет)

### МАЛАЯ РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

Здесь рассмотрены некоторые мероприятия, проведенные на ряде газогенераторных станций (ГГС) Министерства черной металлургии, за которыми Ювэнергочермет осуществляет технический надзор.

Эти мероприятия ценны тем, что при сравнительно малых затратах внедрение их позволило повысить технико-экономические показатели работы и надежность эксплуатации ГГС. Многие из этих мероприятий были выполнены непосредственно на месте силами завода.

Применение пара с давлением 0,5—0,7 *ати* в шуровочных лючках с паровым отбоем является актуальной задачей, так как это позволяет использовать пар низкого давления и сократить потребление или вообще отказаться от получения пара с заводской котельной.<sup>1</sup>

В конце 1951 г. при применении на ГГС Макеевского труболитейного завода парового отбоя Ювэнергочерметом был предложен шуровочный лючок конструкции Ростовского института железнодорожного транспорта, работающий на давлении пара 0,5—0,7 *ати*. Трехгодичная работа этих лючков на 5 газогенераторах диаметром 2,6 м Макеевского труболитейного завода показала хорошие результаты отбоя газа и возможность обработки слоя топлива по сечению шахты. В настоящее время на заводах, газифицирующих коксик и антрацит, проводятся опыты по внедрению этих лючков и других, реконструированных на давление пара до 1,2 *ати*.

Большой интерес представляет также испытание шуровочных лючков, работающих на давлении пара до 0,7 *ати*, на газогенераторах, газифицирующих топлива с большим содержанием летучих. При газификации таких топлив наблюдается засорение паровой щели смоляным пеком, что затрудняет пользование лючком, требуется его чистка и даже разборка.

Для предупреждения засмаливания на поверхности парового канала нарезают канавки, которые предохраняют лючок от заноса и позволяют достаточно эффективно его использовать. При газификации

топлива с малым содержанием летучих также целесообразно производить нарезку канавок, но в меньшем количестве. Этим компенсируется уменьшение размеров паровой щели, наблюдаемое при эксплуатации паротбойников.

Применение воздуха под давлением 2,5—3 *ати* для шуровочных лючков не может быть рекомендовано из-за высокой стоимости его и ухудшения качества газа в случае продолжительной шуровки, а при невысокой температуре газа также и из-за недостаточной безопасности.

Своды газогенераторов, как правило, служат более 2—3 лет. Футеровка стен шахты, выложенная из шамотного кирпича, выходит из строя через 6—12 месяцев работы, особенно в области высоких температур. Увеличение длительности службы газогенератора на некоторых ГГС достигается путем использования хромомagneзитового кирпича вместо шамотного. При этом стойкость шахты значительно возрастает, шлаки к футеровке привариваются в меньшем количестве, а скалывание настывшей со стенок не вызывает особых трудностей и разрушения кирпича. Так, выявилось, что газогенератор № 7 Часов-Ярского огнеупорного завода, имеющий шахту, выложенную из хромомagneзитового кирпича, проработав на коксике более 2 лет, оказался пригодным для дальнейшей работы без замены футеровки.

На газогенераторе № 3 Пантелеймоновского динасового завода, газифицирующем газовый уголь, состояние футеровки шахты, выложенной из хромомagneзитового кирпича, после 12 месяцев работы оказалось вполне удовлетворительным. Хромомagneзитовый кирпич используют только для футеровки участков шахты, находящихся в зоне высоких температур.

Для достижения более равномерного распределения топлива по сечению шахты и возможности регулирования его подачи в различные места по предложению Ювэнергочермета устанавливаются перегородки в ручных загрузочных коробках или последние дополняются вращающимися распределительными лопатами. Принцип их работы простой, а изготовление не связано с большими трудностями и материальными затратами.

Ручные загрузочные коробки с отсекателями, установленные на газогенераторах диаметром 3 м Красноармейского динасового завода, вполне удовлетворительно работают уже более двух лет. Также оправдали себя в эксплуатации установленные на газогенераторах Харьковского трубного завода загрузочные коробки, имеющие вращающиеся распределительные лопаты.

Не меньшее значение для повышения производительности газогенератора имеет равномерное распределение воздуха по сечению шахты, которое зависит от конструкции колосниковой решетки, высоты слоя, фракционного состава и сепарации шлака и топлива. Высота шлаковой подушки, ее профиль и высота слоя топлива могут быть хорошо отрегулированы обслуживающим персоналом только в случае правильной конструкции колосниковой решетки; поэтому

<sup>1</sup> «Стекло и керамика» № 1, 1954.

все дефекты, препятствующие распределению воздуха, должны быть устранены.

В практике работы Ювэргочермета известны случаи, когда закрытие щелей двух нижних колосников решетки Дейц на газогенераторах Макеевского труболитейного завода позволило при газификации коксика избежать прогаров по периферии и достичь теплотворности вырабатываемого газа  $1300 \text{ ккал/нм}^3$ . Интенсивность газификации при этом составляла  $180\text{--}190 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ .

До проведения этого мероприятия при интенсивности газификации  $135\text{--}150 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$  наблюдались прогары по периферии и теплотворность газа находилась на уровне  $1200\text{--}1240 \text{ ккал/нм}^3$ .

На ГЭС Красногоровского огнеупорного завода газогенераторы оборудованы колосниковыми решетками типа Пинч, газифицируется кокс кусками размером  $25\text{--}40 \text{ мм}$ . Закрытие дутьевых щелей в шахматном порядке в 5-м и 6-м колосниках позволило повысить теплотворность вырабатываемого газа на  $30\text{--}50 \text{ ккал/нм}^3$  и облегчило обслуживание газогенераторов. Аналогичные удовлетворительные результаты были получены и на колосниковых решетках Тиссена при закрытии дутьевых щелей 4-го колосника.

Регулировать дутье по сечению шахты очень удобно при секционном его подводе, как это осуществлено на решетках системы Керпели. ГЭС, имеющие решетки типа Керпели (Краматорский металлургический завод), отказались от секционной подачи дутья, видимо, без достаточных оснований.

Колосниковая решетка должна обеспечивать равномерное шлакоудаление по сечению шахты. Как показала практика эксплуатации ГЭС, для достижения равномерного шлакоудаления в большинстве случаев требуется вносить коррективы в конструкции и расположение подрезных и выгребных ножей. Необходимая конфигурация ножей выявляется в процессе холодных испытаний газогенераторов. Проведенные на Красноармейском динасовом заводе холодные испытания нижней части газогенератора конструкции Гипромеза с колосниковой решеткой Коллера показали, что при валиции одного выгребного ножа сход шлака по периферии значительно отставал от схода шлака в центре. После установки трех подрезных ножей конфигурация, предложенной Уралэнергочерметом, удалось получить желаемый профиль схода шлака. Дальнейшая эксплуатация генератора подтвердила целесообразность проведения этого мероприятия. Подпор шлака перед выгребным ножом резко уменьшился, ручная подборка шлака не производилась. Аналогичные положительные результаты были получены на одном газогенераторе Макеевского завода, имеющем колосниковую решетку типа Д, на котором также наблюдалось резкое отставание схода шлака по периферии. После установки трех подрезных ножей конфигурация, предложенной Ювэргочерметом, шлакоудаление по сечению шахты стало практически равномерным.

При эксплуатации газогенераторов с шурующими граблями наблюдается быстрый износ их пальцев. На ГЭС Краматорского

металлургического завода пальцы, наваренные сталинитом, при газификации добропольских газовых углей и работе с интенсивностью  $200\text{--}240 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$  служат всего  $2\text{--}3$  месяца.

Замена пальцев является трудоемкой операцией, для ее выполнения требуется остановка газогенератора. Следуя опыту Ворошиловградского паровозостроительного завода, от применения пальцев для разрыхления поверхностного слоя топлива при газификации газовых углей на Краматорском заводе совсем отказались. Поверхностный слой топлива разрыхляли непосредственно горизонтальным валом, выполненным из толстостенной трубы диаметром  $68/44 \text{ мм}$ . Для уменьшения износа на соприкасающуюся с топливом поверхность горизонтального вала при помощи электросварки был наплавлен металл толщиной  $5\text{--}8 \text{ мм}$ . Отказ от применения пальцев позволил увеличить срок службы грабель при газификации добропольского газового угля с интенсивностью  $280\text{--}300 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$  до 6 месяцев. Качество газа после отказа от применения пальцев в шурующем устройстве не ухудшалось, теплотворность его составляла  $1400\text{--}1450 \text{ ккал/нм}^3$ .

В практике работы колосниковых решеток отдельных конструкций наблюдаются частые случаи попадания мелкого шлака в дутьевую коробку, что приводит к нарушению подачи паро-воздушной смеси.

Для очистки вручную дутьевой коробки и воздухопровода от провалившегося шлака приходится переводить газогенератор на естественную тягу. Чтобы предотвратить это явление, на ГЭС Харьковского трубного завода подводящий вертикальный патрубок дутьевой коробки сочленили с наклонным патрубком, заполненным водой. Образовавшийся гидрозатвор допускает очистку дутьевой коробки от мелкого шлака на ходу, без остановки газогенератора.

Газодувки очищают от смолы и других частиц, отлагающихся на поверхностях деталей, соответствующим ручным инструментом и частично периодической продувкой паром, при этом удаляется и пек. Такая очистка трудоемка и связана с остановкой газодувки. Даже на станциях, газифицирующих антрацит и коксик, наблюдается значительное загрязнение газодувок, которые приходится останавливать на чистку через  $30\text{--}50$  дней (ГЭС Новочеркасского, Часов-Ярского, Красноармейского заводов и др.).

Установка уловителей перед газодушками Новочеркасской ГЭС значительно уменьшила загрязнение их пеком и увеличила срок работы без чистки в 2 раза. Собирающиеся в уловителе унос и смола периодически выпускались в гидрозатвор без остановки газодувок. Поскольку в настоящее время на всех ГЭС холодного газа принимаются к установке газодувки преимущественно типа ТГ-136, то желательно, чтобы завод-изготовитель предусматривал установку специального приемника для отсоса газа от заднего подшипника, а в проектах ГЭС предусматривалась вытяжка газа из приемников.

На ГГС, газифицирующих антрацит и коксик, как правило, наблюдается сильная коррозия отдельных элементов оборудования и трубопроводов водой замкнутого цикла. Нейтрализация воды замкнутого цикла известью предохраняет оборудование от разрушения и безусловно должна проводиться на всех станциях очищенного газа, где газифицируется топливо с содержанием серы более 0,7%. Кроме того, для предохранения от разедания Ювэнергочерметом было предложено зафутеровать корпус двухходового стояка по внутренней его поверхности цементным раствором толщиной 50 мм с одновременным созданием водяной завесы. Этот способ футеровки двухходовых стояков вполне себя оправдал при эксплуатации их в течение более 2 лет.

Проведенные Ювэнергочерметом исследования запыленности газа на ГГС Красноармейского завода по методике, обычно применяемой в доменных цехах металлургических заводов, показали полную целесообразность замены коксовой насадки скрубберов хордовой. Содержание пыли в газе после скруббера, имеющего два яруса хордовой насадки и один ярус коксовой, составило 0,054—0,06 мг/нм<sup>3</sup>, а при трех ярусах коксовой насадки — 0,077 — 0,088 мг/нм<sup>3</sup>. Сопротивление насадки при производительности 5700 нм<sup>3</sup>/час уменьшилось примерно на 20 мм вод. ст.

Для частичного использования физического тепла выходящего газа (при газификации бесемольных топлив температура его на выходе из газогенератора составляет более 400°) устанавливают испарители различных конструкций, позволяющие утилизировать до 40—60% от всего уносимого тепла.

Но установка испарителей затрудняет регулирование температуры паро-воздушной смеси, подаваемой в газогенератор. Парообразование в испарителе зависит от интенсивности работы газогенератора, состояния поверхности нагрева и режима питания испарителя водой, поэтому температура паро-воздушной смеси изменяется скачкообразно. Дополнительный подвод пара из заводской котельной в смесительную колонку не обеспечивает стабильности температуры паро-воздушной смеси. Это приводит к неустойчивости режима газификации; в газогенераторах наблюдаются плакование и прогары, обслуживание их затруднено. Качество получаемого газа низкое. Теплотворность его составляет  $Q_H^p$  1150—1240 ккал/нм<sup>3</sup>.

В процессе эксплуатации испарителей при износе внутренней стенки газовой коробки наблюдаются случаи проникновения воздуха в газовое пространство, в результате чего образуется газозадушенная смесь и возникает опасность аварии. Для предохранения газовой коробки от быстрого износа внутреннюю поверхность газовой коробки футеруют специальным легковесным кирпичом типа КР-17. После выполнения футеровки стойкость газовой коробки увеличилась. При проведении ремонта испарителя необходимо футеровку разбить, осмотреть внутреннюю поверхность газовой коробки и, убедившись в ее хорошем состоянии, вновь зафу-

теровать стенки. Операция по разбивке старой футеровки и установке новой занимает около 2 час.

Питание испарителей, как правило, должно осуществляться химически очищенной водой, так как чистка наружной поверхности труб от накипи из-за конструктивных особенностей испарителя крайне затруднительна.

К недостаткам трубчатых испарителей следует отнести также сильный запас внутренней поверхности труб сажей и пылью, что, как и накипобразование, значительно снижает коэффициент теплопередачи от проходящих газов к воде. Наблюдаются случаи выхода из испарителя газа с температурой более 400°.

Отсутствие стабильного теплового режима в испарителях приводит к нарушению плотности мест соединения дымогарных труб с трубными решетками. При эксплуатации трубчатых испарителей часто наблюдается течь в трубных решетках. Как правило, на указанных заводах остановка газогенераторов на ремонт определяется состоянием испарителей.

Капитальные ремонты системы газогенератор—испаритель—скруббер производятся через каждые 2 года. Продолжительность работы системы (от капитального до текущего ремонта) составляет 6 месяцев. Промежуток времени между текущими ремонтами составляет 4 месяца. Для проведения капитального ремонта требуется 20—25 дней, а текущего — 7—10.

С целью обеспечения устойчивого режима газификации и постоянства температуры паро-воздушной смеси Ювэнергочерметом было предложено организовать раздельный подвод пара и воздуха в смесительную коробку газогенератора. В этом случае, при наличии химически очищенной воды испаритель может быть превращен в котел низкого давления. Источником пара могут служить и пароводяные рубашки, которыми следует оснастить газогенераторы. При этом трубная система испарителя должна быть демонтирована.

Для улучшения работы газогенераторных станций необходимо провести ряд мероприятий.

1. Разработать государственные стандарты на коксик, поставляемый для нужд газификации.

2. На трассе газопроводов ГГС очищенного газа установить искрогасители для предотвращения возможных аварий.

3. Работникам технического надзора внести ясность в вопросы о необходимости установки предохранительных взрывных клапанов на аппаратах и газопроводах ГГС. В § 40 «Правил безопасности в газовом хозяйстве металлургических заводов» (изд. 1954 г.) указано, что установка предохранительных взрывных клапанов на газовых аппаратах и газопроводах запрещается. Существующие взрывные клапаны должны быть ликвидированы.

Однако в руководстве по устройству, изготовлению оборудования и технике безопасности ГГС, рекомендованном Главгазпромом при Совете Министров СССР (изд. 1949 г.), указано

что в верхней части всех газоочистных аппаратов (§ 70), а также на торцах наружных газопроводов (§ 297, 333) должны быть установлены предохранительные клапаны.

4. Разработать более рациональную конструкцию обратного гидравлического клапана, так как существующие в настоящее время обратные гидравлические клапаны работают неудовлетворительно: наблюдается большой унос воды и излишний расход пара.

5. Разработать рациональную конструкцию плотного механического питателя.

6. Автоматизировать регулирование процесса в газогенераторах и улучшить оснащение ГГС приборами теплового контроля.

Инж. Ф. А. ОБЛИВАЛЬНЫЙ  
(Лисичанский стекловод)

### МЕРОПРИЯТИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ РАБОТЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

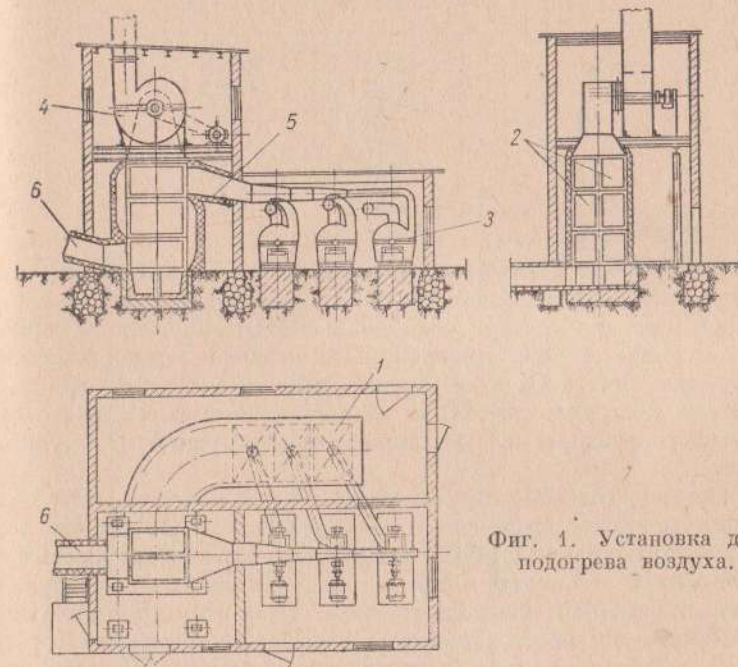
На Лисичанском стекольном заводе МПСМ СССР установлены 11 газогенераторов типа Керпелли; газифицируется Лисичанский грохоченный уголь марки ДК. Потребителям подается очищенный газ температурой 35—38° под давлением 100—130 мм вод. ст.; максимальная интенсивность газификации составляет 240 кг/м<sup>2</sup> час; температура газа на выходе из газогенератора 500—550°; давление дутья в общем коллекторе 400—420 мм вод. ст.; температура паровоздушной смеси 115—120°. Охлаждающая вода циркулирует по замкнутому циклу. Сточные фенольные воды не сбрасываются. Смоляные отходы используются в качестве жидкого топлива в заводской парокотельной.

В 1953 г. после реконструкции стекловаренной печи и выпускного канала первой системы и в связи с этим увеличением выпуска продукции на заводе начал ощущаться недостаток газа (не хватало 4000—5000 м<sup>3</sup>/час). Для удовлетворения нужд завода требовалась установка двух дополнительных газогенераторов. Во избежание расширения газогенераторной станции были приняты меры к улучшению работы существующих газогенераторов.

Одним из основных средств повышения теплотворности газа является применение горячего дутья. Вносимое подогретой паровоздушной смесью тепло позволяет вводить и разлагать большее количество водяного пара и увеличивать таким образом содержание в газе СО и Н<sub>2</sub>. Кроме того, увеличенный ввод пара благоприятно сказывается на характере шлакообразования в газогенераторе, препятствуя спеканию шлака и гранулируя его, что имеет большое значение для обеспечения нормальной работы газогенератора.

Образование гранулированного шлака позволило работать на более форсированном режиме с повышенными температурами зон газификации и поддерживать минимальное содержание СО<sub>2</sub> в газе.

Для подогрева воздуха, подаваемого под колосниковые решетки газогенераторов, была сооружена специальная установка, состоящая из подтопка 1, у которого площадь колосниковой решетки равна 4,4 м<sup>2</sup>, трех пар пластинчатых рекуператоров 2 с общей поверхностью нагрева 1122 м<sup>2</sup>, трех вентиляторов 3 с электромото-



Фиг. 1. Установка для подогрева воздуха.

рами производительностью 30 000 м<sup>3</sup>/час каждый, дымососа 4 производительностью 54 000 м<sup>3</sup>/час, коллекторов для подвода воздуха 5 диаметром 800 мм и для отбора 6 диаметром 1020 мм.

В подтопке сжигается генераторный газ. Колосниковая решетка позволяет также сжигать уголь и древесные отходы.

К рекуператору подведен магистральный боров цеха огнеупоров для использования тепла дымовых газов обжигательных печей<sup>1</sup>. В настоящее время эти газы не используются из-за периодичности работы печей.

<sup>1</sup> От редактора. Целесообразнее использовать для подогрева дутья тепло отходящих газов, чем расходовать генераторный газ.

Воздухоподогревательная установка с февраля 1953 г. бесперебойно подает в 10 газогенераторов воздух температурой 130—140°. В результате использования подогретого дутья резко улучшился состав газа, что видно из следующей сравнительной таблицы.

**Сравнительные данные по составу газа**

Компоненты, % объема.	Дутье	
	без подогрева	с подогревом
CO . . . . .	25,23	31,5
H <sub>2</sub> . . . . .	13,82	14,7
CH <sub>4</sub> . . . . .	2,93	2,6
CO <sub>2</sub> . . . . .	6,94	2,1
O <sub>2</sub> . . . . .	0,19	0,2
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> . . . . .	0,34	0,3
N <sub>2</sub> . . . . .	50,55	48,6

Теплотворность сухого газа повысилась с 1450 до 1600 ккал/нм<sup>3</sup>. При применении горячего воздуха резко увеличилась производительность газогенератора. Так, если в 1951 г. до ввода горячего воздуха среднегодовая интенсивность газификации составляла 192 кг/м<sup>2</sup> час, то в 1954 г. ее удалось довести до 236, а в отдельные месяцы она доходила до 250 кг/м<sup>2</sup> час, причем форсировать было легче газогенераторы с механической загрузкой и шуровкой топлива.

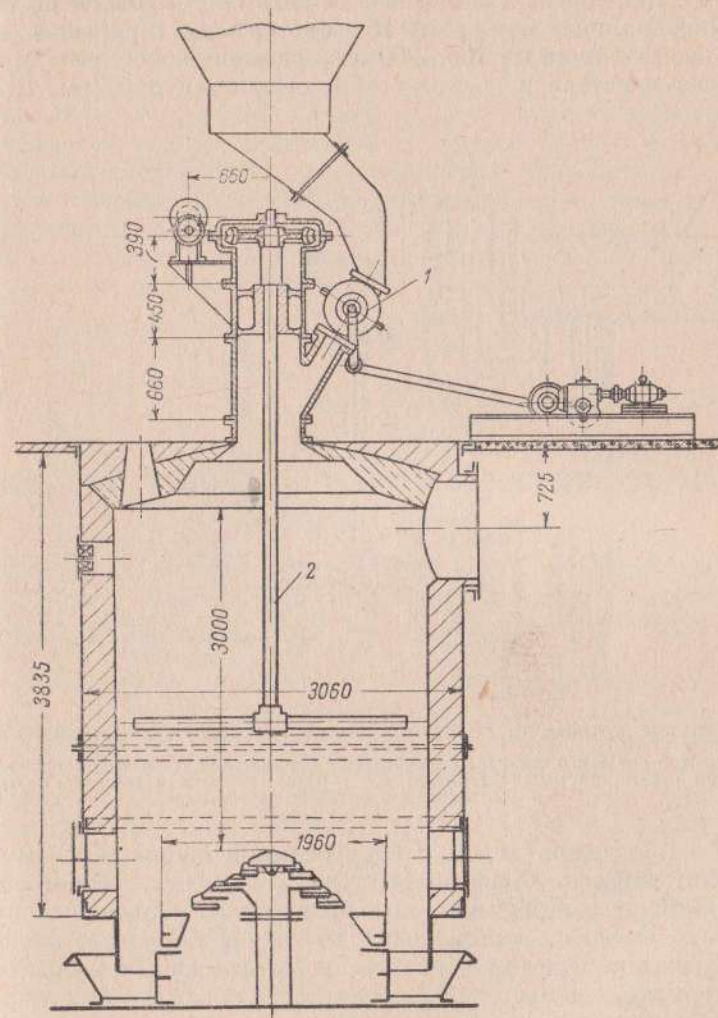
Форсировка газогенераторов и улучшение качества газа позволили при меньшем количестве газогенераторов (10 вместо ранее эксплуатировавшихся 11) обеспечить увеличенную потребность в газе стекловаренных и ваннных печей и перевести на газовое отопление сушильные барабаны составного цеха. При этом стекловаренные печи работали на более высоком температурном режиме (от 1450 до 1500°), в результате чего была увеличена производительность печей и улучшено качество выпускаемого стекла.

Дальнейшее усовершенствование методов использования подогретого дутья должно проводиться в следующих направлениях:

- 1) повышение температуры дутья до 300°; это позволит использовать для газификации все топлива и даже с повышенной влажностью, например торф;
- 2) для подогрева дутья использовать тепло отходящих газов стекловаренных, мартеновских и других печей непрерывного действия;
- 3) в качестве воздухоподогревателей применять трубчатые элементы.

\* От редактора. Повышение теплотворности на 150 ккал/нм<sup>3</sup> не могло быть следствием дополнительного подогрева дутья на 75°. Такому подогреву соответствует повышение теплотворности на 30—35 ккал/нм<sup>3</sup>.

При горячем дутье следует использовать нар, перегретый в самих котельных или в верхней надтопливной части газогенераторов, работающих на угле.

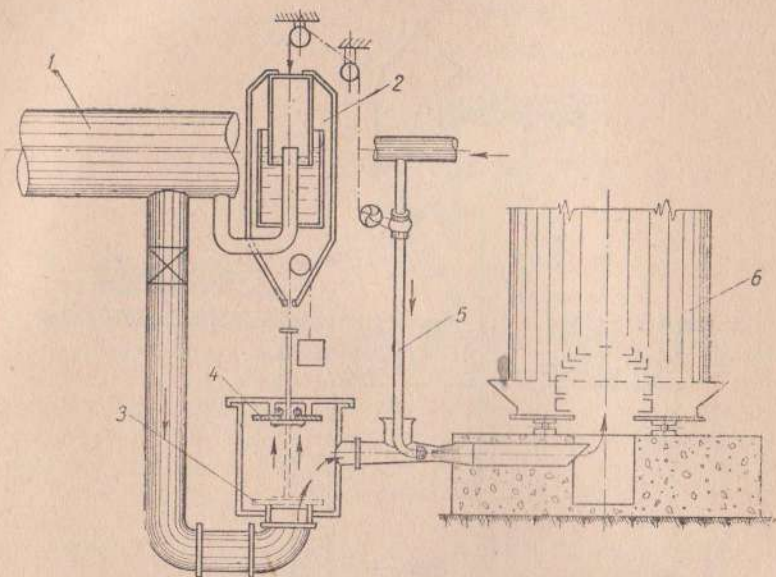


Фиг. 2. Газогенератор с шуровочной мешалкой.

На газогенераторной станции Лисичанского завода проведен ряд дополнительных усовершенствований.

С целью облегчения условий труда кочегаров и повышения производительности газогенераторов были механизированы загрузка и шуровка топлива (фиг. 2).

Один из газогенераторов был оборудован секционным барабанным питателем 1 и Т-образной штангой-шуровщиком 2, приводимой в движение электродвигателем мощностью 2,5 квт через редуктор 1 : 100, червяк и шестерню. Штанга смонтирована на шариковых подшипниках и делает до 15 оборотов в час. Шуровщик погружен в слой топлива на 100—200 мм, разравнивает уголь по сечению газогенератора и засыпает образовавшиеся прогары. Штанга



Фиг. 3. Схема устройства обратного клапана и подачи дутья инжектором.  
1 — коллектор нагретого воздуха; 2 — обратный клапан; 3 — тарелка клапана в положении при отсутствии подачи воздуха; 4 — тарелка клапана в рабочем положении; 5 — инжектор; 6 — газогенератор.

внутри охлаждается водой. Оборудованный таким образом газогенератор работает бесперебойно уже более года, режим работы стабильный, газовыделения не наблюдается, качество полученного газа высокое, запыленность малая. В настоящее время начаты работы по переводу всех газогенераторов на автоматизированную загрузку топлива.

Гидравлические обратные клапаны на газогенераторах при введении подогретого воздуха оказались непригодными, так как снижали температуру дутья. Кроме того, они были недостаточно надежны.

Взамен гидравлических обратных клапанов были сконструированы и установлены сухие воздушные обратные клапаны, которые автоматически отключали газогенераторы при снижении давления в воздушном коллекторе, а поступающее под решетку паровое дутье инжектировало воздух из атмосферы (фиг. 3). Внедрение этого меро-

приятия позволило непрерывно питать стекловаренные печи газом при выключенных воздушных вентиляторах.

Полностью механизирован тяжелый и трудоемкий процесс удаления шлака из вращающихся чаш газогенераторов путем использования ленточных транспортеров и грейферного крана, которым шлак погружается на железнодорожные платформы или автомашины.

Тяжелый и неприятный ручной труд по очистке гидравлических затворов и водосточных канав от смолы и фусов в настоящее время механизирован. Очистка производится гидравлическим способом при помощи насоса 6-НДВ, который подает горячую воду под давлением 5—6 ат из отстойника. Это мероприятие позволило сократить число отключений газогенераторов, а также уменьшить потери газа и расход топлива.

Канд. техн. наук С. Г. ТРОЙБ  
(Уральский политехнический институт)

### НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О РАБОТЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ УРАЛА

Уральские газогенераторные станции (ГГС) газифицируют древесину (дрова и щепу), торф, богословский и челябинский бурый уголь, кузнецкие каменные угли (ленинский, прокопьевский и др.), коксик и коксовую мелочь.

На большинстве заводов установлены газогенераторы диаметром 2,6 и 3,0 м, преимущественно полумеханизированные.

Конструкции газогенераторов довольно разнообразны. За последние 20 лет наиболее широкое распространение получили газогенераторы с решеткой системы Коллера, которые успешно работают на станциях, газифицирующих торф, челябинский бурый уголь коксик и коксовую мелочь. На некоторых заводах (Нижне-Салдинский, Нижне-Серьгинский и др.) до сего времени работают устаревшие немеханизированные газогенераторы системы Моргана и дровяные системы Сименса.

За последние 25 лет в основном были сооружены установки для получения очищенного газа. Однако имеется весьма значительное число станций неочищенного газа, предназначенных для газоснабжения печей мартеновских и для обжига огнеупоров.

Уральские ГГС за последнее время значительно улучшили свою работу. Некоторые показатели работы были достигнуты благодаря техническому надзору, осуществляемому Министерством черной металлургии СССР и проведению ряда мероприятий, как, например:

1) введены более строгий производственный контроль за режимом работы и техническая отчетность;

2) установлены дробильно-сортировочные устройства для подготовки топлива (Первоуральский динасовый завод);

3) улучшено распределение топлива в газогенераторах (Северский металлургический завод, Ново-Тагильский огнеупорный завод и др.);

4) осуществлено бронирование чаш газогенераторов и другие мероприятия, увеличивающие количество удаляемого вращающейся чашей шлака и улучшающие профиль схода последнего;

5) улучшено уплотнение колокола загрузочной коробки.

На многих ГГС при производстве полных анализов газа допускаются значительные ошибки, поэтому состав генераторных газов и их теплотворность следует считать весьма приближенными. По отчетным данным заводов, теплотворность сухого газа колеблется в следующих пределах (ккал/нм<sup>3</sup>):

при работе на дровах	1370—1450
» » » щепе	1450—1500
» » » богословском угле	1400—1500
» » » челябинском угле	1400—1540
» » » торфе	1450—1550
» » » кузнецком угле марки Д	1350—1500
» » » коксике и коксовой мелочи	1150—1250

Некоторые ГГС очищенного газа обычно подают потребителю газ очень влажный вследствие неудовлетворительного состояния водяного хозяйства; температура его достигает в летнее время 60—65 и даже 70°. Как известно, в насыщенном газе содержится водяных паров:

При температуре, °С	г/нм <sup>3</sup>
20	19,0
30	35,1
40	63,1
50	111,0
60	197,0
70	357,0

Следовательно, качество очищенного газа, поступающего при температуре 60—65°, явно неудовлетворительное. При производстве неочищенного газа из древесины влажность его иногда достигает 500 г/нм<sup>3</sup>. Несмотря на значительное содержание паров смолы, пиromетрические свойства такого газа оказываются невысокими, что затрудняет работу металлургических печей, в первую очередь мартеновских. При отоплении промышленных печей имеет значение не столько теплотворность очищенного газа, сколько теплотворность рабочего газа, т. е. поступающего в печи. Чем выше температура в рабочем пространстве печей, тем в большей мере теплотворность газа оказывает влияние на производительность печей и удельный расход топлива<sup>1</sup>. Следовательно, необходимо стремиться не только к повышению теплотворности сухого газа, но и рабочего.

<sup>1</sup> От редактора. Рациональным мероприятием является широкое внедрение сушилок, в которых газифицируемое топливо подсушивается отходящими газами печей.

На некоторых заводах для рабочих и ИТР установлена премиальная система оплаты труда, в зависимости от теплотворности газов. Часто такая система оказывается неэффективной, тем более, когда шкала оплаты имеет градацию через 5 ккал/нм<sup>3</sup>. Действительно, на многих станциях погрешности в анализе приводят к ошибкам в подсчетах теплотворности газа иногда на 25—50 ккал/нм<sup>3</sup>.

При газификации высокозольных бурых углей и при значительных потерях горючих со шлаком повышенная теплотворность газа может характеризовать плохую работу газогенераторов. При наличии значительных потерь горючего со шлаком выход газа в реакционной зоне на единицу топлива понижается, а выход газа сухой перегонки при прочих неизменных условиях остается тем же. Таким образом, в составе генераторного газа растет доля газов сухой перегонки, в результате чего теплотворность газа, выходящего из газогенератора, значительно увеличивается.

Если допустить, что газы реакционной зоны и газы сухой перегонки топлива образуют механическую смесь, то теплотворность выходящего газа легко определится из выражения (1):

$$Q_{\text{общ}} = \frac{Q_{p.z} V_{p.z} + Q_{п} V_{п}}{V_{\text{общ}}}, \quad (1)$$

где  $V_{p.z}$ ,  $V_{п}$  и  $V_{\text{общ}}$  — объемы газов на 1 кг топлива, образующихся в реакционной зоне, зоне подготовки и выходящих из генератора, а  $Q_{p.z}$ ,  $Q_{п}$  и  $Q_{\text{общ}}$  — теплотворности, соответствующие этим газам.

Следовательно, для высокозольных топлив некоторое повышение теплотворности газа является достижением только при условии низкого или хотя бы умеренного содержания горючих в шлаке.

Более правильно оценивать работу газогенераторов по содержанию в газе  $CO_2$ . Этот же показатель следует принимать за один из факторов премиальной системы оплаты труда. Для различных топлив (и для различных газогенераторов) должны быть установлены свои минимальные и максимальные пределы содержания  $CO_2$ . Данные о работе уральских ГГС приведены в табл. 1.

Производительность газогенераторов. Производительность ГГС в целом не характеризует эффективности использования агрегатов. На некоторых ГГС производительность ограничивается потребностью в газе (заводы Северский металлургический, Чебаркульский металлургический, Уралвагонзавод и др.), а есть заводы (например, Алапаевский металлургический), где газовщики получают денежное поощрение за снижение производительности, при этом якобы достигается «экономия» топлива. Так ли это в действительности, трудно сказать, потому что газовщик непосредственного отношения к экономии топлива в печи не имеет. Как правило, в таких случаях эксплуатируется излишнее оборудование, и содержится излишняя рабочая сила.

Таблица 1  
Некоторые данные о работе уральских ГГС за 1 квартал 1955 г.

Завод	Интенсивность газификации, кг/м <sup>2</sup> час	СО <sub>2</sub> , % объемн.	Температура		Примечание
			паро-воздушной смеси, °С	газа на выходе из газогенератора, °С	
Каменный уголь					
Северский . . . . .	214—227	2,9—4,8	45—52	470—640	
	221	3,4	49	587	
Нижне-Серьгинский: прокатный цех . .	338—370	6,2—7,5	48—56	740—900	
	354	6,8	53	800	
мартеновский цех	223—230	4,3—4,7	55—64	480—650	
	226	4,5	59	590	
Верхне-Салдинский	229—252	4,2—4,95	45—70	380—800	
	232	4,7	55	645	
Златоустовский . .	53—60	4,2—5,3	48—55	490—610	
	56	4,7	50	530	
Нижне-Салдинский	104—113	5,1—5,7	45—65	550—700	
	108	5,3	53	650	
Алапаевский . . . .	134—150	3,2—4,8	40—58	450—560	
	141	3,7	50	500	
Бурый уголь: челябинский (ч) и богословский (б)					
Первоуральский динасовый (ч) . .	539—566		38—52		Решетка К
	552		42		
		2,8—5,1		240—440	
		3,9		342	
	334—340		36—57		Решетка Д
	337		48		
Чебаркульский (ч) . .	248—500	4,7—6,6	50—58	230—660	
	393	5,1	55	390	
Им. Серова (б) . . .	219—233	5,0—7,0	20—68	90—350	
	230	6,0	45	257	

Продолжение табл. 1

Завод	Интенсивность газификации, кг/м <sup>2</sup> час	СО <sub>2</sub> , % объемн.	Температура		Примечание
			паро-воздушной смеси, °С	газа на выходе из газогенератора, °С	
Древесина: дрова (д) щепа (щ)					
Омутнинский (д) . .	376—417	9,0—11,7		44—220	Среднее для всех станций
	400	9,5	—	70	
Ново-Уфалейский (д)	318—350	9,1—10,6		60—68	
	330	9,8	—	64	
Им. Куйбышева (щ)	195—260	6,8—8,2		71—89	За III квартал 1953 г.
	223	7,6	—	79	
Коксик и коксовая мелочь					
Синарский трубный завод . . . . .	150—211	3,6—4,3	51—56	460—600	Данные за 1 месяц
	175	4,1			
Нижне-Тагильский огнеупорный завод	224—232	3,6—5,0	47,0—53,0	464—530	То же
	229	4,3	50,0	498	
Торф					
Первоуральский новотрубный завод . . . . .	380—550	8,6—8,9	40,0—50,0		За 4 месяца
	451	8,7	47	—	

Примечание. В числителе указаны пределы изменения, в знаменателе — средние данные.

Очевидно, что в целях экономии средств и рабочей силы целесообразно эксплуатировать минимальное количество газогенераторов.

На станциях, работающих с повышенной производительностью, интенсивность газификации в среднем достигается следующая (кг/м<sup>2</sup> час):

при работе на торфе . . . . .	400—475
» » » челябинском угле . . . . .	520—570
» » » кузнецком угле марки Д . . . . .	200—220
» » » коксике и коксовой мелочи . . . . .	220—250

В опытах Уралэнергочермета по газификации коксика и коксовой мелочи на Нижне-Тагильском огнеупорном и Северском металлургических заводах интенсивность достигала почти 400 кг/м<sup>2</sup> час.



На ГЭС, газифицирующих каменный уголь, наиболее высокую производительность имеют газогенераторы прокатных цехов Нижне-Серьгинского и Верхне-Салдинского заводов, производящие полу-газ.

Из приведенных данных видно, что самую низкую производительность имеют газогенераторы Златоустовского завода, работающие на каменном угле, и завода им. Куйбышева, работающие на щепе.

Газогенераторный процесс является совокупностью двух взаимосвязанных процессов: подготовка топлива (сушка и сухая перегонка) и газификация, протекающая в реакционной зоне (кислородной и восстановительной).

Если допустить, что реакционная способность углерода не зависит от природы топлива, физические свойства золы одинаковы у всех топлив и золоудаление не ограничивает производительность газогенератора, то, используя имеющиеся данные о составе топлив, можно получать коксовый остаток (табл. 2).

Коксовый остаток для различных топлив

Таблица 2

Топливо	Коксовый остаток, кг/кг		Коэффициент производительности
	всего	в том числе углерода	
Дрова . . . . .	0,113	0,103	8,32
Торф . . . . .	0,246	0,181	4,68
Богословский бурый уголь . . . . .	0,446 <sup>1</sup>	0,330	2,55
	0,459	0,319	2,66
Челябинский бурый уголь . . . . .	0,558 <sup>2</sup>	0,394	2,15
	0,574	0,369	2,29
Черногорский каменный уголь . . . . .	0,570	0,464	1,82
Ленинский каменный уголь . . . . .	0,567	0,499	1,70
Прокопьевский каменный уголь . . . . .	0,751	0,651	1,30
Коксик и коксовая мелочь . . . . .	0,943	0,847	1,0

<sup>1</sup> Числитель при  $A^c = 16,5\%$ , знаменатель при  $A^c = 20,0\%$ .

<sup>2</sup> Числитель при  $A^c = 20,0\%$ , знаменатель при  $A^c = 25,0\%$ .

Следовательно, если бы подготовительная зона не ограничивала процесса в целом, то интенсивность газификации некоторых топлив (при одинаковой производительности реакционной зоны по нелетучему углероду) должна была бы составлять ( $кг/м^2 час$ ): для дров 1840, торфа 936, богословского угля 512—532, челябинского угля 430—458, черногорского угля 364; ленинского угля (журинский пласт) 340 и прокопьевского угля 260.

Практически доказано, что при газификации коксика и сортированной коксовой мелочи можно достигнуть интенсивности газификации, близкой к  $400 кг/м^2 час$ . Следовательно, приведенные выше цифры надо увеличить минимум в два раза. При газификации

некоторых топлив, как, например, челябинского угля и торфа, вполне подтверждается реальность этих величин.

При газификации бурых углей имеются достаточно благоприятные условия для получения высокой интенсивности процесса.

Для достижения высокой производительности газогенератора при газификации торфа и дров с повышенной влажностью необходимо уменьшить размеры кусков газифицируемого топлива, чтобы ускорить процесс подготовки его. Справедливость данного положения была подтверждена опытами, проведенными в 1939 г. автором и инж. Сапаровым на Нижне-Тагильском заводе им. Куйбышева.

Следует отметить, что все ГЭС Урала, работающие на торфе, древесине и буром угле, имеют производительность значительно ниже, чем подсчитано по данным табл. 2. В результате этого при проектировании новых ГЭС принимается излишнее количество газогенераторов, значительно увеличиваются вложения в строительство и т. д. На действующих станциях это значительно повышает стоимость реконструкции. Так, например, на ГЭС Первоуральского новотрубного завода, имеющей наиболее высокие показатели по производительности торфяных генераторов, согласно отчетным данным за ноябрь 1954 г., стоимость передела определена в  $2,4 коп/нм^3$ , или 1,6 коп. за 1000 ккал. Такая высокая стоимость является следствием недопустимо низкой отпускной цены на смолу (25 руб. за 1 т) и низкой производительности газогенераторов.

На малой ГЭС Новотагильского огнеупорного завода, работающей на коксике и коксовой мелочи, стоимость передела в несколько раз ниже, чем на ГЭС Первоуральского новотрубного завода, газифицирующей торф. На других станциях Урала производительность газогенераторов в 1,5—2 раза ниже, чем в Первоуральске, и, следовательно, стоимость передела еще выше. Высокая стоимость передела и на станциях, газифицирующих бурый уголь.

При газификации многих топлив и в первую очередь бурых углей и торфа производительность чаши по количеству шлака, удаляемого в единицу времени, часто ограничивает повышение интенсивности процесса. Это имеет особое значение при газификации торфа и случае увеличения производительности газогенераторов. Так, на Первоуральском новотрубном заводе была достигнута производительность газогенератора более 100 т торфа в сутки, при этом наряду с механическим удалением шлака потребовалась и ручная подборка шлака. Многочисленные исследования со всей убедительностью показали еще в конце тридцатых годов, что не только профиль схода шлака, но и количество его имеет большое практическое значение и что, например, на Северском и Верхне-Салдинском заводах производительность чаш по шлаку является недостаточной. Критерием для оценки производительности чаши являются приведенная зольность, т. е. содержание золы на 1000 ккал теплотворности газа, и коэффициент производительности (см. табл. 2). Эти

показатели в совокупности определяют требования, предъявляемые к производительности чаш.

Для топлив, приведенных в табл. 2, при условии равной производительности реакционной зоны по нелетучему углероду (без учета горючих) выход золы указан в табл. 3.

Таблица 3

Топливо	Выход золы	
	Выход золы	
	в единицу времени	на 1000 ккал потенциального тепла генераторного газа
Дрова . . . . .	8,33А <sup>1</sup>	0,54Б <sup>1</sup>
Торф . . . . .	30,40А	3,17Б
Богословский бурый уголь . . . . .	29,70А	4,17Б
Челябинский бурый уголь . . . . .	35,30А	5,92Б
Черногорский каменный уголь . . . . .	19,30А	2,63Б
Ленинский каменный уголь . . . . .	11,55А	1,54Б
Прокопьевский каменный уголь . . . . .	13,00А	1,96Б
Коксик . . . . .	9,60А	1,88Б

<sup>1</sup> А и Б — условные единицы.

Из приведенных данных видно, что если бы на дровах была достигнута производительность, соответствующая коэффициенту производительности 8,32, то вопрос об удалении шлака имел бы почти такое же значение, как и при газификации коксика. При газификации торфа, несмотря на принятую в расчете относительно умеренную зольность (А<sup>с</sup>-9,7%), выход шлака может быть даже больше, чем при газификации богословского бурого угля.

При наличии горючих в шлаке эти данные окажутся приуменьшенными. Таким образом, вопрос об улучшении шлакоудаляющих устройств имеет существенное значение, что убедительно подтверждается опытом новаторов завода им. Лихачева.

На некоторых заводах имеются значительные потери горючего с механическим недожогом топлива. Наибольшей величины потери достигают с горючим, содержащимся в шлаке (кроме торфяных генераторов, где потери с пылью могут иметь преимущественное значение).

Потери горючего со шлаком не всегда правильно оцениваются. В табл. 4 показано удельное значение этой величины для топлив, применяющихся на Урале.

При газификации таких углей, как челябинский и богословский, и им подобных вопрос о содержании горючих в шлаке имеет первоочередное значение. Зольность этих углей может быть значительно выше, чем принято в расчетах, и, следовательно, удельное значение

Таблица 4

Потери горючего со шлаком

Топливо	% от нелетучего углерода			% от теплотворности топлива		
	при содержании горючих в шлаке, %					
	10	20	30	10	20	30
Древесина . . . . .	1,10	2,48	4,25	0,31	0,69	1,90
Торф . . . . .	3,99	9,00	15,42	1,86	4,18	7,17
Богословский бурый уголь . . . . .	3,88	8,79	15,00	2,95	6,67	11,37
Челябинский бурый уголь . . . . .	4,63	10,53	17,87	3,47	7,88	13,40
Черногорский каменный уголь . . . . .	2,52	5,71	9,86	1,66	3,76	6,47
Ленинский каменный уголь . . . . .	1,52	3,40	5,84	0,99	2,21	3,80
Прокопьевский каменный уголь . . . . .	1,71	3,84	6,60	1,29	2,94	5,05
Коксик . . . . .	1,45	2,84	4,84	1,31	2,98	5,08

потери горючего со шлаком еще больше возрастет. На ГЭС Первоуральского динасового завода содержание горючих в шлаке нередко превышает 40% (среднеарифметическая величина за I квартал 1955 г. по станции 20,2%), а на заводе им. Серова содержание углерода в шлаке очень часто превышает содержание углерода в исходном рабочем топливе (среднеарифметическая величина за I квартал 1955 г. 19,8%).

Высокое содержание горючих в шлаке при газификации высокозольных топлив свидетельствует о том, что значительная часть нелетучего углерода не участвует в процессе газификации и остается в шлаке.

Таким образом, высокая производительность газогенераторов сама по себе не определяет их хорошую работу при газификации высокозольных битуминозных топлив, так же как и высокая теплотворность генераторного газа для таких топлив не характеризует высокого коэффициента полезного действия.

Неудовлетворительное качество газа, низкая производительность газогенераторов, повышенное содержание горючих в шлаке и пр. являются на некоторых станциях результатом недостаточного внимания к технологическому режиму. Ряд факторов, характеризующих режим работы (например, температура паро-воздушной смеси, распределение зон и др.), или совсем не контролируется, или контролируется лишь для представления отчетности в вышестоящие организации, а не для целей улучшения технологического режима.

## Предложения

Для улучшения работы ГГС необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Улучшить подготовку газогенераторного топлива. Весьма актуальным является уменьшение размера торфяного кирпича.
2. Улучшить распределение топлива в газогенераторе.
3. Увеличить производительность вращающихся чаш и улучшить профиль схода шлака.
4. Увеличить высоту водяного затвора чаши.
5. Организовать серию исследовательских работ, связанных со снижением высоты слоя торфа и механизацией подачи последнего в газогенераторы.
6. Разработать такие системы премиальной оплаты труда газозаводчиков, которые не противоречили бы основным положениям газогенераторного процесса.
7. Уменьшить потери. Предложить научно-исследовательским организациям изыскать эффективные пути для более экономичного использования отходов производства.
8. Значительно увеличить выпуск специалистов-газогенераторщиков с высшим и средним техническим образованием, увеличить выпуск инженеров-газопечников в Уральском политехническом институте.
9. Улучшить условия технического надзора за работой ГГС станции. Сделать материалы технического надзора доступными широкому кругу специалистов и квалифицированных рабочих.

*Инж. И. М. ТЕЛЕГИН*

## ОПЫТ РАБОТЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ СТАНЦИИ НА ТОРФЕ

### 1. Топливо

Основным сырьем для газогенераторной станции этого типа является гидроторф, но в настоящее время частично применяется торф-кусоч баггерного способа добычи (торфопредприятие Лосиное, Урал).

В течение почти 20-летней работы приходилось газифицировать торфы, различные по свойствам и качеству.

Газификация и очистка газа протекают нормально при торфе с содержанием мелоча не более 15% и влаги 40%, при температуре плавления золы выше 1000°. Повышенная зольность не ухудшает показателей.

Хорошими сортами торфа являются: гидроторф Орехово-Зуевского торфотреста, Васильевский мох Калининского торфотреста, Раменский мох и мох Ситниковского торфопредприятия Горьков-

ского торфотреста. По ботаническому составу эти торфы преимущественно смешанного типа средней степени разложения (30—40%).

Уральский торф (торфопредприятие Лосиное) — низинный баггерный, газифицируется как самостоятельно, так и в смеси с другими торфами вполне удовлетворительно, однако смола его более тяжелая, чем других торфов, указанных выше.

Неудовлетворительно газифицируются крошащиеся торфы с высокой степенью разложения (50—60%), повышенным содержанием влаги (45—52)%, и с легкоплавкой золой (температура плавления золы ниже 1000°) Озерецко-Нешповского торфопредприятия, ст. Редькино Октябрьской ж. д. При газификации такого торфа получается газ теплотворностью до 1100 ккал/м<sup>3</sup>.

Совершенно неудовлетворительно газифицируются торфы верховые малой степени разложения (20—22%), с объемным весом при средней рабочей влажности 200—225 кг/м<sup>3</sup>, например гидроторф торфопредприятия б. Туркмен, ст. Решетниково Октябрьской ж. д.

В последних двух случаях нарушается нормальная работа газогенераторов, резко снижается качество смолы и расстраивается работа газоочистной аппаратуры. При прогарах и шлаковании в результате повышения температуры газа электрофильтры работают неэффективно, а при мало разложившемся торфе унос настолько велик, что менее чем в неделю полностью забиваются основные газопроводы и нижняя часть электрофильтров.

Основным условием нормальной работы газогенераторной станции с электроочисткой газа от смолы является применение хорошего и только сортированного кускового торфа.

### 2. Технологическая схема газогенераторной станции

Торф через механический питатель по ленточному транспортеру поступает в бункеры газогенераторов. Полученный и охлажденный в стояках до 85—90° газ через гидравлический затвор и коллектор сырого газа поступает в электрофильтр и далее в скрубберы. Из последних газ температурой 25—30° поступает в газодувки, откуда по подземному газопроводу транспортируется к потребителям.

Как показала многолетняя практика, электрофильтры работают вполне надежно и обеспечивают достаточную степень чистоты газа, благодаря чему подземный газопровод работает нормально.

### 3. Топливоподача

Топливоподача осуществляется при помощи подземных бункеров, механического питателя и ленточного транспортера. Механический питатель вполне себя оправдывает, но дозирование торфа не является совершенным. Ленточные автоматические конвейерные весы работают удовлетворительно.

Обогрев эстакады топливоподачи был заменен местным обогревом лент — проложены паровые трубы диаметром  $1\frac{1}{2}$ " , что обеспечивает подсушивание ленты при осенне-зимних температурных условиях, дает значительную экономию пара и исключает сползание и скатывание кусков.

Вентиляция загрузочного отделения создает 13-кратный обмен воздуха, достаточный для нормальных условий работы (ликвидируется загазованность).

#### 4. Газогенератор

Газогенератор со швельшахтой и центральной колосниковой решеткой вполне оправдывает себя в работе. Попытка Гипрогазтошпрома модернизировать его была неудачна. При предложенной повышенной шахте резко ухудшаются условия обслуживания газогенератора.

Загрузочная коробка газогенератора оборудована пневматическим приводом, что облегчает и упрощает управление колоколом и всем процессом загрузки.

Оправдала себя разработанная на ГГС Моховые горы конструкция паростойников для шуровочных отверстий, где используется пар пониженного давления — ( $1-1,5 \text{ атм}$ ), хотя при этом несколько ухудшаются условия разбивки шлага.

Оправдала себя и пароводяная рубашка, реконструированная по проекту Гипрогазтошпрома, с применением кольца из швеллера, образующего нижнюю внутреннюю часть рубашки.

Центральная фрезерная колосниковая решетка работает вполне удовлетворительно. При хорошем сортированном торфе интенсивность газификации составляет  $360-450 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ , газ имеет высокую теплотворность ( $1500-1600 \text{ ккал/м}^3$ ). Выкип горючих в шлагах вполне удовлетворительный.

На основе многолетнего опыта газификации торфа можно заключить, что при решетке типа Д получаются худшие результаты.

При неравномерных размерах кусков торфа и наличия мелочи наблюдаются нарушения процесса газификации и образуются прогары. При повышенном содержании влаги отстает подготовка осевой части слоя топлива.

Свижение слоя топлива в швельшахте при всех случаях нежелательно, а при торфе с нормальной влажностью недопустимо.

При хорошем торфе и малом содержании мелочи величина уноса не превышает  $1-2\%$ .

Тщательное обслуживание газогенераторов и тепловой контроль процесса являются неотъемлемыми условиями достижения высокой производительности и высокого к. п. д. газогенераторов.

Содержание влаги в торфе свыше  $40\%$  ведет к резкому ухудшению процесса и расстройству работы газогенераторов, особенно при крошащемся торфе.

Совершенно недопустима добавка замороженного и подвергнутого досушке торфа. При этом процесс нарушается и происходит резкое понижение теплотворности газа.

Для борьбы с шлакованием успешно применяется «водяная» штафта, через которую в очаг шлакования вводится вода.

Для борьбы с прогарами и перекосом зон применен «сектор холодного дутья». Часть центральной решетки с внешней стороны по высоте перекрывается стальной пластиной шириной  $350 \text{ мм}$  и ее расположение на вращающейся чаше отмечается стрелкой. При вращении колосниковой решетки влияние холодного сектора сказывается одинаково на всем сечении шахты. В случае, если в отдельных участках наблюдается более интенсивная газификация топлива или местное скопление шлага, сектор холодного дутья ставится у одного из этих участков, в результате чего в сектор поступает значительно меньшее количество дутья. Чашу при этом останавливают. Интенсивность газификации в данном месте снижается и постепенно восстанавливается нормальное положение.

#### 5. Коллектор сырого газа

Коллектор сырого газа оборудован максимальным клапаном, расположенным на загрузочной площадке, и механическим очистителем (тележка), состоящим из двух сегментов, соединенных анкерными болтами. На каждом сегменте имеются по два ролика, на которых тележка передвигается вдоль коллектора. Для передвижения тележки на перекрытии у торцов коллектора установлены лебедки. Очиститель работает безотказно.

В практике многолетней работы вполне оправдало себя использование на газовом тракте чугунных гидравлических затворов и чугунных газопроводов. На участке за электрофильтрами стальные газопроводы и аппараты вполне надежно и длительно работают без заметной коррозии.

На выхлопных трубах газогенераторов установлены задвижки Луило, которые в течение длительной эксплуатации работают вполне удовлетворительно.

#### 6. Электростатическая очистка газа от смолы

На газогенераторной станции установлены трубчатые электрофильтры типа СУ-70 института Гипрогазоочистка, представляющие собой вертикальные металлические цилиндры, внутренняя поверхность которых обита деревянными досками по просмоленному войлоку. Внутри аппаратов на специальной трубной решетке подвешены стальные цельнотянутые трубы, которые служат осадительными электродами. По осям труб натянута нихромовая проволока, служащая коронирующим электродом. Верхний конец коронирующего электрода крепится к верхней раме, к нижнему концу подвешивается груз, служащий для натяжения электрода. В нижней

части аппаратов помещается хордовая насадка, служащая для равномерного распределения газа по всему сечению аппарата. Во входном штуцере расположено жалюзийное устройство для регулирования распределения газа.

Вся коронирующая система (верхняя и нижняя рамы, коронирующие электроды с грузами) при помощи газовой трубы подвешена к опорной конструкции, опирающейся на изоляторы, помещенные внутри изоляторной коробки с масляным затвором. Этот затвор заливается трансформаторным маслом. Газ входит в электрофильтры под хордовую насадку, распределяется по осадительным трубам и выходит через верхний штуцер.

Надежность работы камер электрофильтров и поддержание в них постоянного положительного давления обеспечивается реле давления, связанным с нулевой защитой максимально-нулевого автомата подстанции электрофильтров. При падении давления в камерах напряжение с электрофильтров автоматически снимается.

Уловленные в электрофильтре смола и влага стекают по стенкам осадительных труб на дно аппарата, а затем по смолопроводу, снабженному гидравлическим затвором, поступают в общий для всех электрофильтров смолосток, откуда отводятся в приемник.

Основная характеристика электрофильтра типа СУ-70: высота кожуха 8,8 м, диаметр 3,4 м, диаметр осадительных труб 250 мм, длина их 4 м, количество 70 шт.; активная длина коронирующих электродов 280 м, активная площадь сечения труб 3,43 м<sup>2</sup>, часовая производительность 12 600 м<sup>3</sup>/час, температура газа перед электрофильтрами 75—90°; степень очистки газа 96—97%, скорость его 0,5—1,5 м/сек, максимальное напряжение 90 кв, максимальная сила тока 200 а, мощность трансформатора 18 квт.

Многолетняя эксплуатация станций показала, что электрофильтры при нормальных условиях работают вполне устойчиво и надежно.

По практическим данным, расход электроэнергии собственно на очистку 1000 нм<sup>3</sup> газа при нагрузке аппаратов от 100 до 160% по газу по отношению к проектной производительности составляет от 0,8 до 1,0 квт/час. По данным института Гипрогазоочистка, расход этот не должен превышать 0,4 квт/час на 1000 нм<sup>3</sup> газа при одноступенчатой очистке, что ниже практических данных в два раза.

Смола, оставшаяся в газе после прохождения электрофильтров, выделяется в скрубберах. Содержание смолы в осушенном газе (за скрубберами) колеблется от 100 до 250 мг/нм<sup>3</sup>, а перед газодувкой — 122 мг/м<sup>3</sup>. Такая степень очистки газа вполне удовлетворяет энергетических и других потребителей и не затрудняет эксплуатацию подземных газопроводов. С увеличением температуры газа степень очистки снижается.

Содержание смолы в неочищенном газе определяется при помощи лабораторного опытного электрофильтра. Содержание смолы в очищенном газе после электрофильтра и после скрубберов опре-

деляется только одним довольно точным колориметрическим методом Украинского научно-исследовательского углехимического института (УХИН). Этот способ определения заключается в поглощении чистым, бесцветным ксилолом смолы из точно замеренного количества газа, разбавлении полученного окрашенного раствора до строго определенного объема и сравнении окраски с заранее приготовленными образцами колориметрической шкалы из такой же смолы.

Смола является хорошим товарным продуктом и ее все время очень охотно покупает Редькинский химический завод для выработки крепежителя и креолина.

Смола, улавливаемая электрофильтрами, характеризуется следующими данными: влажность 5—16%, удельный вес при 75° 0,979. Элементарный состав в %: С — 80,45, Н — 9,38, S — 1,90, O + N — 8,27. Групповой состав в % вес.: асфальтены 18,69, воск 6,22, парафины 12,97; фенолы 12,98, карбоновые кислоты 0,85, азотистые основания 2,30, зольность 0,14. Вязкость по Энглеру: при 40°—35; 50°—20; 75°—7,2. Температура вспышки в открытом тигле 140°; температура плавления 36°. Теплотворность:  $Q_a^a = 8224$ ,  $Q_b^c = 8625$  и  $Q_n^p = 7888$  ккал/кг.

Влажность смолы после электрофильтра колеблется в больших пределах и зависит от температуры газа, поступающего в аппарат. Примерно при температуре газа 90° она составляет 5%, при 80° — 15—20%, а после суточного отстаивания приближается к коммерческой, т. е. к 5%.

Обводнение смолы способствует выделению почти всей уксусной кислоты и ее основной соли (уксуснокислого аммония) в электрофильтрах. Практически это подтверждается тем, что уксусная кислота в свободном и связанном виде подвергается коррозии только нижние стальные, неизолированные узлы и детали аппарата (нижняя коронирующая рама, ее детали, крепления грузов, жалюзи, осадительные трубы). Коррозии стальных узлов и деталей верхней рабочей части электрофильтра не наблюдается.

Подземельная вода после отстоя смолы содержит большое количество водорастворимых соединений (см. таблицу). Подземельная вода из приемника после электрофильтров (при влажности смолы 7,5%) содержит (г/л):

азота в пересчете на NH <sub>3</sub> . . . . .	13,72
жирных кислот в пересчете на CH <sub>3</sub> COOH . . . . .	32,2
фенолов летучих с водяным паром . . . . .	4,02
фенолов не летучих с водяным паром . . . . .	46,6

Концентрация водорастворимых соединений находится в прямой зависимости от влажности смолы (чем больше влажность, тем больше их концентрация).

При длительной эксплуатации электрофильтров выявился целый ряд конструктивных недостатков, отрицательно влияющих на их работу.

Характеристика подземной воды, выделенной в электрофильтрах

Дата отбора проб	Место отбора проб	Азот, мг/л	Уксусная кислота, мг/л	Вязкость смолы, %
19/III	Гидравлик электрофильтра	14 420	22 800	7,5
23/III	То же	17 010	35 400	17,0
26/III	»	20 300	45 600	12,0
31/III	»	17 410	37 560	9,0
2/IV	»	7 350	24 120	38,0
6/IV	Конденсат из газа после электрофильтров (проба взята после пропускания газа через киллол)	1 372	3 600	—

Примечание. Во всех пробах подземная вода имела щелочную реакцию.

Газ неравномерно распределяется по сечению камеры, в результате чего в трубах, расположенных противоположно входному штуцеру, скорость газа всегда больше, чем в примыкающих к нему трубах.

Институт Газочистка предложил для выравнивания распределения газов в осадительных трубах установить две перегородки в нижней части электрофильтра. Это мероприятие положительных результатов не дало. Устранить этот недостаток заводу удалось путем установки жалюзийного дроссельного устройства из четырех пластин во входном штуцере аппарата. Каждая пластина устанавливается под некоторым углом, благодаря чему достигается сравнительно равномерная нагрузка осадительных труб.

Проверка загрузки трубок на станции производится так: над каждой трубой на тонкой проволоке подвешиваются одинаковые бумажные флажки, после чего электрофильтр продувается воздухом со скоростью, равной скорости прохода газа при работе. По отклонению флажков можно судить о загрузке каждой трубки в отдельности.

Жалюзийное устройство позволило значительно улучшить распределение газов по сечению аппарата.

Слабым узлом в электрофильтре оказалась нижняя коронирующая рама, которая вследствие химического и механического воздействия горячей смолы срабатывает после 12—14 месяцев эксплуатации, в то время как верхняя рама работает около 10 лет без заметного износа.

При замене металлической рамы деревянной срок службы ее не увеличивается. Во время работы она коробится и коронирующие электроды децентрируются, что приводит к ухудшению степени очистки газа от смолы, затруднению обслуживания и выводу аппаратов из строя.

Эффективным средством борьбы с коррозией оказалась изоляция металлической рамы тонкой пеньковой веревкой или асбестовым шнуром и жидким стеклом. При сплошном покрытии поверхности металлической рамы достигается надежная защита ее от непосредственного воздействия кислот и увеличивается в 2 раза срок службы.

Заметному износу также подвергались закрепляющие хомуты грузиков, особенно их резьба и гайки. Они служили немного более года. После изоляции асбестовым шнуром или джутом срок службы их намного удлинился.

Опыт показал, что лучшим материалом для коронирующих электродов является нихромовая проволока диаметром 2,5 мм, которая служит бесценно годами.

При эксплуатации электрофильтров наблюдается засорение трансформаторного масла в масляных затворах изоляторных коробках твердыми частицами и смолой. Появляется необходимость частой очистки затвора и смены масла.

Для предотвращения загрязнения масла в изоляторных коробках в горловине установлено электростатическое очистное устройство в виде коронирующего приспособления, состоящего из шести проволок длиной 0,7 м. Это значительно удлинило срок работы масла.

Замена масляного затвора проходными изоляторами является весьма актуальной задачей. Опыт показал, что подвесные изоляторы и проходник должны быть также надежно защищены от оседания на них смолы и пыли, присутствие которых приводит к неизбежным пробоям и разрушению изоляторов.

Смола в электростатическом поле осадительных труб агрессивно действует на черные металлы. Вследствие химического и механического воздействия горячей смолы стенки осадительных труб в нижней части рамы в течение шестилетней непрерывной работы сработались с 13 мм до толщины тонких лепестков. Нижнюю часть труб приходилось срезать и в результате длина их постепенно уменьшалась. Скорее срабатывались стенки тех труб, где скорость движения газа больше. Верхняя часть наиболее нагруженных труб на длине от одного метра и более совершенно не была изношена.

С целью борьбы с коррозией осадительных труб можно рекомендовать их изоляцию антикоррозийными лаками.

## 7. Смоловодяное хозяйство

Смола из гидравлических затворов электрофильтров по лотку отводится в смоляную яму, из которой плунжерным насосом перекачивается в железнодорожные цистерны и отправляется на химический завод. Цистерна емкостью 50 т заполняется в течение 3—3,5 час.

Имеется также запасное хранилище смолы.

Часть смолы вместе с уносимой из газогенератора пылью (в виде фусов) осаждается в гидравлическом затворе газогенератора. Все эти фусы возвращаются в газогенераторы или сжигаются в смеси с подмосковным углем в котельных установках. Часть фусов уносится с промывной водой, подаваемой форсунками из стояков в отстойные приемки, находящиеся на расстоянии 25 м от здания станции. Эти приемки чистятся один раз в год.

Газ охлаждается в скрубберах, работающих на следующем режиме: температура газа на входе 75—100°, на выходе летом 30—40° и зимой — 22—25°.

Вода из скрубберов стекает по лотку в отстойную яму, имеющую две перегородки для улавливания легких погонов смол, откачиваемых насосом в смоляную яму. Площадь отстойных ям — 0,75 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> емкости. Из отстойных ям вода по лотку и по подземной железобетонной трубе перетекает в приемок горячего цикла промывных вод, откуда центробежным насосом подается на градирню. С градирни вода поступает по подземному лотку в промежуточный отстойный резервуар и из него по подземной железобетонной трубе перетекает в приемок холодного цикла, откуда подается насосами на скрубберы.

Отстойные ямы заглублены до 3,5 м по уровню воды. Это вызывает излишние капитальные затраты и затрудняет чистку их на ходу. Использование же неглубоких отстойных ям, позволяющих производить чистку без остановки, избавит от необходимости в резервных ямах.

Наблюдается, особенно зимой, сильное осмоление насадки градирни. Очистка насадки невозможна и с течением времени она полностью заменяется. Поверхность насадки и площадь градирни для охлаждения фенольных вод мала, ее следует увеличить на 15—20%.

### Выводы

1. Электрофильтры являются вполне надежными в эксплуатации аппаратами для очистки торфяного генераторного газа и улавливания при этом побочных продуктов — смолы и уксусной кислоты.

2. В электрофильтры СУ-70 следует внести конструктивные изменения, увеличивающие нагрузку трубчатых электродов при работе их на торфяном генераторном газе.

3. Практически электрофильтры СУ-70 на торфяном генераторном газе успешно справляются с нагрузкой до 9000 м<sup>3</sup>/час.

4. В условиях очистки торфяного газа в электрофильтрах необходимо применять противокоррозионную защиту труб (хотя бы на одну треть их длины) с целью увеличения их срока службы без капитального ремонта.

5. Следует испытать в условиях эксплуатации электрофильтров применение антикоррозионных лаков и насадок из нержавеющей стали, а также провести опыты по замене металлических труб

другими (асбоцементными, стеклянными, из прессованной фанеры и пр.).

6. Учитывая положительные и устойчивые показатели работы электрофильтров типа СУ, можно их рекомендовать к использованию и на других газогенераторных станциях, работающих на торфе.

Канд. техн. наук А. Г. ЧЛЕНОВ

(НИИСтройкерамика)

### НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О РАБОТЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ НА АНТРАЦИТЕ

На заводах Главстройкерамики газогенераторные станции (ГГС) работают на антраците АМ. Получаются очищенный и неочищенный газы. Особой разницы в работе этих станций нет.

Засорения газопроводов при неочищенном газе не наблюдается вовсе и очистка газопроводов не производится. Однако физическая теплота газа не сохраняется, к печам газ поступает с температурой 40—43°. При этом из газа выпадет много конденсата, который содержит сернистые соединения, вызывающие коррозию газопроводов и горелок. В последних отлагается пыль или сажа, которые вместе с конденсатом и окалиной удаляются каждой смене. Газопроводы при неочищенном газе более громоздки и использование их ограничено из-за потери давления на продвижение газа к потребителю.

На заводах потребителями газа являются туннельные печи, подтопки туннельных сушил, сушильные барабаны и шахтные печи, расположенные в разных местах. Поэтому длина газопроводов, включая разветвления, достигает двух километров.

Теплотворность газа составляет 1250 ккал/м<sup>3</sup> и выше (считая на сухой газ). Содержание горючего в остатках обычно не свыше 15%. Температура газа на выходе из газогенератора 350—500°, химический к. п. л. газификации составляет 72—76%.

Крупных аварий за все время эксплуатации не было.

Следует отметить многочисленные недостатки конструкции и эксплуатации газового оборудования.

Газогенераторы диаметром 3 м слишком велики для многих заводов Главстройкерамики. Приходится работать на одном газогенераторе, что является недостаточно надежным и не обеспечивает спокойной работы. Необходимо владеть выпуск газогенераторов меньших размеров.

Почти на всех ГГС заводов Главстройкерамики установлены так называемые венгерские газогенераторы конструкции Гипромеза с фрезерными решетками не приспособленными для газифика-

ции антрацита<sup>1</sup>. Поэтому наблюдались случаи поломки и перегорания колосников, тем более, что в некоторых случаях литье было с раковинами. На многих ГЭС приняты меры к усилению крепления колосников, увеличен диаметр стяжного болта до 50 мм, колосники отливаются из жароупорной стали и т. д.

Ручные загрузочные коробки с запорным колоколом и верхней крышкой, установленные на первых образцах венгерских газогенераторов, слишком велики — они вмещают 1250 кг топлива, поэтому загрузка генератора производится редко (один раз в 2 часа) и при этом падение большой массы угля приводит к резкому колебанию давления газа. При загрузке неполных коробок и отсутствии пара для отбоя иногда происходят хлопки из-за попадания горячего газа в коробку и смешения его с воздухом.

Барабанные и трехконусные питатели, имеющие слишком высокую производительность, часть рабочего времени простаивают. Те и другие загрузочные приспособления очень чувствительны к засорению и часто заклиниваются. Нижние распределительные колокола почти везде свята, поэтому топливо попадает на середину слоя, который выравнивается вручную.

Хранение топлива на большинстве заводов организовано плохо. Складов или вовсе нет, или они находятся в неудовлетворительном состоянии, не имеют волосток, уголь смачивается жидкой грязью и талой водой. Для штабелирования часто применяются бульдозеры, гусеницы которых, покрытые глиной, загрязняют и дают уголь. Мокрый и склеенный глиной уголь плохо просеивается и загрязняет панели.

Заводы не прикреплены к определенным шахтам и получают часто мокрый, непросеивающийся антрацит. Иногда подаются негерметостойкие сорта, полностью рассыпающиеся в штыб в газогенераторе.

Коррозия оборудования от действия сернистых соединений, содержащихся в конденсате и в циркуляционной промывной воде, значительна. В некоторых случаях разъедание стояков и другой аппаратуры приводит к необходимости смены их через 2—3 года эксплуатации. Разъедание роторов газодувок и насосов происходит еще быстрее. Это приводит их к частому выходу из строя и сильной загазованности помещений машинного зала. Известкование воды проектами не предусматривается, поэтому нигде нет ни известковых мешалок, ни известогасителей. Известь забрасывают в воду вручную лопатами, поэтому концентрация ее получается переменная и нейтрализация идет плохо.

Для питания пароводяных рубашек нигде не применяется очищенная вода; поэтому в рубашках образуется много накипи. Иногда подается даже промывная газовая вода с известью. Из-за этого паропроизводительность рубашки снижается и приходится

<sup>1</sup> От редактора. Указание недостаточно обосновано.

брать большое количество пара из котельной, где его часто не хватает.

Бывают частые случаи выключения электроэнергии, что может привести к тяжелым авариям, особенно при большой протяженности и емкости газовых сетей. Необходимо, чтобы Министерство электростанций дало указание своим энергосистемам не отключать полностью заводы, на которых имеются действующие ГЭС.

Инж. Г. Н. СУНЦОВ

(Восточный научно-исследовательский институт топливноиспользования ВНИИТ)

## ПОВЫШЕНИЕ ТЕПЛОТВОРНОСТИ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА ПУТЕМ ПОДОГРЕВА ДУТЬЯ

Применение подогрева дутья, подаваемого в газогенераторы, позволяет значительно повысить теплотворность газа при минимуме затрат и без реконструкции существующих газогенераторных станций.

Физическое тепло, вносимое с дутьем, используется в зоне высоких температур для дополнительного разложения пара, что обуславливает увеличение теплотворности газа.

В 1951 г. во ВНИИТ на лабораторной установке были проведены опыты газификации журинского угля на паро-воздушном дутье, подогретом до 400°. Опыты показали, что подогрев дутья приводит к росту содержания в газе водорода и некоторому снижению CO. Связанное с подогревом дутья увеличение присадки пара обуславливает повышенное содержание неразложившейся влаги в газе, т. е. степень разложения пара не зависит от самой температуры нагрева дутья.

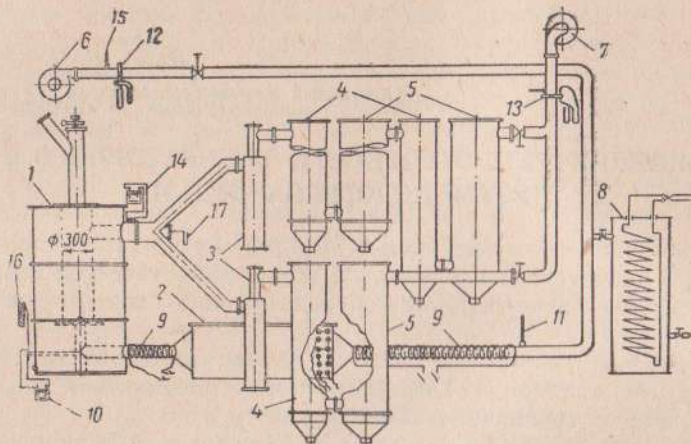
В 1953 г. на той же установке были проведены более подробные исследования газификации коксика на подогретом дутье, имевшие целью проверить возможность достижения наивысшей теплотворности газа путем нагрева дутья до высоких температур, установить зависимость состава и теплотворности газа от температуры подогрева и присадки пара и изучить влияние подогрева на тепловые и химические процессы в отдельных зонах топливного слоя.

Лабораторная установка, на которой проводились опыты, представлена на фиг. 1. В состав ее входит газогенератор с диаметром шахты 200 мм, с удалением золы в сухом виде и две параллельные системы очистки. Одна из них служит во время розжига газогенератора и достижения устойчивого процесса. Она состоит из циклона, трубчатого холодильника и электрофильтра. Вторая система включается на время непосредственного ведения опытов. В нее входят циклон, трубчатый холодильник и электрофильтр первой ступени, трубчатый холодильник и электрофильтр второй ступени.



Во время опытов по газификации коксика электрофильтры использовались как добавочные холодильники.

Паро-воздушная дутьевая смесь подогревалась до заданной температуры в электрическом подогревателе (фиг. 2). Нагревательные спирали (12 шт.), диаметром 4 мм, изготовленные из сплава № 2, при работе равномерно и интенсивно обдувались. Температура дутья доводилась выше 850°. Подогреватель был прост в обслуживании и работал надежно.



Фиг. 1. Схема установки лабораторного газогенератора.

1 — газогенератор; 2 — электроподогреватель; 3 — циклоны; 4 — холодильники; 5 — электрофильтры; 6 — воздуходувка; 7 — газовый вентилятор; 8 — паровой электроподогреватель; 9 — внешний обогрев; 10 — замер температуры подогрева дутья; 11 — термометр сопротивления для паро-воздушной смеси; 12 — шайба для воздуха, 13 — шайба для газа; 14 — замер температуры газа; 15 — замер температуры воздуха; 16 — замер давления под колосниками; 17 — замер давления газа за генератором.

Контрольно-измерительная аппаратура обеспечивала учет расхода воздуха, пара и топлива, выхода газа, замер температур и давлений.

В опытах газифицировался коксик фракции 15—25 мм с  $W^p = 5,2\%$  и  $A^c = 11,33\%$ .

Средние показатели серии опытов, проведенных на дутье, подогревом примерно до 200, 400, 500, 700 и 840°, показаны в табл. 1.

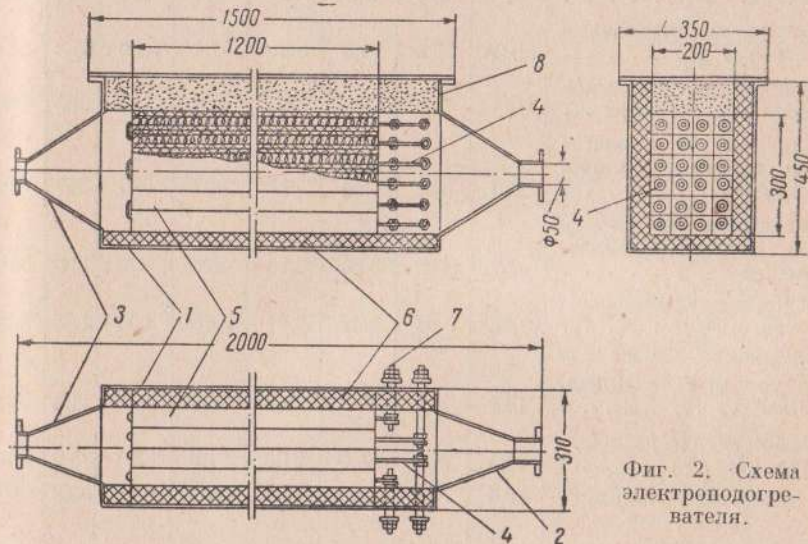
Расход воздуха на дутье во всех опытах поддерживался одинаковым, около 60,3  $\text{нм}^3/\text{час}$  (от 55 до 67  $\text{нм}^3/\text{час}$ ). Количество прогазифицированного в генераторе топлива (углерода) изменялось в зависимости от температуры подогрева дутья и присадки пара от 19 до 23,9  $\text{кг}/\text{час}$ . Высота слоя топлива в большинстве опытов составляла 500—600 мм. В течение каждого опыта температура подогрева дутья поддерживалась постоянной, отклонения не превышали 15—20°. Температура насыщения дутья колебалась в пределах  $\pm 0,5^\circ$ . Длительность каждого опыта была 2—2,5 часа.

Пробы газа для анализа отбирались непосредственно из средней части слоя, так как в этом месте стенки шахты оказывают наименее вредное влияние на состав газа.

К. п. д. газификации

$$\eta = \frac{Q_n^c V_r}{Q_{\text{топ}} + q_{\text{физ}}^t},$$

где  $Q_n^c$  — теплотворность сухого газа в  $\text{ккал}/\text{нм}^3$ ;  
 $V_r$  — выход сухого газа в  $\text{нм}^3/\text{кг}$ ;  
 $Q_{\text{топ}}$  — теплотворность топлива в  $\text{ккал}/\text{кг}$ ;  
 $q_{\text{физ}}^t$  — физическое тепло дутья в  $\text{ккал}/\text{кг}$ .



Фиг. 2. Схема электроподогревателя.

1 — металлический конус; 2 — подвод холодного дутья; 3 — отвод горячего дутья; 4 — нагревательные элементы — спирали; 5 — труба; 6 — изоляционный кирпич; 7 — выводные контакты; 8 — асбестит.

Влияние коэффициента перехода тепла определялось отношением разностей количества потенциального тепла газа после и до подогрева дутья к количеству тепла, приобретаемого дутьем при подогреве:

$$\theta = \frac{(Q_n^c V_r) - (Q_n^c V_r')}{q_{\text{дутья}} - q_{\text{дутья}}'}$$

где  $Q_n^c$ ,  $V_r$  — теплотворность сухого газа и его выход с 1 кг топлива при заданной температуре подогрева;

$Q_n^c$ ,  $V_r'$  — то же при неподогретом дутье;

$q_{\text{дутья}}$  — физическое тепло дутья топлива при заданной температуре подогрева в  $\text{ккал}/\text{кг}$ ;

$q_{\text{дутья}}'$  — то же на неподогретом дутье.

Данные процесса газификации

Показатели	Среднее по опытам	При подогреве дутья до 200° С					При подо-	
		номера опытов					номера	
		16	17	19	18	31	2	4
Температура подогрева дутья, °С . . . . .	—	210	207	210	210	210	400	400
Температура насыщения дутья . . . . .	50,08	63,2	61,2	57,5	57,1	55,0	65,2	62,9
Температура газа на выходе из генератора . .	575	500	560	500	500	560	590	525
Интенсивность процесса на рабочее топливо, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	270	264	264	317	327	307	347	362
Выход газа по расчету на рабочее топливо, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	3,87	3,88	3,84	3,76	3,8	3,8	3,93	3,84
Расход воздуха по расчету, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	2,72	2,46	2,42	2,41	2,48	2,54	2,35	2,36
Содержание влаги в газе с учетом W <sup>p</sup> топлива, г/нм <sup>3</sup> . . . . .	18,4	48,9	30,5	20,8	24,9	24,5	31,2	33,0
Коэффициент разложения пара, % . . . . .	89,5	74,1	85,0	91,0	84,9	82,5	85,2	84,5
К. п. д. газификации, %	69,0	70,3	71,0	71,8	69,5	68,0	69,0	70,0
Состав сухого газа (% объемн.):								
CO <sub>2</sub> . . . . .	3,7	6,5	5,9	4,1	4,8	4,8	8,6	6,1
O <sub>2</sub> . . . . .	0,15	0,2	0,1	0,15	0,1	0,2	0,2	0,2
CO . . . . .	31,8	28,6	29,75	32,4	31,2	31,3	26,3	29,4
H <sub>2</sub> . . . . .	9,1	14,4	14,4	12,8	12,2	11,0	17,7	15,5
CH <sub>4</sub> . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
N <sub>2</sub> . . . . .	55,2	50,0	49,85	50,55	51,6	52,7	47,2	48,6
Теплотворность сухого газа низшая, ккал/м <sup>3</sup>	1204	1250	1278	1316	1264	1236	1257	1295
Теплотворность влажного газа низшая, ккал/м <sup>3</sup> . . . . .	1170	1179	1229	1279	1223	1201	1211	1242
Коэффициент перехода тепла θ . . . . .	—	0,955	1,38	1,75	0,716	0,67	0,68	0,83

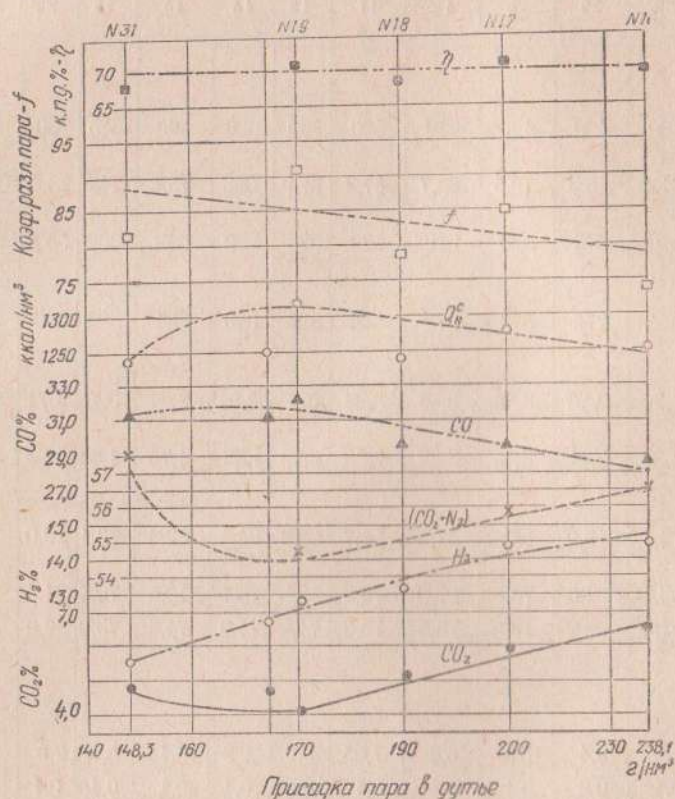
Таблица 1

коксика на подогретом дутье

греве дутья до 400°С			При подогреве дутья до 500° С				При подогреве дутья до 700°С				При подогреве дутья до 840°С
опытов			номера опытов				номера опытов				
3	28	29	9	10	11	12	13	14	15	22	23
400	400	400	465	470	490	500	680	690	685	720	840
61,4	61,4	60,3	70,5	68,7	67,3	67,9	76,8	75,4	74,8	73,4	78,7
515	560	575	520	510	520	525	550	660	630	560	575
321	364	272	372	313	344	326	340	331	324	297	396
3,77	3,74	3,86	3,86	3,88	3,84	3,7	3,81	3,61	3,7	3,71	3,68
2,32	2,29	2,41	2,15	2,22	2,28	2,06	1,86	1,74	1,85	1,99	1,72
24,3	23,1	19,0	56,5	47,8	56,7	36,8	84,6	68,4	73,1	89,0	114,1
84,0	88,5	91,8	78,5	87,0	76,0	83,5	73,7	70,5	70,6	61,5	65,0
72,0	71,5	69,0	73,0	73,5	70,0	74,0	74,0	74,5	73,0	69,0	75,0
4,5	4,9	6,4	8,3	6,8	7,05	5,9	9,8	8,15	8,6	8,6	8,6
0,15	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,15	0,1	0,0
31,9	31,8	29,1	27,2	28,4	28,6	31,3	26,2	29,8	28,5	28,4	29,2
15,0	15,0	15,0	20,4	19,3	17,4	18,9	25,3	23,9	23,3	20,5	25,8
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
48,45	48,2	49,3	44,0	45,3	46,85	43,8	38,6	38,05	39,45	42,4	36,2
1358	1355	1272	1354	1362	1319	1439	1450	1524	1468	1393	1561
1320	1320	1241	1263	1284	1230	1377	1312	1402	1346	1254	1362
1,21	1,11	0,63	1,24	1,365	0,79	1,45	1,16	1,27	1,08	0,65	1,18

На дутье, нагретом до 200°, было проведено пять опытов. Присадка пара изменялась от 238 до 148 г на 1 нм<sup>3</sup> воздуха. Газ наилучшего состава, с наиболее высокой теплотворностью был получен при расходе пара 171,2 г на 1 нм<sup>3</sup> воздуха (фиг. 3).

Дальнейшее снижение присадки пара привело к прогарам, расстройству хода газогенератора и значительному ухудшению состава газа.



Фиг. 3. Данные опытов при нагреве дутья до 200° С.

В пяти опытах, проведенных при температуре подогрева дутья 400° (фиг. 4), присадка пара изменялась от 267,6 до 201,5 г/нм<sup>3</sup> воздуха. При подогреве дутья до 500° (фиг. 5) было проведено четыре опыта с изменением присадки пара от 372 до 303 г/нм<sup>3</sup>.

В пяти опытах с подогревом дутья до 700° (фиг. 6) присадка пара изменялась от 563 до 481 г/нм<sup>3</sup>. С подогревом дутья до 840° (фиг. 7) был проведен один опыт с присадкой пара 648 г на 1 нм<sup>3</sup> воздуха.

В каждой группе опытов устанавливалась своя оптимальная присадка пара, понижение которой приводило к нарушению

хода, ухудшению качества газа и других показателей процесса газификации (см. фиг. 4, 5, 6, 7 и табл. 2).

Таблица 2

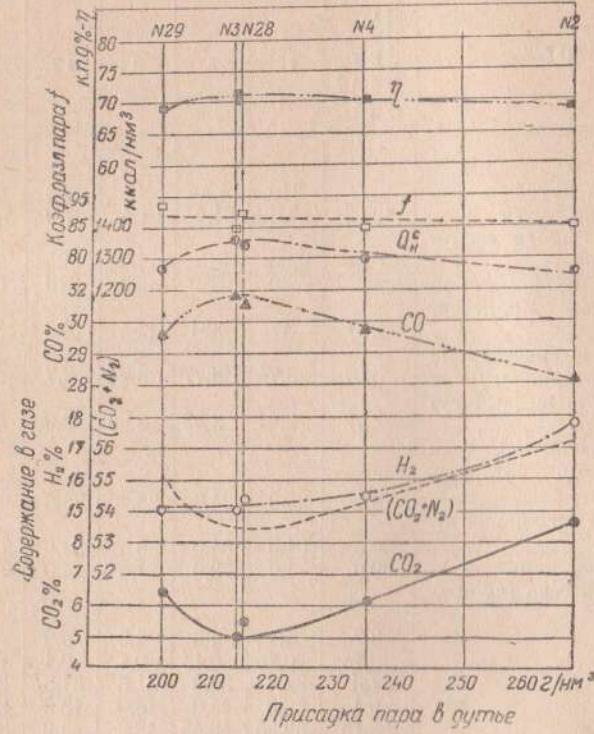
Данные процесса газификации коксика на подогретом дутье с минимальным содержанием балласта в газе (CO<sub>2</sub> + N<sub>2</sub>)

Показатели	Номера опытов						
	Среднее значение на полном дутье	19	3	8	12	14	23
Температура, °С:							
подогрева дутья . . . . .	—	210	400	400	500	690	840
насыщения дутья . . . . .	50,08	57,5	61,4	61,4	67,9	75,4	78,7
газа на выходе из генератора . . . . .	575	500	515	560	525	660	575
газа на выходе из слоя . . . . .	—	780	1050	930	870	830	—
Интенсивность процесса, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	270	317	321	364	326	331	396
Выход газа по расчету на рабочее топливо, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	3,87	3,76	3,77	3,74	3,7	3,61	3,68
Расход воздуха по расчету, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	2,72	2,41	2,32	2,29	2,06	1,74	1,72
Содержание влаги в газе с учетом W <sup>p</sup> топлива, г/нм <sup>3</sup> . . . . .	18,4	20,8	24,3	23,1	36,8	68,4	114,1
Коэффициент разложения пара, % . . . . .	89,5	91,0	84,0	88,5	83,5	70,5	65,0
К. п. д. газификации, % . . . . .	69,0	71,8	72,0	71,5	74,0	74,5	75,0
Состав сухого газа (% объ-емн.):							
CO <sub>2</sub> . . . . .	3,7	4,1	4,5	4,9	5,9	8,15	8,6
O <sub>2</sub> . . . . .	0,15	0,15	0,15	0,1	0,1	0,1	0,0
CO . . . . .	31,8	32,4	31,9	31,8	31,3	29,8	29,4
H <sub>2</sub> . . . . .	9,1	12,8	15,0	15,0	18,9	23,9	25,8
N <sub>2</sub> . . . . .	55,15	50,55	48,45	48,2	43,8	38,05	36,2
Теплотворность сухого газа низшая, ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	1204	1316	1358	1355	1439	1524	1561
Теплотворность влажного газа, ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	1170	1279	1320	1320	1377	1402	1362
Коэффициент перехода тепла θ . . . . .	—	1,75	1,21	1,11	1,45	1,27	1,18

Из фиг. 7 следует, что при изменении нагрева дутья с 50 до 840°, а присадки пара с 112 до 648 г/нм<sup>3</sup> происходит увеличение CO<sub>2</sub> с 3,7 до 8,6%, снижение содержания окиси углерода с 31,8 до 29,2%, увеличение содержания водорода в 2,5 раза (от 9,1 до 25,8%). Теплотворность сухого газа повышается от 1204 до 1561 ккал/нм<sup>3</sup>. Коэффициент разложения пара с повышением температуры подогрева дутья понижается с 89,5 до 70,5%. Коэффициент перехода тепла θ в преобладающем большинстве опытов

изменялся от 0,75 до 1,25 и в среднем составлял 1,0. Эти колебания представляются весьма значительными.

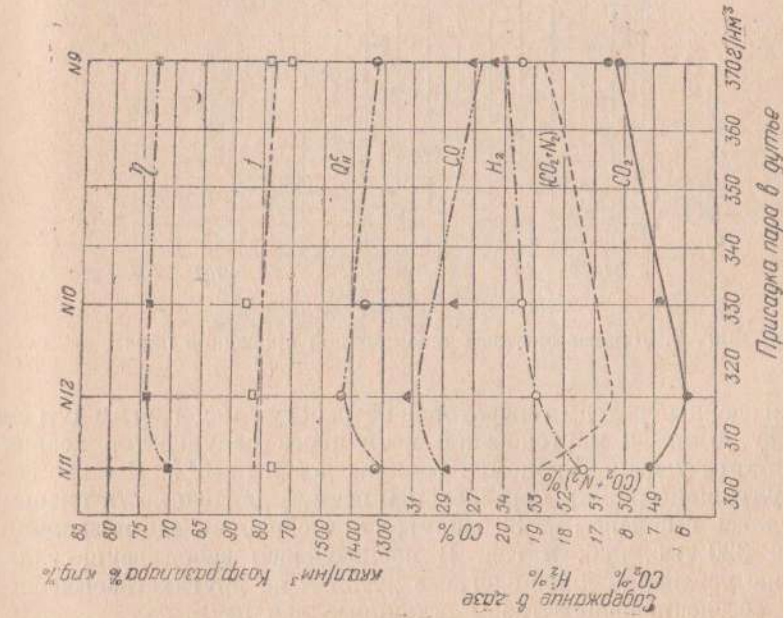
На основании проведенных опытов и данных, полученных на Нижнесергиевском заводе, во ВНИИТ была сооружена промышленная установка для подогрева генераторного дутья с использованием тепла отходящих продуктов горения из мартеновской печи. После перекидного устройства на ответвлении от борова мартенов-



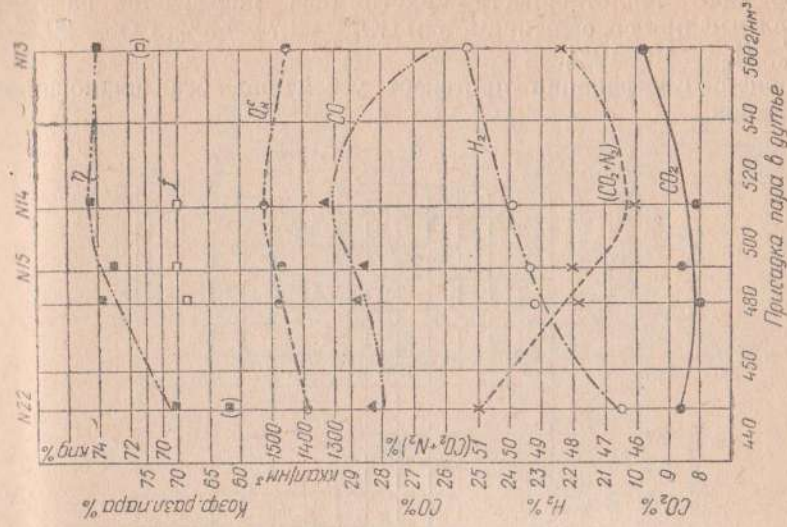
Фиг. 4. Данные опытов при нагреве дутья до 400° С.

ской печи был установлен двухсекционный трубчатый рекуперативный воздухоподогреватель из дымогарных труб диаметром 51 × 2,5 мм, изображенный на фиг. 8. Высота труб секции 3 м, дымовые газы движутся внутри труб. Паро-воздушная смесь омывает трубы снаружи. Продукты горения отсасываются из борова через рекуператор дымососом. Вентилятор высокого давления служит для нагнетания воздуха. Перед вводом в рекуператор к воздуху добавляется необходимое для процесса газификации количество пара.

Нагретая в рекуператоре паро-воздушная смесь подается к газогенераторам по теплоизолированному трубопроводу диаметром 500 мм, длиной 50 м.



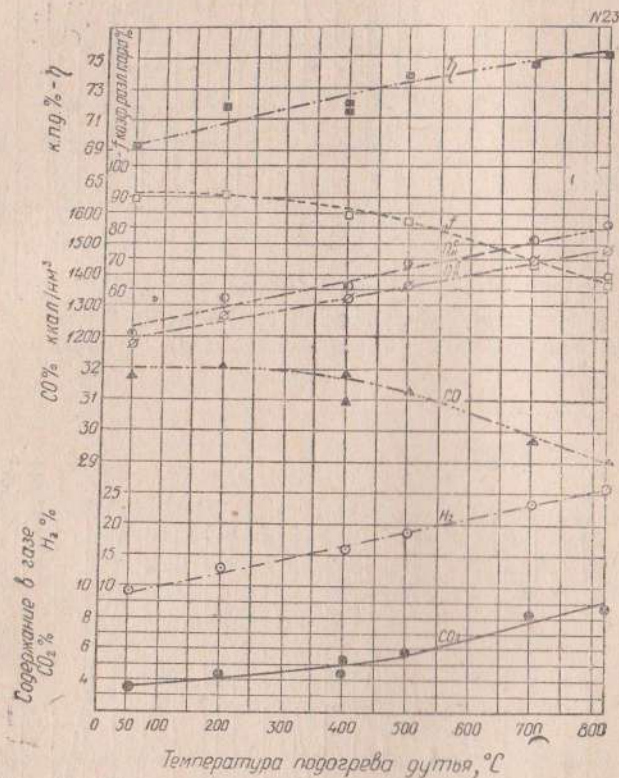
Фиг. 5. Данные опытов при нагреве дутья до 500° С.



Фиг. 6. Данные опытов при нагреве дутья до 700° С.

Эксплуатация установки в течение трех лет показала, что при газификации журиновского угля марки Д на дутье, подогретом до 230—250°, теплотворность сухого газа повышается на 70—80 ккал/м<sup>3</sup> при содержании в нем CO<sub>2</sub> — 3,7—4,5%, CO — 29,8—30,7%, H<sub>2</sub> — 18—19%.

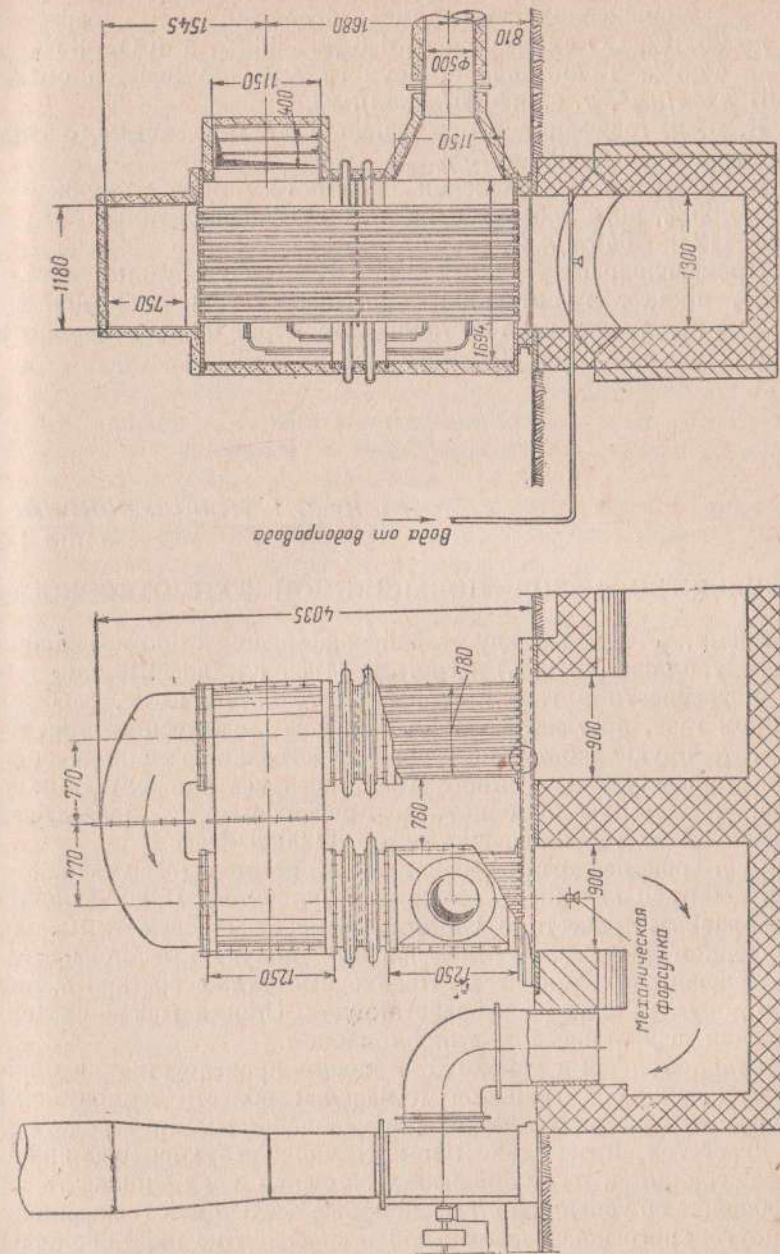
Процесс газификации протекает устойчиво, без шлакования и прогаров.



Фиг. 7. Данные опытов с оптимальной присадкой пара.

Благодаря переводу генераторов на работу с подогретым дутьем и отсосу дыма из мартеновской печи через рекуператор возник запас в тяге у печи. Экономия топлива достигла 6%. Все это заметно улучшило работу мартеновской печи, а длительность плавки сократилась в среднем на 30 минут, что в свою очередь позволило сберечь 320 тыс. руб. в год. В последующем завод осуществил такие же установки для подогрева дутья и на других газогенераторах, обеспечивающих газом остальные две печи.

Результаты проведенной работы позволяют сделать следующие выводы.



Фиг. 8. Воздухоподогреватель.

1. С увеличением температуры подогрева дутья в пределах от 50 до 840°, при содержании пара в дутье от 112 до 648 г/нм<sup>3</sup> происходит изменение состава газа: содержание Н<sub>2</sub> возрастает с 9,1 до 25,8%, СО снижается с 31,8 до 29,2%, а (СО<sub>2</sub> + N<sub>2</sub>) — с 58 до 44,3%. Теплотворность сухого газа повышается с 1204 до 1561 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. на 357 ккал/нм<sup>3</sup>.

2. К. п. д. газификации при использовании физического тепла дутья возрастает с 69 до 75%.

3. Коэффициент разложения водяного пара понижается с 89,5 до 65%, хотя добавка пара к дутью увеличивается в 5 раз, т. е. от 112 до 648 г/нм<sup>3</sup>.

4. Промышленная установка по подогреву дутья работает надежно, процесс газификации протекает устойчиво. Экономия топлива от подогрева дутья составляет примерно 6%. Длительность плавки сократилась на 30 минут.

*Инж. Г. Н. ПОЛУВОЯРИНОВ*

(ВНИИ НП)

## ПРОИЗВОДСТВО ГАЗОВ ПОВЫШЕННОЙ ТЕПЛОТВОРНОСТИ

За время, истекшее между второй конференцией по газификации твердого топлива (1949 г.) и третьей (1955 г.), значительно возросли потребности в газе повышенной теплотворности, особенно в водяном газе, применяемом для тяжелого химического синтеза.

Значительную работу по усовершенствованию циклического способа производства водяного газа из кокса провел Сталиногорский химический комбинат, достигший высоких показателей и производительности агрегата — до 10000 нм<sup>3</sup>/час.

Следует рекомендовать аналогичным станциям изучать этот опыт и добиться еще более высоких результатов. Представляется целесообразным провести в Сталиногорске балансовые испытания на освоенном режиме и рекомендовать полученные показатели к использованию в проектах. Необходимо также составить подробную документацию на разработанную в Сталиногорске систему управления задвигами с гидроприводом.

Отмечаются первые успехи в освоении производства водяного газа из донецких антрацитов Каменской области и полукокса черемховских углей. Коллективы цехов добились производительности агрегатов, превысившей проектную. Требуются еще значительные усилия и всестороннее улучшение всех показателей.

Сообщение об успешной и высокопроизводительной газификации каменноугольного кокса непрерывным способом на паро-кислородном дутье подтвердило целесообразность такого процесса и интенсифицирующее значение кислородного дутья.

Пригодность этого способа газификации доказана и в опытах с силезским каменноугольным полукоксом, проведенных в Лейва. В этих опытах полукокс довольно мелкой фракцией успешно газифицировался на паро-кислородном и кислородно-углекислотном дутье в генераторе с выпуском жидкого шлака.

Были достигнуты высокая производительность агрегата, превышавшая 15 000 нм<sup>3</sup> газа в час, и весьма высокое качество газа по содержанию СО + Н<sub>2</sub>, что ценно для химической переработки газов.

Этот интенсивный способ газификации давно заслуживает применения для таких термически прочных топлив, как тощие угли Кузнецкого бассейна, а также некоторые антрациты, и позволяет решать для них задачу о мощном генераторе.

Весьма значительным успехом является пуск и освоение азотной промышленностью крупных агрегатов, газифицирующих отечественные и болгарские бурые угли в кипящем слое на дутье, обогащенном кислородом. Устойчивые высокие показатели работы этих установок, находящихся в эксплуатации уже несколько лет, превосходят зарубежные достижения.

Следует дать оценку этому способу газификации и применить его в металлургической промышленности и производстве строительных материалов для газификации торфа и бурых углей.

Одним из весьма значительных достоинств процесса газификации в кипящем слое является то, что при его проведении не образуются фенольных скрубберных вод.

Недостаток процесса газификации в кипящем слое на паро-воздушном дутье заключается в сравнительно низкой теплотворности газа (900—1100 ккал/нм<sup>3</sup>).

Учитывая успешность применения высокоперегретого дутья для газификации, освоенного ВНИИТ в промышленных и лабораторных условиях, и обусловленное таким дутьем повышение теплотворности газа, следует рекомендовать постановку соответствующих опытных работ с тем, чтобы данный способ повышения теплотворности газов был освоен и для газификации в кипящем слое, и все более внедрялся в обычных газогенераторах. Этим путем можно будет значительно приблизиться к получению газа с теплотворностью 2000 ккал/нм<sup>3</sup>, способного заменить нефтяные остатки для отощления сталеплавильных и быстроходных нагревательных печей.

Попытки получения газа для быта из тяжелых нефтяных остатков и смол целесообразно направить в сторону создания процессов, основанных на принципах, обеспечивающих возможность безостаточной газификации.

Не имеет смысла тратить время и средства на воспроизведение способов, опробованных за рубежом, сложных и не отвечающих указанным выше условиям.

Способ получения газа для быта путем энерготехнологического комбинирования еще не вышел из стадии предварительных опытов

и проектирования, но при рациональном решении ряда сложных сопутных вопросов, например очистка газа от пыли и смолы, и при обосновании экономичности процесса он сможет найти широкое применение.

Инж. Д. Н. СУХОМЕСОВ  
(Стадиногорский химический комбинат)

### ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ВОДЯНОГО ГАЗА

За время с 1948 по 1954 г. газогенераторный цех добился значительного улучшения показателей своей работы. Так, производительность генератора водяного газа возросла с 6500 до 8650  $\text{нм}^3/\text{час}$ , расход кокса на 1 т продукта снизился с 1,88 до 1,7 т, расход электроэнергии сократился более чем на 25%.

Несмотря на то, что количество газогенераторов сократилось против довоенного на 30%, цех вполне обеспечивает газом работу основного производства. К. п. д. газификации достигает 68—69%.

Такие показатели были получены благодаря усилиям коллектива рабочих и ИТР цеха. Особое внимание было уделено интенсификации основного оборудования, так как расширение газового цеха отставало от роста основного производства.

Интенсификация процесса газификации проводилась путем увеличения ввода воздушного дутья, подачи паро-воздушного дутья и усовершенствованная системы автоматического управления.

Цех оборудован механизированными и автоматизированными газогенераторами диаметром 3,6 м конструкции Газогенераторстрой.

Агрегат водяного газа включает установку парового водотрубного котла-утилизатора с регенерационной камерой и перегревателями пара низкого и высокого давления.

Генераторы водяного газа работают на четырехминутном цикле, газифицируется губахинский кокс.

Водяной газ разделяется на два потока: на производство метанола подается газ с содержанием азота от 0 до 0,3%, а на основное производство — газ, в котором содержание азота регулируется путем добавления паро-воздушного газа, получаемого при подаче паро-воздушного дутья в генераторы водяного газа.

Увеличение подачи воздушного дутья обуславливает повышенную выработку водяного газа, так как при этом повышается температура в слое топлива и увеличивается степень разложения водяного пара.

Однако следует отметить, что интенсивность воздушного дутья ограничивается шлакованием газогенераторов вследствие расплавления золы кокса в связи с повышением температуры слоя, резким

увеличением уноса топлива с газами воздушного дутья, увеличением расхода электроэнергии на дутье до пределов, при которых интенсификация процесса становится нерентабельной.

Наиболее опасным из этих препятствий является шлакование.

Интенсивность дутья определялась предварительным расчетом пределов изменения температуры внутри топливного слоя, при которых расплавляется зола.

В условиях эксплуатации, т. е. при интенсивности воздушного дутья 60  $\text{нм}^3/\text{мин}$  на 1  $\text{м}^2$  сечения газогенератора и длительности фазы 60 сек., максимальное изменение температуры в зоне газификации составляет 119°.

По расчету в новых условиях, т. е. при интенсивности дутья 90  $\text{нм}^3/\text{мин}$  на 1  $\text{м}^2$  сечения газогенератора и длительности 80 сек., максимальное изменение температуры составляет 237°, т. е. примерно на 120° выше, чем в условиях эксплуатации.

Поскольку температура плавления золы губахинского кокса на 120° выше, чем донецкого, то его можно успешно газифицировать на новом режиме без опасения шлакования.

Другие нежелательные последствия интенсификации могли быть проверены только опытом.

Опытные работы проводились в три этапа: на первом этапе были установлены гидравлические сопротивления агрегата водяного газа при различных нагрузках по воздуху; на втором была снята характеристика установленных в это время двухступенчатых воздуходувок ГМЗ; на третьем было освоено в промышленном масштабе повышение интенсивности воздушного дутья на генераторах водяного газа (при соединении воздуходувок последовательно).

Последнее позволило повысить давление воздуха в коллекторе с 1600 до 2400 мм вод. ст. и увеличить интенсивность дутья до 92,5  $\text{нм}^3/\text{мин}$  на 1  $\text{м}^2$  сечения газогенератора.

Одновременно для обеспечения нормального хода опытных работ по газификации кокса на повышенной интенсивности дутья были осуществлены и другие мероприятия, например: реконструированы приводы шлакоудаляющих механизмов, что увеличило интенсивность удаления шлака; понижены сопротивления в системе подачи пара в газогенераторы; осуществлена электрическая блокировка автомата управления с электромотором коксопитателя, которая позволила предотвратить попадание кокса в газогенератор при подаче воздушного дутья и унос больших количеств кокса в газодуходы и аппаратуру.

Впоследствии, при полном осуществлении интенсификации газогенераторов эти мероприятия были проведены на всех агрегатах. При этом наблюдалось следующее:

1) состояние шахт генераторов было нормальным и во все время испытаний никаких признаков шлакования не наблюдалось. Температурный режим поддерживался постоянным в пределах норм технологического режима;

2) унос кокса с газами не превышал обычного;

3) интенсифицированные шлакоудаляющие механизмы, а также коксопитатели вполне справлялись с работой и обладали некоторым резервом;

4) по составу газы воздушного дутья и водяной не отличались от состава газов при обычном режиме;

5) содержание горючих в шлаке было не выше, чем при работе на обычном режиме;

6) гидравлический режим агрегатов водяного газа был исследован в широких пределах.

Отмечено, что при малой интенсивности воздушного дутья (50—60  $\text{нм}^3/\text{мин}$  на  $1 \text{ м}^2$  сечения газогенераторов) сопротивление всей системы агрегата водяного газа растет почти пропорционально увеличению нагрузки. При дальнейшем увеличении интенсивности дутья сопротивление слоя топлива продолжало изменяться прямо пропорционально изменению нагрузки, а сопротивление газоходов и регенерационной камеры парового котла, согласно теории, возрастало в степени выше первой.

Анализ полученной кривой сопротивлений показывает, что в практических условиях газификации губахинского кокса в генераторах Газогенераторостроя гидравлические сопротивления агрегата ограничивают увеличение интенсивности дутья до 90—95  $\text{нм}^3/\text{мин}$  на  $1 \text{ м}^2$  сечений газогенератора.

Эти испытания, проведенные впервые в практике газогенераторных станций, позволили правильно подобрать характеристику воздуходувок, обеспечивающих достаточную подачу воздуха во все генераторы, совпадающие по фазе дутья.

На основании этих исследований низконапорные воздуходувки ГМЗ были заменены другими, создающими напор до 3000  $\text{мм вод. ст.}$

С 1950 по 1954 г. все газогенераторы были переведены на режим с интенсивностью воздушного дутья до 95  $\text{нм}^3/\text{мин}$  на  $1 \text{ м}^2$  сечения генератора.

Практикой работы в течение почти 5 лет подтвердились все показатели, полученные при опытах.

В среднем производительность газогенератора в результате повышения интенсивности воздушного дутья возросла с 6900 до 8650  $\text{нм}^3/\text{час}$  (считая на газ с содержанием 2% азота), т. е. на 25%.

Для работы газогенераторов Сталингорского комбината на губахинском коксе эти результаты нельзя считать предельными, так как воздуходувки были выбраны не по их необходимой характеристике, а в значительной мере случайно (установленные газодувки производительностью 40 000  $\text{нм}^3/\text{час}$  были в наличии).

В последние годы воздуходувки вновь ограничивают производительность газогенераторов, а этим и рост производства. В течение длительных опытных работ, в периоды, когда удавалось обеспечить свободную подачу воздуха в газогенераторы, производительность их достигала 9500  $\text{нм}^3/\text{час}$  и более. Установка воздуходувок требуемой характеристики позволит увеличить производительность агрегата еще на 12—14%.

### Совмещение производства водяного и паровоздушного газов в одном газогенераторе

Для производства газа с увеличенным содержанием азота был применен следующий рабочий цикл (в сек.).

Дутье воздухом . . . . .	80
Паровоздушное дутье . . . . .	40
Дутье паром снизу . . . . .	20
Дутье паром сверху . . . . .	72
Дутье паром снизу . . . . .	24
Продувка воздухом в газгольдер . . . . .	4
<hr/>	
Всего . . . . .	240

Для регулирования подачи паро-воздушного дутья в газогенератор на коллекторе установлены две автоматические задвижки — основного и добавочного воздуха. В начале подачи воздушного дутья обе задвижки открываются полностью. По окончании фазы воздушного дутья одновременно несколько прикрывается задвижка добавочного воздуха и открывается центральный паровой клапан.

Специальное регулировочное приспособление препятствует задвижке добавочного воздуха закрываться полностью и благодаря этому в нижнюю часть газогенератора поступает 120—150  $\text{нм}^3/\text{мин}$  воздуха, который смешивается там с паром. По окончании фазы паро-воздушного дутья задвижка плотно прикрывается и в газогенератор поступает один только пар на газование. Эта схема проста, надежна в эксплуатации, не требует никакой дополнительной блокировки и совершенно безопасна.

Эксплуатация описанных устройств показала, что:

1) газогенераторы работают устойчиво, нормальный технологический режим выдерживается;

2) газ вырабатывается с повышенным содержанием азота, но с нормальным для водяного газа соотношением между другими компонентами; можно получать водяной газ, содержащий до 14,5% азота;

3) получение газа с повышенным содержанием азота значительно облегчает работу и высвобождает один газогенератор паро-воздушного газа.

Дальнейшее увеличение содержания азота в газе ограничивается гидравлическим сопротивлением в агрегатах: при увеличении количества добавочного воздуха свыше 150  $\text{нм}^3/\text{мин}$  давление вверху газогенератора превышает предельно допустимое. Это мероприятие может быть проведено в газогенераторных цехах аналогичных производств, а также принято при проектировании новых станций, особенно в тех случаях, когда нет необходимости в использовании мелких фракций кокса для производства паро-воздушного газа.



## Усовершенствование системы гидравлического автоматического управления генераторами водяного газа

Системы автоматического управления генераторами водяного газа (советская Газогенераторстрой, английская Пауэр-газ, немецкая Пинч-Брассерт и др.) обладают крупными недостатками, к которым относятся: громоздкость щитов управления, разветвленная система жидкостных коммуникаций, недостаточная надежность работы при неполадках в системе управления, т. е. при аварийном режиме.

На газогенераторной станции Сталиногорского комбината разработана и осуществлена новая система автоматического управления, отличающаяся от других конструкций тем, что:

1) распределительные цилиндры, при помощи которых рабочая жидкость подается в приводные цилиндры задвижек, установлены непосредственно около последних;

2) применены соленоидные приводы для управления распределительными цилиндрами, что позволило упростить конструкцию щита управления, изготовить его путем сборки из типовых электротехнических деталей и обеспечить полную надежность работы системы управления.

В новом щите предусмотрена релейная защита для управления агрегатом не только при нормальном, но и при аварийном режиме. Если какой-либо из запорных органов своевременно не откроется или не закроется, система релейной защиты приведет щит управления и самый агрегат водяного газа в безопасное положение. Например, если при переходе в положение «пар сверху» нижняя газовая задвижка не откроется, щит автоматически переведет агрегат обратно в положение «пар снизу» и оператор об этом будет извещен сигналом.

Для автоматического изменения положения соленоидных приводов, а с ними и распределительных цилиндров сконструирован специальный электрический контроллер.

Автоматы Сталиногорского комбината начинают внедряться и в других отраслях промышленности. В частности, на них ориентируется в своих новых проектах ВНИИподземгаз.

После проведения реконструкции системы автоматического управления с 1953 г. газогенераторы обслуживаются одним газогенераторщиком. По окончании переоборудования агрегатов на новую схему управления в конце 1956 г. существующий штат газогенераторщиков будет сокращен еще на 17%.

Вследствие несовершенства конструкции уплотняющая поверхность бочка системы Газогенераторстрой быстро изнашивалась, подвлялись пропуски, что приводило к опасным комбинациям в работе автоматических задвижек.

Разработанная рационализаторами цеха новая конструкция бочка гидравлической блокировки задвижек отличается особым устройством уплотняющей поверхности, которая выполнена в виде

небольшого клапана с седлом, что исключило возможность переток. Блочок этой конструкции внедрен на всех агрегатах и обеспечивает надежную блокировку автозадвижек при эксплуатации.

Существенным недостатком в работе гидроприводов поршневого типа является переток рабочей жидкости, который приводит к увеличению расхода электроэнергии и затрудняет обслуживание.

В 1952 г. творческой бригадой в составе механиков Г. А. Макеева, М. Х. Берковского и других была разработана новая конструкция гидропривода автозадвижек плунжерного типа, исключая образование перетоков в системе гидравлического управления, причем дифференциальный принцип устройства уплотнения был сохранен.

Этот гидропривод состоит из трех цилиндров с плунжерами; два из них, соединенные с линией переменного давления, служат для открытия задвижки; третий, соединенный с линией постоянного напора, служит для закрытия задвижки.

Уплотнение плунжера в цилиндре достигается при помощи сальников.

Ожидается, что внедрение гидроприводов этого типа на всех генераторах позволит сократить расход электроэнергии на подачу рабочей жидкости, упростить обслуживание и создать условия, необходимые для нормальной работы системы автоматического управления газогенераторами в любое время года.

Изготовление нового гидропривода не встречает затруднений, так как все детали просты по устройству и могут быть выпущены в серийном порядке.

## Роль новаторов в дальнейшем увеличении производительности газогенераторов

Применение и освоение новой техники вызвало движение за дальнейшее увеличение производительности агрегата.

Инициатор этого движения генераторщик В. Я. Булгаков сумел добиться увеличения производительности агрегата путем активного контроля, тщательного регулирования подачи кокса в газогенератор, правильного распределения кокса по сечению шахты и строгого поддержания заданной высоты шлаковой подушки. Все эти мероприятия позволили добиться снижения удельного расхода кокса на 1000  $\text{лм}^3$  водяного газа, а строгий контроль за питанием привел к улучшению качества газа.

Интенсивность и равномерность поступления пара отражаются на его расходе и тепловом балансе газогенератора, поэтому В. Я. Булгаков вел тщательное наблюдение за подачей пара, поддерживая ее в норме.

Сочетание трех важнейших условий оптимального режима в конечном итоге привело к росту выработки водяного газа. Опыт В. Я. Булгакова был успешно внедрен на ГСХК, и после дополнительного обучения его методам остальных генераторщиков производительность газогенераторов повысилась на 5—6%, снизилась

удельный расход кокса на 2,5%, а удельный расход пара на отдельных агрегатах снизился на 14%.

Некоторые генераторщики в настоящее время добились еще более высокой и устойчивой выработки (в % от нормы): Булгаков — 102,9, Сафонов — 102,8, Астахов — 102,7, Агеев — 102,5, Когырин — 102,2.

В мае 1953 г. начальник смены И. П. Анапенков, отвечая на призыв аппаратчиков синтеза, стал инициатором соревнования за отличное ведение технологических процессов на взаимосвязанных операциях.

Колонны синтеза могут работать успешно только при совершенно равномерном составе газа, который зависит от умения начальника смены газогенераторного цеха регулировать его. В свою очередь работа газогенераторного цеха оценивается по выработке конечного продукта синтеза.

Отличное ведение режима по поддержанию состава газа и температуры в колоннах синтеза в наиболее выгодных пределах дало большой эффект в работе всего производства.

Почин т. Анапенкова, подхваченный другими работниками газогенераторного цеха, позволил снизить количество нарушений технологического режима по составу газа в 1,5—2 раза.

Тов. Анапенков предложил поддерживать состав газа в еще более узких пределах изменения.

В настоящее время коллектив цеха и рационализаторов, объединенный в творческие бригады, работает над вопросами дальнейшей интенсификации газогенераторного процесса, сокращением расходов сырья и электроэнергии.

Приведенные результаты работ следует расценивать только как первые успехи в интенсификации газогенераторов и сокращения расходных норм для производства технологического газа.

Перед цехом стоят задачи использования отходов коксовой мелочи, горючего в шлаке, газов воздушного дутья, дальнейшего сокращения расхода пара на газификацию, очистки газа от пыли и повышения производительности всех газогенераторов в среднем до 10 000 м<sup>3</sup> в час. Для решения этих задач на Сталиногорском комбинате ведется расчетная и эксплуатационная работа. Судя по предварительным расчетам, работы ближайшего времени вместе с уже сделанными позволят по-новому поставить вопрос о преимуществах и недостатках периодического и непрерывного способов производства технологического газа.

## ГАЗИФИКАЦИЯ ДОНЕЦКИХ АНТРАЦИТОВ НА ВОДЯНОЙ ГАЗ

Работы по внедрению антрацита имеют основной целью расширить ассортимент сырья для производства водяного газа циклическим способом и освободить каменноугольный кокс для металлургических заводов. В 1935—1936 гг. ВНИГИ провел опыты по газификации антрацита марки АК несветаевского пласта шахты им. ОГПУ на мощном автоматизированном газогенераторе Березниковского азотнотукового завода [1], чем положил начало аналогичным работам. Последние работы по газификации антрацитов на водяной газ были выполнены ВНИГИ совместно с заводом синтеза углеводов.

Как опытные работы, так и эксплуатация генераторов водяного газа показали, что успешное внедрение антрацита в большой степени зависит от выбора подходящего по термической прочности и шлакообразующей способности топлива. Эти основные свойства, определяющие пригодность топлив для газификации донецких антрацитов различных месторождений, шахт и пластов изменяются в самых широких пределах. Работы ВНИГИ [2], [3], [4] показали, что наименьшей шлакообразующей способностью, высокой термической прочностью и невысоким содержанием серы (около 1%) отличаются антрациты Чистяковского месторождения, которые нашли наиболее широкое применение для газификации и в литейном деле.

С развитием химической промышленности возникла необходимость в освоении газификации антрацитов других месторождений.

Весьма удовлетворительными по термической прочности и шлакообразующей способности оказались антрациты несветаевского пласта шахты им. ОГПУ и других, сдающих добычу на ЦОФ Несветаинтрацита. Эти антрациты используются для производства термоантрацита и для получения энергетического газа, а с 1941 г. применяются для получения водяного газа.

В опытах ВНИГИ [1] и при эксплуатации генераторов водяного газа на Московском газовом заводе интенсивность газификации антрацитов составляла около 420—450 нм<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> час по водяному газу.

В 1951 г. Государственный институт азотной промышленности (ГИАП) при газификации антрацита марки АК ЦОФ Несветаинтрацита на газогенераторах Сталиногорского химического комбината достиг интенсивности 560 нм<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> час в результате сокращения длительности цикла с 4 до 3 мин.

В сменах, где газогенератор был обеспечен достаточной интенсивностью дутья, интенсивность газификации при трехминутном цикле была достигнута 690 нм<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> час и поддерживалась на этом уровне без затруднений. На тех же газогенераторах при работе

на четырехминутном цикле при газификации губахинского кокса достигается интенсивность в пределах  $800-850 \text{ нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$ , а на зарубежных установках, сработавших на коксе —  $950-1000 \text{ нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  газа при цикле длительностью 2 мин. Это показывает, что и при работе на антраците возможна интенсификация, но надо приложить еще много труда, чтобы довести этот процесс до уровня газификации кокса.

Основные затруднения, которые возникают при газификации антрацита и до сих пор еще сдерживают широкое внедрение этого топлива в производство водяного газа, связаны со свойствами антрацита.

Куски антрацита имеют более плоскую форму, чем куски кокса, и ложатся в слое более плотно. Сопротивление слоя антрацита значительно выше, чем слоя кокса из кусков такого же размера. Давление воздуходувок, рассчитанных на обслуживание генераторов водяного газа, работающих на коксе, оказывается недостаточным для создания потока дутья нужной интенсивности при газификации антрацитов. Уже одно это понижает производительность газогенератора.

Термическое разрушение кусков топлива в слое приводит к засорению и увеличению сопротивления последнего.

Загрузочные аппараты обычно не обеспечивают равномерного распределения топлива по всему сечению шахты, в результате чего более крупные куски откатываются к стенкам, а центральная часть заполняется преимущественно более мелкими кусками и становится менее газопроницаемой, чем периферийная. Шахта начинает работать неравномерно и производительность агрегата понижается.

Сделанные в опытах ВНИГИ попытки несколько улучшить распределение кусков по сечению и достичь более равномерной работы слоя по сечению шахты позволили повысить интенсивность газификации до  $550-590 \text{ нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  при достаточной интенсивности воздушного дутья.

Антрацит по сравнению с коксом отличается более плотным строением кусков, а поэтому для увеличения технической скорости процесса газификации необходимо повысить температуру на их поверхности.

В то же время в отличие от кокса зольная часть антрацита содержит значительно большее количество сравнительно легкоплавких веществ, которые являются источником образования шлаков.

Свойства зольной части антрацитов ограничивают пределы повышения температуры на поверхности кусков и этим затрудняют увеличение интенсивности процесса газификации, а следовательно, и производительности агрегата.

При циклах меньшей длительности температура на поверхности кусков в период между разогревом от воздушного дутья и охлаждением при газовании паром колеблется не резко, опасность шлакова-

ния уменьшается и поэтому вполне возможно увеличение интенсивности газификации.

При эксплуатации, чтобы предотвратить развитие на поверхности кусков антрацита таких температур, которые обусловили бы сильное шлакование, необходимо вести процесс со значительно большим отношением расхода пара к расходу воздуха в цикле, чем на коксе, и выгребать золу и шлак с несколько большим содержанием в них углерода.

В водяном газе, получаемом из антрацита [в зависимости от того, насколько низкой шлакообразующей способностью обладает данный антрацит], содержание двуокиси углерода на  $1,5-3,5\%$  выше, чем в обычном водяном газе, получаемом из кокса.

Относительно низкая термическая прочность антрацита приводит к значительному выносу мелочи и пыли с продувочным и водяным газами.

Описанные особенности газификации антрацита обуславливают несколько меньшую степень использования горючей части топлива для получения водяного газа, чем при газификации кокса.

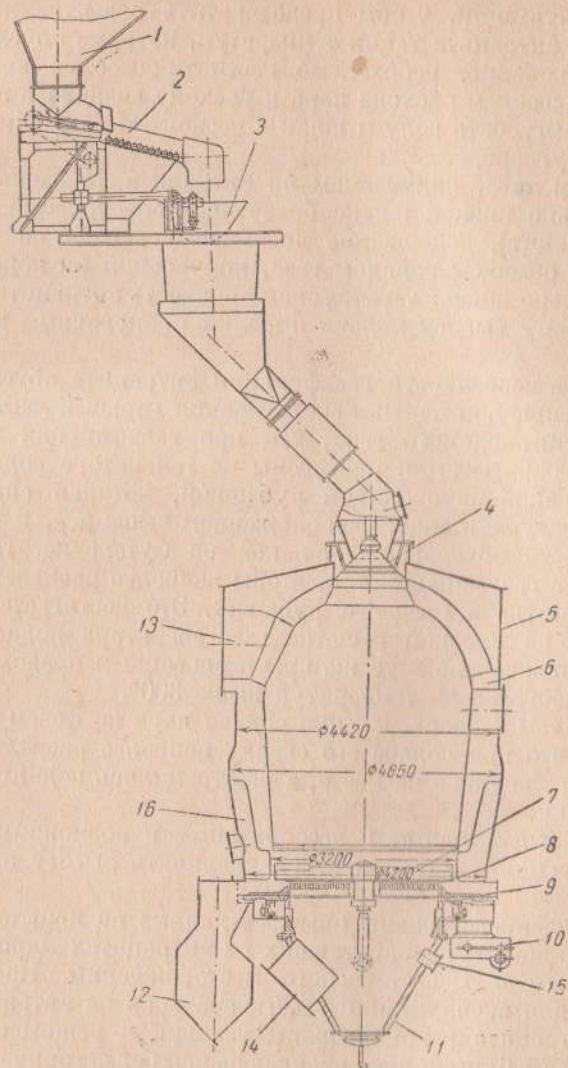
Опытные работы были проведены на генераторе водяного газа (фиг. 1) с низкой пароводяной рубашкой, которая снижает высокие температуры в слое, расположенном выше нее, и предотвращает опасность образования шлаков на футеровке. Приходится вести процесс газификации так, чтобы наиболее раскаленная часть слоя была всегда в пределах рубашки. Это достигается тем, что слой шлака на плоской решетке газогенератора поддерживается достаточно низким, но в то же время способным предохранить решетку от разогрева до температур выше  $300^\circ$ .

Вместе с тем и распределение подачи пара по фазам устанавливается так, что при подаче его сверху наиболее раскаленные слои топлива удерживались на месте, а не стремились подняться за пределы рубашки.

Поэтому будет вполне целесообразным и возможным при капитальном ремонте газогенератора увеличить высоту пароводяной рубашки.

В таблице представлены опытные данные по испытаниям генераторов водяного газа, работавших на антрацитах марок АГ и АК Чистяковского и Несветаевского месторождений. На основании этих работ для эксплуатации газогенераторов на антрацитах ЦОФ Несветайантрацита рекомендованы условия и режим опыта № 7, но и в опыте № 6, несколько отличающемся более горячим режимом, работа газогенератора протекала вполне устойчиво. Поэтому рекомендуется овладеть более горячим режимом, позволяющим получать газ с меньшим содержанием двуокиси углерода и достичь более высоких показателей использования топлива.

Схема испытанной установки представлена на фиг. 2. Следует отметить, что для работы на антраците эта установка весьма мало приспособлена, так как не имеет аппаратов для улавливания пыли из газов, а опыт указывает на их необходимость.

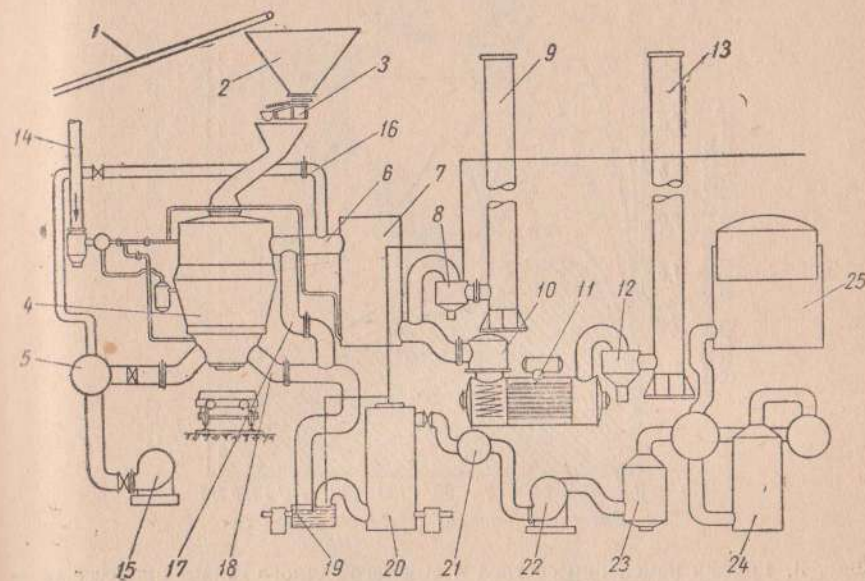


Фиг. 1. Генератор водяного газа.

1 — бункер; 2 — автоматический грохот; 3 — автоматические весы; 4 — загрузочная коробка; 5 — корпус газогенератора; 6 — футеровка; 7 — волоудалющий брус; 8 — неподвижная колосниковая решетка; 9 — вращающийся поддон; 10 — приводной механизм поддона; 11 — центральный зольник; 12 — зольный нарман; 13 — газотвод; 14 — подвод воздуха; 15 — ввод пара; 16 — паро-водяная рубашка.

В опыте № 7 доказана возможность значительного снижения балластного азота путем увеличения длительности фазы продувки после фазы воздушного дутья, что понижает содержание продувочных газов, поступающих в водяной газ из регенератора (фиг. 3).

Как в опытах ГИАП, так и в опытах ВНИГИ, проведенных в 1953 и 1954 гг., в тех сменах, где имелась возможность обеспечить газогенератор достаточной интенсивностью воздушного дутья, при



Фиг. 2. Схема установки генератора водяного газа.

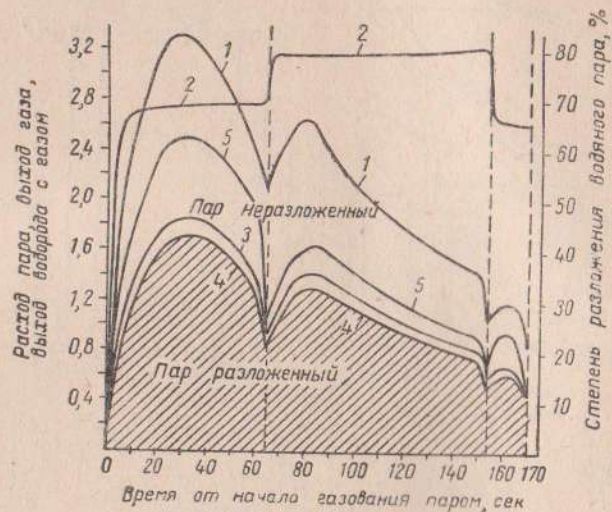
1 — транспортер; 2 — бункер; 3 — автоматические грохот и весы; 4 — газогенератор; 5 — корпус газогенератора; 6 — футеровка; 7 — волоудалющий брус; 8 — пылеуловитель; 9 — вспомогательная труба; 10 — камера сжигания; 11 — котел-утилизатор; 12 — пылеуловитель; 13 — дымовая труба; 14 — коллектор; 15 — воздухоудва; 16 — трубопровод вторичного воздуха; 17 — трубопровод водяного газа «сверху»; 18 — трубопровод водяного газа «снизу»; 19 — обратный водяной затвор; 20 — скруббер; 21 — коллектор водяного газа; 22 — дезинтегратор; 23 — каплеуловитель; 24 — электрофильтр; 25 — газгольдер водяного газа.

работе на четырехминутном цикле интенсивность газификации  $560-590 \text{ м}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  достигалась без особых усилий со стороны обслуживающего персонала и удерживалась на этом уровне в течение всего времени, пока интенсивность дутья не понижалась по цеховым условиям.

Опыты ГИАП и зарубежных стран показывают возможность значительного увеличения производительности агрегата при сокращении длительности цикла. Кратковременный перевод всех газогенераторов на работу с трехминутным циклом показал, что и без увеличения интенсивности дутья производительность агрегата возросла на 12—15%.

Чтобы обеспечить широкое внедрение антрацитов для производства водяного газа на заводах, работавших до сего времени на коксе, необходимо осуществить ряд мероприятий, например:

1) выявить среди донецких антрацитов наиболее подходящие по термической прочности и шлакообразующей способности, опробовать их в промышленных газогенераторах, обеспечить газогенераторные установки кондиционным по качеству и по размеру кусков антрацитом;



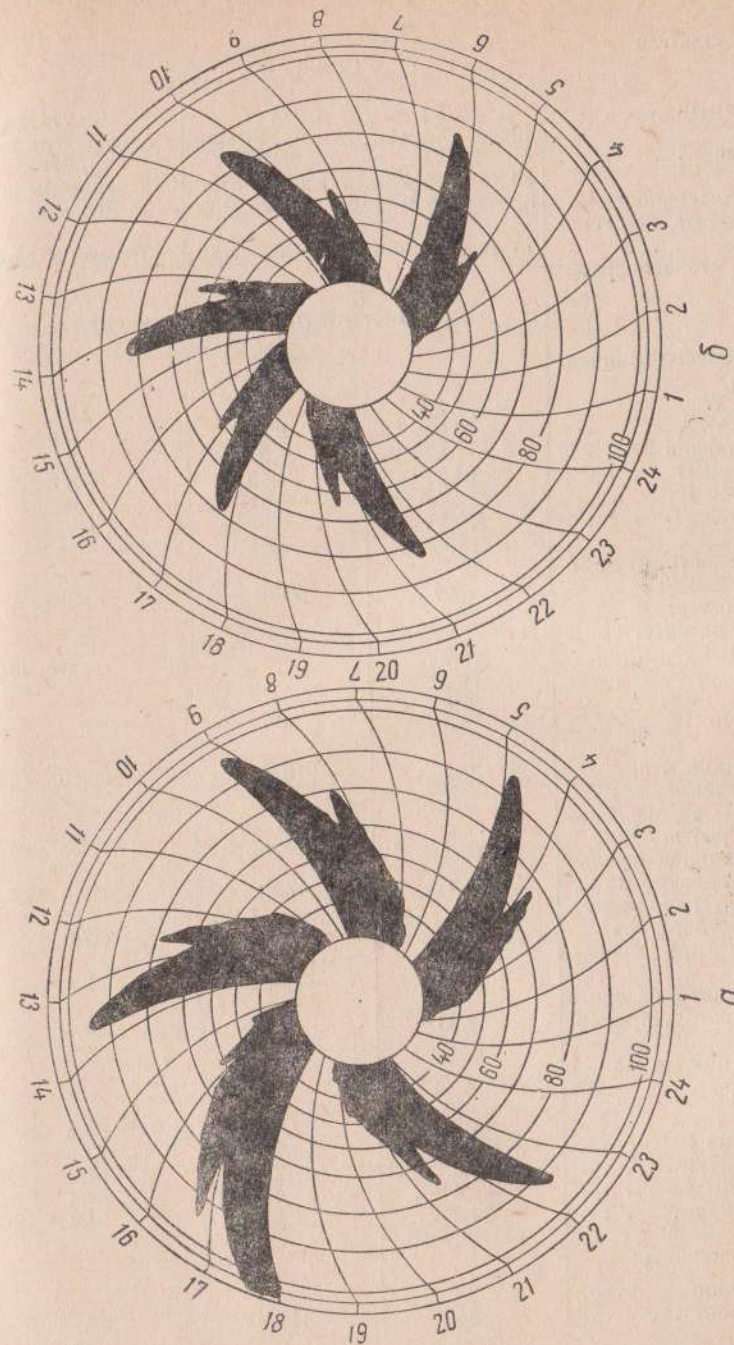
Фиг. 3. График изменения состава и выхода водяного газа в процессе газификации антрацита ЦОФ Несветаевского треста на режиме опыта № 7.

Кривые: 1 — выход водяного газа; 2 — расход пара; 3 — выход водорода с газом; 4 — выход водорода за счет разложения водяного пара; 5 — степень разложения водяного пара.

2) приспособить схемы установок генераторов водяного газа к работе на антраците с учетом особых свойств этого топлива и всего накопленного опыта работы; особое внимание следует уделить обеспечению газогенераторов дутьем достаточных давления и интенсивности, учитывая, что интенсивность газификации порядка  $600 \text{ нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  достигалась неоднократно и представляется вполне возможной;

3) освоить все способы повышения производительности агрегатов, особенно работу на сокращенных циклах;

4) при реконструкции схем установок решить задачи предохранения топлива от дробления при транспорте, улавливания пыли из продувочных и водяного газов в сухом виде и механизированного способа сбора и сдачи этой пыли на рациональное использование, способа механизированного отделения несгоревшего топлива от шлака, централизованного использования тепла продувочных



Фиг. 4. Ускоренные диаграммы выхода газа.

а — повышенный выход газа  $5900 \text{ нм}^3/\text{час}$ , цикл 4 мин.; б — умеренный выход газа  $4900 \text{ нм}^3/\text{час}$ , цикл 4 мин.

Данные опытов газификации антрацитов

Показатели	Номера		
	1	2	3
Начало опыта . . . . .	22/VI	1/VII	12/VII
Окончание . . . . .	10 час. 30 мин. 25/VI	10 час. 40 мин. 4/VII	7 час. 00 мин. 27/VII
Общая длительность . . . . .	23 часа 55 мин.	7 час. 05 мин.	15 час. 00 мин.
Чистая работа газогенераторов . . . . .	85 час. 25 мин.	68 час. 25 мин.	368 час.
Работало газогенераторов . . . . .	75 час. 40 мин.	64 часа 25 мин.	1370 час. 55 мин.
Антрацит . . . . .	1	1	7
	АГ Чистяковского месторождения		
Состав рабочего топлива, (% вес):			
влага W . . . . .	2,80	3,10	2,80
зола А . . . . .	8,06	8,90	6,03
сера общая S . . . . .	0,87	0,87	0,87
углерод С . . . . .	84,87	83,79	86,83
водород Н . . . . .	1,43	1,41	1,46
кислород О . . . . .	0,95	0,92	0,97
азот N . . . . .	1,02	1,01	1,04
Теплотворность, нижний предел, ккал/кг . . . . .	7204	7129	7379
Ситовой состав:			
остаток на сите, %			
50 мм . . . . .	18,7		Не опре
25 » . . . . .	79,2		То
12 » . . . . .	1,6		»
класс 0—12 . . . . .	0,5		»
Расход топлива, т . . . . .	197,1	210,0	4062,9
В том числе:			
подано в газогенераторы, т . . . . .	150,0	153,5	3394,0
отсеяно на центральной сортировке . . . . .	35,1	42,7	449,5
отсеяно на грохоте газогенератора . . . . .	11,3	11,2	217,0
потери при транспорте . . . . .	0,7	2,0	2,4
Расход топлива на один газогенератор, т/час . . . . .	1,98	2,38	2,47
Рабочий цикл 4 мин.			
Воздушное дутье, сек . . . . .	60,0	62,4	62,4
продувка паром . . . . .	2,4	2,4	2,4
пар снизу . . . . .	69,6	67,2	67,2
пар сверху . . . . .	86,4	86,4	86,4
пар снизу . . . . .	21,6	21,6	21,6
Интенсивность:			
воздушное дутье, нм <sup>3</sup> /мин . . . . .	384	427	395

на водяной газ, проведенные в 1954 г.

Показатели	Номера			
	4	5	6	7
Начало опыта . . . . .	12/VII	9/VIII	12/VIII	21/VIII
Окончание . . . . .	10 час. 00 мин. 17/VII	7 час. 00 мин. 14/VIII	12 час. 00 мин. 17/VIII	19 час. 20 мин. 26/VIII
Общая длительность . . . . .	9 час. 40 мин.	15 час. 00 мин.	9 час. 20 мин.	6 час. 45 мин.
Чистая работа газогенераторов . . . . .	119 час. 20 мин.	128 час.	117 час. 20 мин.	107 час.
Работало газогенераторов . . . . .	103 часа 05 мин.	532 часа 00 мин.	91 час. 30 мин.	84 часа
Антрацит . . . . .	1	7	1	1
	АК Несветаевской ЦОФ	АГ Чистяковского месторождения	АК Несветаевской ЦОФ	ЦОФ
Состав рабочего топлива, (% вес):				
влага W . . . . .	3,20	2,80	2,66	2,86
зола А . . . . .	10,15	8,06	11,70	9,84
сера общая S . . . . .	2,52	0,87	3,12	2,40
углерод С . . . . .	80,73	84,87	79,29	81,46
водород Н . . . . .	1,56	1,43	1,53	1,58
кислород О . . . . .	0,86	0,95	0,96	0,87
азот N . . . . .	0,98	1,02	0,74	0,99
Теплотворность, нижний предел, ккал/кг . . . . .	6936	7204	6843	7010
Ситовой состав:				
остаток на сите, %				
50 мм . . . . .	долялся		73,0	73,0
25 » . . . . .	исч		25,8	25,8
12 » . . . . .	»		1,2	1,2
класс 0—12 . . . . .	»			
Расход топлива, т . . . . .	330,0	За 455 час. 1287,1	303,4	259,2
В том числе:				
подано в газогенераторы, т . . . . .	270,5	1103,9	245,9	229,0
отсеяно на центральной сортировке . . . . .	47,0	114,3	—	19,0
отсеяно на грохоте газогенератора . . . . .	11,5	68,9	58,5	10,4
потери при транспорте . . . . .	1,0	—	—	0,8
Расход топлива на один газогенератор, т/час . . . . .	2,62	2,42	2,68	2,70
Рабочий цикл 4 мин.				
Воздушное дутье, сек . . . . .	60,0	62,4	62,4—64,8	64,3
продувка паром . . . . .	2,4	2,4	2,4—7,2	7,2
пар снизу . . . . .	69,6	67,2	67,2—62,4	62,4
пар сверху . . . . .	86,4	86,4	86,4—88,8	89,6
пар снизу . . . . .	21,6	21,6	21,6—16,8	16,5
Интенсивность:				
воздушное дутье, нм <sup>3</sup> /мин . . . . .	435	384	400	420

Показатели	Номера			опытов			
	1	2	3	4	5	6	7
пар снизу, кг/мин . . .	97	100	118				
пар сверху » . . .	102	103	125	123	112	108	158
Давление, мм вод. ст.				124	119	113	214
в фазе дутья:							
в коллекторе . . . . .	1680	1689	1735	1707	1757	1783	1740
под решеткой . . . . .	1270	1438	1470	1306	1341	1160	707
на выходе из газо-							
генератора . . . . .	111	103	85	189	85	105	123
Пар до диафрагмы,							
кг/см <sup>2</sup> . . . . .	1,73	1,80	1,97	1,90	1,98	2,00	1,90
Давление, мм вод. ст.							
при газоваании паром:							
снизу — низ газогенератора . . . . .	1200	1273	1130	983	1125	1130	930
верх газогенератора . . . . .	820	813	735	719	695	767	735
сверху — верх газогенератора . . . . .	1190	1176	1090	1025	1126	1192	820
низ газогенератора . . . . .	900	880	790	740	750	863	735
в коллекторе водяного газа . . . . .	345	365	360	384	360	350	358
Высота слоя топлива над решеткой, мм . . . . .	1950	2150	1960	2150	1920	2080	1860
В том числе шлака	150—300	150—200	200—300	200—300	200—300	100—200	100—200
Температура, °С:							
газов в конце фазы дутья . . . . .	430	413	425	434	414	458	428
газов в конце третьей фазы . . . . .	444	439	455	465	458	485	465
низа газогенератора в начале фазы дутья . . . . .	215	177	180	164	200	197	256
пара в коллекторе . . . . .	160	160	160	160	160	160	160
Расход пара за цикл, кг . . . . .	309	307	352	371	377	323	540
Доля пара, подаваемого сверху, % . . . . .	47,5	48,5	50,0	48,5	49,5	51,2	58,0
Отношение расхода пара к воздуху в цикле, кг/нм <sup>3</sup> . . . . .	0,875	0,720	0,800	0,805	0,895	0,715	1,200
Выход водяного газа по балансу, нм <sup>3</sup> /час . . . . .	3370	4050	4200	4200	4030	4180	4350
Выход водяного газа с 1 кг антрацита . . . . .	1,70	1,70	1,70	1,61	1,67	1,56	1,61
Расход воздуха, нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup> водяного газа . . . . .	1,57	1,58	1,63	1,59	1,60	1,63	1,61
Расход пара, кг/нм <sup>3</sup> водяного газа . . . . .	1,375	1,140	1,330	1,310	1,500	1,170	1,850
Выход продувочных газов, нм <sup>3</sup> /кг топлива . . . . .	3,03	2,90	3,18	2,92	3,00	2,90	2,99

Показатели	Номера			опытов			
	1	2	3	4	5	6	7
Состав водяного газа, % объемн.:							
CO <sub>2</sub> . . . . .	7,72	7,63	7,44	8,41	7,74	8,28	9,62
H <sub>2</sub> S . . . . .	0,16	0,17	0,16	0,27	0,16	0,57	0,58
O <sub>2</sub> . . . . .	0,20	0,22	0,30	0,20	0,27	0,23	0,20
CO . . . . .	33,23	33,60	35,00	32,30	33,60	32,46	31,50
H <sub>2</sub> . . . . .	52,23	51,75	50,88	51,40	50,30	51,37	53,85
CH <sub>4</sub> . . . . .	0,60	0,60	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
N <sub>2</sub> . . . . .	5,86	6,03	5,42	6,62	7,13	6,29	3,45
Содержание в водяном газе, мг/нм <sup>3</sup> :							
сероводорода . . . .	2400	2550	2400	4103	2350	8650	8800
сероорганических соединений . . . . .	Не определялось		166	300	Не определялось		560
Теплотворность водя- ного газа низшая, ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	2420	2426	2448	2400	2403	2416	2422
Состав продувочных га- зов, (% объемн.):							
CO <sub>2</sub> . . . . .	14,75	14,70	14,75	15,43	14,75	15,22	15,58
H <sub>2</sub> S . . . . .	0,08	0,08	0,08	0,19	0,08	0,33	0,22
O <sub>2</sub> . . . . .	0,26	0,20	0,26	0,20	0,26	0,20	0,20
CO . . . . .	9,01	9,58	9,01	7,50	9,01	8,10	6,90
H <sub>2</sub> . . . . .	4,35	3,05	4,35	4,94	4,35	5,48	4,40
N <sub>2</sub> . . . . .	71,30	72,14	71,30	71,34	71,30	70,27	72,30
Теплотворность проду- вочного газа низшая, ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	411	398	411	402	411	432	369
Степень разложения сто- роннего пара, % . . . .	30,7	35,4	32,7	32,6	27,5	36,3	31,0
К. п. д. газификации (отношение теплотвор- ности водяного газа к теплотворности антра- цита), % . . . . .	57,2	58,0	56,5	55,8	55,7	55,0	55,7
Напряжение газифика- ции антрацита, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	220	264	275	290	269	298	300
По водяному газу, нм <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> час . . . . .	375	450	468	468	448	465	483
Выход шлака, % от веса топлива . . . . .	4,65	4,63	5,05	7,55	5,45	7,35	7,25
Содержание горючего в шлаке, % . . . . .	34,3	28,8	41,4	37,0	42,8	36,7	35,85
Выход провала, % . . . .	2,56	2,57	2,24	2,60	3,64	3,45	2,94
Содержание горючего в провале, % . . . . .	55,6	41,6	55,0	48,5	50,2	48,5	38,94
Вынос пыли с водяным газом, % к весу топ- лива . . . . .	3,53	3,52	3,50	3,50	3,53	3,50	3,548
Содержание горючего в пыли, % . . . . .	69	69	69	59	69	55	69



Показатели	Номера		
	1	2	3
Вынос пыли с продувочными газами, % от веса топлива . . . . .	5,81	5,98	2,04
Содержание горючего в пыли, % . . . . .	52	50	52
Содержание водяного газа в продувочном, % . . . . .	4,11	1,66	4,20
Содержание продувочных газов в водяном, % . . . . .	7,96	7,87	6,96

газов в непрерывно действующих котлах-утилизаторах; осуществление этих мероприятий позволит снизить себестоимость водяного газа примерно на 20—25%;

5) для работников, обслуживающих генераторные установки водяного газа, ввести прогрессивно-премиальную систему оплаты труда с целью повышения качества газа, экономного использования топлива и соблюдения режимных показателей.

Правильно организованная, широко и настойчиво проводимая борьба за повышение производительности газогенераторов и за улучшение всех показателей их работы позволит в кратчайший срок внедрить антрацит и этим достичь удешевления продукции во всех производствах, где водяной газ является исходным сырьем.

Достижения Сталиногорского химического комбината в его всесторонней борьбе за улучшение показателей производства водяного газа из кокса указывают на полную возможность внедрения антрацита для производства водяного газа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Газификация донецких антрацитов на водяной и смешанный газ. Лаборатория газификации ВНИГИ. Брискина А. И и Могилевская А. М. Химия твердого топлива, 1937.
2. Определение шлакообразующей способности топлив. Михеев А. П., Ярослав Т. Е., Пухликова Р. В. Труды ВНИГИ, вып. III, 1951.
3. К вопросу об оценке антрацита как сырья для получения водяного газа. Михеев А. П., Ярослав Т. Е., Пухликова Р. В. Труды ВНИГИ, вып. VI, 1954.
4. Оценка топлива как сырья для газификации. Михеев А. П. Доклад на 3-й научно-технической конференции по газификации топлива.

ОПЫТЫ

	4	5	6	7
	6,02	4,22	7,19	4,755
	50,2	52	48,5	52
	5,31	4,08	6,04	4,74
	8,52	9,25	8,13	4,26

Канд. техн. наук К. Е. МАХОРИН

(Институт использования газа АН УССР)

### ИССЛЕДОВАНИЕ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ ВОДЯНОГО ГАЗА

Ниже описаны результаты исследований процесса получения водяного газа, которые проводились на газогенераторах диаметром 1,9; 2,5 и 3,4 м.

При переключении задвижек вручную длительность рабочего цикла была равна 12—17 мин., при полуавтоматическом — 5—7 мин. и при автоматическом — 3—4 мин.

При ручном и полуавтоматическом управлениях цикл состоял из фаз воздушного дутья и газования паром снизу<sup>1</sup>, а при автоматическом — из фаз воздушного дутья, продувки паром, газования паром снизу, сверху и опять снизу.

Газифицировались антрацит АК и коксик Енакиевского завода.

#### Воздушная фаза

При увеличении интенсивности воздушного дутья с 700 до 2000  $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  на газогенераторе диаметром 1,9 м длительность воздушной фазы сокращается с 7,0 до 3,0 мин. (фиг. 1) или в долях длительности цикла с 44 до 25%. Производительность газогенератора при этом увеличивается с 705 до 920  $\text{нм}^3/\text{час}$ .

В табл. 1 приведены показатели работы автоматизированного газогенератора диаметром 3,4 м при различных интенсивностях воздушного и парового дутья.

В данном случае производительность повысилась не только в результате изменения интенсивности дутья, но и вследствие

<sup>1</sup> Газование паром сверху через каждые 2—3 цикла.

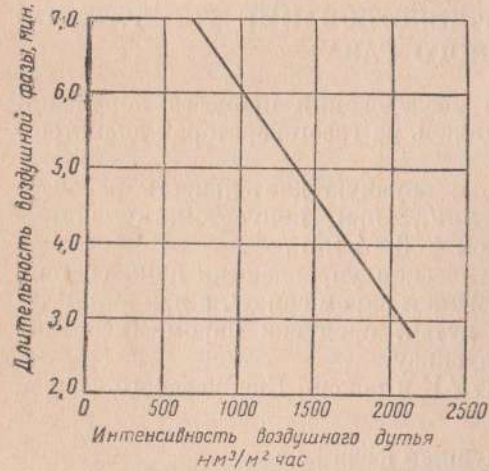
Таблица 1

Показатели работы автоматизированного газогенератора

Интенсивность воздушного дутья, $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$	Интенсивность парового дутья		Производительность, $\text{нм}^3/\text{час}$
	снизу, $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$	сверху, $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$	
2000	1300	1100	4100
2100	1400	1350	4200
2650	1580	1620	5850
2900	1650	1650	6400

увеличения температуры слоя, что подтверждается шлакованием газогенератора и пониженным содержанием  $\text{CO}_2$  в водяном газе.

На фиг. 2 показана диаграмма выхода водяного газа за цикл при газификации чистяковского антрацита в газогенераторе диаметром 3,4 м. Интенсивность воздушного дутья была  $2150 \text{ нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$ , а парового —  $1100$  —  $1300 \text{ кг}/\text{м}^2 \text{ час}$ .

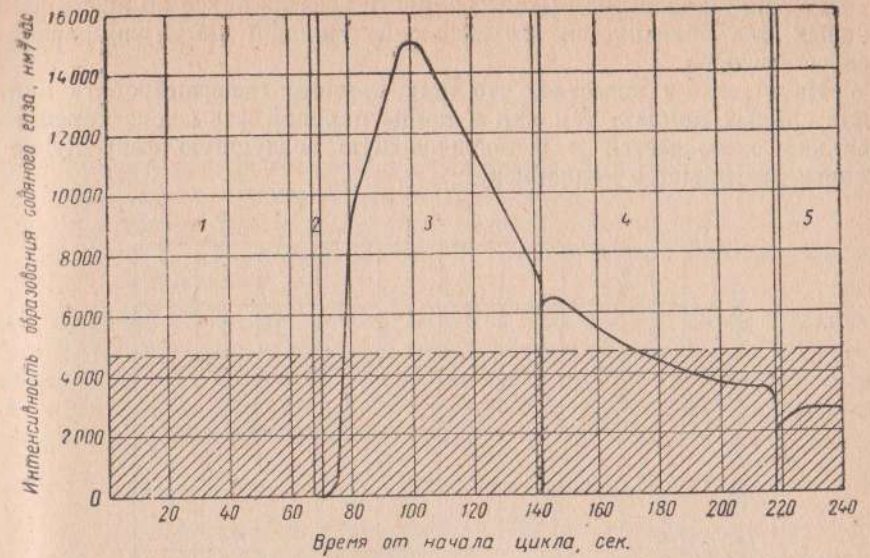


Фиг. 1. Зависимость длительности фазы воздушного дутья от его интенсивности.

Реакция углерода с водяным паром при температуре ниже  $1200^\circ$  протекает в промежуточной и кинетической областях, поэтому реакционная способность топлива должна оказывать влияние на выход газа.

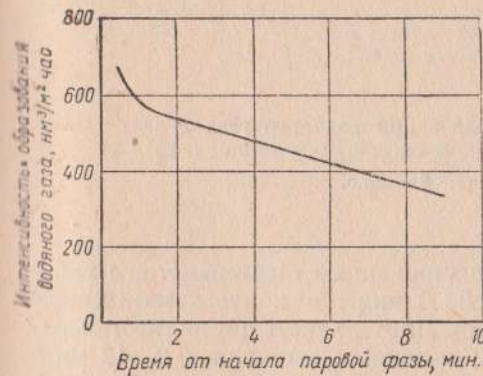
На фиг. 5 показаны кривые интенсивности образования водяного газа при процессах газификации антрацита и кокса в газогенераторе диаметром 3,4 м на следующем режиме.

Интенсивность воздушного дутья,  $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  . . . . . 2000—2100  
 Интенсивность парового дутья,  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$  . . . . . 1200—1300  
 Высота слоя топлива, мм . . . . . 1900—2000

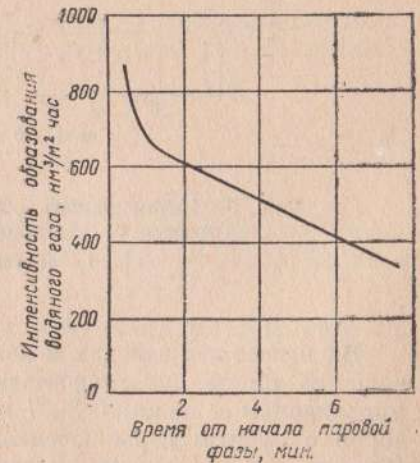


Фиг. 2. Интенсивность образования водяного газа за цикл.

1 — фаза воздушного дутья; 2 — продувка паром; 3 — газование паром снизу; 4 — газование паром сверху; 5 — газование паром снизу.



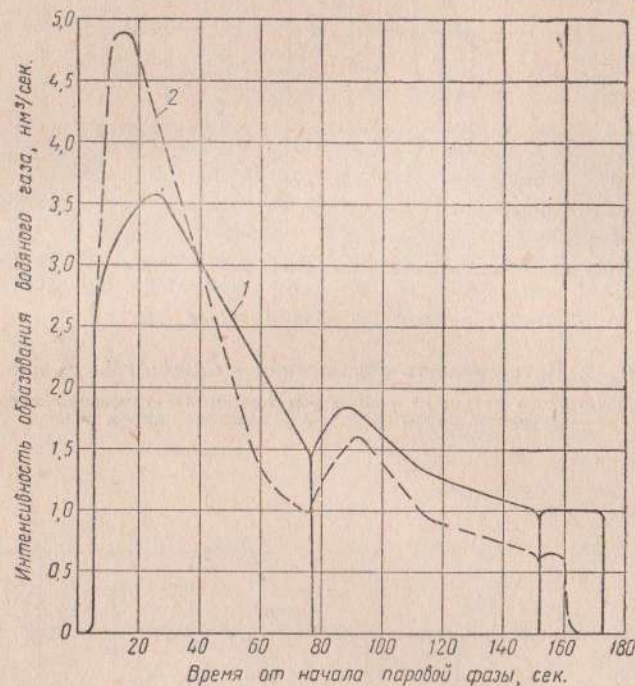
Фиг. 3. Интенсивность образования водяного газа во время фазы газования паром снизу.



Фиг. 4. Интенсивность образования водяного газа во время фазы газования паром сверху.

Резкое уменьшение выхода водяного газа из кокса во время паровых фаз объясняется его меньшей тепловой аккумулирующей способностью.

Из практики известно, что кокс труднее газифицировать при длительных циклах, так как в конце паровой фазы зона горения сильно охлаждается и в последующую воздушную фазу куски кокса разгораются медленнее.



Фиг. 5. Интенсивность образования водяного газа в зависимости от реакционной способности топлива.

1 — антрацит; 2 — кокс.

На некоторых заводах механизированные газогенераторы работают на цикле длительностью 3—4 мин., с полуавтоматическим управлением — на цикле 5—7 мин. Длительность цикла газогенераторов с ручным переключением задвижек составляет 9—12 мин. Однако еще нет оснований считать, что принятые длительности цикла являются оптимальными. Определение оптимального времени цикла связано с постановкой опытов в производственных условиях и поэтому следует считать, что предварительное аналитическое определение наиболее выгодной длительности облегчит проведение

и сократит количество опытов. Производительность газогенератора можно подсчитать по формуле

$$P = \frac{w}{\tau_b + \tau_r + \tau_{пр}}, \quad (1)$$

где  $P$  — производительность газогенератора в нм³/сек;

$w$  — выход водяного газа за цикл в нм³;

$\tau_b, \tau_r$  — длительность фаз дутья и газования в сек.;

$\tau_{пр}$  — простой газогенератора за цикл во время переключения задвижек в сек.

Выразив значения  $w$  и  $\tau_b$  через  $\tau_r$ , можно установить связь между производительностью и продолжительностью паровой фазы, а затем определить оптимальное значение  $\tau_r$ . Выход водяного газа во время фазы газования паром в первом приближении может быть выражен уравнением прямой линии:

$$v_r = a - b\tau_r, \quad (2)$$

где  $v_r$  — интенсивность образования водяного газа в нм³/сек;

$a$  — максимальная интенсивность образования водяного газа в нм³/сек;

$b$  — тангенс угла наклона прямой линии к оси абсцисс в нм³/сек².

Тогда

$$w = \left(a - \frac{b}{2} \tau_r\right) \tau_r. \quad (3)$$

Из уравнения теплового баланса цикла устанавливается зависимость между выходом газа за цикл и длительностью воздушного дутья:

$$w = \frac{\tau_b v_b}{k}, \quad (4)$$

где  $v_b$  — интенсивность воздушного дутья в нм³/сек.;

$k$  — расходный коэффициент воздуха за цикл на 1 нм³ водяного газа, определяемый из уравнения теплового баланса цикла.

Приравняв уравнения (3) и (4) и подставляя значения величин  $w$  и  $\tau_b$  в уравнение (1), получим:

$$P = \frac{\left(a - \frac{b}{2} \tau_r\right) \tau_r}{\frac{k}{v_b} \tau_r \left(a - \frac{b}{2} \tau_r\right) + \tau_r + \tau_{пр}}. \quad (5)$$

Оптимальная длительность фазы газования находится в результате дифференцирования выражения (5) по  $\tau_r$  и приравнивания полученного уравнения к нулю. Оптимальную длительность фазы

газования можно подсчитать по формуле, полученной в результате дифференцирования и преобразования:

$$\tau_r = \frac{\sqrt{b^2 \tau_{пр}^0 + 2ab\tau_{пр}} - b\tau_{пр}}{b} \quad (6)$$

Результаты подстановки в формулу (6) данных, характеризующих работу газогенераторов (табл. 2), и найденная оптимальная длительность фазы газования паром и цикла приведены в табл. 3,

Таблица 2

Показатели работы газогенераторов с различной системой управления задвижками

Управление задвижками	Топливо	Интенсивность		a	b	$\tau_{пр}$ , сек.
		воздушного дутья, м.м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> час	парового дутья, кг/м <sup>3</sup> час			
Ручное	Антрацит	2000	350	1,5	0,0003	55
Полуавтоматическое	Антрацит	2000	500	1,0	0,0016	30
Автоматическое	Антрацит	2000	1200	3,5	0,0425	10
	Кокс	3000	1200	4,9	0,084	10

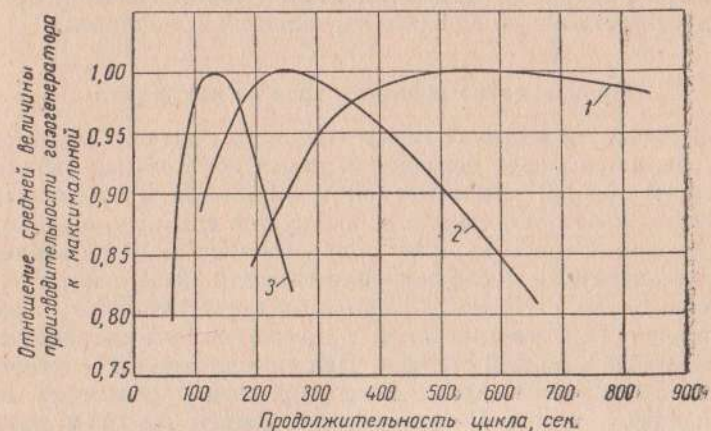
Таблица 3

Распределение времени по фазам при оптимальной длительности цикла по расчету

Переключение задвижек	Продолжительность фаз, сек.				Длительность про- стоя при переключении задвижек, сек.	Длительность цикла, сек.
	воздушная	нижняя паровая	верхняя паровая	вторичная нижняя паровая		
Ручное управление . . . . .	121	380	—	—	55	556
Полуавтоматическое управление . . . . .	57,9	165	—	—	30	252,9
Автоматическое управление:						
антрацит . . . . .	39,8	32	32	15	10	128,8
кокс . . . . .	29,0	25,6	25,6	15	10	105,2

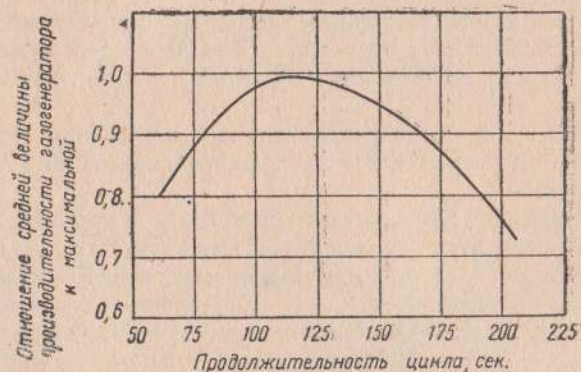
где показано, что оптимальная длительность цикла зависит главным образом от продолжительности простоя генератора при переключении задвижек. Так, например, при ручном управлении оптимальная длительность цикла составляет свыше 9 мин., при полуавтоматическом свыше 4 мин. и при автоматическом 1,75—2 мин.

Несмотря на наличие в цикле трех фаз газования паром, оптимальную длительность следует подсчитывать только для фазы газования снизу; длительность фазы газования сверху должна определяться по опытным данным из условий поддержания зоны на определенной высоте.



Фиг. 6. Влияние длительности цикла на производительность газогенератора при газификации антрацита.

1 — ручное управление; 2 — полуавтоматическое; 3 — автоматическое.



Фиг. 7. Влияние длительности цикла на производительность механизированного газогенератора, работающего на коксе.

Длительность последней фазы газования паром снизу определяется необходимостью продувки низа генератора от водяного газа и зависит от интенсивности подачи пара.

Сравнение расчетных данных длительности цикла с эксплуатационными позволяет считать, что газификация кокса и антрацита

в газогенераторах с автоматическим и полуавтоматическим управлением ведется не на оптимальном режиме. Это подтверждается известным фактом, что при сокращении цикла удается повысить выход газа в единицу времени.

На фиг. 6 и 7 показано, что при сокращении существующей длительности цикла до оптимального значения повышение производительности зависит от способа переключения задвижек.

### Производство водяного газа из антрацита

В производстве водяного газа по циклическому способу антрацит хотя и является более дешевым и менее дефицитным сырьем, но из-за своей низкой механической и термической стойкости еще не вытеснил кокс полностью и используется главным образом в газогенераторах с ручным или полуавтоматическим управлением.

Куски антрацита после загрузки в шахту распадаются на мелкие кусочки. Это свойство у различных сортов топлива выражено неодинаково. Так, чистяковский и пестоваевский антрациты растрескиваются в меньшей степени. Для газификации в газогенераторах с автоматическим управлением непригодны термически нестойкие антрациты треста Свердловуголь, шахты № 14 и других.

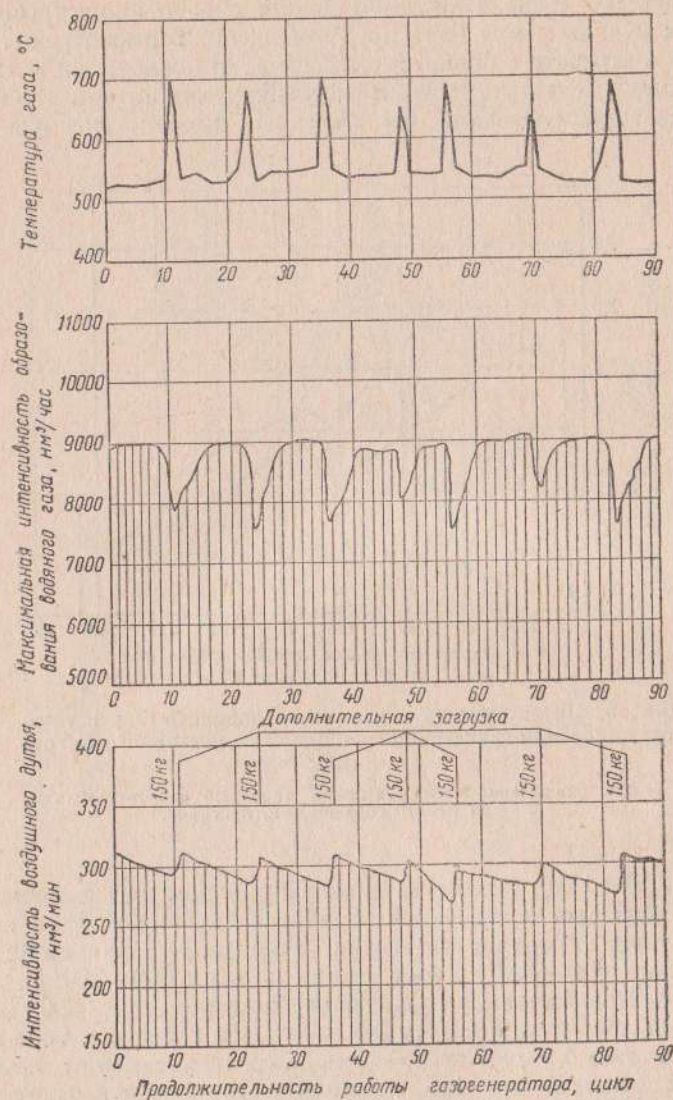
В газогенераторе диаметром 2,5 м с полуавтоматическим управлением чистяковский антрацит не растрескивается. На поверхности слоя не наблюдается мелких частиц и слой в 2,5—2,7 м имеет малое сопротивление, которое при интенсивности воздушного дутья 2000—2500  $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  равно 800—1000 мм вод. ст., в то время как в газогенераторе с автоматическим управлением сопротивление слоя чистяковского антрацита высотой 1,8—2,0 м при интенсивности воздушного дутья 2000—2200  $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$  равно 1100—1300 мм вод. ст.

Аналогичные наблюдения сделаны и в отношении газификации свердловского антрацита в газогенераторе диаметром 1,9 м с ручным управлением.

При газификации термически нестойкого антрацита в автоматизированном генераторе интенсивность воздушного дутья от цикла к циклу постепенно снижается. Внезапно расход воздуха увеличивается с 280 до 320  $\text{нм}^3/\text{мин}$ , а сопротивление слоя уменьшается. Одновременно с этим повышается температура газов на выходе из газогенератора с 520 до 700°, а максимальная интенсивность образования водяного газа снижается с 9000 до 7500  $\text{нм}^3/\text{час}$  и выход газа за цикл уменьшается с 290 до 210  $\text{нм}^3$  (фиг. 8 и 9).

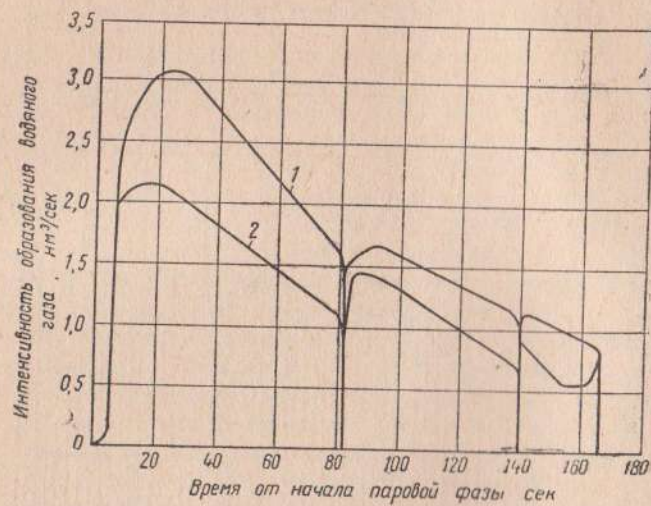
Если не принимать мер к ликвидации прогаров, образовавшихся в этом случае, то резко снизится производительность газогенератора.

Изучение поведения антрацита в шахте газогенератора при различных температурах газа на выходе показывает, что антрацит, загруженный в среду менее нагретую, не растрескивается, а высокая температура обуславливает его разрушение.



Фиг. 8. Режим работы автоматизированного газогенератора при газификации термически нестойкого антрацита.

Специальными лабораторными опытами установлено, что антрацит можно нагревать практически с любой скоростью до  $300-350^{\circ}$ ; в интервале температур  $300-600^{\circ}$  скорость нагрева не должна превышать  $100^{\circ}$  в час. При таком режиме обработки растрескивание крупных кусков может быть предотвращено. Термоантрацит можно вторично нагревать с большей скоростью. На основании этих опытных данных с целью устранивания растрескивания антрацитов в шахте газогенератора следовало бы изменить технологическую схему,



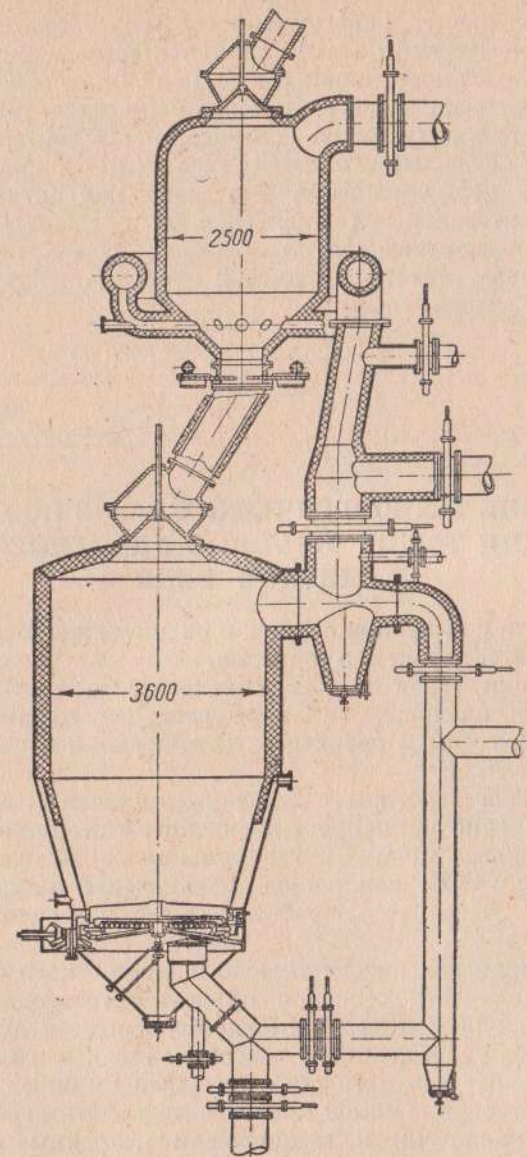
Фиг. 9. Интенсивность образования водяного газа в течение цикла при газификации термически нестойкого антрацита.

1 — при равномерном распределении газов по сечению шахты; 2 — во время образования прогаров.

например (фиг. 10), поместить между бункером и газогенератором шахтную печь для термической обработки антрацита путем использования тепла продувочных газов. Температура входящих газов должна быть  $600-800^{\circ}$ , а выходящих из печи  $300-350^{\circ}$  С.

Расчеты показывают, что для нагрева антрацита до  $500^{\circ}$  необходимо время пребывания в печи 2,5 часа. Для газогенератора производительностью 4 т/час необходимо было бы установить печь диаметром и высотой по 2,5 м. Количество продувочного газа, пропускаемого через печь, не превысило бы 40% от общего их количества, остальной газ следовало бы использовать в котле-утилизаторе.

Поскольку слой топлива в печи для термообработки антрацита является дополнительным сопротивлением, необходимо установить воздуходувки, создающие большее давление.



Фиг. 10. Генератор водяного газа с печью для предварительной термической обработки антрацита.

## Выводы

1. При циклическом способе получения водяного газа в газогенераторах различной конструкции основными факторами, влияющими на производительность, являются интенсивность воздушного дутья, длительность цикла и реакционная способность топлива.

2. По предложенному способу может быть рассчитана оптимальная продолжительность цикла при заданном характере изменения интенсивности образования водяного газа в течение цикла.

3. В целях предотвращения растрескивания антрацита и для увеличения интенсивности газификации представляется целесообразной предварительная термическая обработка антрацита по предлагаемому режиму в шахтной печи, установленной между бункером и газогенератором.

Инж. В. Г. ЕРМАКОВ  
(ВНИИ НП)

## ПОЛУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ГАЗОВ ПО СПОСОБУ ГАЗИФИКАЦИИ ТОЩИХ ТОПЛИВ С УДАЛЕНИЕМ ШЛАКОВ В ЖИДКОМ ВИДЕ

Газификация с выпуском шлаков в жидком виде является одним из способов интенсификации процесса.

Концентрация тепла в зоне обуславливает интенсификацию взаимодействия кислорода дутья с углеродом топлива, развитие высокой температуры и переход всей минеральной части топлива в жидкое состояние.

Вначале газогенераторы с выпуском шлаков в жидком виде применялись только для получения силового и отопительного газов.

Исследованиями процесса газификации с выпуском шлака в жидком виде в СССР занимались Харьковский институт металла [1] и ВНИИ. Заграничные работы освещены в специальной литературе [2, 3 и 4].

Развитие промышленности тяжелого химического синтеза привело к необходимости освоения процессов газификации топлив на паро-кислородном и углекислотно-кислородном дутье, в том числе и способа газификации с выпуском шлаков в жидком виде, который позволяет получать газ с содержанием окиси углерода от 60 до 90% и достичь высокой производительности агрегата.

Топлива термически и механически непрочные оказываются непригодными для газификации с выпуском шлака в жидком виде, так как замусоривают горн.

Пригодными для этой цели являются кокс каменных углей, тощие каменные угли, некоторые антрациты, полукокс каменных и бурых углей.

Ранее для газификации этим способом применялось топливо с крупностью кусков 50 мм и более. Новейшие опытные работы, проведенные в 1952—1953 гг. в Лейна, доказали полную возможность эффективной промышленной газификации значительно более мелких фракций — от 5 мм и выше.

В опытах полукокс силезского каменного угля газифицировался в промышленных агрегатах: генераторе водяного газа, газогенераторе с выпуском шлака в жидком виде и газогенераторе механизированного типа с решеткой Брассерта с выпуском шлаков в твердом виде.

При осуществлении непрерывных процессов газификации в качестве дутья применялся кислород с добавками пара и углекислоты или их смеси.

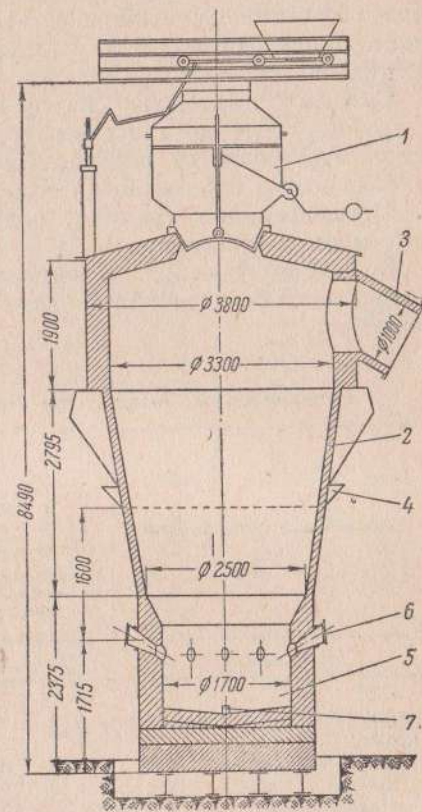
Газогенератор с выпуском шлака в жидком виде показан на фигуре.

В газогенератор загружаются колотые топлива и флюсы; в качестве последних были использованы шлаки мартеновских печей и генераторов водяного газа. Ковш емкостью 2,5 м<sup>3</sup>, загруженный готовой порцией топлива и флюса, устанавливается на обресте загрузочной коробки. Крышка загрузочной коробки и колокол действуют от гидравлического привода.

Газ выходит из газогенератора с температурой 500—600° и направляется в аппараты для очистки от пыли, охлаждения, очистки от сероводорода и органической серы.

Шлак выпускается поочередно то из одной, то из другой летки. Перед спуском шлака летка пробивается ломом с пневматическим приводом, а в случае холодного хода газогенератора она прожигается при помощи кислорода.

Жидкий шлак сначала собирается в приемнике для отстоя чугуна, а далее перетекает в водяной затвор и гранулируется в нем.



Газогенератор для газификации кусковых топлив с выпуском шлака в жидком виде.

1 — загрузочная коробка; 2 — верхняя часть шахты; 3 — газотвод; 4 — водяное охлаждение кожуха; 5 — горн; 6 — фурмы (8 шт.); 7 — летка.

Из водяного затвора шлак ковшевым элеватором выгружается в вагонетку.

Чугун из приемника разливается по формам и отгружается в виде чушек.

Контрольно-измерительная аппаратура и автоматические устройства обеспечивают возможность: наблюдения за ходом процесса, учета производительности и поддержания постоянства состава и расхода дутья.

Смешение кислорода с паром или углекислотой осуществляется в трубопроводе до газогенератора. Этим предотвращается опасность перегревов от неравномерности состава дутьевой смеси.

В опытных работах были исследованы:

1) газификация топлива, содержащего значительные количества мелких фракций;

2) подбор флюса, обеспечивающего устойчивую работу газогенератора и бесперебойный выпуск шлака при его наименьшей температуре;

Таблица 1

Сравнительные результаты опытов газификации полукокса

Показатели газификации	Способ газификации			
	с удалением шлака в жидком виде		с удалением шлака в твердом виде	
	углекислотно-кислородное дутье	паро-кислородное дутье	углекислотно-кислородное дутье	паро-кислородное дутье
№ опыта	2	4	8	9
Фракционный состав полукокса, % вес.:				
выше 40 мм . . . . .	6,5	11,0	19,7	17,6
20—40 » . . . . .	71,2	64,9	70,0	69,2
10—20 » . . . . .	17,6	20,0	17,4	11,0
ниже 10 » . . . . .	4,7	4,1	2,9	2,2
Выход рабочей фракции, % . . . . .	91,7	91,9	93,9	92,6
Влажность полукокса, % . . . . .	11,7	11,2	11,3	12,0
Зольность, % . . . . .	8,4	8,4	7,4	6,4
Элементарный состав, (% вес.):				
C <sup>r</sup> . . . . .	93,2	—	92,87	92,84
H <sup>r</sup> . . . . .	2,0	—	1,95	1,94
N <sup>r</sup> . . . . .	0,7	—	0,94	0,93
O <sup>r</sup> . . . . .	3,8	—	4,04	4,04
S <sup>r</sup> . . . . .	0,3	—	0,20	0,25
S <sub>общ</sub> . . . . .	0,7	—	0,63	0,48
Q <sub>гор. низт</sub> , ккал/кг . . . . .	8050	—	8000	8040
Температура плавления золы, °C:				
начало деформации . . . . .	1040	—	1020	1020
» размягчения . . . . .	1100	—	1100	1080

Продолжение табл. 1

Показатели газификации	Способ газификации			
	с удалением шлака в жидком виде		с удалением шлака в твердом виде	
	углекислотно-кислородное дутье	паро-кислородное дутье	углекислотно-кислородное дутье	паро-кислородное дутье
№ опыта	2	4	8	9
Жидкоплавленное состояние, °C . . . . .	1120	—	1120	1110
Полукоксование при 1000° C, % выхода:				
кокса . . . . .	91,65	91,76	91,02	92,25
пирогенной воды . . . . .	0,74	0,72	0,88	0,85
смолы . . . . .	0,0	0,0	0,0	0,0
газа . . . . .	7,64	7,50	7,20	6,59
Продолжительность опыта, час. . . . .	72,06	56,24	60	87
Высота слоя топлива в шахте, мм . . . . .	2600	2600	2030	1950
Температура газа на выходе, °C . . . . .	530	550	480	490
Температура дутьевой смеси, °C . . . . .	—	—	10	205
Температура шлака на выходе, °C . . . . .	1350	1390	—	—
Расход полукокса абсолютно сухого, кг/час . . . . .	4950	7700	4510	5690
Расход полукокса на 1 нм <sup>3</sup> (CO + H <sub>2</sub> ), кг . . . . .	0,498	0,470	0,482	0,447
Расход 100% кислорода, нм <sup>3</sup> /час . . . . .	2580	3600	2510	2630
Расход 100% O <sub>2</sub> на 1 нм <sup>3</sup> (CO + H <sub>2</sub> ), нм <sup>3</sup> . . . . .	0,240	0,213	0,197	0,169
Расход пара, кг/час . . . . .	—	3240	—	6980
Расход пара на 1 нм <sup>3</sup> (CO + H <sub>2</sub> ), кг . . . . .	—	0,197	—	0,546
Расход 100% CO <sub>2</sub> , нм <sup>3</sup> /час . . . . .	2180	—	4830	—
Расход 100% CO <sub>2</sub> на 1 нм <sup>3</sup> (CO + H <sub>2</sub> ), нм <sup>3</sup> . . . . .	0,287	—	0,517	—
Степень разложения пара, % . . . . .	—	—	—	65,4
Производительность газогенератора, нм <sup>3</sup> /час . . . . .	10800	17000	12750	15600
Выход (CO + H <sub>2</sub> ) на 1 кг сухого полукокса, нм <sup>3</sup> . . . . .	2,01	2,15	2,06	2,25
Состав сухого газа, % объемн.:				
CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> S . . . . .	5,57	0,99	25,68	16,32
CO . . . . .	83,64	66,12	65,48	39,81
H <sub>2</sub> . . . . .	8,76	31,01	7,46	42,18
C <sub>m</sub> H <sub>2n+2</sub> . . . . .	0,61	0,63	—	—
CH <sub>4</sub> . . . . .	—	—	0,61	0,64
N <sub>2</sub> . . . . .	1,38	1,07	1,71	0,96
Содержание примесей в газе на выходе из газогенератора, г/нм <sup>3</sup> :				
унос . . . . .	35,1	36,4	12,45	10,85
S <sub>орг</sub> . . . . .	0,246	0,222	0,530	0,114
S <sub>общ</sub> . . . . .	0,629	1,640	0,942	1,472
H <sub>2</sub> S . . . . .	—	—	—	—
Содержание углеводородных конденсатов, г/нм <sup>3</sup> . . . . .	0,0	0,0	0,6	0,6
Выход сухого гранулированного шлака, кг/час . . . . .	1190	1715	—	—
Содержание углерода в шлаке, % . . . . .	0	0	6,4	6,65
К. п. д. газификации, % . . . . .	84,1	84,8	85,4	83,5



- 3) влияние состава дутьевой смеси на состав газа;  
 4) при устойчивой работе газогенератора получены материальные энергетические показатели, позволившие составить материальный и тепловой балансы процесса и выдать данные для проектирования.

Всего было проведено четыре балансовых опыта, из них два на паро-кислородном и два на углекислотно-кислородном дутье.

Повышение производительности газогенератора до пределов, ограниченных лишь количеством кислорода, было опробовано в опыте 4. Режим и показатели процесса в опыте 4 были рекомендованы к использованию при проектировании.

Результаты опытов газификации с выпуском шлаков в жидком виде приведены в табл. 1, где для сравнения показаны данные газификации полукокса на дутье с применением кислорода, пара и углекислоты, с выпуском шлака в твердом виде (опыты 8 и 9).

Таблица 2

Сравнительные расходные показатели [на 1000 н.м.<sup>3</sup> (СО + Н<sub>2</sub>)]

Показатели	Водяной газ	Газификация с удалением шлака в жидком виде		Газификация с удалением шлака в твердом виде		Газификация в кипящем слое	
		углекислотно-кислородное дутье	паро-кислородное дутье	углекислотно-кислородное дутье	паро-кислородное дутье	паро-кислородное дутье	
Топливо . . . . .		Полукокс каменноугольный					Полукокс бурый
Состав газа (% объемн.):							
СО <sub>2</sub> + Н <sub>2</sub> S . . . . .	10,6	5,6	1,0	25,7	20,1	20,1	
СО . . . . .	30,5	83,6	66,2	65,5	32,8	32,0	
Н <sub>2</sub> . . . . .	54,2	8,7	31,0	7,5	44,0	45,2	
СН <sub>4</sub> . . . . .	0,9	0,6	0,6	0,6	1,1	1,0	
Н <sub>2</sub> . . . . .	3,8	1,5	1,2	1,1	1,8	1,8	
Теплотворность газа низшая, ккал/н.м. <sup>3</sup> . . . . .	2400	2804	2350	2223	2217	2224	
Выход газа на 1 кг рабочего топлива, н.м. <sup>3</sup> . . . . .	1,59	1,92	1,94	2,5	2,5	1,75	
Выход СО + Н <sub>2</sub> на 1 кг рабочего топлива, н.м. <sup>3</sup> . . . . .	1,35	1,77	1,89	1,83	1,92	1,35	
Расход на 1 н.м. <sup>3</sup> (СО + Н <sub>2</sub> ):							
кислорода 100%, н.м. <sup>3</sup> . . . . .	—	0,260	0,219	0,269	0,212	0,300	
углекислоты, н.м. <sup>3</sup> . . . . .	—	0,237	—	0,517	—	—	
пара, кг . . . . .	0,97	—	0,197	—	0,803	0,600	
воздуха, н.м. <sup>3</sup> . . . . .	1,5	—	—	—	—	—	
Производительность генератора диаметром 3,2 м н.м. <sup>3</sup> /час	6000 7000	12 000	17 000	12 000	15 000	20 000 60 000	

В табл. 2 приведены расходные показатели на выработку 1000 н.м.<sup>3</sup> (СО + Н<sub>2</sub>) по различным способам газификации: а) периодическому, б) непрерывному на дутье из смесей кислорода, пара и углекислоты, с удалением шлаков в твердом и жидком виде, в) в кипящем слое.

Результаты опытных работ и сопоставление их с результатами опытов газификации по другим способам позволяют сделать следующее заключение.

1. Процесс газификации с выпуском шлака в жидком виде допускает промышленное использование топлива фракции 10—50 мм.

2. По данному способу на паро-кислородном дутье получается газ с содержанием суммы (СО + Н<sub>2</sub>) до 97%, чего не достигается ни одним из других способов газификации, а это весьма облегчает вопрос дальнейшей переработки газа.

3. Газ, полученный по способу газификации с выпуском шлака в жидком виде, целесообразно использовать для синтеза на железомедном катализаторе при соотношении СО : Н<sub>2</sub> = 1 : 1 в смеси с газами, полученными по периодическому способу (водяному газу); так как один газ богат СО, а другой водородом, то смесь их с любым соотношением СО : Н<sub>2</sub> может быть получена без конверсии СО.

4. Процесс газификации с выпуском шлака в жидком виде является высокоинтенсивным и осуществляется в агрегатах большой производительности.

5. Использование углерода топлива при газификации с выпуском шлака в жидком виде достигает такой же величины, что и при газификации с выпуском шлака в твердом виде.

6. Удельные расходы кислорода на 1 н.м.<sup>3</sup> (СО + Н<sub>2</sub>) по способу газификации топлива с выпуском жидкого шлака на паро-кислородном дутье отличаются от расхода при газификации с выпуском шлака в твердом виде всего на 5%, но эти расходы значительно меньше, чем по всем другим способам газификации.

7. Удельные затраты пара на получение 1 н.м.<sup>3</sup> (СО + Н<sub>2</sub>) при газификации на паро-кислородном дутье с выпуском шлака в жидком виде в четыре раза ниже, чем при газификации с выпуском шлака в твердом виде и еще ниже по сравнению с другими способами газификации.

8. Способ газификации каменноугольного полукокса на паро-кислородном и углекислотно-кислородном дутье может быть рекомендован к использованию в промышленности тяжелого химического синтеза для получения газа, богатого СО, и для составления любых смесей с газами, полученными иными способами газификации.

9. Способ газификация тощих топлив с выпуском шлаков в жидком виде имеет значительные перспективы развития для промышленности как один из интенсивных процессов.

Для дальнейшего усовершенствования процесса необходимо:  
 а) изучить в опытном порядке и расширить ассортимент топлив, пригодных для газификации по этому способу;

б) исследовать возможность снижения удельных расходов кислорода путем высокого перегрева пара и кислорода в дутье и изменения состава газа в сторону сближения количеств окиси углерода и водорода;

в) выявить возможность применения отходов других производств в качестве флюсов при газификации для получения легкоплавких подвижных шлаков при повышенных температурах в слое;

г) провести работы по усовершенствованию конструкций, изучению на опыте возможности полной автоматизации процесса и организации непрерывного удаления шлака в жидком виде;

д) изыскать рациональные методы использования тепла газа;

е) исследовать возможность организации комплексного процесса переработки газа при работе газогенератора на каменном угле обогащением газа водородом путем конверсии или глубокого пиролиза углеводородов пирогенетического разложения топлива.

В связи с перечисленными выше задачами по усовершенствованию данного способа и расширению пределов его применения представляется необходимым построить опытный агрегат на каком-либо из предприятий металлургической или машиностроительной промышленности или же на базе ВНИИ НП.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Костюченко Е. И. Результаты опытной газификации уральских углей. «Сталь», № 9—10, 1932.
2. Гинзбург Д. В. Газогенераторные установки, ч. I и II, 1937.
3. Рамбуш. Газогенераторы. Перевод в переработке Синельникова, 1939.
4. Шишаков Н. В. Основы производства горючих газов. Энергоиздат, 1948.

*Инж. Н. В. КАРХОВ*  
(ГИАП)

### ГАЗИФИКАЦИЯ МЕЛКОЗЕРНИСТЫХ ТОПЛИВ В ГАЗОГЕНЕРАТОРАХ ГИАП В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

#### 1. Введение

Газификация мелкозернистых бурых углей в кипящем слое в газогенераторах Винклера была осуществлена в Германии примерно 25—30 лет назад.

Вначале этот способ получил применение для производства силового газа на воздушном дутье, а затем для получения водяного газа циклическим способом. Последнее оказалось нерентабельным,

так как высокая химическая активность угля обуславливает высокое содержание СО в газе воздушного дутья. Выход водяного газа был мал. Соотношение воздушного и водяного газов было 5:1. По этой причине и ввиду производственных трудностей способ был оставлен и в дальнейшем осваивались только непрерывные процессы. Начато было производство полуводяного газа на обогащенном кислородном дутье, а затем перешли на получение газа типа водяного (для целей гидрирования) путем применения паро-кислородного дутья. Силовой газ попрежнему получали в отдельных газогенераторах на воздушном дутье.

Принцип газификации и получившая промышленное применение технологическая схема газогенератора Винклера известны. Содержание 1,5—3,0% метана в получаемом газе, повидному, помешало использованию газогенераторов Винклера на заводах синтеза аммиака.

В СССР способ газификации низкосортных мелкозернистых углей в кипящем слое разрабатывался в целях получения газа, пригодного для синтеза аммиака. Осуществлялся непрерывный процесс газификации с применением обогащенного кислородом дутья. Процесс изучался на бурых и каменных углях.

К 1939 г. была создана советская конструкция газогенератора. Полученные при этом показатели процесса газификации, включая и содержание метана в газе, позволили принять способ для внедрения в промышленность.

Первый промышленный газогенератор ГИАП-1 вошел в эксплуатацию в январе 1950 г. и этим было положено начало производства в СССР газа для химических синтезов из низкосортных бурых углей.

В годы войны принцип кипящего слоя был использован и для точечной техники. Так, в 1943 г. институтом ГИАП была разработана полужаводекая топка с кипящим слоем для обогрева обжигательно-плавильной печи.

Эту конструкцию в дальнейшем использовал в своих работах Московский энергетический институт.

После войны на новой полужаводекой установке ГИАП был освоен процесс газификации в кипящем слое более чем десяти видов топлива. В установке воспроизведена полная технологическая схема современного агрегата, включая газогенератор с топливоподачей, котел-утилизатор и аппаратуру для очистки газа от пыли и охлаждения: циклон, мультициклон, скруббер, электрофильтр и др.

Результаты опытных работ используются в промышленности. Например, на химическом комбинате в г. Димитровграде (Болгария) производство газа для синтеза из местных крайне низкосортных углей осуществляется в газогенераторах ГИАП, которые успешно эксплуатируются уже несколько лет.

## 2. Основные характеристики процесса газификации

Газификация мелкозернистого топлива (10—0 мм) осуществляется последовательно в две стадии: а) в кипящем слое — основной процесс; б) газификация пыли во взвешенном состоянии — вторичный процесс.

Газификация в кипящем слое производится в нижней части газогенератора на решетке, через которую снизу подается дутье.

Скорость дутьевой смеси ( $O_2 + N_2 + H_2O$  пар) составляет 1—2 м/сек, считая на полное сечение в плоскости решетки. При 900—950° скорость паро-газовой смеси в том же сечении превышает 5 м/сек и снижается на выходе из слоя в результате расширения конической части шахты до 2—3 м/сек. В этих условиях вся масса мелкозернистого топлива на решетке разрыхляется и приходит в интенсивное движение, сопровождающееся перемешиванием и циркуляцией твердых частиц. Наиболее мелкие частицы при этом переходят во взвешенное состояние. Движение слоя имеет сходство с кипением жидкости. Вследствие применения расширяющейся сверху конической шахты, устройства в решетке местных сосредоточий потока дутья, поддержания высоты слоя в пределах 0,5—0,8  $d$  решетки, наличия некоторой разницы в грануляции частиц обеспечивается закономерное движение слоя — восходящее в одних и нисходящее в других участках, что и благоприятствует процессу газификации.

В промышленном газогенераторе высота кипящего слоя обычно равна 1,0—2,0 м. При нормальном режиме неподвижный слой при кипении «разбухает» примерно в 1,2—1,3 раза.

При правильной организации процесса свежее топливо, непрерывно подаваемое непосредственно в кипящий слой, быстро в нем растекается и перемешивается с раскаленной шихтой. В этих условиях процессы подготовки и газификации топлива протекают во всем объеме слоя, как у решетки — в кислородной зоне, так и в расположенных выше горизонтах — в восстановительной зоне. Каждая частица свежего топлива, попадая в среду температурой 900—950°, подвергается быстрому нагреву, швелеванию и коксованию. Летучие вещества топлива, выделяющиеся при этом, подвергаются глубокому крекингу.

Процесс газообразования в слое протекает достаточно интенсивно (особенно при газификации бурых углей, обладающих высокой реакционной способностью), с производительностью, превышающей 3000  $нм^3/м^2$  газа в час.

Указанная выше скорость газового потока на выходе из слоя обуславливает значительный унос пыли. Для газификации углерода, находящегося в пылегазовом потоке над слоем, подается вторичное дутье, которое взаимодействует как с пылевидным топливом, так и с горючими компонентами газа, образовавшимися в кипящем слое. При этом непосредственно в факелах у фурм температура достигает 1500° и более, а средняя температура в зоне вторичного

дутья повышается до 1070—1100°, что способствует ускорению вторичных эндотермических реакций углерода с водяным паром и двуокисью углерода. В итоге подача вторичного дутья приводит к газификации эквивалентного количества пылевидного топлива и более полной конверсии углеводородов. При этом улучшается состав газа для синтеза и значительно повышаются использование углерода и к. п. д. газификации.

При таких температурах полная газификация пыли практически не достигается; для преодоления этого основного недостатка процесса необходимо повысить температуру или увеличить время пребывания пыле-газовой смеси в шахте до 8—10 сек. Последнее обуславливает относительно большие размеры шахты и удельную объемную производительность газогенератора 70—100  $нм^3/м^3$  час, т. е. в десятки раз ниже, чем в кипящем слое.

Указанные выше особенности процесса газификации в кипящем слое позволили основать производство газа для химического синтеза на использовании дешевых мелкозернистых углей с большим содержанием летучих.

## 3. Поведение минеральной части углей и температурный режим. Значение химической активности углей

Еще в первоначальных исследованиях было установлено, что для бесперебойного процесса газификации твердого топлива необходимо сохранить сышучесть шихты, образующей кипящий слой, и не допускать развития температур, при которых начинается размягчение, слипание и спекание золы, поскольку эти явления препятствуют устойчивости процесса газификации.

Дальнейшие исследования показали, что нарушения процесса из-за шлакования возникают независимо от большей или меньшей тугоплавкости золы при температурах более низких, чем начало деформации наиболее легкоплавкой золы исходных углей. Практический температурный максимум в слое существенно зависит от конструкции нижней части газогенератора и протекания процесса в слое.

При газификации ряда углей с температурой начала деформации золы  $t' = 1050—1500°$  начало образования шлаков в слое наблюдалось при температуре около 830—900° в газогенераторе с золоудаляющим брусом (по типу генератора Винклера), а в газогенераторе конструкции ГИАП около 930—950°.

Независимо от устройства нижней части газогенератора в верхней части шахты и на футеровке неэкранированного газохода возникают образования шлаков при 960—1000°, т. е. также при температуре ниже начала деформации наиболее легкоплавкой золы.

При экранировании газохода и других способах охлаждения газа в нем температурный режим в шахте может быть несколько повышен, что и используется в газогенераторах ГИАП.

Следует полагать, что возникновение шлакования при относительно низких средних температурах в газогенераторе обуславливается сепарацией отдельных компонентов дисперсной золы в слое и пыле-газовом потоке и образованием легкоплавких эвтектик типа fayalита ( $2\text{FeO} \cdot \text{SiO}_2$ ). Последние вызывают слипание и спекание более тугоплавких компонентов золы и появление значительных количеств шлака.

Более крупные частицы вследствие более длительного пребывания в кислородной зоне нагреваются выше средней температуры слоя, но это мало влияет на возникновение шлакования в условиях кипящего слоя.

Поведение минеральной части топлива ограничивает температурный режим процесса и поэтому способ газификации в кипящем слое мало применим для газификации углей с низкой химической активностью, например каменных.

Ряд конструктивных и технологических приемов (конструкция решетки, экранирование верха, организация кипячения, способ подачи вторичного дутья и т. д.), осуществленных в газогенераторе ГИАП, позволяет в известной мере преодолевать указанные ограничения.

#### 4. Технологическая схема

Технологическая схема производства газа обуславливается характером процесса и включает подготовку топлива, собственно газификацию, утилизацию физического тепла продуктов газификации, улавливание и транспорт уноса, очистку газа от пыли и охлаждение.

В схемах установок газогенераторов Винклера и ГИАП имеется много общего, но отдельные задачи решаются различно.

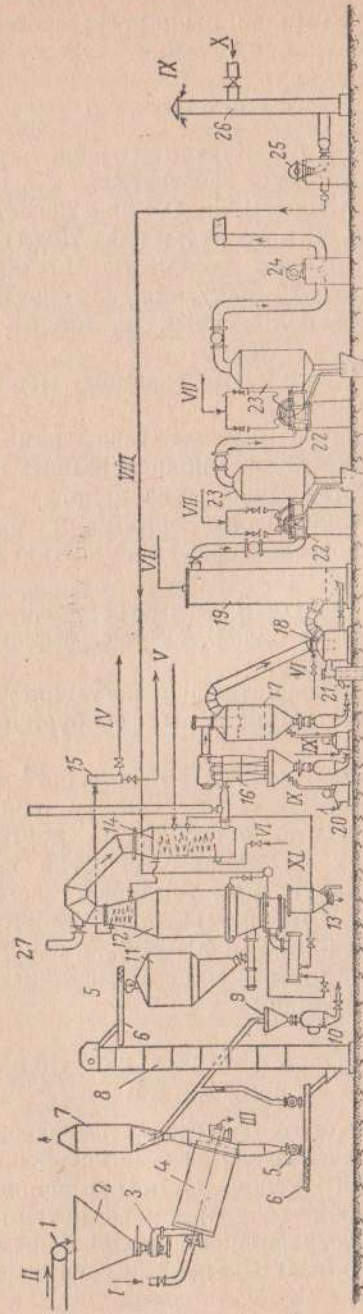
Полная технологическая схема установки газогенератора ГИАП-3 показана на фиг. 1.

#### Подготовка топлива

Подготовка топлива включает грохочение угля с целью получения класса 10—0 мм и подсушку его до содержания влаги 5—15%.

В случае подсушивания кусков угля размером более 10 мм применяется дробление. Для особо многозольных может быть применено предварительное обогащение углей. Сушка угля повышает к. п. д. газификации, снижает удельный расход кислорода и улучшает сыпучесть угля, что важно для обеспечения надежной подачи и устойчивого режима газификации. Сушка осуществляется или дымовыми газами в барабанных сушилках или паром в трубчатых сушилках.

Подсушенный уголь класса 10—0 мм подается в расходные бункеры газогенераторов шнеками, элеваторами или цепными транспортерами, т. е. закрытым транспортом.



Фиг. 1. Принципиальная схема газогенераторного цеха (газогенератор ГИАП-3).

1 — ленточный транспортер; 2 — бункер сырого угля; 3 — дисковый питатель; 4 — трубчатая паровая сушилка; 5 — барабанный питатель; 6 — шнек для подсушенного угля; 7 — элеватор; 8 — шнек угольной пыли; 9 — бункер угольной пыли; 10 — камерный питатель; 11 — бункер подсушенного угля; 12 — газогенератор; 13 — золный бункер; 14 — котел-утилизатор; 15 — сепаратор; 16 — батарея циклонов; 17 — мультициклон; 18 — мультициклон; 19 — скруббер; 20 — шламовая мешалка; 21 — гидрозатвор сшивной; 22 — деаэризатор-промыватель; 23 — брагауловнитель; 24 — газосушка; 25 — кислородо-воздухоуловитель; 26 — труба-смеситель; 27 — свеча для розжига.

Л и и и: I — пар (2,5 атм); II — уголь WР = 40—44%; III — конденсат; IV — пар насыщенный (23 атм); V — пар (2,5 атм); VI — питательная вода; VII — вода; VIII — дутьевая смесь:  $\text{O}_2 = 34\%$ ,  $\text{N}_2 = 46\%$ ; P = 0,25—0,4 атм; IX — воздух; X — кислород; XI — пар температурой 400°.

Отходящие из сушилок газы, пары и воздух очищаются от уносимой пыли в электрофильтрах. Угольная пыль возвращается в тракт подсушенного угля или направляется в топку котлов.

### Газификация подсушенного угля

Уголь подается из бункера в газогенератор тремя параллельно установленными шнеками, которые обеспечивают непрерывное питание. Сухое дутье под давлением 0,25—0,4 *ати* подается турбокомпрессорами. Основная часть сухого дутья (60—75%) с добавкой всего расходуемого на газификацию количества водяного пара подается под решетку, остальные 25—40% в виде вторичного дутья подаются через ряд фурм, расположенных на высоте 2,5—4 м над слоем.

Интенсивность первичного дутья, подаваемого под решетку, обычно превышает 2000  $\text{нм}^3/\text{м}^2 \text{ час}$ .

Для поддержания постоянного режима газификации применяется автоматическое регулирование концентрации кислорода в дутье и давления сухого дутья, пара, газа и др.

Выгрузка золы осуществляется непрерывно и равномерно в соответствии с нагрузкой газогенератора и зольностью исходного топлива.

Газогенераторы ГИАП с решеткой диаметром 1,6 м имеют производительность по газу 6000—20000  $\text{нм}^3/\text{час}$ . Можно создать агрегаты любой производительности.

Унос зольно-угольной пыли значителен и составляет от 50 до 140  $\text{г}/\text{нм}^3$  сухого газа. Для очистки газа от пыли требуется довольно сложная система аппаратов.

В действующих газогенераторах ГИАП при работе на бурых углях достигается хорошее озольнение уноса. Так, на одном заводе содержание горючих в уносе составляет 30%, на другом около 10—15%. Содержание горючих в шлаке с решетки составляет 12—25%. Степень использования углерода топлива в газогенераторе ГИАП достигает 90% и более. В газогенераторах Винклера содержание горючих в шлаке и уносе близко к 40—50%, а использование углерода топлива 70—80%; при этом лучшие показатели относятся к новой безрешеточной конструкции.

### Использование физического тепла продуктов газификации

При производстве газа для синтеза аммиака физическое тепло газа, водяных паров<sup>1</sup> и уноса на выходе из газогенератора составляет около 17—18% введенного тепла. С целью использования этого тепла установлен прямоточно-сепарационный котел конструкции Бюро прямоточного котлостроения для получения пара давлением 22 *ати* в количестве 0,5—0,8  $\text{кг}/\text{нм}^3$  сухого газа. Газ из

<sup>1</sup> Влагосодержание газа 200—300  $\text{г}/\text{нм}^3$ .

котла выходит с температурой 200—280°. Пар, поступающий на дутье, в перегревателе, встроенном в котле, перегревается до 375—400°. Вследствие большой запыленности газа котел работает в весьма тяжелых условиях. Опыт работы двухбаранных водотрубных котлов-утилизаторов нескольких вариантов в схеме газогенераторов Винклера в Германии выявил большой износ труб под действием золы. В схеме ГИАП первый вариант конструкции прямоточного котла-утилизатора имел ряд существенных недостатков: износ труб, занос пакетов пылью, коррозия и т. п. В следующем варианте котла БПК были устранены все эти недостатки, а главное, практически полностью предотвращен износ труб. За период трехлетней эксплуатации серии котлов, работающих на газе с содержанием пыли до 140  $\text{г}/\text{нм}^3$ , не наблюдалось каких-либо повреждений. Изменение толщины стенок труб не превышало 0,1—0,2 мм.

### Очистка газа от пыли, улавливание уноса в сухом виде

Из котла-утилизатора газ поступает в батарею из шести циклонов диаметром 600—750 мм, а затем в мультициклон с элементами диаметром 100—150 мм, установленными для максимально возможного улавливания пыли-уноса в сухом виде.

Если теплотворность уловленной пыли достаточна для экономичного сжигания, то она при помощи пневмотранспорта передается на ТЭЦ. В противном случае пыль сбрасывается через шламовые мешалки в отвал. Степень улавливания сухого уноса в указанных аппаратах достигает 90% и более.

### Охлаждение и тонкая очистка газа от пыли

Для охлаждения газа до 15—35° и отмывки пыли служат гидравлический затвор и скруббер каскадного типа. После них газ с содержанием пыли 0,3—1,0  $\text{г}/\text{нм}^3$  очищается в дезинтеграторах до содержания пыли 0,02—0,005  $\text{г}/\text{нм}^3$ .

В последнее время был испытан электрофильтр с постоянной водяной пленкой, позволяющей очищать газ до 0,003  $\text{г}/\text{нм}^3$  пыли и ниже. Применение электрофильтров улучшает очистку газа, упрощает схему, снижает расход электроэнергии и существенно улучшает технико-экономические показатели процесса. Блокировка и средства автоматической защиты обеспечивают безопасную работу электрофильтров.

### Конструкция газогенератора

Процесс газификации зависит от конструкции газогенератора, его колосниковой решетки, конфигурации шахты и устройства механизма золоудаления. Только при хорошем перемешивании слоя топлива, быстром распределении в нем вновь поступающей

свежей порции и достаточно интенсивном переносе тепла твердой фазой из кислородной зоны в восстановительную достигаются устойчивость и большая равномерность температуры во всем объеме слоя, а также создаются условия для осуществления газификация на достаточно высоком температурном уровне без образования шлака и с получением хороших показателей процесса. В опытах 1936—1937 гг. было установлено, что всякое механическое вмешательство в кислородную зону приводит к расстройству процесса, которое проявляется в нарушении газодинамики слоя, появлении местных высоких температур и возникновении шлакования при более низких средних температурах<sup>1</sup>.

Нижняя часть разработанной в ГИАП конструкции газогенератора показана на фиг. 2. Решетка имеет форму обращенного конуса; в центральной ее части имеется золоспускная труба. Выгрузка золы и шлака осуществляется механизмом шурующей штанги, расположенной в золоспускной трубе и системой гребков. Верхние гребки, вращающиеся в зольной чаше, служат для регулирования количества схода, а нижние, вращающиеся на дне зольной камеры, перемещают золу и шлак в бункер. Золоудалительный механизм смонтирован на валу, привод которого имеет регулировку числа оборотов.

Шурующая штанга имеет движения вращательное и поступательное; последнее осуществляется по мере необходимости посредством гидравлического привода. Это гарантирует бесперебойный сход золы и шлака по трубе в бункер. Зола выгружается из бункера периодически на ходу, для чего в верхней его части установлен затвор, заблокированный с нижним затвором.

Устройство решетки и механизма золоудаления исключает какие-либо механические нарушения газодинамики слоя, а движение его на решетке способствует удалению всех случайно попадающих кусков шлака и т. п. Опыт работы с различными углями доказывает, что такая конструкция решетки позволяет вести процесс при температурах, наиболее высоких для кипящего слоя. Процесс нарушается, если во всем слое возникают столь высокие температуры, что начинается слипание или спекание массы золы.

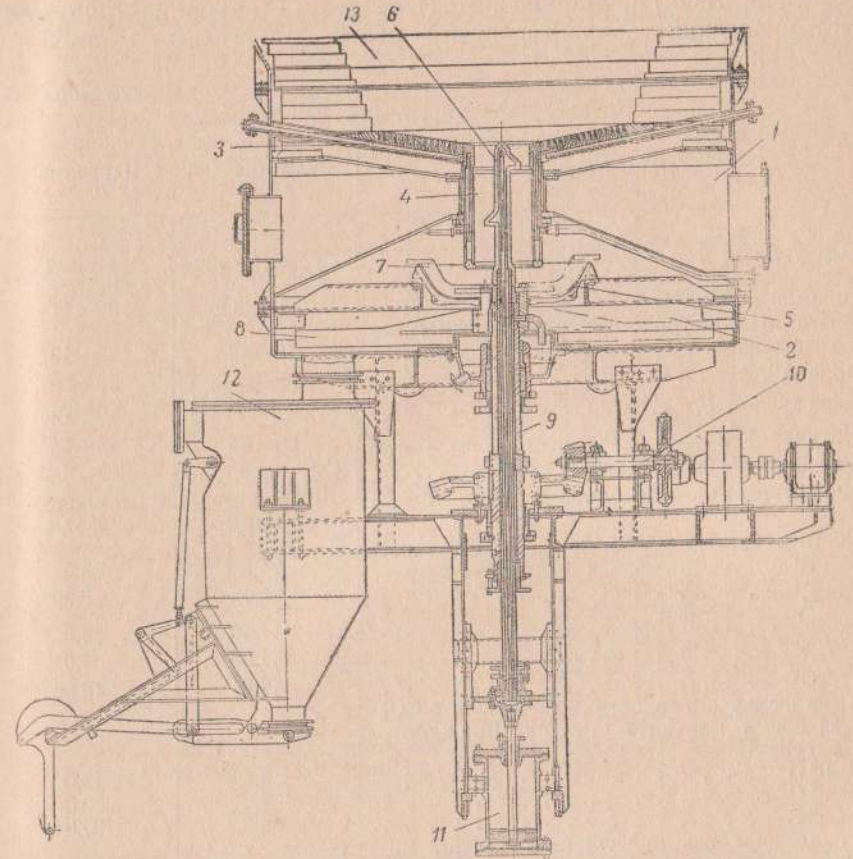
Возможность повышения температуры в слое в среднем на 80—100° по сравнению с газогенераторами Винклера ((930—980° вместо 830—900°) оказывает решающее влияние на улучшение показателей процесса.

Повышение температуры в объеме шахты над слоем до 1050—1100° путем увеличения количества вторичного дутья также улучшает показатели и повышает степень газификации уноса.

Для уменьшения опасности шлакования в газогенераторе конструкции ГИАП верх шахты и газоход экранированы испарительной поверхностью котла-утилизатора. Рассредоточение вторичного дутья по высоте шахты увеличивают его долю. Все указанные

<sup>1</sup> См. раздел 3 настоящей статьи.

выше мероприятия позволяют повысить температурный режим и получить в ряде случаев удовлетворительные показатели даже при газификации малоактивных каменных углей.



Фиг. 2. Конструкция колосниковой решетки и механизма золоудаления газогенератора ГИАП.

1 — дутьевая камера; 2 — зольная камера; 3 — колосниковая решетка; 4 — золоспускная труба с водяным охлаждением; 5 — зольная чаша; 6 — шурующая штанга; 7 — верхние гребки; 8 — нижние гребки; 9 — главный приводной вал; 10 — приводной механизм; 11 — гидравлический привод (или цилиндр); 12 — зольный бункер; 13 — нижняя часть шахты газогенератора.

#### Эксплуатационные показатели

В газе для синтеза аммиака необходимо иметь отношение  $(CO + H_2) : N_2 = 3,0$ , и при газификации бурых углей в газогенераторе ГИАП это достигается при дутье, состоящем из 50—54%  $O_2$  и 50—46%  $N_2$  с добавкой пара в количестве, соответствующем температурному режиму.

Установленная опытом зависимость содержания ( $\text{CO} + \text{H}_2$ ) в газе от концентрации кислорода в сухом дутье показана на фиг. 3. Ниже приводятся примерные эксплуатационные показатели газогенераторов ГИАП при работе на бурых углях Сулюктивского (Средняя Азия) и Маришского (Народная Республика Болгария) месторождений. Характеристики углей приведены в табл. 1.

Качественная характеристика углей

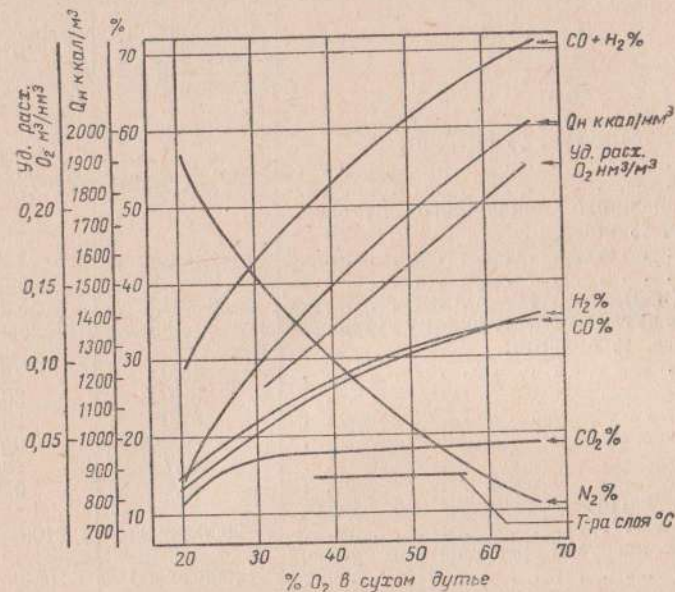
Таблица 1

Показатели	Сулюктивский уголь	Маришский уголь
Вид угля	Бурый, мелочь 13—0 мм	Бурый обогащенный
Влага в исходном угле, %	21—23,5	39—44
Влага в подсушенном, поступающем на газификацию, %	10—12	12—15
Зола $A^c$ , %	14—17,0	26—29
Сера общая $S^c_{\text{общ}}$ , %	1,68	6,4—7,0
Летучие $V^r$ , %	33—34	55—64
Углекислота карбонатная $\text{CO}_2^c$ , %	0,58	2,9—3,4
Характеристика коксового остатка	Порошкообразный	Порошкообразный
Состав горючей массы, %		
$C^r$	74,5	66,5
$H^r$	4,75	5,35
$S^r$	1,86	8,5
$N^r$	1,08	1,0
$O^r$	17,81	18,65
Химическая активность — разложение $\text{CO}_2$ за время контакта 0,3 сек. при температурах:		
800°С	13,6	12,0
900°С	58,8	50,0
1000°С	86,8	95,0
Теплотворность подсушенного угля, поступающего на газификацию $Q_{\text{H}}^p$ , ккал/кг	4950	4120
Температура плавления золы, °С:		
начало деформации $t_1$	1040—1060	1120—1180
начало размягчения $t_2$	1100—1135	1265—1270
начало жидкоплавкого состояния $t_3$	1145—1150	1295—1320

Этим углям присущи (как и всем бурым) высокая химическая активность, низкая механическая и термическая прочность, порошкообразность коксового остатка. Сулюктивский бурый уголь является достаточно высококачественным (по содержанию золы и серы). Для газификации используется отсев-мелочь класса 13—0 мм, являющаяся наиболее низкокачественной и наиболее

дешевой частью добываемого угля. Содержание золы  $A^c$  составляет 16,5—17,0%, подсушенная угольная мелочь 10—0 мм содержит 26—27% балласта (влага + зола + сера).

По содержанию влаги, золы и серы качество маришского угля крайне низкое. При высокой влажности  $W_1^p = 35—40\%$ , содержание золы в необогащенном рядовом угле достигает  $A^c = 36—40\%$ , а содержание серы  $S^c_{\text{общ}} \approx 7,0\%$ . Содержание балласта достигает



Фиг. 3. Состав и теплотворность газа в зависимости от содержания кислорода в сухом дутье. Газификация бурого угля в газогенераторе ГИАП.

60—65%. Чтобы несколько улучшить качество маришского угля для газификации, рядовой уголь подвергают обогащению, хотя это трудно достигается. Обогащение снижает зольность примерно на 10—14%. Содержание серы в концентрате остается практически равным исходному. Обогащенный и подсушенный маришский уголь поступает на газификацию с содержанием до 42% балласта. Использование такого низкокачественного угля в производстве газа для синтеза аммиака является, пожалуй, беспрецедентным в мировой практике.

Показатели газификации этих углей, полученные ГИАП на полувальной установке и положенные в основу строительства завода, были значительно превзойдены при пуске промышленных генераторов ГИАП, а при их эксплуатации в течение ряда лет по мере освоения и совершенствования процесса достигнуты даль-

нейшее улучшение состава газа, снижение расходных коэффициентов и пр.

В табл. 2 и 3 приведены некоторые эксплуатационные показатели производства газа для синтеза аммиака из двух видов углей.

Таблица 2  
Качественные и режимные данные работы газогенератора ГИАП на двух углях

Показатели	Сулюктинский уголь	Маршский уголь
Состав сухого дутья, % объемн.:		
O <sub>2</sub> . . . . .	50—51	53—54
N <sub>2</sub> . . . . .	50—49	47—46
Состав влажного первичного дутья — с паром, % объемн.:		
O <sub>2</sub> . . . . .	22—23	24—25
N <sub>2</sub> . . . . .	22—22,5	20,5—21
H <sub>2</sub> O (пар) . . . . .	56—54,5	55,5—54
Вторичное дутье к общему сухому дутью, %	30—35	25—30
Состав газа, % объемн.:		
CO <sub>2</sub> . . . . .	15,0	18,5
CO . . . . .	33,0	30,8
H <sub>2</sub> . . . . .	31,0	29,2
CH <sub>4</sub> . . . . .	0,2	0,75
N <sub>2</sub> . . . . .	20,7	19,9
H <sub>2</sub> S . . . . .	0,1	0,85
Удельная нагрузка решетки по дутью, н.м. <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> ·час	2000—3600	2100—4000
Удельная нагрузка решетки по углю, кг/м <sup>2</sup> ·час	1900—3200	2000—4000
Содержание горючих в шлаке, %	15—25	12—20
То же в уносе, %	28—30	10—15
Выход золы, %:		
с выгребом . . . . .	30—40	20
с уносом . . . . .	60—70	80
Температура в слое, °С	900—920	880—920
Температура в шахте, °С	1060—980	1060—960
Температура после котла, °С	240—280	200—240
Давление под решеткой, мм вод. ст.	1500—2100	1500—2000
Давление в шахте . . . . .	700—1200	700—1200
Давление после скруббера . . . . .	250—400	200—300

При правильной организации процесса, несмотря на весьма высокое содержание летучих в исходных углях, газ совершенно не содержит смол и высших углеводородов, а содержание метана находится в пределах 0,2—0,75%, что имеет важное значение для последующих каталитических процессов переработки.

Весьма важным положительным свойством процесса газификации углей в кипящем слое является низкое содержание в скрубберной воде фенолов — не более 0,15—0,3 мг/л. Кроме осветления,

Таблица 3

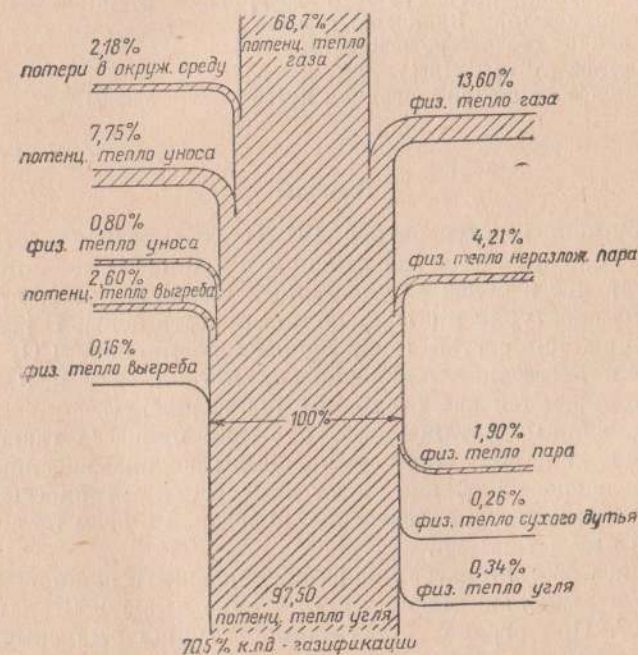
Расходные показатели процесса газификации на 1000 н.м.<sup>3</sup> (CO + H<sub>2</sub>)

Показатели	Сулюктинский уголь W—21% A <sup>c</sup> —14%	Маршский уголь W—39% A <sup>c</sup> —29%
Уголь со склада (включая расход на сушку и потери при сушке и транспорте), т . . . . .	1,02 <sup>1</sup>	1,8 <sup>2</sup>
Уголь на газификацию сухой, т . . . . .	0,73	1,04
То же в пересчете на горючую массу, т . . . . .	0,61	0,74
Кислород технический — 98% O <sub>2</sub> , н.м. <sup>3</sup> . . . . .	260	290
Пар (2,5 атм) на газификацию <sup>3</sup> , т . . . . .	0,44	0,50
То же на сушку угля, т . . . . .	—	0,83
Производство пара (22 атм) в котлах-утилизаторах, т . . . . .	0,64	1,0
К. п. д. газификации по низшему пределу, % . . . . .	> 70	64—67

<sup>1</sup> Сушка угля осуществляется дымовыми газами и расход угля включен в эту цифру.

<sup>2</sup> Сушка угля осуществляется паром от турбин, других потерь нет.

<sup>3</sup> Пар, расходуемый на газификацию, перегревается до 375—400° за счет физического тепла производимого газа.



Фиг. 4. Тепловой баланс процесса газификации (по низшему пределу).



а иногда и десорбции  $H_2S$ , такие воды не требуют более сложной системы очистки.

Тепловой баланс процесса газификации по низшему пределу для одного из углей показан на фиг. 4.

Низкое качество маршских углей, естественно, отражается на процессе газификации. Состав газа, расходные показатели и к. п. д. газификации для этого угля существенно хуже, чем соответствующие показатели по сулюктинскому углю, однако они превосходят показатели газификации средне-германских бурых углей в газогенераторах Винклера. Это явствует из следующего сравнения к. п. д. газификации (табл. 4).

Таблица 4  
Сравнение к. п. д. газификации различных газогенераторов

Показатели	К. п. д. газификации, %
Газогенераторы ГИАП; газификация на обогащенном дутье ( $O_2 = 50-60\%$ ): сулюктинский уголь ( $A^c = 16,5\%$ ) . . . . .	Более 70
маршский уголь ( $A^c = 26-29\%$ )	64—67
Газогенераторы Винклера; газификация среднегерманских бурых углей ( $A^c = 7-18\%$ ) или полукоска на паро-кислородном дутье	56—60

### Выводы

Конструкция газогенератора ГИАП обоснована всесторонним изучением основ процесса газификации в кипящем слое и позволяет осуществить его в более рациональных условиях, т. е. при более высоких температурах и сохранении сыпучести золы. В результате этого улучшается состав газа, снижается процент  $CO_2$  и  $CH_4$ , повышаются коэффициент использования топлива и к. п. д. газификации, снижаются все расходные коэффициенты.

Исследованиями установлено, что для процесса газификации в кипящем слое наряду с определяющими газодинамическими параметрами решающее значение имеют химическая активность органической массы угля и специфическое поведение в этом процессе минеральной части топлива.

Последнее обстоятельство из-за возникающего шлакования препятствует повышению температуры в слое выше  $980^\circ$  и в шахте выше  $1070^\circ$ . При ограниченности температурного максимума лучшие показатели процесса достигаются на геологически молодых видах топлива с высокой химической активностью.

На бурых углях к. п. д. газификации в газогенераторах ГИАП на 7—10% выше, чем в газогенераторах Винклера.

Обеспечиваемые конструкцией газогенераторов ГИАП возможности ведения процесса при повышенном температурном режиме расширяют применение этих генераторов для углей с пониженной химической активностью. Полное преодоление указанных выше ограничений температурного режима возможно только при газификации с удалением шлака в жидком виде.

Основные преимущества процесса газификации в кипящем слое следующие:

1) возможность использования низкосортных, мелкозернистых и дешевых видов топлива (бурых углей, торфа и т. д.);  
2) возможность производства газа различного назначения для синтеза аммиака и спиртов, для гидрирования и энергетических целей;

3) возможность создания агрегатов любой практически необходимой мощности;

4) высокий к. п. д. процесса, достигающий при использовании тепловых отходов (физическое тепло газа и уноса) 85% и более.

Наряду с этим процесс обладает рядом недостатков, к числу которых относятся:

1) необходимость предварительной сушки топлива в случае его высокой начальной влажности;

2) прямоточность процесса в газогенераторе, что снижает к. п. д. газификации и увеличивает тепловые отходы (высокая температура газа);

3) относительно низкий съем газа с единицы объема шахты газогенератора;

4) значительный унос пыли с газом, что снижает использование топлива для газификации и требует относительно сложной системы очистки;

5) неудовлетворительные показатели при газификации углей с низкой химической активностью.

Здесь необходимо отметить, что указанные в п. 1, 2 и частично 4 недостатки присущи также процессу газификации угольной пыли в газогенераторах с удалением шлака в жидком виде.

При указанных недостатках производство газа для синтеза аммиака в газогенераторах ГИАП по технико-экономическим показателям является в настоящее время конкурентоспособным в сравнении с другими промышленно освоенными способами газификации твердого топлива.

Газогенераторы ГИАП находят применение на ряде вновь строящихся заводов и позволяют широко использовать низкосортные угли для производства газа различного назначения.

## ГАЗИФИКАЦИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ

Бурые угли СССР, добываемые открытым способом, должны стать наиболее дешевым твердым топливом для производства технологического и отопительного газов.

Среди различных бурых углей следует отметить райчихинские и бородинские как особо ценные для производства газов.

Газификация в кипящем слое является одним из наиболее освоенных методов производства технологического и отопительного газов из мелкозернистых бурых углей в крупном промышленном масштабе. К преимуществам способа относятся: большая мощность агрегата, возможность получения бессмольного газа со сравнительно небольшим содержанием метана, отсутствие фенольных сточных вод. Для достижения высокого общеэнергетического к. п. д. необходимо использование значительных тепловых и топливных отходов.

Значительный удельный расход кислорода и пара на получение технологического газа, относительно низкая теплотворность отопительного газа, а также высокое содержание в газе углекислоты являются основными недостатками этого способа.

В 1950—1951 гг. ВНИГИ были осуществлены опыты газификации бабаевского, райчихинского и артемовского бурых углей в кипящем слое на полупромышленной установке ГИАП производительностью 15—20 т подсушенного угля в сутки. Установка состоит из газогенератора, холодильника, двух последовательно установленных батарейных циклонов, гидравлического затвора и скруббера.

Опытный газогенератор имеет цилиндрическую шахту высотой около 8 м и диаметром 1600 мм в свету. Нижняя часть шахты представляет собой обращенный усеченный конус высотой 1400 мм. В нижнем малом основании находится колосниковая решетка диаметром 465 мм.

Уголь подается в газогенератор двумя шнеками. На высоте 3,5 м от решетки расположен кольцевой коллектор, из которого вторичное дутье поступает через 8 фурм.

Бабаевский бурый уголь южноуральского бассейна представляет собой малообуглероженное топливо. Выход первичной смолы на горючую массу равен 18%.

Влажность свежедобытого угля близка к 50%. Фракция 0—13 мм составляет 75%.

Артемовский бурый уголь имеет средний выход смолы 12% на горючую массу. В свежедобытом состоянии он обладает значительной механической прочностью, но при хранении растрескивается и крошится. В свежедобытом угле содержится фракции 0—13 мм от 18 до 37%. Влажность 27—29%.

Райчихинский бурый уголь является малозольным и малосернистым и дает небольшой выход смолы. Свежедобытый уголь отличается высокой механической прочностью. Термически он нестоек — при сушке и газификации рассыпается в мелочь. Влажность свежедобытого угля 37%.

В опытах при подборе оптимального режима такие факторы, как влажность топлива, его фракционный состав, производительность газогенератора, процент вторичного дутья и доля золы топлива, отходящего в выгреб, не являлись предметом исследования, а были приняты в соответствии с данными, накопленными практикой газификации в кипящем слое, условиями опытов, устройством опытной установки и требованиями, предъявляемыми к газу.

Отношение пара к кислороду дутья, температура процесса и концентрация углерода в выгребе и уносе являются определяющими факторами режима газификации.

Подбор режима для каждого вида топлива сводится к определению температуры в слое и над фурмами и содержания углерода в выгребе и уносе, при которых газогенератор работает без шлакования и получают наиболее высокие показатели.

В подборе режима также учитывалось, что ИЖТ допускает большее содержание метана в газе, чем азотная промышленность.

Основные показатели газификации на паро-воздушном дутье представлены в табл. 1.

Таблица 1

Режим и результаты опытов газификации на паро-воздушном дутье

Показатели	Уголь		
	бабаевский	артемовский	райчихинский
Топливо:			
влажность, % вес. . . . .	15,7	11,2	10,2
зольность, % вес. . . . .	20,5	20,0	12,7
Состав газа, % объемн.:			
CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> S . . . . .	14,2	13,1	11,5
O <sub>2</sub> . . . . .	0,0	0,2	0,0
CO . . . . .	12,9	15,1	18,7
H <sub>2</sub> . . . . .	13,3	16,0	13,9
CH <sub>4</sub> . . . . .	2,2	1,9	0,9
N <sub>2</sub> . . . . .	57,4	54,9	55,0
Теплотворность газа, ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	1017	1041	1079
Выход газа, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	2,39	2,29	2,66
Расход на 1 нм <sup>3</sup> газа:			
воздуха первичного, нм <sup>3</sup> . . . . .	0,615	0,685	0,632
воздуха вторичного, нм <sup>3</sup> . . . . .	0,108	—	0,060
пара, кг . . . . .	0,086	0,108	0,070
топлива, кг . . . . .	0,268	0,300	0,290
К. п. д. газификации, % . . . . .	54	50	58
К. п. д. энергетический, % . . . . .	79	74	84

Энергетический к. п. д. зависит от использования отходов. При температуре газа на выходе из генератора 800—900° в котле-утилизаторе может быть использовано 10—12% тепла. При газификации получается около 20% уноса теплотворностью 3000—4000 ккал/кг. Более 70% его может быть уловлено батарейным циклоном и использовано в качестве топлива на ТЭЦ или в качестве добавки в массу при обжиге кирпича, или в качестве носителя катализатора гидрирования. Тепло уловленного и могущего быть использованным уноса составляет от 9 до 17% тепла, внесенного топливом. Таким образом, общий энергетический к. п. д. достигает 75—80%.

Основные результаты опытов газификации на паро-кислородном дутье представлены в табл. 2.

Таблица 2

Данные газификации на паро-кислородном дутье

Показатели	Уголь		
	бабаевский	артемовский	райчихинский
Топливо:			
влажность, % вес. . . . .	18,0	11,8	9,1
зольность, % вес. . . . .	20,7	20,9	13,2
выход смолы, % вес. . . . .	18,1	12,3	5,7
Температура в слое, °С . . . . .	815	900	850
Температура над фурмами, °С . . . . .	940	970	920
Состав газа, % объемн.:			
CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> S . . . . .	31,9	29,6	27,3
O <sub>2</sub> . . . . .	0,4	0,2	0,2
CO . . . . .	23,8	27,0	29,6
H <sub>2</sub> . . . . .	41,4	39,3	40,9
CH <sub>4</sub> . . . . .	1,3	2,8	0,4
N <sub>2</sub> . . . . .	1,2	1,1	1,6
Отношение CO : H <sub>2</sub> . . . . .	1 : 1,73	1 : 1,45	1 : 1,38
Расход на 1 нм <sup>3</sup> CO + H <sub>2</sub> :			
пара, кг . . . . .	0,865	0,863	0,632
кислорода, нм <sup>3</sup> . . . . .	0,452	0,383	0,336
горючей массы угля, кг . . . . .	0,858	0,780	0,790
К. п. д. газификации, % . . . . .	51,5	58,0	57,4
К. п. д. энергетический, % . . . . .	75,8	76,7	80,3
Степень разложения пара, % . . . . .	22,0	32,8	38,9

Исследования показали, что в газе при высоких температурах, большом избытке пара и каталитическом действии уноса устанавливается термодинамическое равновесие реакции водяного газа.

Для полноты оценки технологического газа были исследованы содержащиеся в нем примеси.

Цианистые соединения и смолистые вещества при газификации перечисленных углей не были обнаружены.

Содержание органической серы в газе из бабаевского угля составляло 240 мг/нм<sup>3</sup>, из артемовского 71 мг/нм<sup>3</sup> и из райчихинского 39 мг/нм<sup>3</sup>.

Содержание фенолов в скрубберной воде при газификации в кипящем слое было незначительно и составляло от 0 до 1 мг/л. Так как промышленные условия несколько отличны от условий, в которых проводились опыты, то результаты опытов были пересчитаны на условия промышленной газификации. При пересчетах учитывалось, что:

1) потери тепла газогенератором в окружающую среду в промышленных условиях при газификации бабаевского угля составят 3% вместо 7,6% в опытах;

2) температура газа на выходе равна 900°, а не 880°;

3) будет применяться перегретый до 400—450° пар;

4) влажность угля составит 12% вместо 18%.

Для расчетов был предложен способ составления уравнений по балансам водорода, углерода и кислорода.

Содержание углерода в уносе и выгребе и степень разложения пара были приняты по данным опытов.

В расчет введено и уравнение теплового баланса.

Таблица 3

Результаты пересчетов опытных данных газификации бурых углей на промышленные условия

Показатели	Бабаевский уголь		Райчихинский уголь		Немецкий уголь, среднее по немецким данным	Завод Лейна, среднее за 1952 г.	Газогенератор без ретретики
	опытные	расчетные	опытные	расчетные			
W <sup>p</sup> , % . . . . .	18,0	12,0	9,1	—	—	1,4	—
A <sup>p</sup> , % . . . . .	20,7	17,6	13,2	—	—	20,0	—
Температура перегрева пара, °С . . . . .	при 3 ат 430°						
Состав газа, % объемн.:							
CO <sub>2</sub> . . . . .	31,9	28,7	27,3	25,3	23,3	21,7	18,5
H <sub>2</sub> S . . . . .	0,4	—	0,0	0,1	—	—	—
CO . . . . .	23,8	22,8	29,6	30,8	33,2	30,7	45,9
H <sub>2</sub> . . . . .	41,4	46,8	40,9	42,4	41,8	38,6	34,3
CH <sub>4</sub> . . . . .	1,3	1,0	0,4	0,4	—	1,1	—
N <sub>2</sub> . . . . .	1,2	0,7	1,6	1,0	1,7	1,6	1,3
Расход на 1 нм <sup>3</sup> CO + H <sub>2</sub> :							
кислорода, нм <sup>3</sup> . . . . .	0,45	0,36	0,34	0,30	0,32	0,33	0,30
пара, кг . . . . .	0,86	1,00	0,63	0,63	0,73	0,86	0,40
горючей массы топлива, кг . . . . .	0,86	0,7	0,79	0,67	—	0,66	—

В табл. 3 представлены результаты перерасчетов на промышленные условия и приведены данные о газификации в кипящем слое германских бурых углей.

## Перспективы усовершенствования газогенератора с кипящим слоем

С момента создания газогенератора с кипящим слоем и до настоящего времени конструкция и самый процесс подвергались относительно малым изменениям.

За это время в СССР и за границей отказались от механического удаления шлака посредством брусового механизма и перешли к ведению процесса на режиме без шлакования.

Созданная в СССР решетка Кархова не имеет приспособлений для борьбы с шлакованием; за границей освоен газогенератор без колосников, с подачей дутья через фурмы.

Довольно длительный опыт эксплуатации позволяет предполагать, что безрешеточная конструкция практически не способствовала улучшению показателей процесса, а только привела к некоторому снижению расходов на ремонт. В СССР конструкция водотрубного котла-утилизатора была заменена конструкцией котла прямоточного.

Попытки организовать возврат уноса дали весьма незначительный практический эффект.

Лабораторные опыты газификации, проведенные во ВНИГИ, ИГИ, ВТИ и МЭИ, позволяют предполагать, что возможности усовершенствования процесса еще не исчерпаны.

Отказ от шлакоудаляющего механизма представляется еще недостаточно обоснованным.

В лабораторных опытах на малой нефутерованной модели выяснилось, что при степени разложения пара 60%, влаги угля, подсушенного до 10—15%, и влаги пирогенной достаточно для осуществления газификации в кипящем слое с применением кислорода.

На той же малой модели без добавки пара к дутью был получен газ следующего состава (% объемн.):

CO <sub>2</sub>	CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>
14—10	50—55	31	2	1—2

При этом расход кислорода на 1 нм<sup>3</sup> (CO + H<sub>2</sub>) не возрос, но даже снизился.

Представления об идеальном перемешивании топлива в кипящем слое в опытах на упомянутой модели не подтвердились. При переходе на более горячий режим средняя температура слоя изменялась незначительно, в то время как в нижней кислородной зоне газификации она повышалась. Недостаточное перемешивание топлива, приводившее к образованию шлаков в нижнем участке слоя, в то же время предотвращало значительное повышение температуры и образование шлаков в толще слоя.

Поскольку шлаки получались только в небольшом нижнем участке кипящего слоя, можно предположить, что газификация на

горячем режиме могла быть осуществлена, если бы удалось организовать равномерное удаление шлаков из этого участка.

Освоение более горячего режима с применением активных шлакоудаляющих механизмов позволит снизить удельные расходы пара и кислорода.

Инж. А. П. КОПЕЛОВИЧ

(Центрометаллургавтоматика)

## АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

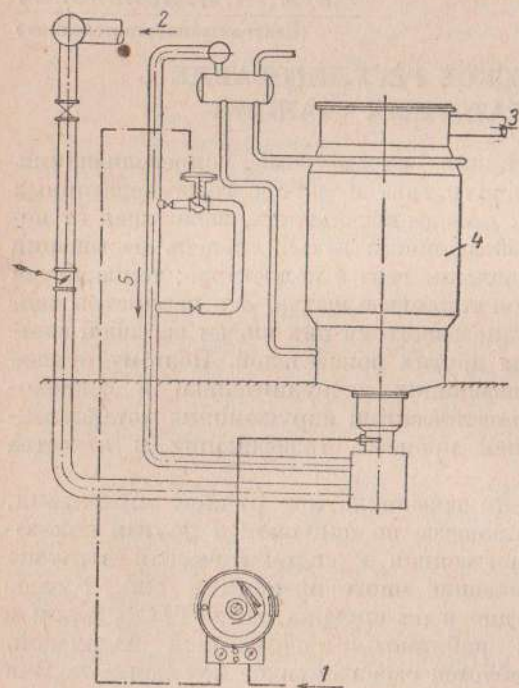
Основными технологическими параметрами, определяющими ход генератора паро-воздушного газа и работу газогенераторных станций в целом, являются: производительность, зависящая от количества подаваемого паро-воздушного дутья; степень насыщения воздушного дутья паром; давление газа в коллекторе; температура газа на выходе; уровень слоя топлива в шахте. Эти параметры связаны между собой; отклонение одного из них влечет за собой соответствующее изменение ряда других показателей. Поэтому ручное управление процессом газификации затруднительно и сопровождается, как правило, систематическими нарушениями установленной технологии, ухудшением процесса газификации и качества вырабатываемого газа.

В задачу обслуживающего персонала при ручном управлении, кроме контроля за ходом процесса по приборам и другим показателям, входят также своевременная и систематическая загрузка топлива и шуровка, отнимающие много времени и сил. Ручное управление особенно трудно в тех случаях, когда ГГС в целом и отдельные газогенераторы работают с переменной нагрузкой. От газовщика при этом требуется своевременное изменение подачи воздуха и соответствующей добавки пара. В таких условиях обслуживающий персонал не в состоянии тщательно следить за всеми показателями хода процесса и своевременно принимать необходимые меры к устранению отклонения различных параметров от установленной нормы.

Именно эти особенности в сочетании с благоприятными условиями автоматизации вследствие непрерывности процесса газификации послужили основанием к созданию установок автоматического регулирования ГГС.

Задачей автоматического регулирования используемой аппаратуры являлась прежде всего стабилизация работы газогенератора путем поддержания оптимальной и постоянной температуры паро-воздушного дутья. Вместе с этим потребовались устройства для управления нагрузкой газогенераторов в соответствии с количеством потребляемого газа и желательным распределением ее между газогенераторами.

Насыщение воздушного дутья паром является одним из важнейших параметров газификации, который характеризуется температурой паро-воздушной смеси. Даже небольшое ( $1,0-1,5^\circ$ ) отклонение температуры паро-воздушного дутья от значения, наиболее выгодного для данных условий, приводит к понижению теплотворности вырабатываемого газа до  $30 \text{ ккал/н.м}^3$ . Вместе с тем при значительных интенсивностях газификации и различных нагрузках



Фиг. 1. Схема регулирования температуры паро-воздушной смеси.

1 — воздух, питающий регулятор; 2 — воздух; 3 — газ к потребителю; 4 — газогенератор; 5 — пар.

газогенератора оптимальное значение температуры паро-воздушного дутья мало изменяется. В пределах изменения нагрузки до 30% следует стремиться поддерживать одну и ту же температуру паро-воздушной смеси, при этом не должно быть ухудшения теплотворности вырабатываемого газа.

На фиг. 1 приведена схема узла регулирования температуры паро-воздушного дутья, в которой использован изотропный пневматический регулятор О4-ТГ-410, выпускаемый Министерством машиностроения и приборостроения (ММиП). Измерительным элементом такого регулятора служит манометрический термометр, гильза и капилляр которого заполнены азотом.

Сам термобаллон устанавливается в трубопроводе дутья после смесителя. При изменении температуры среды изменяется и давление в замкнутой системе, которое передается на геликоидальную пружину, расположенную в самом приборе. С этой пружинной в приборе соединена стрелка регистратора температуры. Прибор является одновременно и регулирующим. Перемещение в измерительной системе прибора передаются в его пневматическую регулируемую часть. Усилитель регулятора (первичное реле), где используется принцип сопло—заслонка, создает командное давление, являющееся функцией величины отклонения температуры от задания. Это командное давление после вторичного уси-

ления по специальной линии подается к мембранному исполнительному механизму регулирующего клапана, установленного на обводной линии паропровода, подводящего пар в дутье.

Высокая точность измерения при помощи манометрического термометра, а также применение совершенных регуляторов позволили поддерживать температуру дутья с ничтожными изменениями.

Отличительной особенностью регулятора так называемого изотропного действия является то, что он поддерживает постоянную температуру независимо от нагрузки газогенератора и потребного количества пара в дутье. В некоторых других случаях были установлены регуляторы простейшего типа непосредственного действия — пропорциональные. Для таких регуляторов характерны определенная связь между значением температуры и положением регулирующего клапана и как следствие так называемая остаточная неравномерность регулируемого параметра (температуры). В этом случае в зависимости от нагрузки газогенератора поддерживалась несколько различная температура: при больших нагрузках задание понижается, а при уменьшении нагрузки поддерживается несколько выше. Это относится к недостаткам данных регуляторов. Однако, когда диапазон изменения нагрузки газогенератора бывает невелик и составляет 25% от максимальной производительности, отклонение температуры из-за неравномерности не превышает  $\pm 1^\circ$ , что может считаться допустимым и во всяком случае оправдываться применением более дешевого и более простого регулятора.

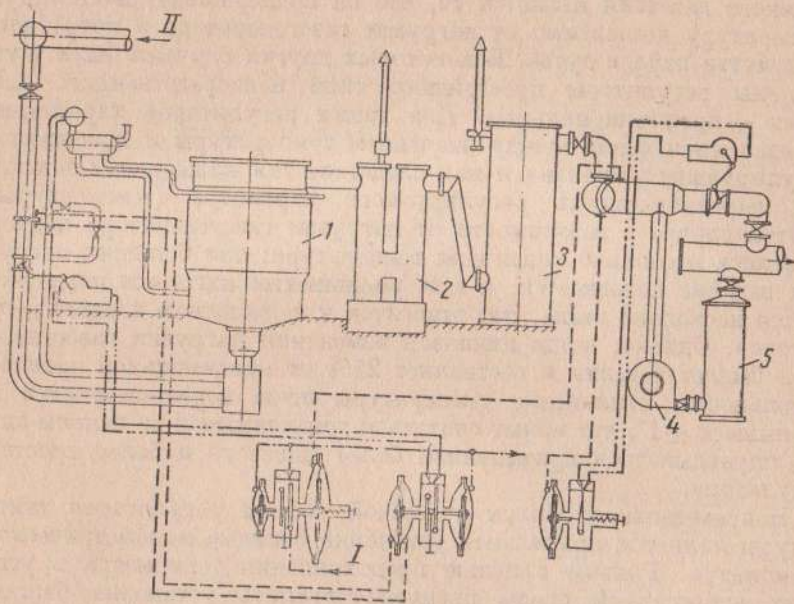
Непременным условием успешной работы регуляторов температуры является правильная установка баллона манометрического термометра. Раньше с целью предохранения термометра в условиях агрессивной среды предусматривались установка баллона в специальных металлических карманах и заполнение металлической гильзы маслом. Это приводило к недопустимо большой инерции измерения и резко ухудшало качество регулирования. В процессе наладочных работ было принято устанавливать термоматроны непосредственно в трубопроводе. Для предохранения от коррозии предусматривалось их освинцевание. В результате этого была значительно снижена инерция измерения и качество регулирования сразу улучшилось.

С целью осуществления правильного измерения необходимо устанавливать термометр возможно дальше от места ввода пара в дутье на участке, где уже произошло их достаточное смешение.

Для работы узла пневматических регуляторов температуры требуется бесперебойное снабжение их сухим и чистым воздухом под давлением  $1,1 \text{ кг/см}^2$ . В заводских сетях эти условия далеко не всегда соблюдаются. Поэтому в случае отсутствия специальных компрессоров для автоматизации следует предусматривать установку ресиверов, дополнительных фильтров, маслоотделителей, а также редукторов. При проведении этих мероприятий можно орга-

низывать питание регуляторов воздухом от обычной заводской сети.

При проектировании узла автоматического регулирования важно также правильно рассчитать потребное количество пара и выбрать регулирующие клапаны на паропроводе соответствующими производительности и давлению пара. С целью увлажнения дутья обычно используется пар давлением  $0,5 \text{ кг/см}^2$  от котелков-паросборников. Однако следует предусмотреть и подачу пара от общей заводской сети.



Фиг. 2. Схема регулирования производительности газогенераторной станции.

1 — газогенератор; 2 — двоянный стояк; 3 — скруббер; 4 — газодувка; 5 — наплелувитель.

Л и н и и: I — воздух, питающий регуляторы; II — воздух.

Опыт показал, что с освоением автоматики как в результате улучшения технологического процесса, так и лучшего наблюдения за котелками потребность в дополнительной подаче пара извне снижается. Установка клапана подачи пара на обводной линии показана на фиг. 2. Это сделано для обеспечения работы газогенератора в случае выхода из строя регулирующего клапана.

Автоматическое поддержание температуры паро-воздушного дутья обуславливает выработку газа постоянной теплотворности.

На фиг. 2 показана схема регулирования производительности ГГС. Узел регулирования предназначен прежде всего для обеспечения выработки газа в соответствии с его потреблением,

т. е. для автоматического управления производительностью отдельных газогенераторов и всей станции в целом. Кроме того, регуляторы подачи воздуха на каждом газогенераторе предназначены для стабилизации их воздушного режима, т. е. поддержания постоянной подачи воздуха в газогенератор при изменении его сопротивления. Наряду с этим схема регулирования должна допускать перераспределение нагрузок между отдельными газогенераторами в зависимости от технологических нужд.

Главный регулятор ГГС управляет производительностью станции, показателем соответствия между потреблением газа и выработкой его, давлением в коллекторе перед газодувками: если выработка газа превышает его потребление, то давление в коллекторе растет, и, наоборот, при недостаточной производительности газогенераторов оно падает.

Чувствительным элементом, воспринимающим эти изменения давления, является измерительная мембрана. В качестве главного регулятора используется регулятор струйного типа, к трубке которого подается воздух под давлением  $100-150 \text{ мм вод. ст.}$  Выходное командное давление воздуха от главного регулятора является функцией давления газа и определяет производительность газогенераторов. С повышением давления газа командное давление падает и производительность газогенераторов снижается от уменьшения подачи воздуха. При падении давления в коллекторе командное давление возрастает, увеличивается подача воздуха в газогенератор до тех пор, пока давление газа не примет заданного значения. Такая схема регулирования производительности ГГС обеспечивает поддержание постоянного давления газа в коллекторе, что улучшает условия работы станции.

Как видно из фиг. 2, в схеме для каждого газогенератора предусмотрены промежуточные узлы в виде регуляторов нагрузки, управляющих подачей воздуха.

При параллельной работе газогенераторов недостаточно регулировать подачу общего количества воздуха, ибо в зависимости от хода процесса газификации сопротивление газогенераторов может быть различным и переменное. В этой системе имеется отрицательное самовыравнивание. Так, если газогенератор зашлаковывается и сопротивление слоя растет, расход воздуха снижается. В силу этого начинает увеличиваться подача воздуха к другим газогенераторам. Таким образом, без стабилизации подачи воздуха к каждому газогенератору, без регулятора нагрузки распределение общего количества воздуха между всеми газогенераторами станции будет неравномерным. Для предотвращения этого при отсутствии регуляторов нагрузки все время необходимо ручное управление подачей воздуха.

В качестве регуляторов нагрузки каждого газогенератора были установлены гидравлические регуляторы соотношения. К струйной трубке этих регуляторов подается масло под давлением  $6-8 \text{ кг/см}^2$  от специального масляного насоса. На одну из изме-

рительных мембран регуляторов нагрузки поступает командное давление от главного регулятора; в качестве обратной связи на вторую мембрану воздействует перепад на диафрагме, измеряющий расход воздуха к данному газогенератору. Гидравлические исполнительные механизмы этих регуляторов управляют регулирующими дросселями на воздухопроводах.

Приведенная схема регулирования нагрузки вполне оправдала себя в работе. Колебания давления газа после включения этих регуляторов резко уменьшились.

Главный регулятор устанавливается на общем щите ГГС, а регуляторы нагрузки — на щитах управления газогенераторов. Задатчики регуляторов выводятся на лицевую панель щитов.

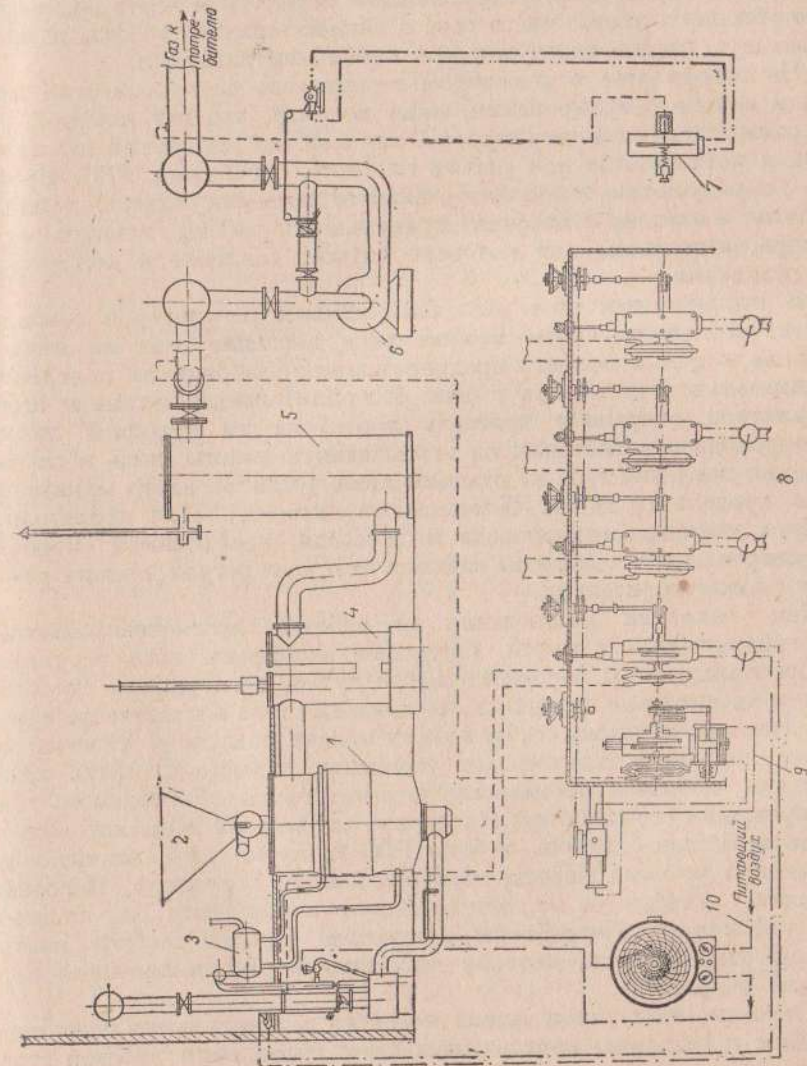
Перераспределение нагрузок между отдельными газогенераторами производится в случае необходимости начальником смены или старшим газовщиком при помощи поворота задатчиков регуляторов нагрузки. Это позволяет также установить различную долю участия отдельных газогенераторов в покрытии общих изменений нагрузки станции, что бывает иногда необходимо по состоянию или ходу процесса в разных агрегатах.

Уже отмечалось, что уменьшение колебаний давления, связанное с автоматизацией, позволило перейти к поддержанию более низкого давления в коллекторе. Однако установить минимальное давление в рассматриваемом случае не удалось, так как поставляемый приборостроительным заводом регулятор является пропорциональным и не обладает изодромным действием, как требовалось. В результате этого при регулировании получается остаточная неравномерность поддерживаемого давления газа при различных нагрузках станции. Если установить на регуляторе давления газа минимальное задание, то с повышением нагрузки заданное давление будет еще понижаться и газопровод может оказаться под разрежением. В конструкцию поставляемых регуляторов необходимо внести изменения, сделать их изодромными, а также расширить диапазон настройки степени неравномерности, который практически оказался недостаточным, что вызвало частичную переделку главного регулятора в процессе наладочных работ.

Наряду с приведенной схемой, в которой между главным регулятором и регуляторами нагрузки отдельных газогенераторов выполнена пневматическая связь, была применена и другая схема (фиг. 3), где главный регулятор гидравлический. На его струйную трубку, как и к регуляторам расхода воздуха, подается масло под давлением 6—8 кг/см<sup>2</sup>. Этот регулятор снабжен специальным устройством гибкой обратной связи, что обеспечивает изодромное действие при всех нагрузках станции. Связь между регуляторами осуществлена механически. При отклонении давления газа от задания срабатывает главный регулятор, исполнительный механизм которого при помощи кулачков перемещает задатчики регуляторов нагрузки. Обратной связью к регуляторам нагрузки, как и в первом случае, служит расход паро-воздушного дутья в газогенераторе.

Фиг. 3. Схема регулирования производительно-сти газогенераторной станции.

1 — газогенератор; 2 — бункер; 3 — паровой сборник; 4 — основной стояк; 5 — скруббер; 6 — газодувка; 7 — регулятор давления; 8 — регулятор количества воздуха под газогенераторы № 1, 2, 3 и 4; 9 — главный регулятор; 10 — регулятор температуры на паро-воздушной смеси на газогенераторе.



Все регуляторы узла управления производительностью станции в силу применения механических связей размещаются на одном щите, поэтому такая схема особенно удобна для ГЭС с небольшим числом газогенераторов.

Путем относительного смещения задающих кулачков регуляторов подачи воздуха и в этом случае можно осуществлять перераспределение нагрузки между газогенераторами.

В первой из установок авторегулирования газогенераторной станции наряду с рассмотренными узлами предусматривалась установка еще одного регулятора давления газа на стороне потребления (после газодувки), управляющего перепуском через специальную обводную линию части газа с нагнетательной стороны на всасывающую линию газодувок при изменении давления.

Не говоря уже о некотором перерасходе электроэнергии при таком методе регулирования, опыт показал, что нет никакой необходимости в этой регулировке, так как нет колебаний давления газа к потребителю при работе главного регулятора ГЭС. Кроме того, перепуск газа в коллектор низкого давления создавал ложный импульс в системе и нарушал правильность работы главного регулятора, импульсом для которого служит давление в коллекторе до газодувки.

В последующем этот узел был заменен регулятором безопасности, контролирующим минимальное давление газа на низкой стороне, с целью полного предупреждения возможности появления отрицательного давления в сети. Исполнительный механизм этого регулятора открывает дроссель перепуска на обводной линии газопровода с нагнетания на всасывающую линию лишь в случае падения давления газа на станции ниже установленного минимального предела (в целях безопасности системы). При правильном выборе диаметра газопровода и дросселя, необходимой скорости регулирования и величины задания этот узел регулирования работает удовлетворительно.

Как показали наблюдения за работой автоматизированных газогенераторных станций, внедрение автоматического регулирования температуры паро-воздушного дутья, поддержание постоянного и значительно более низкого давления газа в коллекторе перед газодувками, а также стабилизация подачи воздуха к газогенераторам позволили значительно улучшить ведение процесса газификации, добиться постоянства параметров вырабатываемого газа и улучшения его качества. Внедрение автоматики повысило надежность и бесперебойность работы ГЭС и, кроме того, значительно облегчило условия работы обслуживающего персонала. Персонал станции, освобожден от непрерывного наблюдения за подачей воздуха и пара. Потребность в шуровке газогенераторов значительно уменьшилась, поэтому численность обслуживающего персонала сокращена.

Освоение этих узлов автоматического регулирования позволило перейти к созданию комплексных схем управления работой газо-

генераторов. Так, например, за последнее время на ряде заводов, где туннельные печи, сушила и газогенераторы составляют единый технологический комплекс, использующий генераторный газ, регулятор температуры в печи при помощи своего исполнительного механизма управляет непосредственно подачей воздуха в газогенератор. Температура в печи измеряется пирометром.

Соответствующее перемещение дросселя на воздухопроводе к газогенератору осуществляется при помощи электронного регулятора и электрического исполнительного механизма. Для поддержания постоянной влажности воздуха, расход которого меняется, установлены регуляторы прямого действия РПД-Т. Регулирование расхода дутья под газогенератор непосредственно по температуре в зоне печи оказалось вполне удовлетворительным.

По первоначальной схеме регулирования был предусмотрен еще один дополнительный регулятор, поддерживающий определенный расход воздуха. Задатчик этого регулятора был выведен на щит управления. Предполагалось, что если не удастся регулировать подачу воздуха непосредственно по температуре в печи, то она будет устанавливаться при помощи этого регулятора газовщиком по указанию персонала, обслуживающего печь. Однако практически это оказалось ненужным, и регулятор был демонтирован.

Не следует считать, что работы по созданию схем регулирования ГЭС уже закончены и все задачи решены. Наряду со стремлением упростить аппаратуру и схемы уже освоенных узлов регулирования дальнейшая работа по автоматизации ГЭС должна быть направлена в первую очередь на надежную механизацию и автоматизацию загрузки газогенераторов топливом. Решение этой задачи встречает ряд трудностей не только потому, что отсутствуют необходимые регуляторы, но прежде всего в связи с необходимостью разработать надежную и удобную систему механизированного загрузочного устройства, позволяющего по команде того или другого регулирующего устройства плавно и в широких пределах изменять количество подаваемого топлива.

В решении этой проблемы мы отстаем от уровня современной техники. Так, например, известно, что англичане в последние годы разработали и используют автоматическое управление загрузкой газогенераторов топливом. Необходимость создания этого узла регулирования возникла у них особенно для газогенераторов, работающих в условиях резко переменных нагрузок, где ручное управление крайне затруднено и приводило к значительным колебаниям в составе газа. Разработанная система автоматического управления топлива обеспечивает стабилизацию состава и температуры газа при различных нагрузках.

Управление работой питателя осуществляется изменением скорости вращения его барабана по команде специального двухимпульсного регулятора подачи топлива. Регулируемыми параметрами здесь служат нагрузка газогенератора и температура газа на выходе. Это позволяет при изменении нагрузки установить соответ-



ствующую скорость подачи еще до возникновения отклонений температуры от задания. Для компенсации изменений, не связанных с нагрузкой, как, например, с количеством угля, его влажностью и др., в регулятор вводится коррекция по температуре газа. Первоначально была сделана попытка создать одноимпульсный регулятор, управляющий загрузкой лишь по температуре горячего газа. Однако, по заявлениям автора, эта попытка была неудачной и схема двухимпульсного регулирования оказалась значительно лучше, чем одноимпульсного, и оправдала себя на практике.

Дополнение общей схемы регулирования этим узлом автоматики позволит еще улучшить показатели газификации, создать полностью автоматизированный комплекс и свести к минимуму количество обслуживающего персонала на ГГС наших заводов.

Эти задачи с успехом могут быть решены лишь при совместных усилиях конструкторов, технологов и приборостроителей.

*Инж. С. А. КУЛИКОВСКИЙ*  
(Новомосковский жестекатальный завод)

### ОПЫТ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ СТАНЦИИ

Газогенераторная станция Новомосковского жестекатального завода в 1951 г. осуществила автоматическое регулирование двух основных технологических параметров — производительности и температуры паро-воздушной смеси. Этот комплекс автоматического регулирования так связан с работой ГГС, что ее работа без автоматики не мыслима.

#### Характеристика газогенераторной станции

Газогенераторы, склады топлива и шлака находятся в одном здании, а машинный зал с газодувками и воздуходувками в другом, примыкающем к зданию газогенераторов. Насосная станция находится в отдельном здании.

Производительность газогенератора — 6000—7200  $\text{нм}^3/\text{час}$ , производительность газодувки — 32 000  $\text{нм}^3/\text{час}$ , создаваемое газодувкой давление — 1700 мм вод. ст., производительность воздуходувки — 20 000  $\text{нм}^3/\text{час}$ , создаваемое давление 500—600 мм вод. ст.

Шахта газогенератора имеет диаметр 3 м и высоту 5,5 м, колошниковая решетка системы Дейца; газифицируется донецкий антрацит марки АМ. Очистка генераторного газа мокрая. Скрубберы с хордовыми насадками.

### Показатели работы ГГС при ручном управлении

Характерным показателем работы ГГС при ручном управлении является диаграмма давления газа в газопроводе низкого давления, состоящая из прямых линий от нуля до максимального значения. Изменения давления газа ниже нуля и выше максимального значения шкалы не фиксировались из-за отсутствия места на диаграмме. В газопроводе бывало и разрежение.

Другим также характерным показателем работы ГГС при ручном управлении является диаграмма температуры паро-воздушной смеси, из которой видно, что температура колебалась в значительных пределах, причем разность между наибольшей и наименьшей величинами достигала 15—18°. Отсюда можно сделать вывод, что обслуживающему персоналу газогенераторов трудно было добиться стабильности основных режимных показателей. Газовщику оставалось мало времени для наблюдения за состоянием газогенератора, так как ему приходилось все время переставлять задвижки на воздухопроводах и паропроводах, чтобы поддержать давление газа и температуру паро-воздушной смеси в заданных пределах. В результате газогенераторы чаще зашлаковывались и шуровка их была затруднена.

### Показатели работы ГГС при автоматическом регулировании

В период восстановления ГГС работники завода, учитывая недостатки существовавшей в довоенное время автоматики, поставили перед проектной организацией задачи стабилизации температуры паро-воздушной смеси при изменении нагрузки газогенераторов и блокирования давления газа в газопроводах до и после газодувок с количеством воздуха, поступающего под колесниковые решетки газогенераторов.

Проектмонтажприбор успешно справился с поставленной задачей. Диаграмма давления газа на низкой стороне приняла совершенно другой характер. Амплитуда колебания не превышает  $\pm 8$  мм вод. ст. Разрежения в газогенераторах больше не наблюдаются. Не менее характерной оказалась диаграмма температуры паро-воздушной смеси — колебания не превышают 1—2°. Этих двух показателей вполне достаточно, чтобы со всей убедительностью подчеркнуть значение автоматики. Кроме того, применение автоматического регулирования сказалось на улучшении хода газогенератора, возросла производительность их, прекратилось шлакование. Загрузка газовщика резко сократилась и уменьшилась загазованность рабочих мест.

#### Схема автоматического регулирования

Для автоматического регулирования производительности на воздухопроводах к каждому газогенератору установлены измерительные диафрагмы и дроссельные клапаны (см. фигуру). Импульсы

от диафрагм воздействуют на мембраны гидравлических струйных регуляторов количества, смонтированных на щите регуляторов (установлено по одному регулятору на каждый газогенератор). Кулачковые задатчики всех регуляторов количества соединены между собой при помощи велосипедных цепей и звездочек.

Управление всеми задатчиками регуляторов количества производится изодрымным регулятором давления типа Р-5, именуемым главным регулятором. Импульс на мембрану главного регулятора взят от газопровода низкого давления. Исполнительный механизм

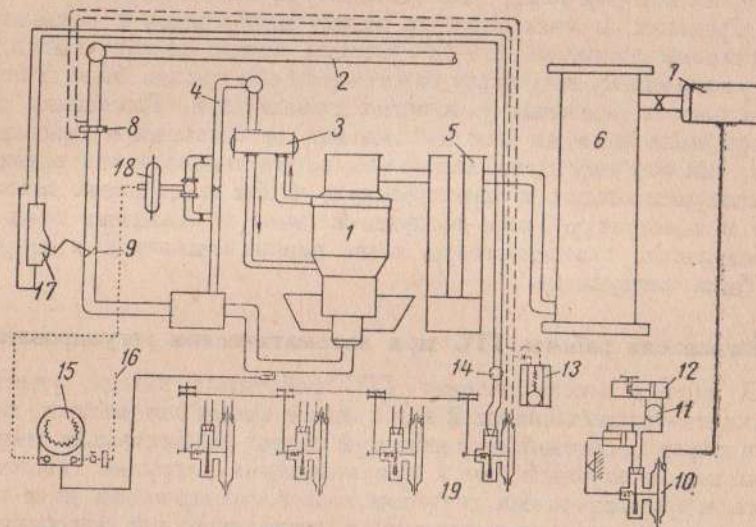


Схема автоматического регулирования производительности и температуры паро-воздушной смеси для одного газогенератора.

1 — газогенератор; 2 — воздухопровод; 3 — паросборник; 4 — паропровод; 5 — стояк; 6 — скруббер; 7 — газопровод низкого давления; 8 — измерительная шайба; 9 — дроссельный клапан; 10 — главный регулятор; 11 — КД-4; 12 — сервомотор; 13 — расходомер воздуха; 14 — КП-4; 15 — регулятор температуры паро-воздушной смеси; 16 — сжатый воздух; 17 — сервомотор; 18 — МИМ-70; 19 — регуляторы газогенераторов.

главного регулятора при помощи цепи и звездочки одновременно приводит в действие все кулачковые задатчики регуляторов количества.

Исполнительные механизмы регуляторов количества при помощи стальных тросов воздействуют на дроссельные клапаны, установленные на воздухопроводах за диафрагмами.

Изменение в потреблении газа приводит к изменению давления его в газопроводе низкого давления, которое передается на главный регулятор, воздействующий в свою очередь на подчиненные ему регуляторы количества. Если, например, в результате увеличения потребления газа упало давление его как на высокой, так и на низкой сторонах, то кривошипный исполнительный механизм главного регулятора повернет все кулачковые задатчики на регуляторах

количества воздуха в сторону увеличения поступления воздуха под газогенераторы. С увеличением поступления воздуха под газогенераторы возрастет их производительность и нарушившееся давление газа снова придет в норму, а вследствие увеличения количества воздуха, проходящего через диафрагму, увеличится перепад давления на ней и мембране, отчего струйные трубки каждого регулятора количества займут среднее положение, т. е. положению равновесия. При повышении давления газа выше заданного процесс регулирования пойдет в обратном направлении, пока не наступит равновесие между количеством поступающего под газогенераторы воздуха и количеством расходуемого газа. В этом случае автоматическое регулирование производительности является одновременно автоматическим регулированием давления в пределах ГЭС. От измерительных диафрагм взяты еще дополнительные импульсы на расходомеры воздуха, которые установлены на щитах каждого газогенератора.

Автоматическое регулирование производительности позволяет выполнять любые вариации в распределении нагрузки между газогенераторами. Нагрузку ГЭС по желанию можно распределить равномерно между газогенераторами или несколько газогенераторов перевести на работу с повышенной производительностью. Указанные соотношения в распределении нагрузки автоматически поддерживаются при изменениях производительности ГЭС в целом. Можно один или несколько газогенераторов поставить на постоянную нагрузку, не изменяющуюся при увеличении или уменьшении нагрузки на остальных газогенераторах.

Автоматическое регулирование температуры паро-воздушной смеси осуществляется при помощи пневматических регуляторов температуры типа 04-ТГ-410 в комплексе с мембранными исполнительными механизмами типа МИМ. Термобаллоны регуляторов установлены в подвальном этаже на ответвлениях воздухопроводов к колосниковым решеткам газогенераторов. Сжатый воздух для работы регуляторов подведен от общезаводского воздухопровода центральной компрессорной станции. При снижении температуры паро-воздушной смеси ниже заданной на 1—2° мембранный исполнительный механизм, установленный на паропроводе данного газогенератора, увеличивает поступление пара до тех пор, пока температура паро-воздушной смеси не достигнет требуемой. При превышении заданной температуры процесс регулирования протекает в обратном направлении.

#### Положительные и отрицательные стороны автоматического регулирования ГЭС, выявленные в процессе эксплуатации

За время использования автоматического регулирования производительности газогенераторов не было случая, чтобы автоматика не обеспечивала четкую работу ГЭС. Автоматика зарекомендовала

себя как надежно работающее устройство. Она весьма проста в обслуживании; газовщики, эксплуатируя ее, редко прибегают к помощи работников КИП, за исключением случаев ремонта или наладки.

При эксплуатации автоматических регуляторов температуры паро-воздушной смеси были случаи, когда в результате утечки газа из термобаллона нарушалась нормальная работа газогенераторов. Своевременно определить утечку газа из термобаллона за редким исключением не представлялось возможным. Это становилось очевидным лишь после того, как обнаруживалось, что в ходе газогенератора произошли изменения или когда температура паро-воздушной смеси была явно ненормальной. При нормальном состоянии термобаллонов и регуляторов в целом устройство для автоматического регулирования паро-воздушной смеси работает надежно.

Термобаллоны пневматических регуляторов температуры паро-воздушной смеси следует выполнять из антикоррозионного металла (нержавеющая сталь, латунь и т. п.). На Новомосковском жестокатальном заводе все стальные термобаллоны заменены баллонами из нержавеющей стали.

Вторым существенным недостатком автоматики температуры паро-воздушной смеси является сильная конденсация пара при незначительном повышении его давления, если пар для целей нагрева воздуха применяется насыщенным и под давлением 0,3—0,7 кг/см<sup>2</sup>. В результате клапан исполнительного механизма заливается водой и автоматика прекращает свое действие.

Для устранения заливания клапанов водой необходимо предусматривать отвод конденсата.

На Новомосковском заводе в дне клапанов заделаны полдюймовые трубки с вентилями, через которые периодически производится спуск конденсата, главным образом в зимнее время.

К недостаткам автоматики в целом следует также отнести люфты в звеньях гидравлической автоматики, получающиеся из-за шарнирных соединений, стопорных креплений, ослаблений при растяжении цепей и люфты в самых регуляторах и других звеньях.

Принятая в проекте кинематическая связь неудачна и является недостатком проекта. При проектировании новых установок автоматического регулирования кинематическая связь должна быть изменена в направлении ликвидации всяких шарнирных и других соединений, которые могут создавать даже незначительные люфты. Если эти условия будут соблюдены, работа автоматики значительно улучшится, чувствительность ее увеличится.

Чувствительность выпускаемых гидравлических струйных регуляторов должна быть повышена и уменьшено трение в уплотнениях иглы, в струйной трубке и сервомоторах.

При применении мембранных исполнительных механизмов типа МИМ для регулирования подачи пара необходимо предусма-

тривать постоянный отвод конденсата, а для сжатого воздуха дополнительные фильтры и водоотводчики.

Для надежности работы гидравлической автоматики необходимо предусматривать две установки масляных насосов, из которых одна должна быть резервной.

### Выводы

Автоматическое регулирование необходимо внедрять как мероприятие, улучшающее условия труда, качество газа, повышающее производительность газогенераторов, культуру и надежность эксплуатации газогенераторных станций.

Помимо автоматизация регулирования производительности газогенераторов и температуры паро-воздушной смеси следует предусматривать автоматическое регулирование уровня воды в котлах-сепараторах, питающих водяные рубашки, высоты слоя топлива, толщины шлаковой подушки, удаления шлага из чаш генераторов и других технологических процессов.

*Доктор техн. наук В. С. АЛЬТШУЛЕР*  
(Институт горючих ископаемых АН СССР)

### ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Одной из основных тенденций в развитии современной техники является широкое применение высоких давлений. При высоких давлениях начали осуществлять также и газификацию твердых топлив. Промышленный опыт работы при давлении 20 ат выявил ряд преимуществ этого нового метода. Достигнуто повышение удельной производительности газогенераторов, которая в 3—4 раза превышает производительность при 1 ат. Возможна дальнейшая интенсификация процесса. Получаемый газ имеет повышенную теплотворность. Так, при газификации бурых углей на парокислородном дутье получается газ теплотворностью 4000—5000 ккал/м<sup>3</sup>, на паро-воздушном дутье — 1800—2000 ккал/м<sup>3</sup>. Улавливаемые смолы характеризуются высоким качеством, в частности малой запыленностью и повышенным содержанием легких фракций.

Выявилась возможность использования мелкозернистого высококачественного топлива. Успешно опробована газификация под давлением подмосковного, богословского и украинского бурых углей, торфа, горючих сланцев.

### Эффективность использования топлива путем его газификации под давлением

Общая эффективность газификации топлива под давлением, как и любого другого метода газификации, может быть охарактеризована двумя основными показателями: коэффициентом полезного действия газификации и энергетическим коэффициентом полезного действия.

В табл. 1 представлены данные, подсчитанные на основе экспериментальных материалов по этим коэффициентам для случая газификации подмосковного угля при 1 и 20 ат на паро-кислородном и паро-воздушном дутье.

Как видно из табл. 1, при газификации под давлением значительно увеличивается к. п. д. газификации. Это связано с тем, что в процессе используются дополнительные источники тепла, например перегретый водяной пар.

Затраты тепла на процессе покрываются теплом, вносимым водяным паром.

Энергетический к. п. д. для газификации под давлением 20 ат на паро-кислородном дутье составляет 61,2% и на паро-воздушном дутье 59,0%, а при давлении 1 ат — 64,7 и 66,5%. Следовательно, степень использования всей вводимой энергии при газификации под давлением 20 ат несколько меньше, чем при давлении 1 ат. Тем не менее совершенно неправильно делать вывод о более низкой энергетической эффективности газификации под давлением, так как при этом не учитывается тот факт, что газ получается сжатым до 20 ат, для достижения чего затрачивается определенное количество энергии. Эта энергия может быть возвращена в процесс путем использования газа в газовых турбинах упрощенных конструкций, работающих при низких температурах, без камер горения и других усложняющих их элементов. При этом, естественно, возрастает энергетический к. п. д. процесса.

Следует учесть и выгодную особенность газификации топлив под давлением, заключающуюся в том, что для осуществления этого процесса приходится компримировать дутья значительно меньше, чем получается газа. Так, при газификации на паро-кислородном дутье на 1000 нм<sup>3</sup> очищенного газа требуется компримировать дутья лишь 215 нм<sup>3</sup>, а при газификации на паро-воздушном дутье 460 нм<sup>3</sup>. В результате использования потенциальной энергии сжатого газа может быть получено увеличенное по сравнению с затраченным на сжатие количество энергии и потому общая энергетическая эффективность газификации под давлением возрастает.

По общей эффективности метод газификации под давлением является достаточно выгодным и заслуживает внедрения в газовую технику.

Показатели производства 1000 нм<sup>3</sup> газа из подмосковного угля ( $W^P = 32,7\%$ ,  $Q^B = 3205$  ккал/кг) по различным методам

Показатели	Паро-кислородное дутье, ат		Паро-воздушное дутье, ат	
	20	1	20	1
<b>Топливо</b>				
Всего, кг . . . . .	2550	1285	1210	935
В том числе на газификацию, кг . . . . .	1500	1030	705	745
$W^P$ , % вес. . . . .	20,0	32,7	20,0	32,7
$Q^B$ , ккал/кг . . . . .	3835	3205	3835	3205
Отсев после сушки и сортировки, кг . . . . .	645	255	305	190
$Q^B$ , ккал/кг . . . . .	3835	3205	3835	3205
<b>Водяной пар<sup>1</sup></b>				
Всего, кг . . . . .	1845	325	710	168
На газификацию . . . . .	в. д. <sup>1</sup> 1320	н. д. <sup>2</sup> 225	в. д. 405	н. д. 143
На сушку угля . . . . .	н. д. 425	—	н. д. 205	—
На производственные нужды . . . . .	н. д. 100	н. д. 100	н. д. 100	н. д. 25
<b>Дутье сухое, нм<sup>3</sup></b>				
Всего . . . . .	216	415	460	645
100% O <sub>2</sub> . . . . .	(86% O <sub>2</sub> ) 175	(40% O <sub>2</sub> ) 101	—	—
Воздух . . . . .	41	314	460	645
<b>Электроэнергия, кат-ч</b>				
Всего . . . . .	234	79	102	22
На производство кислорода . . . . .	105	60	—	—
На компрессию дутья . . . . .	39	1	82	2
На производство и очистку газа . . . . .	14	9	10	10
На очистку от CO <sub>2</sub> . . . . .	60	—	—	—
На сушку и подготовку топлива и золоудаление . . . . .	10	5	5	5
На прочие нужды . . . . .	6	4	5	5

<sup>1</sup> в. д. — высокое давление.

<sup>2</sup> н. д. — низкое давление.

Продолжение табл. 1

Показатели	Паро-кислородное дутье, ат		Паро-воздушное дутье, ат	
	20	1	20	1
Газ товарный, $\text{нм}^3$ . . . . .	1000	1000	1000	1000
$Q^B$ , $\text{ккал/нм}^3$ . . . . .	4110	2120	1935	1440
Газ попутный				
шлюзовой, $\text{нм}^3$ . . . . .	75	—	50	—
$Q^B$ , $\text{ккал/нм}^3$ . . . . .	3035	—	1935	—
экспансерный, $\text{нм}^3$ . . . . .	410	—	—	—
$Q^B$ , $\text{ккал/нм}^3$ . . . . .	350	—	—	—
Смола, кг . . . . .	55,0	36,0	26,0	26,0
$Q^B$ , $\text{ккал/кг}$ . . . . .	9000	9000	9000	9000
Газовый бензин, кг . . . . .	221	—	10,0	—
$Q^B$ , $\text{ккал/кг}$ . . . . .	11000	—	11000	—
Отсев топлива после сушки и сортировки, кг . . . . .	645	255	305	190
$Q^B$ , $\text{ккал/кг}$ . . . . .	3835	3205	3835	3205
Электроэнергия, $\text{квт-ч}$ . . . . .	103,0	—	101,0	—
Водяной пар, кг . . . . .	—	Из водяной рубашки	—	Из водяной рубашки
		75		75
К. п. д. газификации, % . . . . .	78,5	64,1	75,4	60,4
К. п. д. энергетический, % . . . . .	61,2	64,7	59,0	66,5
К. п. д. энергетический с учетом использования энергии сжатия газа высокого давления . . . . .	65,8	64,7	68,6	66,5

### Применение метода газификации под высоким давлением

Основные области применения газа, полученного методом газификации под высоким давлением, следующие: для отопления промышленных печей, использование в быту, коммунальном хозяйстве и энергетических установках (двигатели внутреннего сгорания, газовые турбины), а также в качестве химического сырья.

Газификация под давлением до сего времени применялась преимущественно как метод производства газа для бытового потребления. И это не случайно. Городское хозяйство обычно предъявляет более повышенные требования к газу (его составу, теплотворности и давлению), чем промышленные предприятия. Метод газификации под давлением удачно удовлетворяет всем этим требованиям.

Наиболее целесообразные для городских газовых заводов методы безостаточной газификации топлив не нашли широкого применения из-за недостаточной теплотворности получаемого газа и высокого содержания в нем окиси углерода. Производство карбюрированного водяного газа основано на расходе нефти и требует высококачественного твердого топлива — кокса

или антрацита, т. е. преимущественно дальнепривозных видов топлива.

Газификация под давлением позволяет организовать городское газоснабжение на основе использования местных топлив, в большинстве случаев высококачественных мелкозернистых.

Советские неспекающиеся топлива, имеющиеся в различных районах Союза, являются прекрасной сырьевой базой для производства городского газа из местного сырья при газификации под высоким давлением.

Наряду с непосредственным сжиганием весьма перспективным направлением является предварительная газификация твердого топлива и последующее использование газа в газовых турбинах.

Широкое внедрение газовых турбин в энергетику связывается с задачей использования твердого топлива.

Обычные конструкции газогенераторов и газоочистных аппаратов в этом случае являются мало пригодными из-за громоздкости и сложности эксплуатации их, приводящих к снижению общей эффективности производства электроэнергии.

В случае применения газогенераторов высокого давления габариты аппаратов уменьшаются, упрощается очистка и т. д. Существенно также то, что процесс можно проводить на воздушном и паро-воздушном дутье. Преимущество метода под давлением заключается в высокой интенсивности процесса, уменьшении объемов аппаратов, упрощении очистки газов и т. п.

Значительный интерес представляет использование газа высокого давления в поршневых двигателях внутреннего сгорания. Возможно непосредственное использование газа высокого давления в двигателях, возможно и предварительное снижение давления в специальном детандере, после чего газ подается в нормальный газовый двигатель.

Метод газификации топлив под давлением позволяет получать и газ, пригодный для осуществления разнообразных химических синтезов: аммиака, искусственного жидкого топлива и др. Гибкость процесса, возможность регулирования в широких пределах состава дутья, температур и давлений создают предпосылки к получению газа любого заданного состава. Особенно заманчиво его использование для синтезов углеводородов, проводимых также под высоким давлением. В этом случае в каталитических процессах возможно использование менее активных катализаторов. Такая тенденция выявилась при синтезе искусственного жидкого топлива из газов, где вместо дорогих кобальт-ториевых катализаторов предложено использовать более дешевые железные катализаторы. Правда, получаемый газ высокого давления всегда содержит некоторое количество метана и в циркуляционных процессах может происходить его накопление в газе.

Известны многие опыты, посвященные определению условий получения технологического газа под давлением с минимальным содержанием метана. Опыты проводились с изменением температур-

ного режима и состава дутья, для этого использовались также топлива с малым содержанием летучих. Состав дутья менялся по содержанию пара, кислорода и двуокиси углерода; кроме того, добавлялись экспанзерные газы. Опыты выявили возможность значительного снижения содержания метана в газе, но свести это количество к необходимому минимуму все же не удалось. Поэтому образующийся метан следует или удалить из газа, например путем глубокого охлаждения, или после соответствующего накопления в системе отдавать городским потребителям. Такое комбинирование производств технологического и городского газов весьма эффективно. Целесообразно использовать газ и для целей отопления промышленных печей. Так как по общей эффективности использования топлива газификация под давлением 20 ат мало отличается от газификации при нормальном давлении, целесообразность применения первого метода целиком определяется технико-экономическими соображениями.

В ИГИ АН СССР был проведен предварительный технико-экономический расчет этого процесса. Были рассмотрены 4 варианта производства генераторного газа из подмосковного угля: газификация на паро-кислородном дутье под давлением 20 ат и 1 ат, а также на паро-воздушном дутье под давлением 20 ат и 1 ат.

В результате подсчетов для ГГС мощностью по теплу газа 41 млн. ккал/час было установлено, что себестоимость 1000 ккал получаемых газов по всем вариантам почти одинакова с колебаниями в пределах 10—15%. Различия были выявлены только по капиталовложениям для отдельных вариантов производства газа. Если за 100% принять суммарные капиталовложения по варианту производства генераторного газа при 1 ат на паро-воздушном дутье, то при переходе к 20 ат капиталовложения возрастают на 20—30%, а при переходе на паро-кислородное дутье при 1 ат и 20 ат дальнейшее увеличение капиталовложений составляет до 150—160%.

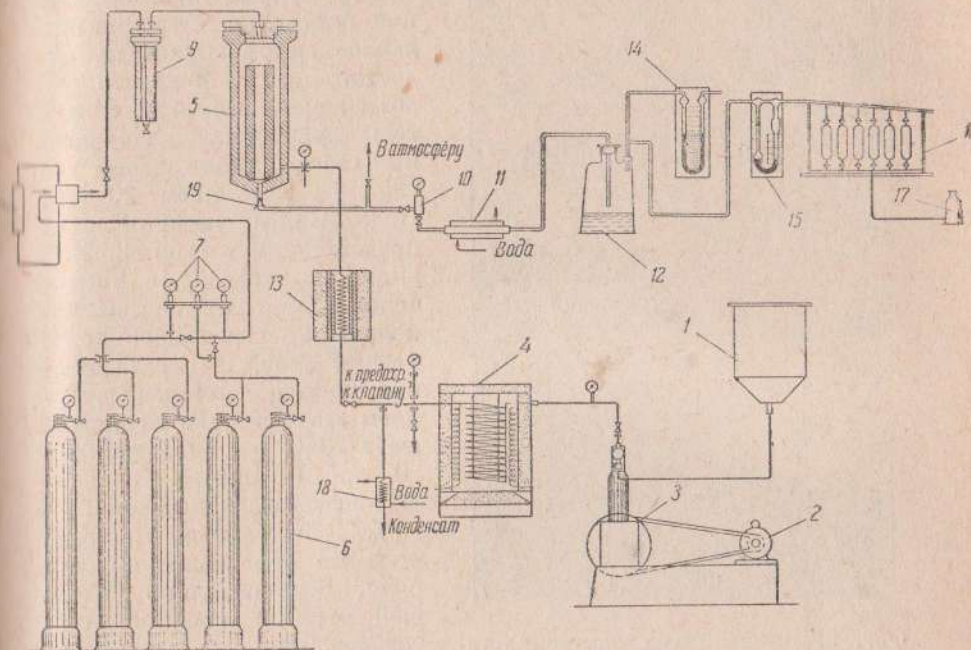
Учитывая значительные выгоды, получаемые в результате ускорения процессов нагрева газа высокой теплотворности при его применении, можно считать обоснованным направление использования метода газификации под давлением для целей получения газа для отопления промышленных печей.

Особые преимущества имеет вариант производства газа на паро-воздушном дутье под давлением 20 ат. Может быть получен газ теплотворностью в пределах 1800—2000 ккал/м<sup>3</sup> без усложняющих элементов для отмывки газа от CO<sub>2</sub> и без кислородной установки. При использовании потенциальной энергии сжатого газа в упрощенных газотурбинных установках полностью покрывается расход энергии на компрессию воздуха. Этот вариант должен быть подвергнут подробной проектной разработке.

Эффективность метода значительно повышается при правильном использовании топливных ресурсов (отсев на брикетирование или сжигание, мелочь до 2 мм на газификацию и т. д.).

## Теоретические исследования основных вопросов газификации топлив под давлением

Теоретические основы газификации твердых топлив под высоким давлением недостаточно изучены. Поэтому в лаборатории газификации ИГИ АН СССР в последние годы проводятся экспериментальные теоретические исследования газогенераторного процесса под высоким давлением. Для этой цели сооружена крупная лабо-



Фиг. 1. Технологическая схема опытной установки для газификации топлива под высоким давлением.

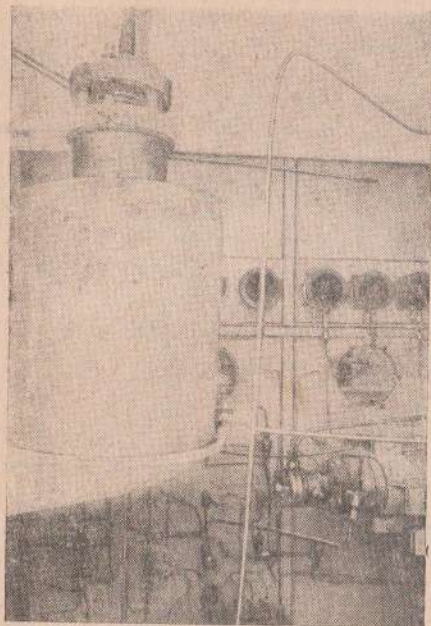
1 — бак; 2 — мотор; 3 — насос; 4 — паровой котел; 5 — газогенератор; 6 — баллон газовый; 7 — манометр; 8 — реометр высокого давления; 9 — буфер высокого давления; 10 — пробоотборник газа; 11 — холодильный трубчатый; 12 — сборник для конденсата; 13 — пароперегреватель; 14 — ртутный манометр; 15 — реометр; 16 — батарея пипеток; 17 — напорная стеклянная; 18 — холодильник-змеевик; 19 — термометр.

раторная установка, позволяющая экспериментально изучать процессы газификации твердого топлива и отдельные его стадии под давлением до 100 ат.

Технологическая схема аппаратов высокого давления показана на фиг. 1, а общий вид — на фиг. 2.

Ниже приводятся результаты некоторых исследований, показывающие, какие имеются возможности улучшения показателей и повышения общей эффективности процесса газификации под высоким давлением.

Известно, что газ, получаемый при газификации топлив под высоким давлением, характеризуется повышенным содержанием углеводородов, преимущественно метана. Реакция синтеза метана ускоряется с ростом давления. Это подтверждается результатами специальных термодинамических исследований, в том числе и наших, выполненных при давлениях до 300 ат и разных составах дутья (паровое, паро-кислородное, паро-воздушное, водородное).



Фиг. 2. Внешний вид опытной установки.

Однако более глубокий анализ данных по газификации натуральных топлив под давлением указывает на недостаточность приведенного объяснения. Об этом свидетельствуют балансы водорода при газификации разных углей под давлением 20 ат. Подсчитанные нами балансы представлены в табл. 2. Как видно из таблицы, с увеличением давления повышается количество связанного водорода в газе. При газификации под атмосферным давлением эта величина не превышает 20%, а под давлением 20 ат количество связанного водорода повышается до 30%. Доля связанного водорода по отношению к водороду, первоначально содержащемуся в топливе, при газификации под давлением 20 ат составляет 70—80% против 30—32% при давлении 1 ат. Это показывает, что источником значительного количества газообразных углеводородов является непосредственно органическая масса топлива.

Общее количество связанного водорода в газе, смоле, водорастворимых соединениях, пирогенетической влаге и др. несколько превышает первоначальное содержание его в топливе. Следовательно, в процессах наряду с водородом топлива участвует и водород разложенного водяного пара, что подтверждается также сравнением приведенных в табл. 2 данных по разложению водяного пара и по количеству свободного водорода в газе.

При газификации под давлением 20 ат около 85% водорода, полученного от разложения водяного пара, переходит в газ в виде свободного водорода и 15% взаимодействует с продуктами термического разложения и газификации топлива.

Однако более глубокий анализ данных по газификации натуральных топлив под давлением указывает на недостаточность приведенного объяснения. Об этом свидетельствуют балансы водорода при газификации разных углей под давлением 20 ат. Подсчитанные нами балансы представлены в табл. 2. Как видно из таблицы, с увеличением давления повышается количество связанного водорода в газе. При газификации под атмосферным давлением эта величина не превышает 20%, а под давлением 20 ат количество связанного водорода повышается до 30%. Доля связанного водорода по отношению к водороду, первоначально содержащемуся в топливе, при газификации под давлением 20 ат составляет 70—80% против 30—32% при давлении 1 ат. Это показывает, что источником значительного количества газообразных углеводородов является непосредственно органическая масса топлива.

Таблица 2

Распределение водорода при газификации разных углей под давлением 20 ат (% вес.)

Статья	Подмосковный уголь				Богословский уголь			Немецкий бурый уголь	
	p = 1 ат		p = 20 ат		p = 1 ат		p = 20 ат		p = 20 ат
	паро-воздушное дутье	паро-кислородное дутье	паро-кислородное дутье, опыт 3	паро-воздушное дутье	паро-воздушное дутье	паро-кислородное дутье, опыт 2	паро-кислородное дутье, среднее за 1944 г.		
Топливо	65,0	51,2	44,3	61,0	35,0	48,6	43,0	100,0	48,6
Разложенный водяной пар	35,0	48,8	55,7	39,0	65,0	51,4	35,2	100,0	51,4
Свободный H <sub>2</sub> в газе	40,6	54,0	49,6	48,5	54,4	43,0	35,2	100,0	43,0
Связанный H <sub>2</sub> в газе	20,6	16,5	31,4	18,5	29,7	35,2	9,2	100,0	35,2
Смола и водорастворимые соединения	14,6	11,5	8,1	7,5	5,5	9,2	9,2	100,0	9,2
Пирогенетическая влага и потери	24,2	18,0	10,9	25,5	10,4	12,6	12,6	100,0	12,6
<b>а =</b> количество связанного H <sub>2</sub> в газе	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>б =</b> количество H <sub>2</sub> от разложения водяного пара	31,7	32,2	70,9	30,4	84,9	72,5	119,8	100,0	72,5
<b>в =</b> количество свободного H <sub>2</sub> в газе	86,2	90,1	112,0	80,5	119,5	119,8	119,8	100,0	119,8
<b>с =</b> общее количество связанного H <sub>2</sub> в угле	91,5	89,8	114,2	84,2	130,0	116,5	116,5	100,0	116,5

При газификации под нормальным давлением в газ переходит не только весь водород разложившегося водяного пара, но частично и водород органической массы топлива.

Повышение давления тормозит образование свободного водорода из топлива и даже, наоборот, часть его, полученная от разложения водяного пара, связывается. Следовательно, повышение давления способствует получению газообразных углеводородов непосредственно из топлива. В этом случае возможно появление в газе, кроме метана, также и других газообразных углеводородов. Это подтверждается анализами газов, полученных при газификации натуральных твердых топлив под давлением 20 ат. Так, например, в газе, полученном при газификации подмосковного угля под давлением 20 атм было установлено содержание этана от 2,5 до 5%.

Следовательно, источниками газообразных углеводородов при газификации натуральных топлив под давлением являются не только реакции синтеза метана, но и процесс термического разложения органической массы топлива.

Для выяснения механизма газообразования были проведены многочисленные эксперименты.

Несомненно, что при термическом разложении твердого топлива вторичные реакции могут протекать между паро-газовой смесью и твердым остатком, а также между отдельными компонентами паро-газовой смеси. В старых исследованиях влияние давления на процесс термического разложения топлива в чистом виде не было установлено, продукты реакций не выводились из зоны повышенных температур и на процесс разложения топлива накладывались вторичные реакции. Этими работами был показан суммарный эффект ряда влияющих факторов, но не было различено влияние давления на отдельные стадии процесса — распад органического вещества угля и вторичные реакции, не учтено влияние новых факторов, возникающих при изменении давления, например, изменение времени пребывания продуктов в аппарате, не разграничен также эффект давления и газовой среды.

Перечисленные недостатки старых работ были учтены в проведенных в ИГИ АН СССР подробных исследованиях влияния давления на полукоксование твердых топлив, выявивших, что с изменением давления меняется значение этого процесса при газификации топлива, что обусловлено влиянием трех основных факторов, изменяющихся при переходе к газификации под высоким давлением, — собственно давления, времени пребывания продуктов в аппарате и состава газовой среды.

Изменение давления при прочих равных условиях в инертной среде не влияет на выход продуктов полукоксования. Увеличение времени пребывания продуктов в аппарате, обычно обусловленное увеличением давления, влияет на процесс в сторону повышения выхода полукокса и газа при одновременном уменьшении выхода

смолы. При этом увеличивается выход легких фракций. Теплотворность газа заметно возрастает.

Увеличение содержания активных компонентов газовой среды (водяного пара, водорода) приводит к уменьшению выхода полукокса, увеличению выхода смолы и газа.

В результате совместного действия указанных факторов при газификации под давлением происходят увеличение содержания легких фракций в смоле при практическом постоянстве ее выхода, рост выхода и теплотворности газа при одновременном некотором уменьшении выхода полукокса.

Для выявления значения процесса термического разложения топлива в суммарном газообразовании при газификации под высоким давлением необходимо оценить долю потенциального тепла топлива, переходящего в газ.

Проведенная ориентировочная оценка показала, что значение процесса термического разложения в суммарном газообразовании при высоких давлениях повышается. Так, например, при полукоксовании эстонского сланца под давлением 1 ат в газ переходит 5—8% тепла его, а при 20—100 ат эта величина достигает 15—20%. При полукоксовании украинских бурых углей в паро-азотной среде при давлении 1—3 ат в газ переходит 10—12% потенциального тепла топлива, при 10 ат эта величина уже равна 14—15%, а при 20—30 ат составляет 20—22%.

Все эти данные свидетельствуют о том, что в процессе газификации под давлением органическая масса топлива является источником образования значительного количества газообразных углеводородов, повышающих теплотворность получаемого газа. С увеличением давления повышается значение термического разложения в суммарном газообразовании и улучшаются показатели процесса, в частности по удельному расходу кислорода и водяного пара.

Большая группа экспериментов была проведена также с целью изучения реакций синтеза метана, возможных в условиях газификации под высоким давлением. Такие реакции могут протекать между водородом и окисью углерода, между водородом и углеродом топлива.

Были подробно изучены механизм и кинетика этих реакций при давлениях до 100 ат.

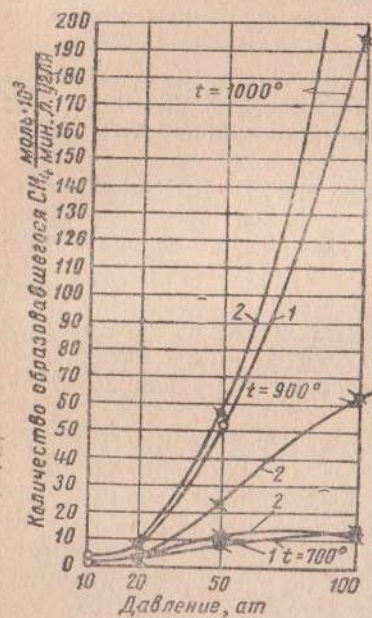
Экспериментально был установлен факт значительного роста количества образующегося метана вследствие прямого гидрирования углерода при высоких температурах и давлениях, открывающий новые возможности в использовании высоких давлений в газогенераторной технике. На фиг. 3 показано образование метана при взаимодействии электродного и древесного углей при разных температурах и давлениях. При температурах выше 800—900° происходит резкое увеличение количества образующегося метана.

Ориентировочная сравнительная оценка значения отдельных реакций синтеза метана в процессе газообразования под высоким давлением показала, что при давлении 20 атм количество метана,



образующегося за счет гидрирования окиси углерода, невелико и, повидимому, находится в пределах 10—15% от общего количества его. Значительно большее количество метана (50—60% от общего) может быть получено в результате реакции гидрирования углерода.

Проведенное приближенное сравнение позволяет сделать вывод о большом значении реакции прямого гидрирования углерода в процессе газификации твердых топлив под высоким давлением.



Фиг. 3. Образование метана при взаимодействии электродного и древесного углей с водородом при разных температурах и давлениях.

1 — электродный уголь; 2 — древесный уголь.

- а) на паро-воздушном дутье (9% CO<sub>2</sub>) — до 1500 ккал/нм<sup>3</sup>;
- б) на паро-кислородном дутье (25% CO<sub>2</sub>) — до 3200 ккал/нм<sup>3</sup>;
- в) на паро-кислородном дутье под давлением 20 ат (32% CO<sub>2</sub>) — до 4400 ккал/нм<sup>3</sup>.

Для выявления влияния давления на химические реакции основного газогенераторного процесса были проведены экспериментальные исследования влияния давления на процесс газообразования в кислородной зоне и влияния давления на скорость реакции восстановления двуокиси углерода.

Опыты по исследованию газообразования в кислородной зоне проводились в угольном канале диаметром 10 мм при давлениях

Таким образом, результаты изучения влияния давления на процессы термического разложения топлив и на реакцию синтеза из компонентов генераторных газов подтверждают, что применение высоких давлений способствует накоплению в газе повышенных количеств газообразных углеводородов (преимущественно метана), увеличивающих суммарную теплотворность получаемого газа.

Повышенная теплотворность газа, получаемого в газогенераторах высокого давления, является результатом также применения паро-кислородного дутья и дополнительной технологической операции — отмывки газа от двуокиси углерода. Так, например, теплотворность газа при газификации подмосковного угля на паро-воздушном дутье составляет около 1400 ккал/нм<sup>3</sup>, на паро-кислородном — 2400 ккал/нм<sup>3</sup>, а при паро-кислородном дутье под давлением до 20 ат она достигает уже 3000 ккал/нм<sup>3</sup>.

При отмывке от CO<sub>2</sub> теплотворность газа может быть доведена:

до 100 ат, температурах до 1200°, разных скоростях и составах дутья.

Особенностями методики опытов являлись тщательные замеры температур стенок угольного канала по его длине, а также дутья и выходящего газа и особые меры для предотвращения возможного частичного догорания горючих компонентов на выходе из канала. С этой целью газ отводился через узкое кольцевое пространство газоотвода, время пребывания в нем было малое и газоотвод имел наружное водяное охлаждение.

Опыты с применением воздушного дутья показали, что с увеличением давления при постоянном весовом расходе и при прочих равных условиях увеличивается количество потребляемого кислорода. Степень выгорания угля с ростом давления увеличивается,



Фиг. 4. Выгорание угля по длине угольного канала при разных давлениях (воздушное дутье).

что подтверждается, в частности, прямыми замерами профиля выгорания угольного канала (фиг. 4). Размер кислородной зоны сокращается. Выходящий газ содержит преимущественно двуокись углерода, причем даже значительное увеличение скорости (до 42,5 м/сек при нормальных условиях) не меняло результатов.

Закономерности процесса на воздушном дутье подтвердились также при применении паро-кислородного и паро-воздушного дутья. Опыты проводились при давлениях до 100 ат и температурах до 1200°. С увеличением давления увеличивалось количество реагирующего кислорода. В выходящем газе практически отсутствовали водород и метан.

Полученные экспериментальные данные позволили сделать вывод о том, что механизм газообразования в кислородной зоне с увеличением давления не меняется.

При повышенном давлении, так же как и при атмосферном давлении, получаемый газ является результатом совместного протекания окислительных и восстановительных реакций на поверхности и догорания горючих компонентов в свободном объеме.

В кислородной зоне при высоких температурах термодинамические условия не благоприятны для реакций образования метана

и требуются очень высокие давления для получения практически ощутимых количеств метана. Кроме того, с ростом давления ухудшаются условия образования водорода, необходимого для реакции образования метана. С ростом давления также ускоряются объемные реакции, что в присутствии кислорода приводит к практически полному догоранию компонентов газа.

На основании сказанного при газификации твердых топлив под давлением особое внимание следует обращать на надлежащую организацию процесса в других зонах, в первую очередь в зоне восстановительных реакций, где также интенсивно происходит образование метана.

Для выяснения влияния давления на протекание восстановительных реакций была проведена серия опытов по изучению кинетики взаимодействия  $\text{CO}_2 + \text{C}$  при давлениях до 40 ат, температуре до 1150° и разных скоростях дутья. Опыты показали, что с увеличением давления реакция очень быстро переходит в диффузионную область.

Было установлено, что порядок реакции близок к первому. Детальное изучение протекания этой реакции при высоких давлениях, а также реакции  $\text{C} + \text{H}_2\text{O}$  нами продолжается.

Таковы вкратце некоторые результаты наших исследований механизма газообразования под высоким давлением. Хотя эти материалы не исчерпывают всех исследований, какие уже были выполнены по разработке научных основ газификации под давлением, тем не менее ясно, что много вопросов, связанных с газификацией под давлением, еще нужно изучить.

К числу первоочередных задач в этом направлении следует отнести:

- 1) изучение процесса газификации разных видов топлива под давлением на паро-воздушном дутье;
- 2) исследование процесса газификации под давлением при высоких форсировках;
- 3) изучение кинетики отдельных реакций газообразования при высоких давлениях;
- 4) изучение условий получения газов заданного состава при газификации под высоким давлением.

Следует надеяться, что широкое развитие научных исследований по газификации под давлением будет способствовать промышленному применению этого метода в разных отраслях народного хозяйства и распространению высоких давлений в газовой технике.

## ГАЗИФИКАЦИЯ ПОДМОСКОВНОГО УГЛЯ ПАРО-КИСЛОРОДНЫМ ДУТЬЕМ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Советскими исследователями и инженерами уже в послевоенные годы на основе опытов газификации на паро-кислородном дутье под давлением около 20 атм ряда бурых углей (подмосковный, богословский, ангренский) и торфа была доказана полная возможность получения из низкосортных топлив полноценного бытового газа. Таким образом, задача производства бытового газа из местных низкосортных топлив является вполне технически разрешенной. Полученный газ по составу пригоден и для ряда синтезов.

Технологическая схема производства газа под давлением имеет ряд особенностей, определяемых как условиями самого процесса газификации, так и требованиями к очистке газа, предназначенного, как правило, или для бытовых нужд, или для целей синтеза.

Особое внимание должно быть обращено на обеспечение необходимых санитарных условий производства газа, по возможности полностью исключающих загрязнение атмосферного воздуха и водоемов. Также должен быть тщательно разработан вопрос полноценного использования побочных продуктов производства газа как необходимое условие экономичности этого процесса.

### Подготовка топлива

В газогенераторах высокого давления можно перерабатывать уголь с размером зерна от 2 мм. Но при этом к топливу предъявляются специфические требования, для выполнения которых схема подготовки топлива становится достаточно сложной.

Схема подготовки топлива для газификации включает следующие основные процессы: дробление, отбор глины и щепы, сушка, сортировка, отбор колчедана. Если нижний предел размера зерна угля составляет 2 мм, то верхний предел должен быть равен 20—30 мм. Обычно по соображениям обеспечения нормального протекания процесса сушки принимается зерно 20 мм. Поэтому поступающий рядовой уголь пропускается через грохот с размером ячеек 20 мм. Весь уголь, оставшийся на грохоте, подвергается дроблению до требуемого размера кусков. Содержащиеся в подмосковном угле щепа и глина отбираются на специальных установках.

Следующей операцией в схеме подготовки угля является сушка. Процесс газификации подмосковного угля может протекать нормально при его естественной влажности.

Но применение неподсушенного угля серьезно затрудняет отсев мелочи размером ниже 2 мм. Поэтому подсушка угля необходима.

Раздробленный и подсушенный уголь подвергается сортировке на две фракции: одна (мелочь) направляется на ТЭЦ в качестве

энергетического топлива, другая (2—20 мм) является сырьем для производства газа. Однако нижний предел фракции, идущей на газификацию, определяется балансом мелочи и потребностью в ней ТЭЦ. Составленный на основе опыта переработки рядового подмосковного угля баланс показывает, что на ТЭЦ должна направляться фракция 0—5 мм, а на газификацию — 5—20 мм.

Из угля, идущего на газификацию, колчедан отбирается сепараторами Киселева, показавшими на опытной установке Щекинского газового завода очень хорошие результаты.

### Процесс газификации

Процесс газификации под давлением исключает какую бы то ни было шуровку, и шлакование практически должно полностью отсутствовать. Отсюда как специфическая особенность режима процесса газификации под давлением — холодный ход газогенератора, что достигается соотношением пара и кислорода 8,5—9 кг/мм<sup>3</sup> кислорода. Прямым следствием такого режима является содержание двуокиси углерода в сыром газе около 32%.

При подаче насыщенного или слабо перегретого пара происходит его конденсация и как следствие слеживание золы в зольном кармане, что приводит к затруднениям при разгрузке золы. Поэтому на дутье должен подаваться пар температурой перегрева около 500°.

При нормальном протекании процесса зола получается мелкой, сыпучей, почти совсем без спекшегося или сплавленного шлака. Содержание горючих в шлаке обычно не превышает 3—5%.

Процесс газификации под давлением характеризуется сравнительно высокой интенсивностью. Так, например, на Щекинском газовом заводе средняя интенсивность газификации угля влажностью  $W^p = 25\%$  и зольностью  $A^c = 35\%$  составляет 1400 кг/м<sup>2</sup> час в течение 8760 час. в году. Следовательно, действительная интенсивность с учетом неизбежных остановок отдельных газогенераторов должна быть еще выше.

Концентрация кислорода в сухом дутье может колебаться в самых широких пределах, от 21 до 98%.

Состав газа при концентрации в техническом кислороде  $O_2 = 90\%$  после отмывки двуокиси углерода в % объема: двуокись углерода — 2,4; окись углерода — 21,1; водород — 58,9; метан — 9,8; этан — 3,8; тяжелые углеводороды — 1,3; азот — 2,7. Теплотворность  $Q_v = 4200$  кал/мм<sup>3</sup>,  $Q_n = 3800$  кал/мм<sup>3</sup>.

При газификации с применением паро-воздушного дутья под давлением после отмывки двуокиси углерода получается газ с  $Q_v = 2200$  кал/мм<sup>3</sup>.

### Схема охлаждения газа и конденсации смолы

Сравнительно высокое давление создает известные трудности очистки газа от пыли и смолы, исключая, например, возможность применения такого проверенного способа очистки, как электро-

статический. В то же время требования к степени очистки газа от смолы весьма высокие. Они определяются и назначением газа, и транспортом его по магистральному газопроводу, и безусловной необходимостью подачи на сероочистку полностью освобожденного от смолы газа.

На опытной установке Щекинского газового завода схему очистки газа можно считать проверенной и показавшей положительные результаты.

Газ по выходе из газогенератора промывается в оросительном холодильнике, где его температура снижается с 200—250 до 150°. Оросительный холодильник работает по замкнутому циклу. Газ после оросительного холодильника проходит через аппараты первой ступени в смолотделитель и трубчатые холодильники, где охлаждается с 150 до 130°, затем проходит смолотделители II ступени и в холодильники, где окончательно охлаждается до 25—30°. После холодильников второй ступени газ в конечных смолотделителях очищается от смолы.

Окончательная тонкая очистка газа от следов смолы осуществляется путем абсорбции их керосином или соляровым маслом.

### Очистка газа от сероводорода и двуокиси углерода

Степень очистки газа от сероводорода должна быть высокой и соответствовать установленной норме его в бытовом газе — 20 мг/мм<sup>3</sup>.

Очистка газа от основной массы двуокиси углерода, содержание которой составляет 30—34%, необходима для повышения теплотворности снижения удельного веса и балласта газа, транспортируемого в дальнейшем на значительное расстояние.

Возможны несколько путей решения этой задачи:

- селективная очистка газа от сероводорода с последующей отмывкой двуокиси углерода водой под давлением;
- совместная отмывка сероводорода и двуокиси углерода водой под давлением с последующей доочисткой газа болотной рудой;
- совместная абсорбция сероводорода и двуокиси углерода.

Третья схема по целому ряду показателей является наиболее приемлемой.

Во всех случаях должно быть обращено самое серьезное внимание на утилизацию сероводорода. Это необходимо по санитарным условиям, так как выброс огромных количеств сероводорода в атмосферу не допускается, а также по экономическим соображениям, так как сероводород может быть использован для получения ценных в народном хозяйстве продуктов.

В зависимости от принятой схемы очистки газа и от потребности в той или иной продукции сероводород может быть превращен или в серу, или в серную кислоту.

### Осушка и одоризация газа

Согласно требованиям Госгортехнадзора, газ, транспортируемый по магистральному газопроводу, должен быть обязательно осушенным. Хорошо проверенным является способ осушки при помощи диэтиленгликоля.

Одоризация (придание газу резкого запаха) производится путем добавления к нему небольших количеств меркаптанов или других дурно пахнущих веществ.

### Обезвреживание сточных вод

Обезвреживание сточных вод является обязательным в производстве газа под высоким давлением. На опытной установке Щекинского газового завода проверена схема обезвреживания сточных вод, позволяющая получить необходимые результаты.

Поступающие с завода фенольные воды подвергаются тщательной предварительной подготовке по схеме: отстой от смолы, фильтрация через кварцевые фильтры, иногда отдувка двуокисью углерода. После этого фенолы экстрагируются из воды растворителем (бутилацетатом или изобутилацетатом). Таким путем удается снизить содержание летучих фенолов до 200 мг/л. Извлеченные из воды фенолы могут быть использованы в качестве товарной продукции.

Степень очистки воды, достигаемая экстракцией, недостаточна для того, чтобы вода могла быть сброшена в водоем. Окончательная очистка воды с доведением фенолов в ней до санитарных норм осуществляется на станции биологической очистки.

### Некоторые вопросы экономики

Процесс газификации под давлением полностью разрешает проблему производства бытового газа из местных низкосортных топлив, и с этой точки зрения он, казалось бы, должен получить широкое распространение как перспективный способ переработки бурых углей и торфа. Однако практически внедрение этого способа газификации является весьма ограниченным из-за того, что даже при крупной мощности газового завода пока еще не решена задача организации рентабельного предприятия такого типа. Разумеется, можно рассчитывать, что в процессе эксплуатации завода предстанет возможным несколько улучшить экономику предприятия.

Но решающее значение для себестоимости газа имеет стоимость угля, которая составляет около 65% от суммы всех эксплуатационных расходов. В то же время отпускная цена на газ установлена единая, вне всякой зависимости от стоимости основного сырья. Поэтому на данной стадии изучения рассматриваемого процесса можно рассчитывать на рентабельную эксплуатацию при наличии дешевого топлива и предприятия крупной мощности.

## ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ ГАЗИФИКАЦИИ ЗЕМЛИСТЫХ БУРЫХ УГЛЕЙ СССР ПОД ДАВЛЕНИЕМ

В Институте теплоэнергетики АН УССР в 1954 г. была сооружена опытная полужаводская установка газогенератора высокого давления. С целью предварительной разработки вопроса и изучения особенностей процесса газификации землястого бурого угля в 1953 г. Институтом теплоэнергетики совместно с лабораторией газификации ИГИ АН СССР было проведено исследование газификации бурого угля Александрийского месторождения под давлением на паро-кислородном дутье в лабораторных условиях.

Опыты, проведенные при давлениях до 50 атм, выявили благоприятные характеристики землястых бурых углей УССР для газификации под давлением, а также позволили установить некоторые важные особенности этого процесса. Методика и результаты опытов опубликованы<sup>1</sup>.

Во второй половине 1954 г. были начаты экспериментальные исследования по газификации землястых бурых углей УССР под давлением на полужаводских установках.

Первый этап работы предусматривал проведение опытов при пониженных давлениях до 10 атм, второй — при давлениях до 30 атм. В настоящем сообщении излагаются результаты опытов при давлениях до 10 атм на паро-воздушном и паро-кислородном дутье.

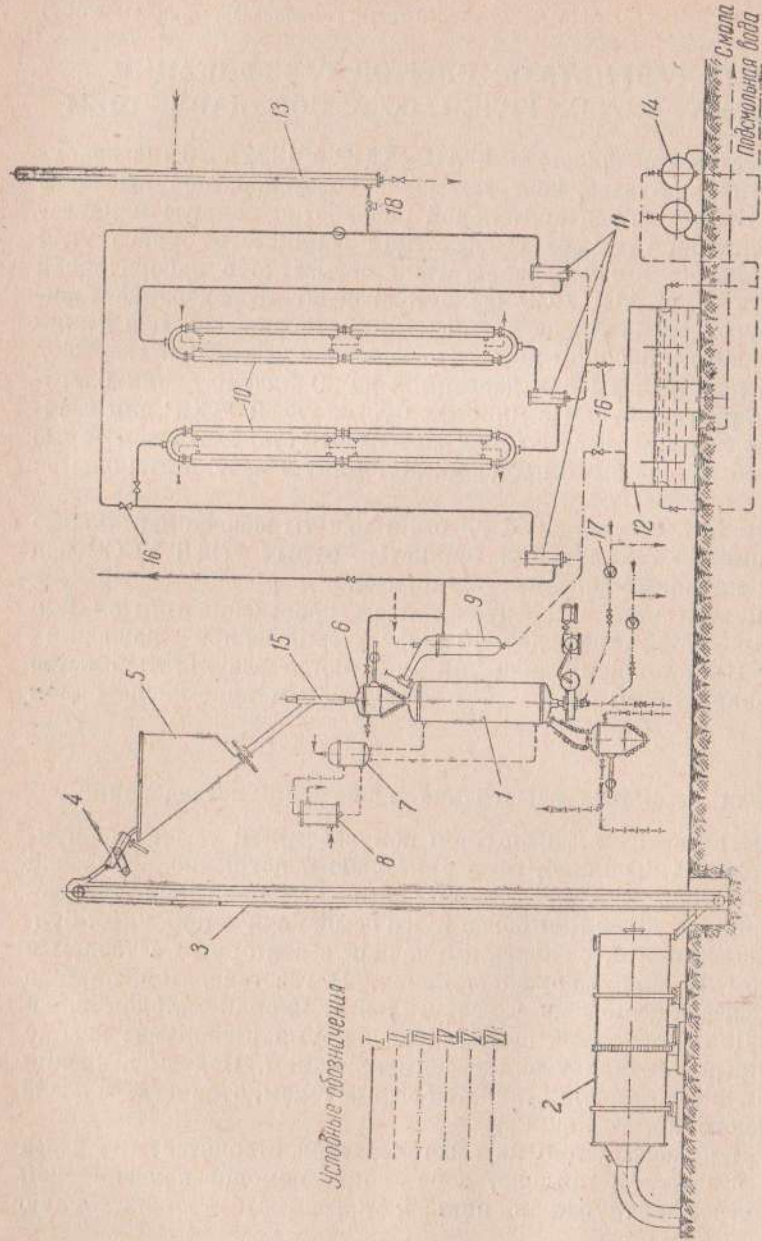
### [Опытная установка и методика проведения исследования]

Технологическая схема опытной полужаводской установки приведена на фиг. 1. Топливо, предварительно подсушенное в газовой барабанной сушилке 2, элеватором 3 и шнеком<sup>2</sup> подается для распада на грохот 4. Фракции более 2 мм сыплются в приемный бункер газогенератора 5, снабженный точкой с секторным затвором и устройством 15 для загрузки топлива. В газогенератор топливо загружается периодически через угольный карман методом шлюзования. Для этого последний снабжен двумя затворами: сверху съемной крышкой, внизу коническим клапаном. Подъем давления в угольном кармане осуществляется сырым газом, отбираемым после оросительного холодильника.

Продукты газификации из газогенератора отводятся: газ через патрубок в верхней крышке, зола — при помощи колосниковой решетки через патрубок в нижней крышке и промежуточную

<sup>1</sup> Труды Института теплоэнергетики АН УССР, № 11, 1954.

<sup>2</sup> На схеме не показан.



Фиг. 1. Технологическая схема опытной установки.

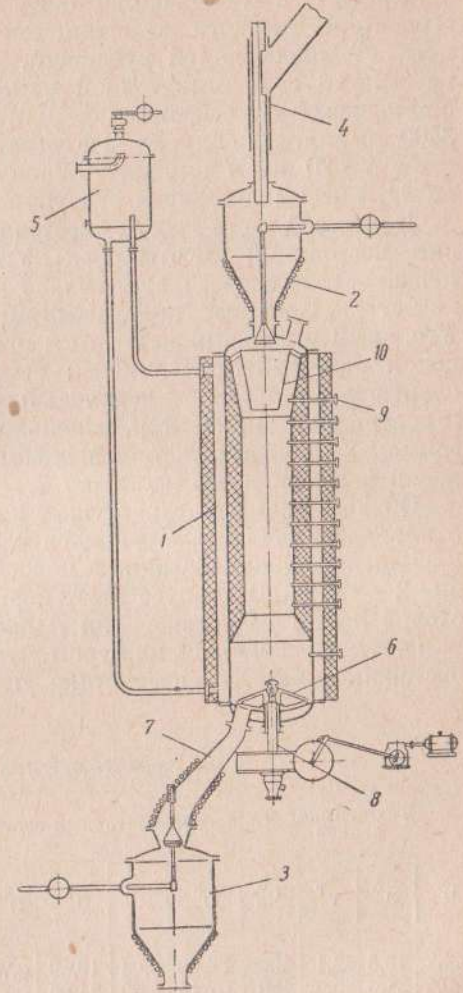
1 — опытный газогенератор высокого давления; 2 — барабанная сушилка; 3 — аэлятор; 4 — грохот; 5 — приемный бункер; 6 — угольный карман; 7 — паросборник; 8 — конденсатор; 9 — оросительный холодильник; 10 — холодильники 1-й и 2-й ступеней; 11 — смолоотделитель; 12 — смоляной бак-отстойник; 13 — свеча; 14 — мерные бачки; 15 — телескопическая труба; 16 — вентиль; 17 — диафрагма; 18 — дроссельный клапан.

Линии: I — газ; II — пар; III — пар; IV — смола + подсмоляная вода; V — воздух; VI — ингалоред.

камеру в зольный карман. Из зольного кармана зола удаляется также периодически путем шлюзования. Затворы зольного и угольного карманов имеют одинаковую конструкцию. Подъем давления в зольном кармане осуществляется перегретым паром.

Пар и кислород или воздух дутья поступают в смешительную камеру и через полый вал колосниковой решетки вводятся в газогенератор. Расход отдельных компонентов дутья регулируется вентилями, установленными на соответствующих трубопроводах. Перед вентилями смонтированы диафрагмы для измерения расхода компонентов дутья. На определенных расстояниях перед диафрагмами установлены вентили для продувки трубопроводов и сброса излишков дутья в атмосферу.

Сырой газ после газогенератора направляется в систему конденсации, состоящую из оросительного холодильника 9 и поверхностных холодильников 10 первой и второй ступеней. Сконденсированная смола и подсмоляная вода стекают в смоляной бак-отстойник 12. Между холодильниками установлены смолоотделители 11, заполненные кольцами Рашига. Смоляной бак имеет две секции для отстоя и сбора тяжелой и легкой смолы. Подсмоляная вода через мерные бачки 14 после очистки спускается в дренаж; смола периодически перепускается в бочки. Газ после холодильников сжигается в свече 13. В настоящее время система конденсации смонтирована не полностью и газ после оросительного холодильника по обводной линии направ-



Фиг. 2. Опытный газогенератор высокого давления.

1 — корпус газогенератора; 2 — угольный карман; 3 — зольный карман; 4 — телескопическая труба; 5 — паросборник; 6 — колосниковая решетка; 7 — промежуточная камера; 8 — привод колосниковой решетки; 9 — газоотборные штуцеры; 10 — юбка.

ляется непосредственно в свечу. Давление в газогенераторе регулируется дроссельным вентиляем 16.

На фиг. 2 схематически показано устройство опытного газогенератора высокого давления, который состоит из сварного корпуса 1 с пароводяной рубашкой, угольного кармана 2, зольного кармана 3 с промежуточной камерой, колосниковой решетки 6 с приводом и паросборника 5. Шахта газогенератора имеет высоту 3400 мм, диаметр внутренней обечайки 760 мм, наружной 1020 мм, в свету 520 мм и толщину стенок 22 мм. Изнутри газогенератор на  $\frac{3}{4}$  высоты футерован огнеупорным кирпичом.

В верхней части шахты имеется съемная юбка 10 для поддержания постоянной высоты слоя. Угольный и зольный карманы и крышки газогенератора литые из углеродной стали повышенного качества. Газогенератор рассчитан на рабочее давление 30 ат. Угольный и зольный карманы и промежуточная камера имеют паровой обогрев. Колосниковая решетка приводится во вращение электромотором через червячный редуктор, вариатор, храповик и вертикальный редуктор, червячное колесо которого насажено на вал колосниковой решетки. Максимальное число оборотов колосниковой решетки в час достигает 7.

Образующийся пар поступает из паросборника в холодильник, а конденсат вновь возвращается в паросборник.

В пароводяной рубашке и паросборнике поддерживается давление 2—5 ата. В корпусе газогенератора имеется 12 штуцеров для отбора проб газа и измерения температуры по высоте слоя.

Опыты проводились на буром угле шахт 2 и 3 Александровского месторождения. Характеристика угля приведена в табл. 1.

Характеристика топлива

Таблица 1

Технический анализ				Элементарный состав, %					Выход продуктов полукоксования (на сухой уголь), %			
W	A <sup>c</sup>	V <sup>r</sup>	Q <sub>H</sub> <sup>c</sup>	C <sup>r</sup>	H <sup>r</sup>	O <sup>r</sup>	N <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	полукокс	смола	пиро-генная вода	газ + потери
44,7	19,8	62,1	4900	68,99	6,04	19,59	0,71	4,65	59,6	13,3	15,5	11,6
50,4	21,0	56,02	4887	67,14	5,49	21,66	0,71	4,98	66,0	—	—	8,0

Уголь предварительно подсушивается до влажности 18—20%. Отличительной особенностью земных бурых углей СССР является их крайне незначительные термическая стойкость и механическая прочность и большое содержание мелких фракций (< 2 мм), уже в исходном топливе достигающее 45—50%. В подсушенном топливе содержание фракций < 2 мм достигает более 60%. Фракционный состав топлива после грохочения приведен в табл. 2.

Таблица 2

Ситовой состав топлива

	Размер фракций, мм					
	< 0,84	0,84—1,68	1,68—3,36	3,36—5	5—7	> 7
Фракционный состав, % . . . . .	2,2	5,7	42,4	29,2	10,9	9,6

Из табл. 2 видно, что в газифицируемом топливе преобладающей является фракция 2—5 мм.

Результаты опытов

а. Опыты на паровоздушном дутье

Эти опыты были проведены при давлениях 5,0 и 10 ат и содержании пара в дутье от 0,1 до 0,6 кг/мм<sup>3</sup>. Всего было проведено около 20 опытов. Время непрерывной работы на постоянном режиме

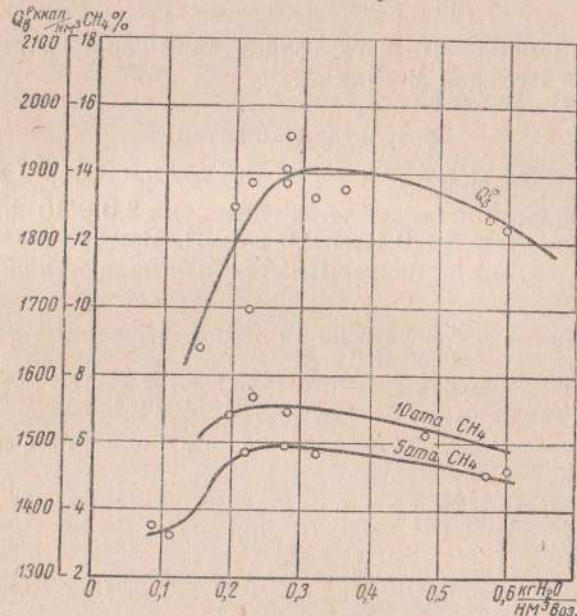
Таблица 3

Показатели газификации на паро-воздушном дутье

Наименование	0,25—0,3 кг пара/мм <sup>3</sup> воздуха		0,4—0,5 кг пара/мм <sup>3</sup> воздуха	
	p = 5 ат	p = 10 ат	p = 5 ат	p = 10 ат
Влажность топлива, % . . . . .	23	20	23	20
Весовое напряжение шахты газогенератора, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	490	430	460	400
Удельный расход воздуха на газифицируемое топливо, мм <sup>3</sup> /кг . . . . .	0,62	0,64	0,66	0,71
Удельный расход воздуха на газифицируемый углерод, мм <sup>3</sup> /кг . . . . .	2,5	2,4	2,5	2,69
Удельный расход пара на газифицируемое топливо, кг/кг . . . . .	0,17	0,18	0,38	0,34
Удельный расход пара на газифицируемый углерод, кг/кг . . . . .	0,7	0,68	1,54	1,28
Состав газа, % объемн.:				
CO <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> S . . . . .	18,0	16,0	21,2	20,0
CO . . . . .	14,7	16,2	10,0	8,1
H <sub>2</sub> . . . . .	25,6	20,2	30,0	27,1
CH <sub>4</sub> . . . . .	5,8	7,2	5,3	6,4
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub> . . . . .	0,8	0,76	0,6	0,6
O <sub>2</sub> . . . . .	0,4	0,55	0,3	0,65
N <sub>2</sub> . . . . .	34,8	39,0	32,6	37,2
Теплотворность газа, ккал/мм <sup>3</sup> :				
высшая . . . . .	1890	1894	1914	1763
низшая . . . . .	1702	1715	1620	1565
Выход газа на газифицируемое топливо, мм <sup>3</sup> /кг . . . . .	1,41	1,32	1,6	1,49
К. п. д. газификации (без учета теплотворности смолы), % . . . . .	64	60	68,0	61,0

составляло от 6 до 16 час. На ночь газогенератор ставился на горячий резерв. Выход из резерва на заданный режим в среднем составлял 30—45 мин. После 2—3 суток производилась полная остановка газогенератора. В опытах расход воздуха составлял 60—65  $\text{нм}^3/\text{час}$ , весовое напряжение шахты газогенератора было 450—500  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$ .

В отдельных опытах интенсивность газификации достигала 800—900  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$  при давлении 10 ат. Состав дутьевой смеси регулировался изменением подачи пара.



Фиг. 3. Зависимость теплотворности и содержания метана в газе от состава дутья.

Поскольку газ в опытах не очищался от смолы, то прямые замеры выхода его при помощи диафрагмы были бы ошибочными, поэтому выход газа определялся по балансу азота.

Обращает на себя внимание высокая теплотворность газа, полученного на паро-воздушном дутье, составляющая в среднем 1700  $\text{ккал}/\text{нм}^3$ . В отдельных опытах она достигала еще больших значений. При отмывке от  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  теплотворность газа может возрасти до 2100  $\text{ккал}/\text{нм}^3$ .

Из фиг. 3 видно, что характер изменения теплотворности газа и содержания в нем метана зависит от состава дутья: максимуму метана соответствует примерно максимальное значение теплотворности газа. Оптимальное содержание пара в дутье, при котором теплотворность и содержание метана в газе достигают максимума, находится в пределах 0,28—0,32  $\text{кг}/\text{нм}^3$ . Зависимость теплотворности газа от давления выявлена весьма слабо.

## 6. Опыты на паро-кислородном дутье

На паро-кислородном дутье при давлении 10 атм было проведено два опыта длительностью по 16 час. и один длительностью около 3 суток. Состав дутья в опытах изменялся от 6,5 до 12  $\text{кг}$  пара на  $\text{нм}^3$  100%  $\text{O}_2$ . Кроме того, было проведено несколько кратковременных опытов при более низких давлениях с целью освоения установки.

Розжиг газогенератора производился в такой же последовательности, как и на паро-воздушном дутье. На кислород он переводился после достижения устойчивого процесса при давлении, равном заданному. Вывод газогенератора из горячего резерва на режим осуществлялся также на воздухе, затем подавался кислород.

Таблица 4

Результаты опытов

Показатели	Номер опыта			
	11	12	15	
			режим 1	режим 2
Влажность газифицируемого топлива $W$ , %	20,4	20,4	26,2	26,2
Весовое напряжение шахты газогенератора, $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$	490	516	450	550
Удельный расход 100% $\text{O}_2$ на газифицируемое топливо, $\text{нм}^3/\text{кг}$	0,165	0,143	0,176	0,171
Удельный расход водяного пара на газифицируемое топливо, $\text{кг}/\text{кг}$	1,45	1,82	1,28	1,58
Состав дутья, $\frac{\text{кг H}_2\text{O}}{\text{нм}^3 \text{O}_2}$	8,8	12,7	7,4	9,2
Температура перегретого пара, $^\circ\text{C}$	235	224	217	265
Состав неотмытого газа, % объемн.:				
$\text{CO}_2 + \text{H}_2$	35,25	39,17	33,8	38,0
$\text{CO}$	12,2	6,8	18,42	14,2
$\text{H}_2$	45,5	47,95	41,27	42,05
$\text{CH}_4$	5,46	4,65	5,28	4,52
$\text{C}_n \text{H}_m$	0,92	0,96	0,98	0,93
$\text{O}_2$	0,67	0,47	0,25	0,35
Теплотворность неотмытого газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$ :				
высшая	2410	2250	2464	2281
низшая	2130	1967	2205	2025
Теплотворность отмытого газа, $\text{ккал}/\text{нм}^3$ :				
высшая	3800	3790	3740	3680
низшая	3290	3230	3340	3260

Средние результаты длительных опытов, проведенных на угле партии 2 (см. табл. 1), показаны в табл. 4. В отдельных случаях был получен газ теплотворностью (в пересчете на отмытый газ)  $Q_v^p$  до 4200  $\text{ккал}/\text{нм}^3$  с содержанием метана до 8,8%.

## ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫЙ ГАЗОГЕНЕРАТОР

### Повышение удельной нагрузки

Исследования противоточного метода газификации показывают, что предел повышения нагрузки определяется аэродинамической устойчивостью слоя. При перепаде давления, достигшем величины, уравновешивающей вес топлива, наступает раздув слоя.

Количество выполненных опытов еще недостаточно для получения всех показателей газификации землистых бурых углей под давлением на паро-кислородном дутье и их сопоставления с показателями, полученными при промышленной газификации других топлив под давлением 20 ат и температуре перегретого пара 450—500°. Низкие давления процесса в наших опытах (10 ат) и невысокая температура перегретого пара, по видимому, являются основной причиной пониженной теплотворности газа и высоких удельных расходов кислорода на процесс.

В опыте 15 высокая влажность газифицированного топлива также отрицательно сказалась на показателях процесса.

Сопоставление результатов газификации землистого бурого угля в лабораторных условиях с литературными данными показывает, что при повышении давления газификации до 20—30 ат и температуры перегретого пара до 450—500° показатели процесса будут существенно улучшены.

Выход газа не мог быть определен из-за неготовности системы конденсации. В лабораторных условиях, выход газа на сухую массу топлива составляет около 1,2 н.м.<sup>3</sup>/кг.

Несмотря на значительное содержание азота в газе паро-воздушного дутья и меньшую концентрацию водорода в нем, содержание метана мало изменяется, а иногда и уменьшается при переходе от паро-воздушного дутья к паро-кислородному. В свете данных, полученных при газификации землистого бурого угля УССР под давлением в лабораторных условиях, это объясняется значительным уменьшением количества метана, образующегося в зоне полукоксования при большом содержании водяного пара в газе, поступающем в эту зону из зоны газификации. Поэтому при применении паро-кислородного дутья большое значение для метанообразования приобретают реакции синтеза метана в зоне газификации.

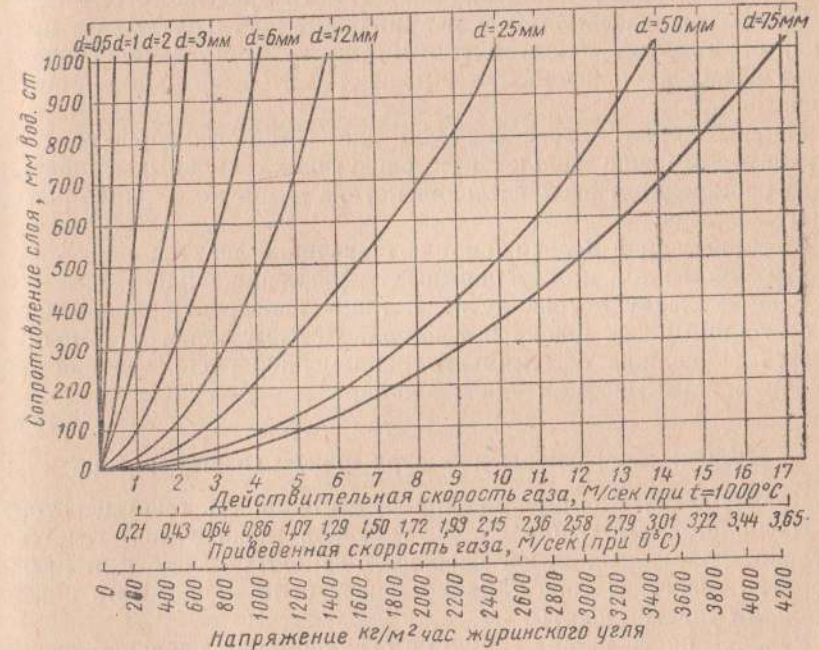
### Выводы

1. Установлены предварительные показатели процесса газификации землистого бурого угля Александрийского месторождения УССР на паро-воздушном и паро-кислородном дутье при давлении до 10 ат.

2. Установлена эффективность газификации этих углей на паро-воздушном дутье. Полученный газ имеет теплотворность  $Q_D^P$  свыше 1700 ккал/н.м.<sup>3</sup> и может быть использован не только для энергетических целей в газовых турбинах, но и для нужд промышленности и ближнего газоснабжения.

3. Опыты на паро-кислородном дутье под давлением подтвердили возможность получения из землистых бурых углей газа высокой теплотворности, пригодного для бытового газоснабжения.

4. Показатели процесса будут уточнены путем постановки балансовых опытов, а также опытов при более высоких нагрузках шахты газогенератора; при более высоком давлении и температуре перегретого пара.



Фиг. 1. Зависимость аэродинамического сопротивления слоя высотой 1 м от крупности топлива ( $\gamma = 700 \text{ кг/м}^3$ ).

Сопротивление слоя уменьшается с увеличением крупности топлива (фиг. 1)<sup>1</sup>.

Из фиг. 1 видно, что при газификации журицкого угля сопротивление слоя высотой 1 м, состоящего из частиц крупностью 3 мм, при насыпном весе 700 кг/м<sup>3</sup> достигает предельного значения 700 мм вод. ст. при скорости потока газа 2 м/сек. Увеличение скорости потока приводит к раздуву слоя. Аналогично этому со-

<sup>1</sup> От редактора. Необходимо учитывать отличие формы кусков топлива от шара. Величины предельных нагрузок изменяются с учетом «парусности».



противление слоя, состоящего из кусков крупностью 50 мм, достигает предельного значения 700 мм вод. ст. при скорости потока около 12 м/сек.

Отсюда следует, что теоретическим пределом интенсификации процесса для слоя, состоящего из частиц каменного угля крупностью 3 мм, является напряжение 500 кг/м<sup>2</sup> час, а для слоя, состоящего из частиц 50 мм, примерно 3000 кг/м<sup>2</sup> час.

При использовании мелкого топлива резко снижается интенсивность процесса газификации. Мелочь в топливе, состоящем из относительно крупных кусков, приводит к заполнению межкусковых промежутков, уплотнению слоя, повышению его сопротивления и резкому снижению допустимого предела устойчивости.

Сравнивая максимальные напряжения, достигнутые на практике, с данными, представленными на графике, можно видеть, какие еще имеются огромные возможности интенсификации процесса газификации.

Максимальная интенсификация для обычного процесса газификации возможна только при следующих основных условиях:

- а) равномерном распределении потока дутья по сечению шахты газогенератора;
- б) равномерной подаче топлива по сечению шахты;
- в) равномерном по сечению шахты удалении шлака.

Распределение потока дутья и газов непосредственно зависит от состояния слоев шлака и топлива. Поэтому конструкция газогенератора должна обеспечивать равномерное распределение топлива и ровный профиль схода шлака.

### Предельные размеры диаметра шахты газогенератора

Диаметр шахты определяет производительность газогенератора.

Изучение опыта работы существующих конструкций газогенераторов и доменных печей позволяет заключить, что при любом диаметре газогенератора топливо может быть равномерно подано в каждый участок шахты.

Условия схода шлака также не ограничивают увеличения диаметра. При вращении поддона и неудовлетворительном исполнении побудительных скребков и выгребных ножей, а также недостаточной величине зазора для выхода шлака наблюдается задержка схода шлака только у стенки шахты. С увеличением диаметра газогенератора отношение периметра к площади сечения уменьшается, вместе с этим уменьшаются роль и влияние стенки на сход шлака. Поэтому нет оснований ожидать затруднений в сходе шлака в газогенераторах, имеющих большое сечение, например при диаметре шахты 5—6 м.

При напряжении шахты 400 кг/м<sup>2</sup> час (коксыка крупностью 6—25 мм), проверенном в промышленных условиях, производительность газогенератора диаметром 3 м составляет около 70 т/сутки, а при диаметре 5 м 190 т/сутки. Представляется

возможным превзойти это напряжение в 1½—2 раза. При этом производительность газогенератора составит при диаметре 3 м 100—130 т и при диаметре 5 м 300—400 т в сутки. Очевидно, что газогенераторы такой мощности могут удовлетворять современные требования газоснабжения крупных предприятий.

Представляет существенный интерес установить, какие конструктивные решения в обычном слоевом газогенераторе могут обеспечить условия ведения процесса, необходимые для достижения высокой производительности.

К числу основных элементов конструкции обычного газогенератора с удалением шлака в твердом виде относятся: устройство для загрузки и распределения топлива, колосниковая решетка, устройство для удаления шлака, шахта газогенератора, устройство для шуровки слоя при газификации спекающихся топлив.

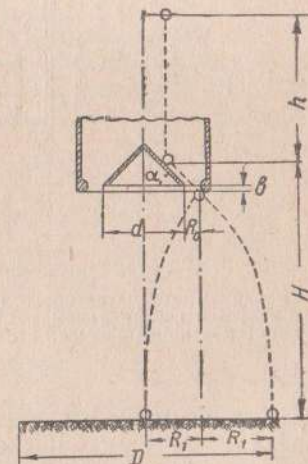
### Устройство для загрузки и распределение топлива

В наиболее совершенных конструкциях газогенераторов предусматривается возможность равномерного распределения топлива по сечению шахты.

Эксплуатационная практика и исследования показывают, что наилучшее распределение топлив возможно лишь при вращении шахты газогенератора или загрузочного устройства. Поэтому высокопроизводительный газогенератор должен иметь либо вращающуюся шахту, либо вращающийся загрузочно-распределительный аппарат.

В газогенераторах с неподвижной шахтой трудно устранить одностороннюю подачу топлива и компенсировать всегда имеющуюся сепарацию кусков. Однако возможности распределения топлива в таких газогенераторах далеко еще не исчерпаны. Изменяя положение конуса в вертикальном направлении, можно регулировать распределение топлива в радиальном направлении (фиг. 2).

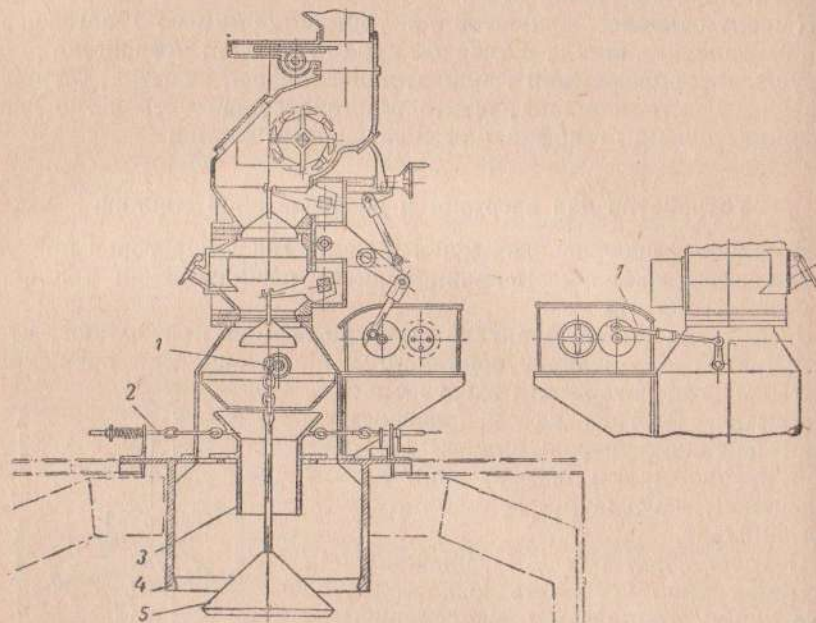
В принципе рассматриваемая схема позволяет относительно равномерно распределять топливо в шахте. Однако для этого необходимо, чтобы поток топлива, поступающий из питателя на распределительный конус, был симметричен к оси конуса, направление движения кусков топлива было строго вертикальным и ось распределительного конуса и отражательного цилиндра совпадала с осью шахты газогенератора.



Фиг. 2. Схема полета куска топлива в распределительном устройстве.

Повидимому ни в одном из применяемых в практике загрузочных распределительных устройств рассматриваемого типа не налажена надлежащая организация потока топлива, поступающего на распределительный конус, и не обеспечивается удовлетворительное распределение топлива в шахте газогенератора.

Необходимым дополнением к схеме распределительного устройства является элемент, ограничивающий и направляющий исток топлива из питателя на конус, как, например, направляющая во-



Фиг. 3. Загрузочно-распределительное устройство системы ВНИИТ.

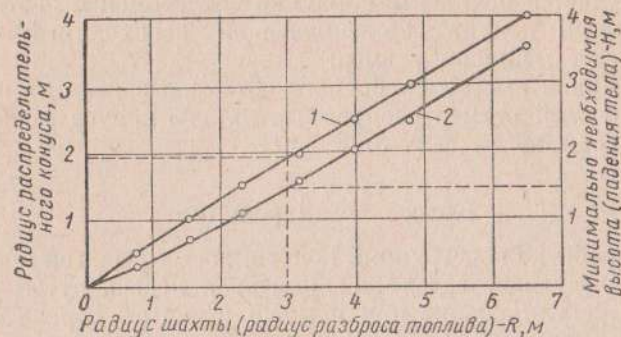
1 — механизм автоматического возвратно-поступательного движения распределительного конуса в вертикальном направлении; 2 — механизм перемещения направляющей воронки; 3 — направляющая воронка; 4 — отражательное кольцо; 5 — распределительный конус.

ронка с точкой; последняя должна быть малого диаметра. Это позволит на более коротком участке исключить составляющую движения в горизонтальном направлении. Кроме того, уменьшение диаметра точки способствует установлению симметричности потока топлива. Однако излишнее уменьшение размера точки препятствует прохождению топлива и, следовательно, размеры ее зависят от размера кусков топлива. Практика показывает, что для неклассифицированных углей точка должна иметь диаметр около 350 мм.

Распределительное устройство, выполненное по рассматриваемой схеме в компоновке с колокольным питателем, представлено на фиг. 3.

Нижняя кромка отражательного цилиндра должна быть овальной формы, что улучшает распределение топлива в радиальном направлении.

Направляющая воронка перемещается при помощи четырех тяг, позволяющих управлять падающим потоком топлива. Предусмо-



Фиг. 4. Зависимость радиуса распределительного конуса от радиуса шахты при минимально необходимой высоте свободного объема.

1 — радиус конуса; 2 — высота свободного объема.

трена также возможность изменения положения распределительного конуса для равномерной загрузки топлива по радиусу шахты.

Проверка показанного на фиг. 3 распределительного устройства вначале на холодном газогенераторе, а затем на действующем (диаметром 3 м) показала вполне удовлетворительные результаты. Как перемещение воронки, так и перемещение конуса оказалось весьма активным фактором управления распределением топлива.

Проведенные в Восточном институте топливоиспользования Министерства черной металлургии расчеты позволили аналитическим путем определить размеры элементов распределительного устройства, а также высоту верхней части шахты, обеспечивающую распределение топлива в газогенераторе практически любого диаметра. Найденная связь между размерами распределительного устройства и размерами газогенератора выражена графически на фиг. 4 и 5.



Фиг. 5. Зависимость радиуса распределительного конуса от радиуса шахты при различной высоте свободного объема.

Кривые: 1 —  $H = 1$  м; 2 —  $H = 2$  м; 3 —  $H = 3$  м; 4 —  $H = 4$  м.

На фиг. 4 показана зависимость минимально допустимой высоты свободного объема газогенератора от заданных диаметра и размера распределительного конуса, обеспечивающего подачу топлива по всем участкам шахты (как в центре, так и по периферии).

Обычно по конструктивным соображениям высота свободного объема получается больше минимально допустимой и поэтому распределительный конус, обеспечивающий необходимый разброс топлива, имеет меньший размер.

Для заданной высоты свободного объема и заданного диаметра шахты требуемый размер распределительного конуса можно определить по графику на фиг. 5.

### Колосниковая решетка

При разработке конструкций колосниковых решеток в основном ставились следующие задачи: равномерная подача дутья по сечению и его регулирование при помощи решетки, ворошение слоя шлака для перемещения его по вертикали и окружности, дробление шлака в процессе его схода.

Решение поставленных задач привело к созданию решеток большого диаметра, занимающих значительную часть сечения шахты. В отдельных случаях решетка превращалась в элемент газогенератора, тормозящий сход шлака, и не соответствовала технологическим требованиям процесса газификации. При нормальной работе газогенератора крупных кусков шлака обычно не образуется.

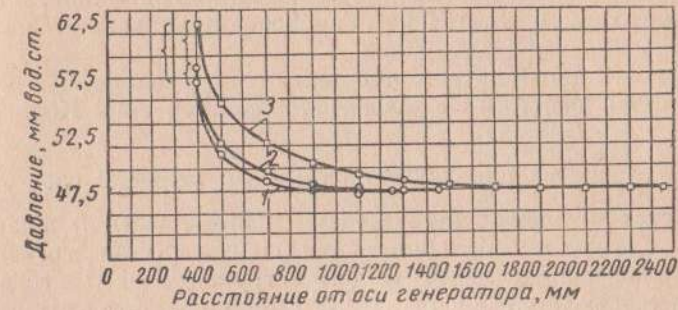
Практика и расчеты показывают, что для получения требуемого распределения дутья не нужна решетка большого диаметра. В преобладающем большинстве случаев нормальной работы газогенераторов средняя величина кусков шлака получается крупнее исходного топлива. Кроме того, в процессе образования шлак располагается рыхло, поэтому газопроницаемость слоя шлака большая, чем слоя топлива. В этих условиях колосниковая решетка не оказывает существенного влияния на распределение дутья, так как она отделена от слоя топлива слоем шлака, в котором быстро достигается хорошее распределение дутья в горизонтальной плоскости. Относительно небольшое влияние решетки на распределение дутья подтверждается эксплуатационным опытом. Нередки случаи, когда в газогенераторе диаметром 2600—3000 мм с решеткой диаметром 350—800 мм наблюдается «периферийный» ход, т. е. избыточный поток дутья направлен к периферии. Иногда, наоборот, в газогенераторах с решеткой относительно большого сечения усиленный поток дутья направляется в середину шахты.

Проведенные расчеты показали, что при решетке диаметром 800 мм можно получить вполне удовлетворительное распределение дутья в шахтах различных размеров.

Из полученных данных (фиг. 6 и 7) видно, что при напряжении 900  $\text{нм}^3/\text{час}$  и переходе от диаметра 2,6 м к диаметру 5 м неравномерность в распределении давлений дутья возрастает от 57,5

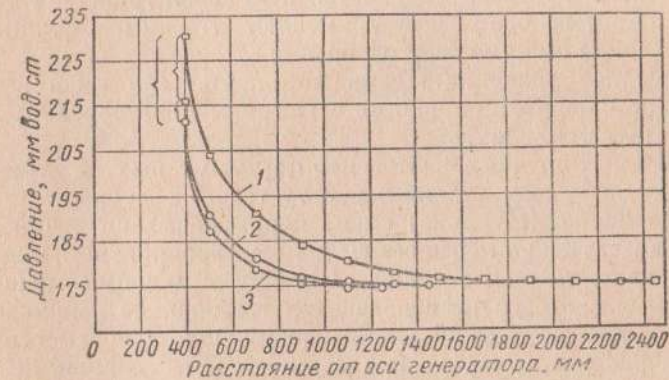
до 62,5 мм вод. ст., т. е. примерно на 7—8%. Такой же относительной величиной характеризуется изменение неравномерности и при более высоких напряжениях.

Таким образом, основным фактором, определяющим распределение потока дутья, является не решетка, а газопроницаемость внутри газогенератора, которая зависит от структуры и размеров слоя топлива и слоя шлака.



Фиг. 6. Характеристика распределения давления дутья на границе слоя шлака и топлива в газогенераторах с решеткой диаметром 800 мм при удельном напряжении 900  $\text{нм}^3/\text{м}^2$  час по дутью.

Кривые при диаметрах газогенераторов: 1 —  $D = 2,6$  м; 2 —  $D = 3$  м; 3 —  $D = 5$  м.



Фиг. 7. Характеристика распределения давления дутья на границе слоя шлака и топлива в газогенераторах с решеткой диаметром 800 мм при удельном напряжении 1800  $\text{нм}^3/\text{м}^2$  час (по дутью).

Кривые при диаметрах газогенераторов: 1 —  $D = 5$  м; 2 —  $D = 3,0$  м; 3 —  $D = 2,6$  м.

При сохранении одинакового по всему сечению слоя топлива и равномерной его структуре распределение потока дутья, а вместе с этим и ход процесса газификации определяются формой шлаковой подушки.

Задержка схода шлака у стенок шахты обуславливает периферийный ход газогенератора и наоборот.

Для равномерного протекания процесса по всему сечению шахты к решетке должно быть предъявлено лишь одно требование: не затруднять схода шлака и не создавать заторов на его пути.

При обычном типе вращающейся решетки сходу шлака способствует увеличение расстояния между решеткой и стенкой шахты газогенератора, т. е. уменьшение размеров решетки. Однако оно ограничивается потерями давления дутья в решетке при поступлении в слой шлака. Это необходимо принимать во внимание, особенно при значительном увеличении производительности газогенератора.

Из изложенного следует, что наиболее приемлемой конструкцией является центральная решетка, например типа Коллера.

### Устройства для удаления шлака и шуровки слоя

Вследствие неоднородности шлака по крупности к шлакоудаляющему устройству предъявляются специфические требования.

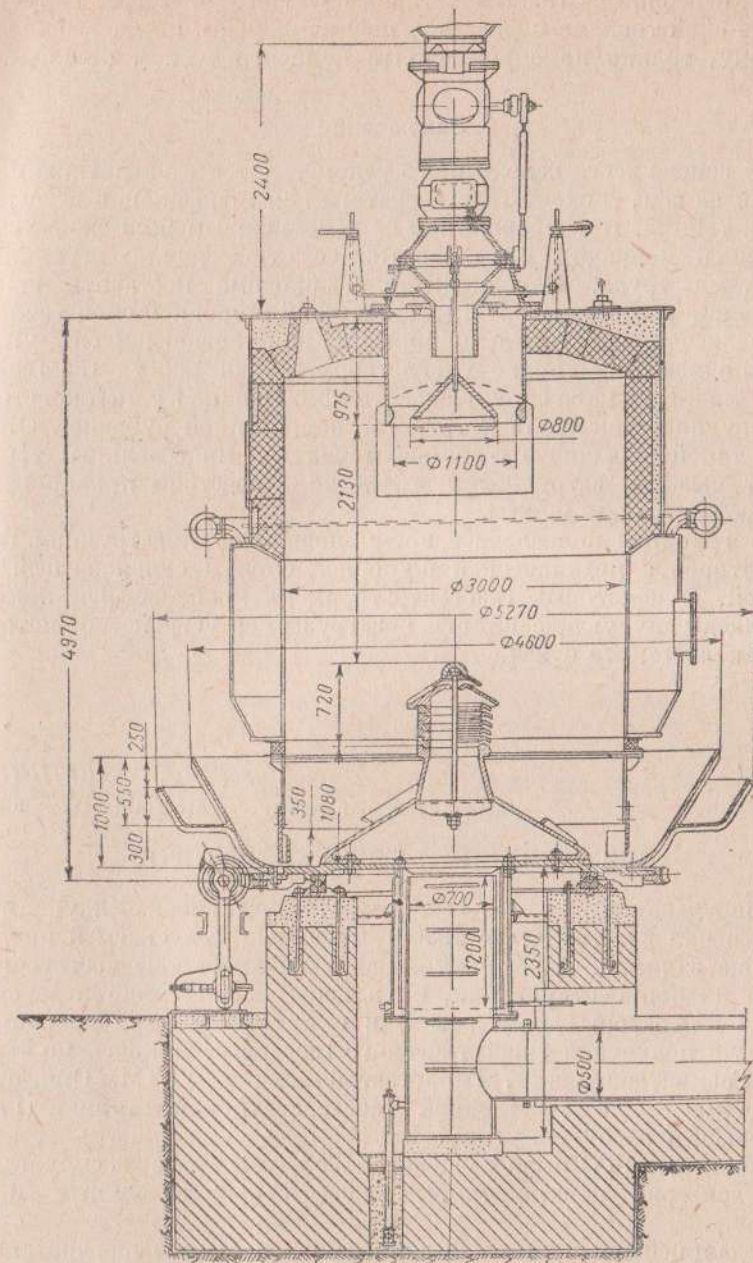
Скопление шлака перед ножом затрудняет сход его внутри шахты на участке против ножа. Такие условия наиболее распространены при одном выгребном ноже и особенно в случае увеличенной высоты бортов чаши. Для устранения этих недостатков на московском автозаводе им. Лихачева был предложен и опробован многосторонний выгреб шлака с устройством двойной чаши, а Гипрогазотопшпром с этой же целью разработал кольцевой транспортер.

Хотя на автозаводе уже не применяют этот метод шлакоудаления, он все же заслуживает одобрения.

Равномерное удаление шлака по окружности газогенератора особенно необходимо при работе с высокими напряжениями и на многозольных топливах.

В отдельных случаях сочленение фартука с шахтой в виде ступеньки ухудшает сход шлака и работу газогенератора.

Разравнивание (шуровка) слоя, как показывают наблюдения, является значительно менее эффективным мероприятием, чем управление распределением топлива. Поэтому в мощных газогенераторах, работающих на неспекающемся топливе, не рекомендуется устройство приспособлений для выравнивания поверхности слоя. Для поддержания однородной газопроницаемости слоя по всему сечению шахты желательнее глубокое ворошение топлива, а при газификации спекающихся углей оно необходимо. В последнем случае глубокое ворошение слоя исключает образование коксовых пирогов и сводов. Известно несколько конструкций механизированных приспособлений для шуровки слоя: вращающиеся мешалки Чапмана, качающиеся ломы Вельмана, вертикально перемещающиеся штанговые ворошители и т. д. Часто мешалки Чапмана переоценивают, считая, что при помощи их достигается удовлетворительное разравнивание и ворошение верхних слоев топлива, позволяющее предупредить спекание. В ряде случаев мешалка с этим не справляется и, кроме того, ненадежна в работе, часто выходит из



Фиг. 8. Высокопроизводительный газогенератор.

строю, особенно на газогенераторах большого диаметра. В лучшем случае слой топлива бороздится пальцами мешалки на небольшую глубину, только по определенным concentрическим кольцам.

### Заключение

На основе всего изложенного рекомендуется к внедрению показанная на фиг. 8 схема газогенератора для газификации неспекающихся топлив. При правильном ее исполнении можно ожидать повышенной мощности газогенератора с относительно невысокими затратами труда. Одновременно необходимо поставить вопрос о создании газогенератора с механической шуровкой слоя топлива, предназначенного главным образом для спекающихся углей. Хорошо известна вполне удовлетворительная работа газогенераторов типа Вельмана с шнуровым ломом. Однако в такой конструкции трудно осуществить устройство пароводяной рубашки. Отсутствие такой рубашки в газогенераторах для многозольных топлив может вызвать затруднения в работе вследствие приваривания шлака к стенкам шахты.

За границей в последнее время появились конструкции газогенераторов с механической шуровкой слоя и охлаждающей рубашкой. В некоторых газогенераторах на вращающейся крышке размещены шнуровые штанги и загрузочное устройство, которые вращаются вместе с ней.

Инж. Н. Т. ПОЛНИКОВ

(Южно-Уральский машиностроительный завод ЮЗТМ)

## ИЗГОТОВЛЕНИЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Оборудование для газогенераторных установок Южуралмашзавод начал изготавливать с 1950 г. В объеме выпускаемой продукции оно занимает малое место. Завод не имеет еще достаточного опыта ни в проектировании, ни в изготовлении газогенераторов.

Газогенераторы диаметром 3 м с питателем двухбарабанного типа для получения энергетического газа изготавливались по чертежам Газмонгажпроекта, Гипрогазтопрома и УЗТМ. Они предназначались для собственной газогенераторной станции (ГГС), работающей на бурых углях.

Заводская ГГС была пущена в 1953 г. При ее эксплуатации выявился ряд конструктивных недостатков отдельных механизмов.

В дальнейшем чертежи газогенераторов были переработаны и в конструкции их внесены следующие усовершенствования:

1) клапан отсечки паротбоя загрузочного аппарата конструкции Гипрогазтопрома заменен более совершенным. Это в значи-

тельной степени улучшило работу паротбоя и исключило поломку пластинчатых пружин;

2) патрубок загрузочного приспособления укорочен на 800 мм, что улучшило условия шуровки и способствовало выравниванию слоя топлива по сечению шахты;

3) в корпусе дозатора был установлен патрубок диаметром 90 мм для отвода газа в атмосферу; это исключило сильную загазованность бункерной галереи, являющуюся следствием недостаточно плотного прилегания конусного барабана к корпусу.

В дальнейшем изготавливались газогенераторы и других конструкций, например диаметром 3 м со шнуровым ломом для газификации торфа по переработанным чертежам УЗТМ и диаметром 3,6 м для получения водяного газа из кокса и антрацита.

Газогенератор водяного газа снабжен механическим питателем непрерывного действия и колосниковой решеткой «Рамбуш». Золотудаление сухое непрерывное с периодической выгрузкой золы и шлака из зольных карманов.

Поворотный стол и колосниковая решетка опираются на ролики. Привод имеет шесть ступеней регулировки скорости вращения стола.

Разнообразие узлов и в ряде случаев неудовлетворительная разработка конструкции деталей этих газогенераторов обусловили серьезные затруднения в их изготовлении. С целью устранения этих недостатков был проведен ряд мероприятий.

1. Двухбарабанный питатель заменен двухколокольным. Из опыта Днепровского электродного завода в городе Запорожье известно, что за 5 лет работы в этих питателях не наблюдается признаков износа, а также заеданий, присущих двухбарабанному питателю. Однако двухколокольный питатель, как и барабанный, не устраивает загазованности помещения.

Данных о работе питателей, изготовленных Южуралмашем (ЮЗТМ), пока не имеется.

2. Колосниковые решетки Керпели, выпускаемые заводом, заменены чешуеобразными решетками Дейца (Д).

3. Многие узлы и детали усовершенствованы, а именно:

а) пароводяная рубашка изготовлена с полной отбортовкой воротников и вынесенном сварного шва (соединения воротников с обечайкой) на цилиндрическую часть, что обеспечивает хорошие компенсационные качества;

б) унифицированы привод вращения чаши, нижняя часть газогенератора (чаша, червячный венец, шаровая опора, анкерные плиты под шаровую опору), коробка дутья, шнуровочные затворы, поддерживающие и съемные колонны.

4. Вес газогенератора диаметром 3 м снижен на 1,5 т. Техническая характеристика изготавливаемых газогенераторов приведена в таблице.

### Техническая характеристика газогенераторов ЮЗТМ

Показатели	Для антрацита и бурого угля <sup>1</sup>	Для торфа со шведской шахтой <sup>2</sup>	Для антрацита и коксика
Вид получаемого газа . . . . .	Паро-воздушный	Паро-воздушный	Водяной
Диаметр шахты внутренний, м . . .	3,0	3,0	3,6
Производительность <sup>3</sup> : по топливу, кг/час . . . . .	1400	2500	Кокс 4300 Антрацит 2600—3000
по газу, м <sup>3</sup> /час . . . . .	5600	3500	Кокс 6000 Антрацит 4000
Теплотворность газа <sup>3</sup> , ккал/м <sup>3</sup> . . .	1200	1500	2400—2500
Высота слоя топлива, мм . . . . .	До 1100	6500	—
Максимальное давление дутья, мм вод. ст. . . . .	450	450	—
Число оборотов чаши, об/час . . . .	—	0,163—1,0	—
Давление пара в рубашке, атм . . . .	—	—	До 0,7
Вес газогенератора, т . . . . .	33,3	32,6	98

От редактора.

<sup>1</sup> Также для малоспекающегося каменного угля и коксика.

<sup>2</sup> Также для измельченной древесины.

<sup>3</sup> Может быть выше.

Газогенераторы водяного газа диаметром 3,6 м находятся в стадии освоения. Конструкция нуждается в усовершенствовании. Основные ее недостатки (по опыту заводов, эксплуатирующих газогенераторы водяного газа) следующие:

- а) большой износ опорных роликов стола, сложность регулировки их по высоте при сборке, монтаже и ремонтах;
- б) большой занос золой пространства между столом и плитами;
- в) невозможность продувки мерника перед загрузкой топлива;
- г) наличие водяного затвора в месте соединения колосниковой решетки с неподвижной коробкой дутья;
- д) увлечение газом уноса при дутье паром сверху вследствие отсутствия мертвого пространства в нижней части коробки дутья;
- е) быстрое засорение щелей между колосниками решетки;
- ж) отсутствие централизованной смазки.

Заказчики не предусмотрели реконструкцию узлов элементов, находящихся в заделе, и ценные предложения Гипрогазтошпрома и других организаций по улучшению конструкции не были учтены.

Недостатком является также и то, что такие крупные элементы, как пароводяные рубашки, крышка корпуса, промежуточный бункер, поставляются заказчику отдельными частями из-за «негабаритности» элементов. Так, например, пароводяная рубашка газогенератора водяного газа будет отправляться заказчику в виде восьми частей.

Пароводяные рубашки газогенераторов энергетического газа имеют более совершенную конструкцию, так как они изготавливаются двумя полностью сваренными половинами. Тем не менее объем работ по окончателюной сборке, сварке, клепке и испытанию перечисленных узлов на монтаже довольно значителен.

Конструкции газогенераторов, несмотря на все возрастающую потребность нашей промышленности в них, за последние годы не подверглись усовершенствованию. Проектные организации, как, например, Гипрогазтошпром, Гипроалюминий, Гипромез, занимаются проектированием ГГС в целом. Их интересует лишь технологическая сторона получения газа.

Назрела острая необходимость в создании нормального ряда типовых высокопроизводительных газогенераторов.

Попытка Гипрогазтошпрома типизировать общеизвестную, уже устаревшую конструкцию газогенератора энергетического газа, по мнению нашего завода, является неудачной, так как эта конструкция представляет мало механизированный невысокой производительности газогенератор, имеющий ряд недостатков.

В целях усовершенствования конструкции газогенераторов и улучшения их обслуживания ЮУМЗ считает необходимым разработать следующие конструктивные элементы:

- 1) шуровочное устройство для обеспечения механизации одной из трудоемких ручных операций; проектирование такой машины на заводе уже начато;
- 2) питатель, который обеспечивал бы хорошее распределение загружаемого топлива по сечению шахты газогенератора;
- 3) устройство для непрерывного равномерного удаления золы из чаши и транспортировки ее.

Инж. Г. М. ПАСТУХОВ

(Уралмашзавод)

### ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ СОЦИАЛИСТИЧЕСКОГО СОРЕВНОВАНИЯ НА ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ СТАНЦИИ

Специфические особенности газогенераторных станций значительно затрудняют и усложняют организацию и особенно учет результатов работы и выполнения социалистического обязательства работниками.

При наличии приборов можно учесть количество и состав выработанного газа, расход пара, сжатого воздуха, электроэнергии и воды. Однако количество топлива, израсходованного за смену и даже за сутки, при наличии бункеров для него можно определить только приблизительно, что сводит к нулю все результаты учета. Более или менее точным является помесичный учет расхода топлива

станцией в целом, что совершенно недостаточно для характеристики работы отдельных смен даже за месяц и тем более исполнителей. Учет расхода топлива по количеству загрузок в газогенератор удовлетворительного результата также не дает. Кроме того, ввиду большого объема топлива в газогенераторе и длительного его пребывания там процесс газификации и качество получаемого газа изменяются постепенно, что сказывается на результатах работы, не только своей, но даже и следующей смены. Таким образом, показатели работы одной из самых главных профессий газогенераторного производства — шуровщиков — учитывать весьма затруднительно.

Еще более затруднительно учитывать показатели рабочих других профессий, как, например, газовщиков, управляющих режимом основных агрегатов, машинистов, электриков, смольщиков и других.

При оценке работы коллектива газогенераторной станции, как и других энергетических производств, кроме непосредственных технических показателей, имеют большое значение условия содержания станции: своевременный ремонт оборудования, безаварийность, отсутствие технологических нарушений и травматизма, рационализация производства и т. д.

Коллектив ГГС Уралмашзавода проводит систематическую работу по организации действенного социалистического соревнования в условиях работы своей станции.

Организация социалистического соревнования в условиях крупной центральной ГГС, работающей на торфе, оправдала себя на протяжении многих лет. Особенно тщательное наблюдение за определенной группой оборудования, весь текущий ремонт и своевременная заявка на средний и капитальный ремонты, наблюдение за качеством ремонта в процессе его — все это возложено на смену, которая обслуживает это оборудование, что ни в коей мере не освобождает всех работающих смен и бригад от обязанности обеспечивать нормальную работу всего оборудования и устранять возникающие в процессе эксплуатации неполадки и неисправности на любом агрегате или участке. Перед работниками ГГС в социалистическом соревновании ставятся следующие основные задачи.

1. Обслуживание всего оборудования станции и организация работ должны обеспечивать бесперебойную эксплуатацию агрегатов энергетического цеха, в котором все оборудование за исключением находящегося в ремонте в любой момент должно быть готово к включению.

2. На ГГС все время должен поддерживаться порядок, соответствующий технической культуре передового цеха социалистического предприятия.

В целях предотвращения аварий или травматизма в цехе введен строгий порядок, по которому ремонтный персонал не имеет права начинать ремонт (как бы мал он ни был) какого-либо агрегата без

письменной сдачи его начальником работающей смены (независимо от прикрепления) ремонтному мастеру.

Кроме того, на основное оборудование станции заведены индивидуальные дефектные ведомости. Ремонтный мастер или механик при заявке на ремонт записывает в эту ведомость перечень всех работ, которые предполагается сделать. Начальник и мастер смены, на которую возложена обязанность наблюдения за этой группой оборудования, совместно с обслуживающим персоналом (ст. газовщик, ст. машинист и другие работники смены) дополняют этот перечень всеми дефектами оборудования, выявленными во время эксплуатации. По окончании работ ремонтный мастер представляет в дефектной ведомости фамилии исполнителей отдельных работ и предъявляет агрегат к сдаче смене, на которую возложена обязанность наблюдать за этим оборудованием. Смена должна в течение 3 дней осмотреть агрегат и дать оценку выполненной работе в целом. Прием отремонтированного оборудования осуществляется представителями нескольких профессий, например газовым мастером, газовщиком и машинистом или электриком.

Для выявления состояния и результатов обслуживания оборудования отдельными группами рабочих в цехе создана комиссия в составе пяти человек (механик или ремонтный мастер, электрик, представитель цехкома и др.) из незаинтересованных лиц. Опыт показывает, что нельзя вводить в комиссию лиц, заинтересованных в оценке результатов работы отдельных бригад. Один раз в месяц, в назначенный день и даже час, в конце месяца эта комиссия определяет состояние оборудования на всех участках цеха. Комиссии дано право осмотреть оборудование и в другое время, в зависимости от обстоятельств и необходимости. Оценка дается в баллах, причем нуль ставится при хорошем состоянии оборудования. Оценка недостатков производится в баллах так: газящие шуровочные отверстия газогенератора оцениваются в 6 баллов, парящий сальник вентили — 1, грязь на участке — до 4, текущий сальник шибера — 2 и т. д. При недостатках, не препятствующих нормальной работе, комиссия вправе отнести их в графу данной смены без проставления баллов, в порядке предупреждения и в случае, если смена не устранит этот дефект к следующему осмотру, он оценивается двойным количеством баллов. Полученные по смене или бригаде баллы указываются и для отдельных исполнителей.

Оценка работы газогенераторов производится по содержанию  $\text{CO}_2$  в газе и его температуре. При работе ГГС на торфе имеют значение период времени (лето или зима) и содержание мелочи и влаги в торфе. Например, летом при содержании в торфе мелочи не более 15% и влажности не свыше 36% в газе не должно быть  $\text{CO}_2$  более 10%, а температура его не выше 170°. В зависимости от содержания мелочи и влажности этот предел несколько меняется. Для отдельного газогенератора в одну смену из двух определенных  $\text{CO}_2$  берется среднее, которое и служит показателем работы. Результаты работы газогенераторов, в которых содержание  $\text{CO}_2$

или температура выше нормы, считаются не соответствующими условиям соревнования. Число газогенераторо-смен хорошей работы за месяц, деленное на общее число газогенераторо-смен для данной бригады, дает процент хорошо работавших газогенераторов за месяц. Если эта величина превышает 85%, то смене записывается 0 баллов, при 75—85% — 6 и, если она составляет менее 75%, — 12 баллов.

Если расход электроэнергии и пара не превышает нормы, смене ставится 0 баллов. При перерасходе за каждые 0,1 *квт-ч* на 1000 *м<sup>3</sup>* газа смене ставится 1 балл и т. д.

В результатах работы смен таким же порядком учитываются бесперебойность подачи газа, температура его в главном газопроводе и влажность отгружаемой смолы.

За допущение травматизма смене записывается 10 баллов, при этом решением цехового комитета смене может быть установлено худшее место, независимо от остальных показателей. За крупное технологическое нарушение записывается также 10 баллов, а за мелкое 2, за крупную поломку оборудования 12 и за мелкую 6.

За крупное нарушение трудовой дисциплины записывается 10 баллов, за мелкое 6. За нарушение противопожарного режима — 6 баллов.

Учитывая большое значение рационализации для улучшения общих показателей производства, за каждое принятое от члена смены (бригады) рационализаторское предложение с бригады снимают 2 балла.

По ремонтным бригадам механика и электрика за перебои в подаче газа по вине одной из них записывается: бригаде механика 19 баллов, а бригаде электрика 12. За невыполнение плана ремонтных работ (ниже 100%) бригаде записывается 12 баллов. За каждую переделку после сдачи из ремонта основного оборудования записывается по 3 балла и вспомогательного оборудования по 1 баллу.

Подобным же порядком учитывается работа и остальных бригад (шлаковщиков, смоло-водяного хозяйства и др.).

Для оценки итогов работы за месяц установлено максимальное количество баллов, по которому определяется место отдельных бригад в соревновании. Так, например, газовщики и шуровщики, имеющие не более 3 баллов занимают первое место, от 3 до 5 баллов — второе и более 5 — третье; машинисты при наличии не более 4 баллов занимают первое место, от 4 до 7 — второе и более 7 — третье и т. д.

В целом основная смена, набравшая за месяц не более 15 баллов, занимает первое место, от 16 до 25 — второе и более 25 — третье. Для более мелких бригад, обслуживающих меньшее количество оборудования, количество баллов устанавливается в меньшем размере.

Показатели работы всех участков обсуждаются на производственных совещаниях всех смен и бригад, где выдвигаются кандидаты: 1 — на звание бригады отличного обслуживания, 2 — на зва-

ние лучшего рабочего своей профессии по цеху и 3 — на звание лучшего рабочего своей профессии по смене.

Присуждение звания лучших бригад и рабочих, а также присуждение лучшим сменам и бригадам вымпелов за высокие показатели в социалистическом соревновании — производится на заседании цехового комитета.

Инж. Г. Н. ПОЛУВОЯРИНОВ

(вний ин)

## ОЧИСТКА И ОБЕСФЕНОЛИВАНИЕ СТОЧНЫХ ВОД ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

### Введение

Обезвреживание сточных подсмольных вод, образующихся при газификации углей, является проблемой, разрешение которой стало необходимостью. С ростом числа и мощности газогенераторных станций количество подсмольных вод, сбрасываемых в реки без очистки, увеличилось, из-за чего недопустимо возросла загрязненность водоемов. Вредное действие сточных вод заключается в поглощении ими кислорода из воды и токсическом действии отдельных примесей.

Сброс необезвреженной подсмольной воды приводит к омертвлению рек, так как фенолы и другие содержащиеся в ней органические вещества уничтожают бактериальную флору водоема, необходимую для самоочищения воды в естественных условиях. Кроме того, фенолы, аммиак и другие подобные вещества наносят непосредственный вред рыбам.

По норме, утвержденной в 1954 г. Главной государственной санитарной инспекцией, содержание фенолов в воде свыше 0,001 *мг/л* не допускается. При содержании фенолов 0,01 *мг/л* вода делается непригодной не только для питья и водопоя скота, но и для хозяйственных целей вообще.

Обязательная очистка сточных вод предусматривается постановлением Совета Министров СССР от 31 мая 1947 г. № 1823 «О мерах ликвидации загрязнений и санитарной охраны водных источников», санитарными правилами спуска промышленных сточных вод в общественные водоемы (НСП-101-51) и санитарными нормами проектирования промышленных предприятий (Н-101-54).

Никакие окольные пути очистки воды (разбавление подсмольных вод другими сточными водами, сброс подсмольных вод в болото, фильтрование через шлаки и др.) не приводят к удовлетворительным результатам. Фенолы не задерживаются почвой, не разлагаются шлаками, не исчезают в болотной воде или в разбавленной воде, в конце концов попадают в водоемы и отравляют их.



На конференции подвергались обсуждению различные возможные методы очистки сточных вод от фенолов и других загрязняющих веществ. Кроме того, были освещены некоторые пути сокращения выхода фенольных вод, а также способы газификации, позволяющие вовсе исключить получение фенолов при охлаждении газа, как, например, при газификации в кипящем слое.

Материалов по другим способам, например по полному пиролизу смол, содержащихся в газах, с целью уничтожения фенолов, на конференции не было представлено и эти вопросы не обсуждались. Не было также сделано и попыток к исследованию экономической целесообразности газификации битуминозных топлив с полным уничтожением смол и фенолов в сравнении с существующими способами газификации, включающими улавливание смолы из газа и очистку вод.

Из докладов, сделанных на конференции, выяснилась практическая возможность немедленно приступить к внедрению в промышленность биологического и биохимического способов обезвреживания фенольных вод, дающих одинаковые результаты. При этом биологический метод, для которого требуется смешение фенольных вод со значительными количествами канализационных хозяйственно-фенольных, является более подходящим для газовых установок, расположенных вблизи от достаточно крупных населенных пунктов, имеющих канализацию.

Биохимический метод позволяет обезвреживать фенольные воды на любой газовой установке вне зависимости от наличия фекальных канализационных вод.

Доклад о предварительной обработке фенольных вод показал, что в СССР способ извлечения из сточных вод химических веществ, ценных для народного хозяйства, освоен в крупном промышленном масштабе. Однако для его осуществления необходимо усилить работы по снижению себестоимости извлекаемого фенола и получению из экстракта товарной продукции.

Этот способ может быть применен лишь в больших газовых хозяйствах.

*Инж. И. В. ФИЛИПОВ*  
(ВНИИ НП)

### **ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД УСТАНОВОК ГАЗИФИКАЦИИ БУРОГО И ПОЛУКОКСОВАНИЯ КАМЕННОГО УГЛЕЙ**

При очистке фенольных скрубберных вод биологическим или биохимическим способом, т. е. с разрушением фенолов, теряются ценные вещества. Извлекая эти вещества из воды до ее обработки, можно улучшить экономику очистки как превращением их в товарную продукцию, так и сокращением времени работы биологической

станции и производством вод, требующихся для разбавления подсмольных вод перед очисткой.

Для очистки подсмольной воды больших установок газогенераторов или печей полукоксования биологический способ нельзя применять как основной. До осуществления очистки воды этим методом необходимо извлечь из нее растворенные вещества.

По проекту себестоимость биологической очистки составляет 1 р. 12 к. за 1 м<sup>3</sup>. Поэтому в целях снижения затрат на очистку воды на всех заводах необходимо в первую очередь осуществить мероприятия по максимальному сокращению количества образующейся подсмольной воды, именно: выделить подсмольную воду в обособленную канализационную сеть, сократить расход острого пара на процессы газификации, перегонку, пропарку трубопроводов и аппаратуры, подсушку перерабатываемого угля, изолировать резервуары от ливневых и грунтовых вод, а также применить оборотный цикл воды.

Большое значение имеет уход за аппаратурой, своевременный ремонт газовых холодильников и змеевиков, так как неплотности в их трубах могут быть причиной значительного увеличения количества подсмольной воды.

При определении направлений работы по сокращению количества подсмольной воды необходимо исследовать источники ее возникновения. Например, при газификации подмосковного бурого угля под давлением 20 ат подсмольной воды образуется 0,9—1,0 м<sup>3</sup>/т угля. Источниками этой воды являются: 1) влага угля — 250—280 кг; 2) неразложенный водяной пар — 550—610 кг; 3) пирогенетическая влага — 55—60 кг; 4) водяной пар из паросборников — около 80 кг. Определяющими являются количество неразложенного пара и влажность рабочего топлива.

При осуществлении более глубокой подсушки топлива и повышении степени разложения водяного пара уменьшается образование подсмольной воды и сокращаются расходы на ее очистку.

Для газогенераторных станций сокращение образования сточных фенольных вод достигается путем введения оборотного цикла воды.

Выход подсмольной воды должен учитываться посменно, а борьба за снижение ее количества должна поощряться введением прогрессивно-премиальной оплаты труда.

В отечественной промышленности и за рубежом для очистки подсмольной и вообще фенольной воды с извлечением химических ценных веществ нашли применение отгонка фенолов с водяным паром, извлечение их различными растворителями и адсорбция твердыми поглотителями.

Выбор того или иного метода очистки воды определяется составом растворенных в ней веществ. Отгонка фенолов с водяным паром применяется для подсмольной воды коксохимического производства, так как в ней растворены главным образом одноатомные фенолы — фенол, крезолы и ксиленолы, летучие с водяным паром.

Состав подземных вод по основным группам химических веществ

Производство и вид топлива	Фенолы		Азот общий в пересчете на аммиак	Серо-водород	Жирные кислоты	Двуокись углерода
	летучие с водяным паром	не летучие с водяным паром				
Газификация подмосковного бурого угля под давлением 20 ат на паро-кислородном или паро-воздушном дутье . . . . .	2,0—3,2	0,7—2,0	3,2—7,6	0,4—0,7	1,1—1,7	—
Полукоксование в трехзонных шахтных печах черемховского угля храмцовского разреза . . . . .	6,0—9,0	4,5—6,5	4,3—5,1	0,02—0,3	—	2,5—4,5
Полукоксование в двухзонных шахтных печах черемховского угля шахты № 5-бис . . . . .	1,5—3,2	2,1—3,1	1,7—3,6	До 0,015	1,4—2,0	—
Полукоксование в двухзонных шахтных печах журинского угля . . . . .	4,5—5,0	3,0—4,8	4,6—4,9	До 0,03	1,6—1,2	—
Полукоксование верхового торфа в шахтных печах . . . . .	4,0—8,0	4,0—9,0	3,0—6,0	Следы	8,0—13,0	—

Метод отгонки фенолов с водяным паром не применим для очистки подземных вод, содержащих значительное количество двухатомных фенолов, так как последние при этом не отгоняются.

Для извлечения фенолов из сточных вод от производства синтетических фенолов, не содержащих двухатомных фенолов, применяются твердые адсорбенты, как, например, активированный уголь. Последний не теряет поглотительной способности при длительной эксплуатации. Двухатомные фенолы легко осмоляют поглотитель и делают его непригодным для очистки.

Можно сделать вывод, что методы, показывающие хорошие результаты при очистке сточных вод коксования угля или заводов синтетического фенола, не пригодны для очистки сточных вод газификации и полукоксования, так как последние содержат одноатомные и двухатомные фенолы: пирокатехин, резорцин и их производные, органические основания, бициклические соединения и др.

Состав веществ, растворенных в подземных водах газификации и полукоксования, характеризуется группами, указанными в табл. 1, но этот состав неполон, в него не входят альдегиды и кетоны. Кроме того, в подземной воде находятся во взвешенном состоянии частицы смолы. Например, в воде от газификации подмосковного угля под давлением 20 ат после 24-часового отстаивания содержание смолы составляет от 0,5 до 3,5 г/л.

Из табл. 1 следует, что содержание отдельных групп изменяется в довольно широких пределах, что объясняется значительными отклонениями от технологического режима, а также изменением влажности исходного топлива (особенно торфа).

Повышенное содержание химических веществ в воде полукоксования торфа получается в период переработки подсушенного торфа, когда образование подземной воды значительно сокращается.

Изменение температуры в процессе термической переработки топлива также оказывает значительное влияние на состав подземных вод. С повышением температуры содержание аммиака в подземной воде увеличивается, а содержание фенолов, не летучих с водяным паром, уменьшается.

В подземной воде коксования каменных углей содержатся обычно до 10 г/л аммиака, а при полукоксовании тех же углей — всего 2,6 г/л.

Химический состав подземной воды соответствует составу смолы, образующейся при газификации или полукоксовании. Химический состав подземной воды зависит от температуры и давления в процессе конденсации. Например, при конденсации паров смолы и воды под давлением будут более высокие концентрации растворенных в подземной воде химических веществ, чем при конденсации под атмосферным давлением.

С целью увеличения растворимости химических веществ в подземной воде и обогащения ее фенолами в промышленности используется способ повышенного давления.

Для извлечения фенолов из подземной воды было предложено большое количество различных способов, из них в промышленных условиях испытывались извлечение сырым или чистым бензолом и извлечение трикрезилфосфатом. Но оба эти метода не нашли промышленного применения из-за слабой экстрагирующей способности бензола и большого его расхода на экстракцию фенолов. Расход бензола значительно превышает расход других растворителей. Для повышения экстрагирующей способности бензола были предложены различные добавки: анилины, пиридиновые и хинолиновые основания, но все они оказались малоэффективными и неэкономичными.

Трикрезилфосфат по экстракционной способности является одним из лучших растворителей.

Экстрагирующую способность растворителей, применяемых для очистки подсмольных вод, принято оценивать по коэффициенту распределения, который представляет собой отношение равновесных концентраций извлекаемого вещества в растворителе и в очищаемой воде.

Таблица 2  
Характеристика различных растворителей, применяемых для очистки подсмольных вод

Растворители	Удельный вес при 20° С	Растворимость в воде, %	Температура кипения		Коэффициент распределения	
			растворителя, °С	азеотропа, °С	по фенолу	по пирокатехину
Бензол . . . . .	0,874	0,25	80,35	69,5	2,2—2,6	0,5
n-Бутилацетат . . . .	0,875	1,0—2,9	125	90,5	48,1	10,6
n-Бутилацетат ОСТ НКТП 528 . . . . .	0,877	1,3	96—145	—	48,3	10,65
Изобутилацетат . . . .	0,871	0,7	116,5	87,4	48,3	8,7
Изоамилацетат . . . .	0,870	0,3	142,0	93,8	55,0	6,0
Изопропиловый эфир	0,725	1,2	68,7	—	32,4	12,6
Трикрезилфосфат . . . .	1,172	0,005	270	—	28—60	12,5

Коэффициент распределения фенола у трикрезилфосфата во много раз выше, чем у бензола. Бензол не извлекает из подсмольной воды двухатомных фенолов. Трикрезилфосфат наряду с изопропиловым эфиром обладает наивысшим коэффициентом распределения по отношению к двухатомным фенолам.

Преимущества трикрезилфосфата, обусловленные высоким коэффициентом распределения, обесцениваются тем, что при регенерации в трикрезилфосфате остается вся смола, переходящая в него из подсмольной воды. Растворитель теряет свои экстрагирующие свойства и поэтому трикрезилфосфат не нашел применения в промышленности.

При подборе растворителей, пригодных для экстракционной очистки сточных вод, к качеству растворителей предъявлялись следующие основные требования:

- 1) растворитель не должен смешиваться с водой;
- 2) растворитель не должен вступать в химические реакции с веществами, растворенными в воде;
- 3) коэффициент распределения по фенолу и пирокатехину у растворителя должен быть большим;
- 4) удельный вес растворителя должен значительно отличаться от единицы;

5) температура кипения растворителя должна быть значительно ниже температуры кипения фенола;

6) растворитель должен быть полярным.

Кроме того, имеют значение скрытая теплота испарения, упругость паров, температура вспышки, высокое содержание азеотропной смеси с водой, низкая температура кипения азеотропа и низкая вредность. Этим требованиям отвечает феносольван, представляющий собой смесь сложных эфиров в примерном соотношении 85% изобутилацетата и 15% изоамилацетата. Феносольван обладает способностью извлекать из воды одноатомные и двухатомные фенолы, мало растворим в воде, имеет удельный вес 0,83, кипит между 116 и 140° и легко регенерируется из растворов с сырыми фенолами.

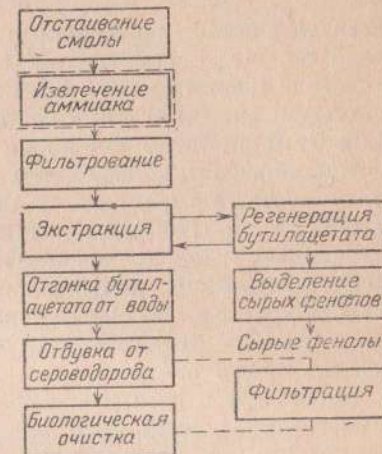
В настоящее время в отечественной промышленности для обезфеноливания подсмольной воды используется нормальный бутилацетат.

Технологическая схема экстракционной очистки подсмольной воды, применяемая на заводах при газификации и полукоксовании топлив, включает: подготовку воды — отстаивание и фильтрацию от взвешенных частиц смолы, экстракцию фенолов бутилацетатом, отгонку растворенного бутилацетата от обезфеноленной воды, продувку обезфеноленной воды воздухом для окисления оставшегося в ней сероводорода и отгонку бутилацетата от экстракта с выделением сырых фенолов (см. схему). Обезфеноленная вода направляется для доочистки от фенолов на биологическую станцию.

Ниже рассматривается каждый элемент технологической схемы, характерные черты процессов и направления их развития.

### 1. Подготовка воды

Основной задачей любого метода обезвреживания подсмольной воды является очистка ее от взвешенных частиц смолы. При экстракции фенолов бутилацетатом частицы смолы растворяются в нем, а при отгонке его от экстракта смола может переходить в сырые фенолы и загрязняет товарные фенольные продукты. Необходимую степень очистки воды от смолы легко определить, если допустить возможность загрязнения сырых фенолов смолой в количестве не более 0,4—0,6%. Тогда при извлечении из подсмольной воды суммарных фенолов, например в количестве 5 г/л,



Принципиальная технологическая схема очистки подсмольной воды экстракцией бутилацетатом.

допустимое содержание взвешенной смолы в подсмольной воде составит 0,02—0,03 г/л. Такая глубина очистки достигается отстаиванием подсмольной воды в резервуарах и отстойниках и фильтрацией через песчаные фильтры, заполненные кварцевым песком.

## 2. Экстракция фенолов из подсмольной воды

Исследования, проведенные А. Н. Бриком в 1952 г. во ВНИГИ, показали, что, несмотря на слабые основные свойства аммиака и слабые кислотные свойства фенолов, они могут образовывать феноляты аммония. Экстракция фенолов из такой подсмольной воды бутилацетатом возможна только при гидролизе фенолятов. Негидролизанные феноляты в водных растворах снижают эффективность экстракции и обуславливают повышенный расход растворителя. При разложении образующихся фенолятов аммония двуокисью углерода восстанавливается величина коэффициента распределения. В зарубежной практике продувка подсмольной воды двуокисью углерода рекомендовалась как почти единственная мера для устранения отрицательного влияния аммиака на эффективность экстракции.

Более эффективным способом экстракции является извлечение аммиака из подсмольной воды до обработки ее бутилацетатом, так как это позволяет получить значительное количество товарного аммиака. Например, при работе 25 газогенераторов производительностью 4 т/час на подмосковном буром угле под давлением 20 атм образуется около 16 000 т/год сульфата аммония.

Значительное количество удобрений может быть получено из подсмольной воды полукоксования углей и особенно из воды гидрирования углей и смолы, в которой содержание аммиака превышает 30 г/л.

Существующее на разных отечественных заводах аппаратное оформление процесса экстракции имеет значительные различия. На одном из заводов работает установка противоточной трехступенчатой экстракции со смешением подсмольной воды и бутилацетата в насосах и последующим разделением в отстойниках. На других заводах экстракция осуществляется в колоннах с насадкой, распыляемый растворитель подается снизу колонны, а вода сверху. Высота колонны составляет 28 м.

В результате экстракции бутилацетатом в колонне при подаче циркулирующего растворителя ~20% по объему и последующей отгонки растворителя от воды подсмольная вода от газификации подмосковного угля под давлением была очищена до содержания суммарных фенолов 600—700 мг/л. Степень очистки составляла 86—88%. Установлено также, что при экстракции фенолов из подсмольной воды полностью извлекаются пиридиновые основания.

При ступенчатой схеме степень экстракции фенолов несколько ниже и составляла около 75%. Подсмольная вода после

экстракции доочищается на биологической станции. Содержание фенолов в сточной воде после биологической очистки составляло 0,1—0,3 мг/л.

## 3. Отгонка растворителя от обесфеноленной воды и отдувка сероводорода

Отгонка растворителя проводилась в колоннах с насадкой. Одновременно с растворителем из обесфеноленной воды частично отгонялись двуокись углерода и сероводород.

После отгонки содержание фенолов в воде повышалось на 6—8,5%, аммиака на 20—30%, содержание сероводорода — с 0,5—0,7 до 0,2—0,4 г/л. По условиям работы биологической очистки обесфеноленная подсмольная вода не должна содержать сероводорода. С целью глубокой очистки подсмольной воды от сероводорода лабораторией обесфеноливания ВНИИНИ предложена схема продувки подсмольной воды после экстракции фенолов воздухом. По новой схеме остаточное содержание сероводорода достигало 0,002—0,004 мг/л. Такая степень очистки была при расходе воздуха 50 нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> воды. Имеются возможности значительного понижения расхода воздуха.

## 4. Отгонка бутилацетата от экстракта

Отгонка бутилацетата от экстракта применяется для возможно более полной регенерации растворителя и выделения сырых фенолов. На отечественных заводах отгонка обычно осуществляется в две ступени. В первой ступени бутилацетат отгоняется под атмосферным давлением, во второй — под вакуумом при остаточном давлении 100—160 мм рт. ст.

Пока еще не удалось добиться полной отгонки бутилацетата от фенолов. Вместе с бутилацетатом перегоняется и значительное количество фенолов, особенно в конце отгонки. Даже при очень тщательной работе в сырых фенолах остается до 5% бутилацетата. По опыту одного из сланцеперерабатывающих заводов, полное удаление бутилацетата из сырых фенолов достигается отгонкой его острым паром.

Метод экстракционной очистки подсмольных вод с использованием бутилацетата в качестве растворителя, дополненный биологической доочисткой, применен на крупных отечественных заводах полукоксования и газификации. Практически этим методом подсмольная вода полностью очищается от фенолов, пиридиновых оснований, сероводорода и значительной части аммиака.

С экономической стороны экстракционный метод нельзя признать удовлетворительным из-за высокой стоимости бутилацетата и больших его потерь (около 1,5 кг на 1 м<sup>3</sup> очищаемой подсмольной воды). Затраты только на восстановление потерь бутилацетата составляют 18 руб. на 1 м<sup>3</sup> подсмольной воды. Поэтому исследова-

тельские институты, работающие в области очистки подсмольных вод, в настоящее время ищут более дешевые, недефицитные растворители и разрабатывают способы снижения потерь растворителя.

### Выводы

1. На заводах полукоксования и газогенераторных станциях небольшой мощности целесообразно обезвреживание подсмольных вод осуществлять путем разбавления их и последующей биологической или биохимической очистки.

2. На заводах большой мощности при получении подсмольных вод со значительным содержанием фенолов целесообразно использовать экстракционный метод с биологической доочисткой вод.

Ванд. техн. наук С. Н. ЛАЗОРИН

(Харьковский коксохимический завод)

### ОЧИСТКА И ОБЕСФЕНОЛИВАНИЕ СТОЧНЫХ ВОД ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ БИОХИМИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

В период с 1948 по 1955 г. Харьковским коксохимическим заводом проведены работы по применению биохимического способа обезфеоливания сточных вод коксохимических заводов и ГЭС.

Работы, проведенные в 1948—1950 гг. заводом с участием Гипрокса и Украинского института коммунальной гигиены, показали, что при помощи чистых культур микроорганизмов, разрушающих фенолы, могут быть очищены воды, содержащие до 900 мг/л фенолов. При продувке сточных вод достаточным количеством воздуха достигается остаточное содержание фенолов 1,5—3,0 мг/л.

Полученные данные были проверены на промышленных установках Харьковского и Кадиевского коксохимических заводов при длительной эксплуатации, которая показала эффективность применения биохимического метода обезфеоливания сточных вод на коксохимических заводах.

В 1951—1952 гг. были проведены работы по изучению применимости биохимического метода для обезфеоливания сточных вод ГЭС металлургических заводов, газифицирующих различные виды топлива.

Задача усложнялась тем, что в зависимости от вида газифицируемого топлива (торф, бурый уголь и др.) примеси сточных вод изменялись не только по содержанию фенолов, но и по содержанию смолы, взвешенных веществ, органических кислот, щелочей и др. Большое количество этих веществ понижало жизнедеятельность

Таблица

### Результаты очистки сточных вод на различных заводах

Завод	Первоуральский новогорбунский завод	Узбекский металлургический завод	Металлургический завод им. Серова	Выксунский металлургический завод	Омутнинский металлургический завод
Сырье	Торф	Бурый уголь Сулоктинского месторождения	Бурый уголь Богословского месторождения	Торф	Древесина
Место отбора пробы сточной воды	Оборотный цикл	Опытный газогенератор ВНИИТ	Сточная вода прямого водоснабжения	Сточная вода применительно к оборотному циклу	Сточная вода прямого водоснабжения

#### Анализ сточной воды до очистки

Фенолы, мг/л . . .	3600	1800	275	3600	350	400
Смола, мг/л . . .	4500	300	430	800	1000	700
БПК <sub>5</sub> . . . . .	10000	—	350	5000—6800	900	2100
РН . . . . .	—	—	8,8	8,3	6,0	4,5
Аммиак общий, мг/л . . . . .	—	—	—	1640	250	26
Длительность отстаивания, час .	—	6—8	—	3	2—3	—

#### Анализ сточной воды после фильтрования

Фенолы, г/л . . .	2900	—	—	—	240—280	—
Смола, г/л . . . .	30	—	—	110	—	—
РН . . . . .	—	—	7,3—7,4	—	—	—

#### Анализ сточной воды после разбавления

Фенолы, мг/л . . .	420	500	—	660	240—280	—
РН . . . . .	7,2—8,4	—	—	—	—	—

#### Анализ сточной воды после очистки

Фенолы, мг/л . . .	2,0—5,0	2,5—4,0	5,0	3,0—5,0	5,0	12—15
БПК <sub>5</sub> . . . . .	250—500	—	150	360	200	700
РН . . . . .	—	—	7,2	8—9	7,8—7,9	—
Аммиак общий, мг/л . . . . .	—	—	—	390	160	46

Продолжение

Завод	Первоуральский новотрубный завод	Узбекский металлургический завод	Металлургический завод им. Серова		Выкуновский металлургический завод	Омутнинский металлургический завод
Сырье	Торф	Бурый уголь Сулеймановского месторождения	Бурый уголь Богословского месторождения		Торф	Древесина
Место отбора пробы сточной воды	Оборотный цикл	Опытный газогенератор ВНИИТ	Сточная вода прямоточного водоснабжения	Сточная вода применительно к оборотному циклу	Сточная вода прямоточного водоснабжения	

Условия фильтрования

Размер кусков топлива, мм	1-6	—	Торф: 1-6, богословский уголь 1-3.	1-6	1-25	—
Высота фильтрующего слоя, мм	500	—	—	235	600	—
Расход фильтрующего материала, кг/м <sup>3</sup> воды	13	—	—	1,3	5,3	—

Условия очистки

Количество прибавленных питательных солей, мг/л	60-75	40	20-30	50	30	35
Расход воздуха, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	130	115	—	120	120	200
Температура в бассейне, °С	16-18	—	—	—	20-22	—
Время пребывания в бассейне, час	13,6	10,0	—	10	5	—
Количество разложенных фенолов, кг/м <sup>3</sup> сутки	0,75	0,9	—	1,5	1,23	0,96

бактерий и поэтому требовалась предварительная очистка воды от смолы путем последовательного отстаивания и фильтрации. В качестве фильтрующего материала использовалось топливо, которое после фильтрации перерабатывалось в газогенераторах.

Все работы по очистке воды и ее обесфеноливанню проводились на укрупненной лабораторной установке, схема которой показана на фигуре.

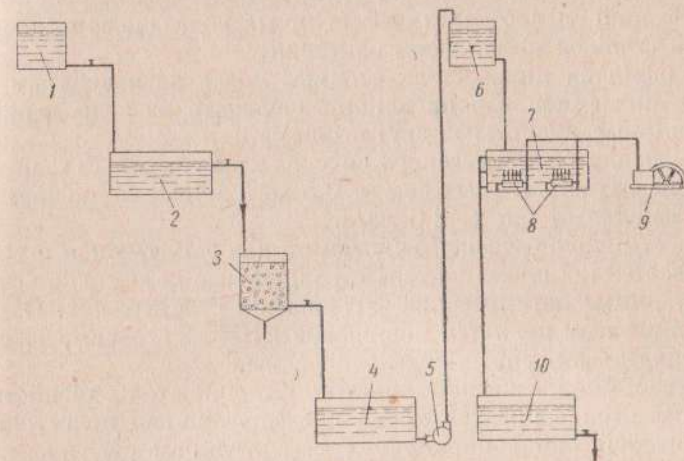


Схема укрупненной лабораторной установки для очистки и обесфеноливания сточных вод ГЭС биохимическим способом.

1 — напорный бак для исходной сточной воды; 2 — отстойник для сточной воды; 3 — фильтр; 4 — бак для нейтрализации сточной воды; 5 — насос; 6 — напорный бак очищенной воды; 7 — аэрационный бассейн; 8 — фильтросы; 9 — компрессор для подачи сжатого воздуха; 10 — сборник.

Исследуемая сточная вода из напорного бака 1 поступает в отстойник 2. Для дополнительной очистки отстоянная вода пропускается через фильтр 3 и стекает в промежуточную емкость 4, которая при необходимости служит и нейтрализатором. Из нейтрализатора вода подается насосом 5 в напорный бак очищенной воды 6, откуда самотеком поступает в аэрационный бассейн биохимического обесфеноливания 7, где установлены фильтры 8, состоящие из пористых плит, через которые на продувку воды подается воздух компрессором 9. Вода после обесфеноливания поступает в сборник 10 для чистой воды.

Результаты очистки показаны в таблице.

## БИОЛОГИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ СТАНЦИЙ

Для ГГС, работающих на углях, может быть рекомендован биологический способ очистки фенольных вод, основанный на разрушении фенолов комплексом бактерий.

При больших количествах сточных вод и значительном содержании в них фенолов рационально извлекать из воды ценные фенолы, жирные кислоты и другие вещества.

Применение биологического способа очистки на ГГС целесообразно при выходе сточных вод от 0,5 до 5 м<sup>3</sup>/час и среднем содержании фенолов от 1,5 до 2,0 мг/л.

Ценность биологической очистки стоков заключается в том, что вырабатывается комплекс бактерий, разрушающих не только фенолы, но и остальные органические загрязнения сточных вод. Основной задачей при этом является понижение БПК до степени, позволяющей спускать очищенные воды в водоемы.

В схеме биологической очистки фенольных и хозяйственно-фекальных стоков предусмотрена предварительная подготовка их, после которой они собираются в смесительном отделении, куда добавляются и условно чистые производственные воды.

Для биологической очистки требуется разбавление сточных вод до концентрации фенола от 30 до 125 мг/л.

Хозяйственно-фекальные стоки являются источником азотистоминеральных веществ, необходимых для питания бактерий, разлагающих фенолы. При отсутствии хозяйственно-фекальных стоков в смесительное отделение можно добавлять фосфорнокислые соли или азотистые удобрения.

Полученная смесь стоков продувается воздухом для удаления растворенных в воде газов и для предварительного окисления части органических соединений. После этого вода подается в аэротенк. Последний представляет собой циркуляционный бассейн. Сточная вода циркулирует под действием специального агрегата типа пропеллерного вантового смесителя. Одновременно осуществляется продувка воздухом снизу через фильтроссы. Затем вода разбрызгивается по поверхности зеркала, чтобы предотвратить образования пены.

Необходимая средняя температура очищаемой воды 24°. Аэротенк обычно размещается в здании с центральным отоплением и приточно вытяжной вентиляцией.

После аэротенка вода поступает во вторичный отстойник, где осаждаются активный ил, образовавшийся в результате очистки. Затем вода поступает в резервуар, в который добавляется сернокислый алюминий для обесцвечивания ее, после чего очищенный

сток спускается в канализацию условно чистых вод для последующего выпуска в водоем.

Активный ил из вторичного отстойника частично возвращается в аэротенк, а избыток сбрасывается в сеть хозяйственно-фекальной канализации.

Для предварительной подготовки вода подается в вертикальный отстойник, где от нее отделяются грубые взвеси, затем проходит горизонтальный маслоотделитель, в котором задерживаются легкие погонны смолы, и после этого она направляется в коксовые фильтры.

Из описания технологической схемы следует, что сооружения и оборудование биологической очистки просты, состоят из сборников, резервуаров, насосов, отстойников и надежны в работе.

В таблице приведены результаты опыта работы установок биологической очистки сточных подсмольных вод на предприятиях Министерства нефтяной промышленности, применяющих бутилатат для доочистки сточных вод после извлечения из них фенолов.

Результаты работы установок биологической очистки сточных вод за 1953—1954 гг.

Показатели	Опытная установка Щекинского газозавода	Биологическая станция комбината № 16
Исходное содержание фенолов в разбавленном стоке, мг/л . . . . .	30—50	100—125
Содержание фенолов после биологической очистки, мг/л . . . . .	0,1—0,3	По летучим фенолам 0,5
Общее количество перерабатываемых фенолов в сточной воде, т/мес . . . . .	0,646	40
БПК <sub>5</sub> смешанного стока, мг/л . . . . .	—	450
БПК <sub>5</sub> очищенного стока, мг/л . . . . .	—	25

Канд. техн. наук С. Г. ТРОЙБ

(Уральский политехнический институт)

## АНАЛИТИЧЕСКИЙ И ГРАФИЧЕСКИЙ СПОСОБЫ ПРОВЕРКИ ПРАВИЛЬНОСТИ ПОЛНОГО АНАЛИЗА ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА

### 1. Ошибки газового анализа

При производстве полных анализов горючих и особенно дымовых газов допускаются значительные ошибки. Так, из-за неудовлетворительной сборки аппаратов и при большом количестве стыков вредный объем гребенки на аппарате ВТИ иногда достигает 10—15 мл.

На некоторых заводах для облегчения сборки умышленно портят хорошие гребенки, устраивая на них 5—6 стыков. Многие аппараты собираются из поглотительных сосудов различной высоты, при этом разность в их высоте компенсируется длиной резиновых трубок у стыков. Чашечки, позволяющие регулировать высоту положения поглотительных сосудов, имеются лишь на немногих заводах. Вредный объем гребенки и отростков сосудов в большинстве случаев не учитывается или принимается крайне заниженным.

При тщательной сборке аппаратов не удастся уменьшить вредный объем ниже 3,0—3,5 мл, а на некоторых заводах он близок к 5 мл. Нам не приходилось пользоваться аппаратами ВТИ, у которых вредный объем составлял бы 1,5—2,0 мл, т. е. величину, принимаемую (очевидно, без проверки) многими исследователями. Вопрос о том, какую часть гребенки следует отнести к вредному объему, не всегда решается правильно.

Очень часто на заводах не определяется содержание углеводородов (Алапаевский металлургический завод), а некоторые заводы (им. Серова) независимо от хода газогенератора считают постоянным содержание в газе  $C_2H_4$ ,  $O_2$  и  $CH_4$ .

Иногда качество реактивов не гарантирует полного поглощения  $CO$ . В таких случаях при расчете продуктов дожигаания, полагая, что в оставшейся пробе газа содержатся из горючих частей только водород и метан, можно допустить значительные ошибки. На ГГС Чебаркульского завода было замечено, что перед сменой реактива на  $CO$  (поглощение производилось в двух сосудах, реактивы заменялись каждые три дня, в сутки производилось до 12 анализов) содержание  $CO$  в генераторном газе по анализу снижалось в среднем на 2%.

На других заводах, где полагают, что часть  $CO$  дожигается вместе с водородом и метаном, при расчете продуктов дожигаания часто получают отрицательные значения  $CO$ .

Метод раздельного сжигания применяется очень редко.

В некоторых случаях газ и воздух в газо-воздушной смеси, приготовленной для дожигаания, находятся в неправильном соотношении.

На заводах, где принимается, что вся  $CO$  поглощается, не производится проверка продуктов дожигаания по балансу кислорода. Контрольная проверка, проведенная автором на некоторых заводах, показала, что по многим анализам в балансе кислорода имеется существенная неувязка.

Поправка на изменение температуры не вводится, тогда как обычно в стадии выполнения анализов газа значительно изменяются внешние условия, что в ряде случаев является следствием непригодности помещений, отводимых для выполнения газового анализа.

Аппараты Норзе, как правило, показывают менее удовлетворительные результаты, чем ВТИ. Особенно неудовлетворительные анализы получаются на аппаратах, собранных из деталей различ-

ной конструкции. Такие «гибрилы», имевшие некоторое распространение на уральских заводах (Уралвагонзавод, Первоуральский динасовый и другие заводы), должны быть заменены более надежными аппаратами.

## 2. Аналитический способ проверки анализа

Газ является основной продукцией ГГС. Поэтому вопрос об анализе этой продукции имеет первостепенное значение. Представляет практический интерес и возможность быстрой проверки правильности анализа, ибо, как показывает опыт (например, ГГС Северского завода), внедрение такого мероприятия повышает культуру аналитической работы и надежность анализа.

При правильно выполненных анализах составы генераторных и точных газов должны удовлетворять уравнению (1):

$$\begin{aligned} & \beta(1 + \beta) R O_2 + (0,605 + \beta) CO - 0,185 H_2 - \\ & - (0,58 - \beta) CH_4 + O_2 - (0,58 - 2\beta) C_2H_4 = 21, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\beta$  — топливная характеристика, определяемая по формулам (2) или (3);

$$\beta = 2,37 (H - 0,125 O + 0,038 N) \frac{1}{C' + 0,375 S}; \quad (2)$$

$$\beta = \frac{0,21 V_{N_2}^0}{V_{R O_2}} - 0,79. \quad (3)$$

В этих формулах  $C'$  — углерод топлива, перешедший в газообразные продукты (углерод горючей части плюс углерод двуокиси углерода минус углерод механического неложения и минус углерод, перешедший в жидкие продукты газификации).

Формулы (1) — (3) справедливы для обычного атмосферного дутья, т. е. при содержании в сухом дутье 21%  $O_2$ . При работе на обогащенном дутье, в котором  $\frac{N_2}{O_2} = K$ , в формулы необходимо внести коррективы. Например, вместо формулы (2) следует пользоваться формулой (4):

$$\beta = \frac{1}{1+K} \frac{V_{N_2}^0}{V_{R O_2}} - \frac{K}{1+K}. \quad (4)$$

Формула (1) неудобна для номографирования; она неудобна также и для аналитического способа проверки анализа газа. При работе на обогащенном дутье она еще больше усложняется.

Значительно удобнее для таких расчетов пользоваться универсальной формулой (5):

$$R O_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4 + \dots + H_2S = \mu (A + K \cdot 100 V_{O_2}), \quad (5)$$



в которой

$$\mu = 0,01 R O_2^{\text{макс}} = \frac{1}{1+K} \frac{1}{1+\beta}; \quad (6)$$

$$A = 100 - H_2 - O_2 + C_2H_4; \quad (7)$$

$$100 V_{O_2} = -O_2^{\text{изб}} = 0,5(CO + H_2) + 2CH_4 + 3C_2H_4 + \dots + \\ + 1,5H_2S - O_2. \quad (8)$$

Формула (5) справедлива при любой концентрации кислорода в дутье, ею можно пользоваться при проверке анализов как топочных, так и генераторных газов.

На основании данных анализа подсчитываются левая и правая части выражения (5). Если численные значения обеих частей совпадают или отличаются на небольшую величину (например, на 0,2), анализ можно считать правильным, в противном случае неправильным. Если ряд анализов контролируемого газа имеет погрешность с одним и тем же знаком, то значит аналитик допускает одни и те же ошибки. Коэффициент  $\mu$  подсчитывается для части топлива, перешедшей в газ. Исправить неправильный анализ при помощи формулы (5) обычно невозможно.

Для определения величин  $V_{N_2}^0$ ,  $V_{RO_2}$  и  $V_{O_2}^{\text{топ}}$  для твердого и жидкого топлива рекомендуются следующие формулы:

$$V_{N_2}^0 = K V_{O_2}^{\text{топ}} + 0,01 \cdot 0,8 N; \quad (9)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot 1,867 (C' + 0,375 S); \quad (10)$$

$$V_{O_2}^{\text{топ}} = V_{RO_2} + 0,01 \cdot 5,6 (H - 0,125 O). \quad (11)$$

В табл. 1 приводятся значения коэффициентов  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$  для некоторых топлив при использовании обычного атмосферного дутья, т. е. при  $K = 3,76$  (влажность дутья не влияет на их величины).

При газификации топлива одна часть его теряется с механическим недожогом, вторая переходит в жидкие продукты и третья в генераторный газ. Состав последней части может не соответствовать составу исходного топлива и, следовательно, значения  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$  для исходного топлива и для части, перешедшей в генераторный газ, могут быть различными.

Для топлив (кокс и антрацит), имеющих значение  $\beta$ , близкое к нулю, и не образующих жидких продуктов при газификации, численные значения  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$  остаются без изменения даже при значительном механическом недожоге.

Расчеты показывают, что для топлив, при газификации которых наблюдается значительный выход жидких продуктов (древесина), и для топлив, при газификации которых получается значительный

Таблица 1

Значения  $\beta$ ,  $100 \mu$  и  $\frac{1}{\mu}$  для некоторых топлив

Топливо	$\beta$	$100 \mu$ ( $RO_2^{\text{макс}}$ )	$\frac{1}{\mu}$
Донецкий каменный уголь Д . . .	0,121	18,74	5,34
Донецкий антрацит АС . . . . .	0,038	20,23	4,94
Кузнецкий каменный уголь Г . . . .	0,106	18,99	5,27
Кузнецкий каменный уголь (прокопьевский) СС . . . . .	0,106	18,99	5,27
Карагандинский каменный уголь ПЖПС . . . . .	0,106	18,99	5,27
Карагандинский бурый уголь БР . .	0,079	19,46	5,14
Вогословский бурый уголь БР . . .	0,047	20,06	4,99
Челябинский бурый уголь Б . . . .	0,088	19,30	5,18
Подмосковный бурый уголь БР . . .	0,078	19,48	5,13
Канский бурый уголь БР . . . . .	0,067	19,68	5,08
Черемховский каменный уголь Д . .	0,091	19,25	5,20
Райчихинский бурый уголь БР . . .	0,035	20,29	4,93
Коксовая мелочь 15—25 мм . . . . .	0,009	20,81	4,80
Коксовая мелочь 0—15 мм . . . . .	0,044	20,12	4,97
Торф кусковой . . . . .	0,072	19,59	5,10
Дрова . . . . .	0,028	20,43	4,90

Таблица 2

Результаты расчетов  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$  для некоторых топлив

Топливо	Показатели процесса				Значения $\beta$ и $\frac{1}{\mu}$			
	выход на рабочее топливо, %				для исходного топлива		для части топлива, перешедшей в газ	
	смолы	угусной кислоты	пыли и фусов	содержание горючих в шлаке %	$\beta$	$\frac{1}{\mu}$	$\beta$	$\frac{1}{\mu}$
Древесина ( $W^P=40\%$ )	9,83	4,29	—	Пре-небрегается	0,037	4,94	0,022	4,87
Торф ( $A^P=7,0\%$ и $W^P=33\%$ ) . . . . .	5,0	—	3,0	5,0	0,079	5,14	0,060	5,05
Челябинский бурый уголь ( $A^P=20,0\%$ и $W^P=20\%$ ) . . . . .	4,0	—	3,0	25,0	0,094	5,21	0,104	5,26

механический недожог, значения  $\frac{1}{\mu}$  изменяются незначительно. В качестве примера в табл. 2 приведены результаты расчетов для древесины, торфа и челябинского бурого угля.

Таким образом, даже при значительных выходах жидких продуктов и потерях горючих в шлаках принятые в расчетах значения  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$  изменяются незначительно, что облегчает практические возможности использования формулы (5). Вообще же, пользуясь средними эксплуатационными данными о величине и составе механического недожога и жидких продуктов газификации и зная состав топлива, можно без особых затруднений подсчитать значения  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$  для части топлива, перешедшей в газ. Так как отклонения значений этих величин от значений их для исходного топлива невелики, то и некоторое непостоянство производственных показателей не оказывает существенного влияния на величины  $\beta$  и  $\frac{1}{\mu}$ .

При газификации на обогащенном дутье для облегчения расчетов можно пользоваться дополнительными формулами (12) и (13), при помощи которых, зная значение  $\frac{1}{\mu_{\text{норм}}}$  для нормального дутья, можно быстро определить значение  $\frac{1}{\mu_{\text{обог}}}$  для обогащенного дутья:

$$\frac{1}{\mu_{\text{обог}}} = \frac{1}{\mu_{\text{норм}}} - \frac{1}{V} (3,76 - K); \quad (12)$$

$$\frac{1}{V} = \frac{V_{R O_2}}{V_{\text{топ}}^{O_2}}. \quad (13)$$

Продemonстрируем пример проверки анализа генераторного газа, приводимого Н. В. Карховым для случая газификации кокса на обогащенном кислородом дутье состава  $O_2 = 49,9\%$  и  $N_2 = 50,1\%$ . По данным анализа, генераторный газ имел состав (% объемн.):  $CO_2 = 15,27$ ,  $CO = 34,0$ ,  $H_2 = 31,7$ ,  $CH_4 = 0,5$ ,  $H_2S = 0,13$  и  $N_2 = 18,4$ .

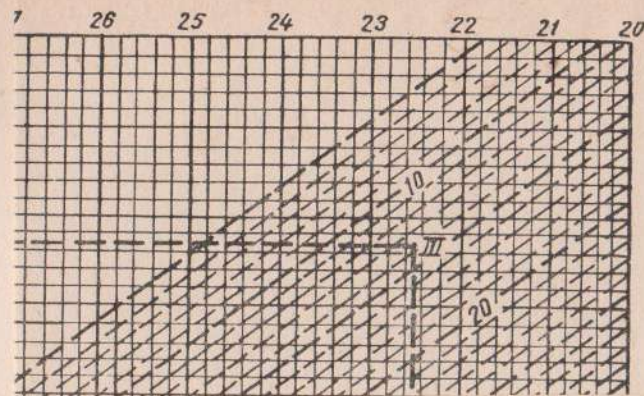
Согласно условию

$$K = \frac{N_2}{O_2} = \frac{50,1}{49,9} = 1,004.$$

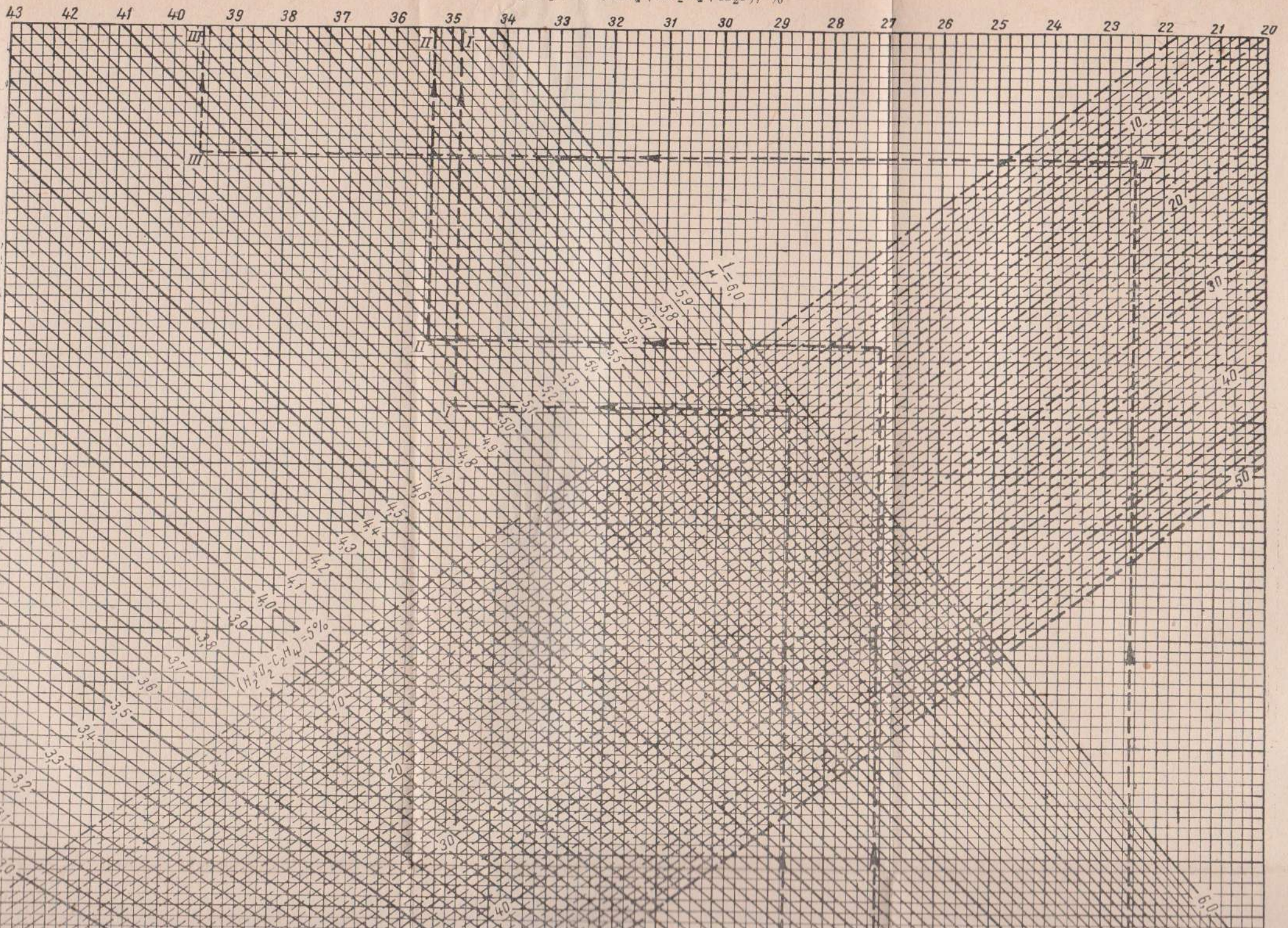
По данным табл. 1 для нормального дутья при сжигании коксика  $15-25 \text{ мм}$   $\frac{1}{\mu_{\text{норм}}} = 4,8$ .

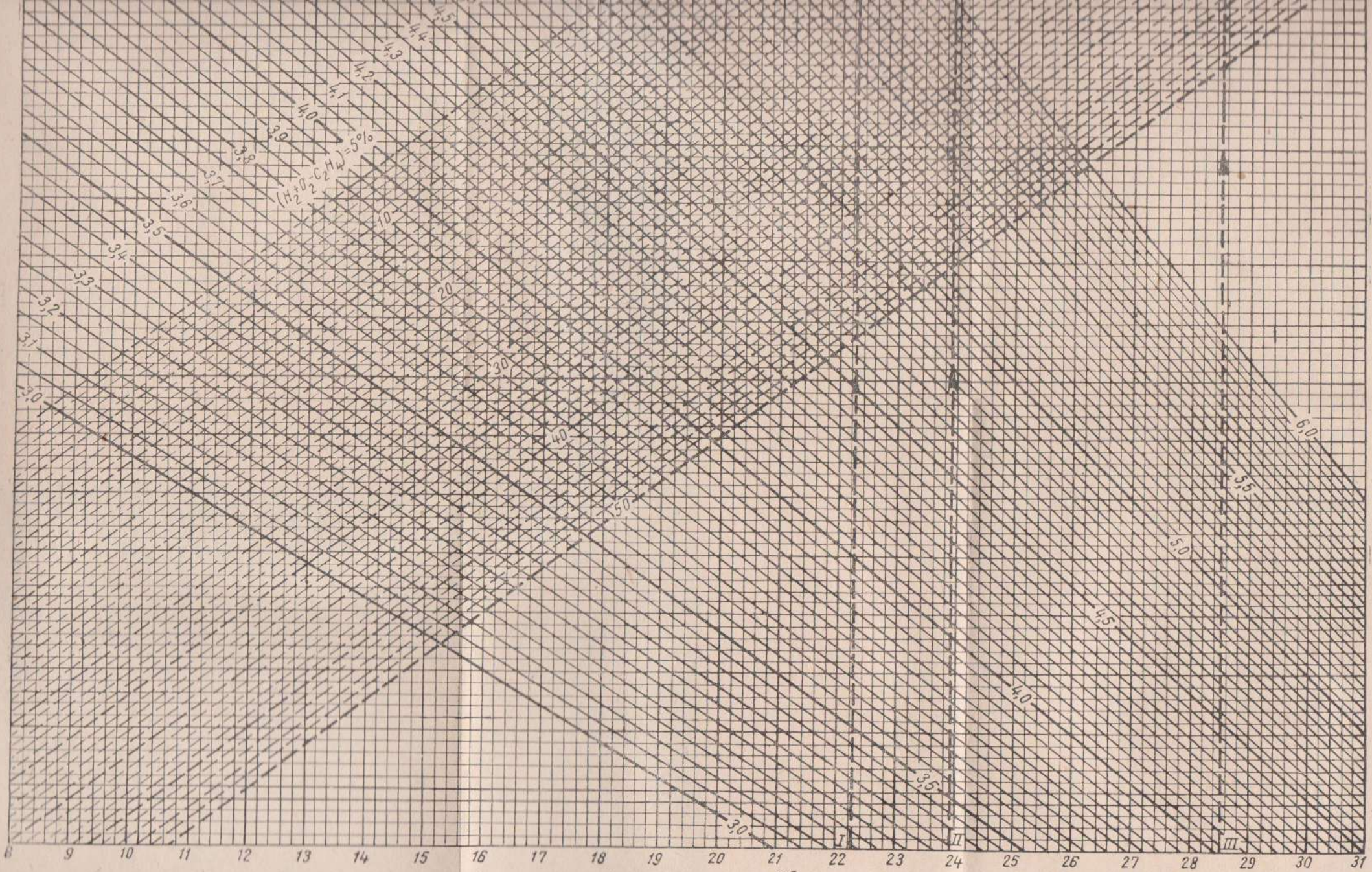
Согласно расчету (здесь не приводится)  $\frac{1}{V} = \frac{1}{0,990}$ .

Пользуясь формулой (12), можно найти  $\frac{1}{\mu_{\text{обог}}} = 2,016$  и  $\mu_{\text{обог}} = 0,496$ .



$(RO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4 + H_2S), \%$





$$\frac{K 100 V_{O_2}}{3,76} = \frac{K O_2^{изб}}{3,76}$$

Лист 879.

Номограмма для проверки полного анализа генераторного газа.

По данным анализа имеем:

$$A = 100 - \text{H}_2 - \text{O}_2 + \text{C}_2\text{H}_4 = 68,3\%;$$

$$\begin{aligned} K \cdot 100 V_{\text{O}_2} &= 1,004(0,5 \cdot 34,0 + 0,5 \cdot 31,7 + 2,0 \cdot 0,5 + 1,5 \cdot 0,13) = \\ &= 34,05 \text{ н.м}^3/100 \text{ н.м}^3; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \dots + \text{H}_2\text{S} &= 15,27 + 34,0 + 0,5 + 0,13 = \\ &= 49,9 \text{ н.м}^3/100 \text{ н.м}^3. \end{aligned}$$

Подставляя это в формулу (5), находим значения: левой части 49,9% и правой  $(A + K \cdot 100 V_{\text{O}_2}) = 0,496 (68,3 + 34,05) = 50,8\%$ .

Следовательно, имеются некоторые неточности или в анализе газа, или в данных о концентрации кислорода в дутье. Возможно и некоторое несоответствие состава газифицированного кокса составу, принятому по табл. 1.

### 3. Графический способ проверки анализа

Значительно быстрее и с достаточно большой точностью можно проверить анализ газа по номограмме.

Номограмму можно использовать при работе на любом дутье.

Для этого на оси  $x$  отложена величина  $\frac{K \cdot 100 V_{\text{O}_2}}{3,76} = \frac{-K \text{ O}_2^{\text{изб}}}{3,76}$ , которая при использовании атмосферного воздуха равна  $100 V_{\text{O}_2}$ .

Проверка производится следующим способом на оси  $x$  откладывается величина  $\frac{K \cdot 100 V_{\text{O}_2}}{3,76}$  и из этой точки проводится перпендикулярная линия до пересечения с прямой, отвечающей содержанию в рассматриваемом газе  $(\text{H}_2 + \text{O}_2 - \text{C}_2\text{H}_4)$ . Из последней точки горизонтально проводится линия до заданного значения  $\frac{1}{\mu}$ .

Если на номограмме отсутствуют прямые, между которыми размещается значение  $\frac{1}{\mu}$  для рассматриваемого топлива, то можно или провести дополнительные прямые, или, что проще, решить задачу для значения  $\frac{1}{\mu}$  в два раза меньше или больше заданного. Ответ находится на верхней оси  $x$ . Если найденное значение  $(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \dots)$  незначительно отличается от аналогичной величины в рассматриваемом анализе, то последний можно считать верным; в противном случае допущены ошибки.

Если при решении задачи значение  $\frac{1}{\mu}$  было принято в два раза больше заданного, то ответ необходимо увеличить в два раза; если значение  $\frac{1}{\mu}$  было принято в два раза меньше, то ответ следует уменьшить в два раза.

На фигуре приведено несколько примеров проверки анализов генераторных газов. Рассмотрим некоторые из них.

1. Проверить правильность состава генераторного газа, полученного из коксовой мелочи (% объемн.):  $\text{CO}_2 = 5,0$ ,  $\text{H}_2\text{S} = 0,2$ ,  $\text{O}_2 = 0,2$ ,  $\text{CO} = 28,5$ ,  $\text{H}_2 = 13,0$ ,  $\text{CH}_4 = 0,7$  и  $\text{N}_2 = 52,4$ .

Согласно данным табл. 1, для коксовой мелочи  $\frac{1}{\mu} = 4,8$  и  $4,97$ .

Принимаем среднее значение  $\frac{1}{\mu} = 4,9$ . По результатам анализа имеем:

$$(\text{H}_2 + \text{O}_2 - \text{C}_2\text{H}_4) = 13,2\%;$$

$$(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{S} + \dots) = 34,34\%;$$

$$100 = 0,5 \cdot 28,5 + 0,5 \cdot 13,0 + 2,0 \cdot 0,7 + 1,5 \cdot 0,2 - 0,2 = \\ = 22,25 \text{ нм}^3/100 \text{ нм}^3.$$

На номограмме (точка I) находим  $(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \dots) = 34,8\%$ .

Совпадение достаточно близкое, однако некоторые неточности имеются.

2. Проверить анализ генераторного газа, полученного из богословского угля (% объемн.):  $\text{CO}_2 = 8,0$ ,  $\text{O}_2 = 0,2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4 = 0,3$ ,  $\text{CO} = 24,0$ ,  $\text{H}_2 = 13,6$ ,  $\text{CH}_4 = 2,2$  и  $\text{N}_2 = 51,7$ .

По данным табл. 1 принимаем  $\frac{1}{\mu} = 4,99$ .

Согласно результатам анализа имеем:

$$(\text{H}_2 + \text{O}_2 - \text{C}_2\text{H}_4) = 13,5\%;$$

$$(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_4) = (8,0 + 24,0 + 2,2 + 2,0 \cdot 0,3) = \\ = 34,8\%;$$

$$100 V_{\text{O}_2} = 0,5 \cdot 24,0 + 0,5 \cdot 13,6 + 2,0 \cdot 2,2 + 3,0 \cdot 0,3 - 0,2 = \\ = 23,9 \text{ нм}^3/100 \text{ нм}^3.$$

На номограмме (точка II) находим  $(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_4) = 35,3\%$ .

Следовательно, в анализе имеются некоторые неточности, однако если значение  $\frac{1}{\mu}$  подсчитать с учетом механического недожога и выхода жидких продуктов газификации, то расхождение между балансовыми данными и данными анализа будут несколько меньше.

3. Проверить анализ генераторного газа, полученного из древесной щепы (% объемн.):  $\text{CO}_2 = 6,5$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4 = 0,4$ ,  $\text{O}_2 = 0,2$ ,  $\text{CO} = 29,0$ ,  $\text{H}_2 = 14,0$ ,  $\text{CH}_4 = 3,0$  и  $\text{N}_2 = 46,9$ .

Для дров по данным, приведенным в табл. 1,  $\frac{1}{\mu} = 4,9$ .

По результатам анализа имеем:

$$(\text{H}_2 + \text{O}_2 - \text{C}_2\text{H}_4) = 13,8\%;$$

$$(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_4) = 39,3\%;$$

$$100 V_{\text{O}_2} = 0,5 \cdot 29,0 + 0,5 \cdot 14,0 + 2,0 \cdot 3,0 + 3,0 \cdot 0,4 - 0,2 = \\ = 28,5 \text{ нм}^3/100 \text{ нм}^3.$$

На номограмме (точка III) находим:

$$(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_4) = 39,45\%.$$

Совпадение очень хорошее. Если уточнить значение  $\frac{1}{\mu}$  (см. табл. 2), результаты будут еще ближе. Следовательно, анализ правильный.

В рассмотренных примерах мы использовали значения  $\frac{1}{\mu}$ , соответствующие исходному составу топлива. Если имеются производственные данные, то уточнение величины этого коэффициента не представляет трудностей.

Пользуясь приведенными способами, на многих заводах уже достигли значительных результатов в деле повышения качества анализов генераторных и топочных газов.

Доктор техн. наук Н. В. ЛАВРОВ  
(ИГиЛ АН СССР)

## ПРОМЫШЛЕННАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Современная техника позволила получить разнообразные горючие газы на основе самых различных технологических процессов.

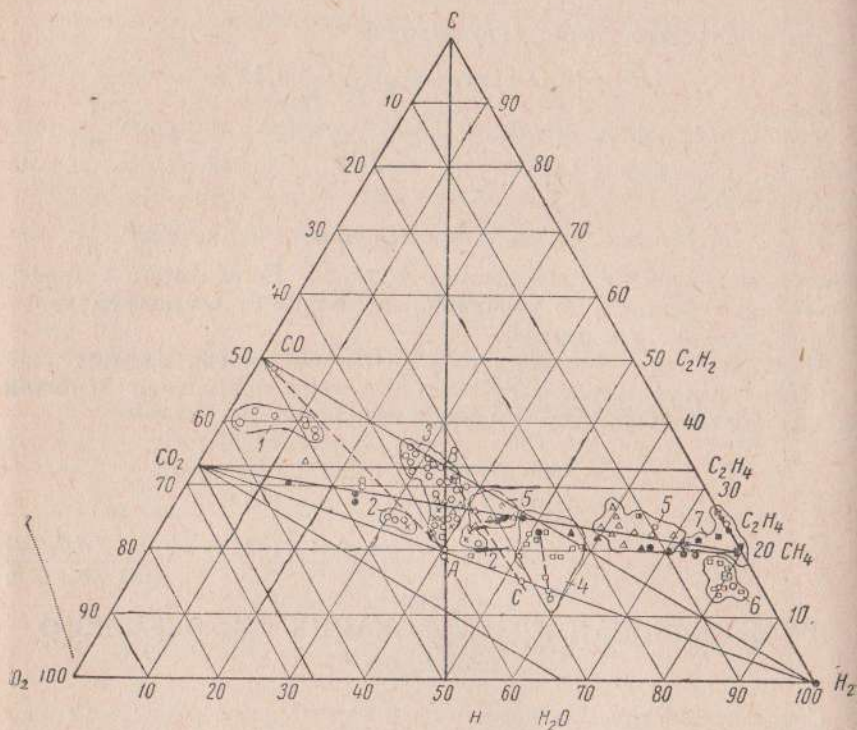
Широкое развитие газификации страны возможно при добыче и производстве огромного количества горючих газов. Для рационального использования газов и разработки правильных технических направлений в развитии газовой промышленности требуется промышленная и генетическая классификация газообразного топлива.

Автором разработана промышленная классификация. На генетической классификации мы остановимся лишь очень кратко: она включает вопросы происхождения (в случае природных газов) и вопросы образования или производства (в случае искусственных газов).

Определяющим параметром генетической классификации газов выбран химический состав газа. Безазотистые составы газов в атомных процентах наносились на тройные диаграммы С—Н—О.

Изучение идеальных процессов газификации позволило определить области распространения газов на тройной диаграмме и определить аналитические уравнения границ этих областей (см. фигуру).

Проведенные исследования показали, что газы, получаемые при химической технологии топлива можно разбить на следующие четыре группы:



Тройная диаграмма.

1 — доменные газы; 2 — газы ПГУ и генераторные газы; 3 — паро-кислородные газы, полученные при высоком давлении; 4 — водяные и двойные водяные газы; 5 — газы полукоксования; 6 — газы коксования; 7 — природные газы.

- 1) газы процессов сжигания и газификации твердых топлив;
- 2) газы пирогенетического разложения топлив;
- 3) индивидуальные газы;
- 4) смеси, составленные из нескольких газов (в пределах различных групп).

Газы процессов сжигания и газификации твердых топлив разбиваются на:

- а) топочные газы — реагирующий компонент  $O_2$ , теоретические пределы изменения к. п. д. газификации (для идеального состава топочных газов) 0,0%;

- б) полутопочные газы — газы полутопок горячей продувки при получении водяного газа, доменные; реагирующий компонент  $O_2$ , в некоторых процессах  $H_2O$ . Теоретические пределы изменения к. п. д. газификации от 0 до 70%;

- в) генераторные газы — воздушные, паро-воздушные, паро-кислородные, регенеративные газы; реагирующие компоненты  $O_2$ ,  $H_2O$  или  $CO_2$ . Теоретические пределы изменения к. п. д. газификации от 70 до 100%;

- г) полуводяные газы — смеси водяного и генераторного газов; генераторные, получаемые при внесении в процесс физического тепла; генераторные, получаемые при высоком давлении; реагирующие компоненты —  $H_2O$  и  $O_2$ . Теоретические пределы изменения к. п. д. газификации от 100 до 129,5%;

- д) водяные газы — получаемые при атмосферном давлении и получаемые при высоком давлении; реагирующий компонент —  $H_2O$ . Теоретический предел изменения к. п. д. газификации 129,5%.

В основу первой промышленной классификации положена теплотворность газов, по которой они разделялись на газы высокой, средней и низкой теплотворности. Такая классификация не дает руководящих указаний для оптимального использования и выбора топлива. Создается впечатление, что при работе на газе с высокой теплотворностью, например природном, проще и экономичнее поддерживать высокие температуры в печах, чем при работе на газе с низкой теплотворностью, как, например, на коксовом. В действительности иногда легче осуществить температурный процесс на газе с более низкой теплотворностью.

Существующие классификации горючих газов не позволяют также установить эффективность применения отдельных видов газообразного топлива для химической технологии и энерго-химического использования его. Горючие газы могут быть использованы в качестве топлива и в виде сырья для химической промышленности. Исходя из этого, автор совместно с М. Б. Равичем составил классификацию горючих газов, характеризующую их энергетическую и технологическую ценность. Некоторое своеобразие имеют бытовые газы, классификация которых предложена автором.

Температура горения газа, как известно, зависит не только от его теплотворности, но также от объема образующихся продуктов горения и их теплоемкости. В соответствии с этим окись углерода с теплотворностью около 3020 ккал/нм<sup>3</sup> обладает более высокой температурой горения, чем метан с теплотворностью 8350 ккал/нм<sup>3</sup>.

Точно так же природный газ, состоящий в основном из метана, характеризуется более низкой температурой горения, чем водяной газ, несмотря на то, что теплотворность природного газа более чем втрое превышает теплотворность водяного газа.

Температура горения газа, названная Д. И. Менделеевым жаропродуктивностью топлива, в большей степени определяет выбор

Газы	Состав газа, % объемн.								Теплотворность газа, ккал/м³		Теоретический расход воздуха, м³/м³ газа	Объем продуктов сгорания, м³/м³ газа	Температура горения, °С		
	CO₂	O₂	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	CO	H₂	CH₄	N₂	C₃H₈ + C₄H₁₀	Q <sub>B</sub>	Q <sub>H</sub>			Максимальная температура в воздухе	с учетом влияния в воздухе	
															CO₂
1. Газы с высокой температурой горения															
окись углерода . . . . .	—	—	—	100	—	—	—	—	—	3020	3020	2,38	2,88	2370	2330
водород . . . . .	—	—	—	—	100	—	—	—	—	3050	2570	2,38	2,88	2230	2190
водяной . . . . .	6,3	0,2	—	38	51	0,5	—	—	—	2750	2500	2,2	2,7	2210	2180
газы заводов СГ . . . . .	2	2	40	0,5	74	5	—	—	—	4270	3760	3,7	4,3	2190	2160
газ, получаемый при газификации под высоким давлением (25 ат) нефтяной (Москва) . . . . .	3	0,3	0,7	18	56	18	—	—	—	4090	3610	3,5	4,2	2130	2100
сжиженный . . . . .	—	—	27	3	42	58	—	—	—	10070	9180	9,9	10,8	2120	2090
двойной водяной . . . . .	15	0,2	0,8	27	46	8	—	—	50+50	27180	25000	27,4	29,6	2110	2080
коксовый газ каменного угля . . . . .	3	1	2	6	56	22	—	—	—	3420	2820	2,6	3,2	2110	2070
паро-кислородный . . . . .	20,3	0,2	0,5	34	39	3	—	—	—	4280	3780	3,8	4,5	2090	2060
коксовый из сланца . . . . .	15	—	3	16	39	24	—	—	—	2590	2370	2,1	2,7	2050	2020
метан . . . . .	—	—	—	—	—	100	—	—	—	4410	3960	4,0	4,7	2040	2010
газ полукоксовый из каменного угля . . . . .	13	—	7	9	9	54	—	—	—	9500	8530	9,5	10,5	2030	2000
природный газ . . . . .	0,4	—	0,7	—	—	98	—	—	—	6740	6100	6,6	7,5	2020	1990

## 2. Газы со средней температурой горения

смешанный (коксового 50% и доменного 50%) генераторный из битуминозных топлив . . . . .

## 3. Газы с пониженной температурой горения

смешанный генераторный из тощих топлив . . . . .  
доменный из древесного угля . . . . .  
воздушный . . . . .  
доменный (коксовый) . . . . .

## 4. Газы с низкой температурой горения:

ваграночный с использованием физического тепла  $t = 600^\circ\text{C}$  (общее теплосодержание  $Q = 594 \text{ ккал/м}^3$ ) . . . . .  
продувочный (антрацит) с использованием физического тепла  $t = 600^\circ\text{C}$  ( $Q = 549 \text{ ккал/м}^3$ ) . . . . .  
сажевых заводов . . . . .  
продувочный (кокс) с использованием физического тепла . . . . .  
ваграночный (холодный) . . . . .  
продувочный холодный (антрацит) . . . . .  
продувочный холодный (кокс) . . . . .

7	—	40	17	29	11	35	—	—	—	2620	2370	2,3	3,0	1930	1900
7	0,2	0,3	28	13	2,5	49	—	—	—	1530	1440	1,2	2,0	1750	1720
6	—	—	27	13	0,6	53,4	—	—	—	1270	1200	1,0	1,8	1670	1640
12	—	—	27	8	1,8	51,2	—	—	—	1230	1170	1,0	1,8	1590	1560
4	—	—	32,5	0,5	—	66	—	—	—	1000	990	0,8	1,6	1560	1530
10,5	—	—	28	2,7	0,3	58,5	—	—	—	960	940	0,8	1,6	1470	1440
13,4	—	—	13,4	—	—	73,8	—	—	—	400	400	0,3	1,2	1250	1230
14,5	0,2	—	8,8	2,3	0,2	74	—	—	—	360	340	0,3	4,2	1180	1160
4,7	1,4	—	4,9	11,6	2,0	75,3	—	—	—	700	620	0,5	1,4	1180	1160
17,5	0,2	—	5,0	1,3	—	76	—	—	—	190	180	0,1	1,1	950	930
13,4	—	—	13,1	—	—	73,8	—	—	—	400	400	0,31	1,2	860	840
14,5	0,2	—	8,8	2,3	0,2	74	—	—	—	360	340	0,3	4,2	770	750
17,5	0,2	—	5,0	1,3	—	76	—	—	—	190	180	0,1	1,1	470	450



метода сжигания, тип топки и требования, предъявляемые к огнеупорным материалам.

Предлагаемая энергетическая классификация горючих газов построена в зависимости от температуры горения (табл. 1). В соответствии с величиной температуры горения энергетические газы разбиты на пять групп.

1. Газы с высокой температурой горения. К этой группе относятся газы: водяной, нефтяной, коксовый, природный и другие с малым содержанием балласта (до 25%) и с температурой горения выше 2000°.

При квалифицированном сжигании этих газов можно достичь высоких температур и провести процессы без подогрева воздуха или газа. Тем не менее необходимо стремиться к сочетанию оптимальных методов сжигания газов с подогревом воздуха, так как при этом достигаются еще более высокие температуры и повышается к. п. д. установок.

Подогрев газов, входящих в первую группу, является менее целесообразным.

Для энергетических целей, т. е. для высокотемпературных процессов мартеновских печей, газовых вагранок, стекловаренных и керамических печей и т. д., наиболее целесообразно применять газы первой группы.

Газы первой группы можно с успехом применять взамен мазута при осуществлении различных технологических процессов, а также во многих случаях ими можно заменять электроэнергию при плавке, нагреве и термической обработке металла. Вследствие высокого содержания водорода и углеводородов эти газы характеризуются большой разницей между высшей и низшей теплотворностями, достигающей 12%. Поэтому значительный интерес представляют установки, работающие на газах, при сжигании которых отводимые продукты горения имеют низкую температуру, обеспечивающую конденсацию водяных паров.

Отсутствие серы в большинстве газов, входящих в первую группу (природный, нефтянопопутный, сжиженный, отбросной заводов синтетического каучука и др.), позволяет создать простые теплоиспользующие установки, не подвергающиеся коррозии и с весьма высоким к. п. д.

2. Газы со средней температурой горения. К этой группе относятся генераторные газы из битуминозных топлив, полученные прямым способом газификации, и смешанный газ (коксовый + доменный) с содержанием 35—60% балласта и с температурой горения 1700—1950°.

Газы второй группы могут с должной эффективностью применяться для высокотемпературных процессов лишь при условии соответствующего подогрева воздуха. Для сжигания 1 м<sup>3</sup> этих газов необходим значительно меньший объем воздуха, чем для сжигания газов первой группы. Поэтому в ряде случаев становится целесообразным подогревать не только воздух, но и газ.

Оптимальная область применения газов второй группы — среднетемпературные нагревательные и технологические печи.

3. Газы с пониженной температурой горения. В эту группу входят газы с содержанием балласта от 50 до 70% и с температурой горения 1500—1700° — генераторные из тощих, из битуминозных топлив, газы, получаемые методом обращенной газификации, воздушный и доменный.

Основным горючим компонентом является окись углерода. В соответствии с этим различие между высшей и низшей теплотворностью у этих газов незначительно.

Оптимальная область применения этих газов: среднетемпературные и низкотемпературные печи, сушила, паровые и водогрейные котлы.

4. Газы с низкой температурой горения. К четвертой группе относятся газы с высоким содержанием балласта — выше 70% и низкой температурой горения 750—1300°. Это многочисленные виды отбросных промышленных газов — ваграночные, сажевых заводов, горячего дутья генераторов водяного газа и др. Эти отбросные промышленные газы, как правило, пока не утилизируются из-за низкой температуры горения — и опасности аварий вследствие возможности затухания газовых горелок при внезапном снижении теплотворности и жаропродуктивности газа.

Однако приводимые в табл. 1 температуры горения газов свидетельствуют о несомненной возможности их использования и вместе с тем о желательности применения контактирующих огнеупорных поверхностей, необходимых для аварийной работы при внезапном снижении жаропродуктивности сжигаемого газа.

Количество отбросных газов, выпускаемых в атмосферу на машиностроительных и химических заводах, весьма велико. Использование газов с низкой температурой горения в настоящее время имеет серьезное народнохозяйственное значение. На сжигание этих газов расходуется сравнительно небольшое количество воздуха — от 0,15—0,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Поэтому для повышения температуры горения весьма важно подогревать не только воздух, но и газ.

Сжигание многих видов отбросных промышленных газов в большой степени облегчается тем, что они имеют высокую температуру — около 600°. В табл. 1 температура горения этих газов подсчитана с учетом температуры, при которой они выпускаются в атмосферу.

Сопоставление температуры горения отбросных газов и температуры горения холодных газов говорит о необходимости сжигания отбросных газов с использованием физического тепла не только с целью его утилизации, но и для обеспечения надежности процесса горения. В соответствии с этим теплоиспользующие установки следует располагать вблизи агрегатов, выпускающих горячие газы низкой жаропродуктивности. Газы этой группы можно использо-

зовать в паровых котлах, низкотемпературных печах, сушилах и воздухоподогревателях.

5. Газы с весьма низкой температурой горения. В пятую группу входят газы с весьма низкой температурой горения, еще не используемые в технике. К их числу принадлежат выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания и некоторые другие.

Пока первоочередной задачей является дожигание ядовитой окиси углерода, содержащейся в выхлопных газах, с целью обезвреживания атмосферы городов.

Газы, предназначенные для коммунальных предприятий, в сущности относятся к энергетическим газам.

К бытовым газам, используемым населением, предъявляются повышенные требования в отношении токсичности. Для этих газов достижение высокого пиromетрического эффекта не является необходимостью. Установленные нормы по теплотворности бытового газа 4000 ккал/м<sup>3</sup> не всюду являются обязательными. Практика показала возможность использования для быта газов низкой теплотворности. Так, в течение нескольких лет низкотеплотворным газом обеспечивается жилой дом в г. Туле.

Для газоснабжения рабочих поселков и небольших центров можно с успехом использовать газы пониженной теплотворности.

Для быта применяются преимущественно газы углеводородные и богатые водородом. Газы с большим содержанием окиси углерода из-за высокой токсичности самостоятельно для бытовых целей не применяются. Следовательно, определяющим параметром классификации бытового газа является сумма предельных и непредельных углеводородов и водорода в газе.

Бытовые газы целесообразно разбить на три группы: углеводородные, метано-водородные и газы, содержащие водород и окись углерода (табл. 2).

**Сжиженные газы.** Бутан-пропановые смеси, легко сжижающиеся и транспортируемые в тонкостенных баллонах или цистернах, являются особенно ценным видом топлива для газоснабжения городов, поселков и автотранспорта в районах, не подключенных к газопроводам.

**Природные газы.** Эти газы являются основным видом бытового газа. Они транспортируются на дальние расстояния. В Бельгии, Польше, Советском Союзе и других странах начинают добывать газ из угольных пластов. На основе этого газа (содержащего почти один метан) возможно осуществить газификацию шахтерских поселков и использовать его для нужд промышленности.

Газы второй группы (метано-водородные) получают при переработке твердых топлив, ими можно обеспечить города в местах, удаленных от магистральных газопроводов. Сюда относятся газы коксовый и газификации под высоким давлением низкосортных видов топлива. В дальнейшем сюда присоединятся большие массы

Таблица 2

Классификация бытовых газов

Газы	Содержание $\sum (C_n H_{2n+2} + C_n H_m + H_2)$ , % объемн.	Состав газа, % объемн.						Теплотворность газа, ккал/м <sup>3</sup>	
		$C_n H_m + C_2 H_{10}$	$C_n H_m$	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub> + N <sub>2</sub>	Q <sub>B</sub>	Q <sub>H</sub>
<b>1. Углеводородные газы</b>									
сжиженные	100	—	—	—	—	—	—	27180	25000
природный и газы угольных пластов	98,7	—	—	98	—	—	1,3	9440	8470
<b>2. Метано-водородные газы</b>									
нефтяной	97	—	27	58	12	3	—	10070	9180
заводов СК	89	—	10	5	74	0,5	8,5	4270	3760
коксовый из каменных углей	80	—	2	22	56	6,0	13,0	4280	3780
получаемый при газификации под высоким давлением	74,7	—	0,7	18	56	18	7	4090	3640
метанированный водяной	51,0	—	—	35,6	15,4	7	42,1	4065	3564
<b>3. Газы, содержащие водород и окись углерода</b>									
двойной водяной	54 (81) <sup>1</sup>	—	0,8	8	46	27	18	3120	2820
водяной	51,5 (89) <sup>1</sup>	—	—	0,5	51	38	10,3	2750	2500
паро-кислородный	42 (76) <sup>1</sup>	—	0,5	3,0	39,0	34	23,3	2590	2370
потуводяной	38,5 (71,5) <sup>1</sup>	—	—	0,5	38,0	35	27,5	2261	2088
газ Монда	27	—	—	3,0	24,0	11	62,0	1352	1211
подаемной газификации бурых углей	19	—	—	1,0	48,0	8,0	71,0	1000	870
генераторный из битуминозных топлив	15,5 (43,5) <sup>1</sup>	—	0,3	2,5	13,0	28	26,0	1530	1440
генераторный из тощих топлив	13,6 (40,6) <sup>1</sup>	—	—	0,6	13,0	27	59,4	1270	1200
доменный (коксовый)	3,0 (31) <sup>1</sup>	—	—	0,3	2,7	28	69,0	960	940

<sup>1</sup> Содержание  $\sum (C_n H_{2n+2} + C_n H_m + H_2)$  в промышленных газах после конверсии окиси углерода.

Газы	Содержание потенциального водорода, % объемн.	Состав		
		H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>
<b>1. Газы с весьма высоким содержанием потенциального водорода (выше 500 %):</b>				
сжиженный . . . . .	1150	—	—	—
прямой перегонки . . . . .	1100	—	—	11
парофазного крекинга . . . . .	640	9	—	28
жидкофазного крекинга . . . . .	630	3	—	50
пиролизный . . . . .	505	14	0,8	41
<b>2. Газы с высоким содержанием потенциального водорода (200—450%)</b>				
сухой природный газ (саратовский, дашавский и другие) . . . . .	400	—	—	94
полукоксевый из каменных углей . . . . .	270	9	9	54
<b>3. Газы со средним содержанием потенциального водорода (от 90 до 200%)</b>				
коксевый (каменноугольный) . . . . .	160	56	6	22
заводов СК . . . . .	160	74	0,5	5
полученные при газификации под высоким давлением . . . . .	150	56	18	18
двойной водяной . . . . .	110	46	27	8
водород . . . . .	100	100	—	—
водяной . . . . .	91	51	38	0,5
паро-кислородный . . . . .	85	39	34	3
<b>4. Газы с низким содержанием потенциального водорода</b>				
генераторный из битуминозных топлив . . . . .	53	13	28	2,5
генераторный из тощих топлив . . . . .	42	13	27	0,6
доменный (древесноугольный) . . . . .	42	8	27	1,8
воздушный . . . . .	33	0,5	32,5	—
доменный (коксевый) . . . . .	32	2,7	28	0,3
продувочный (антрацит) . . . . .	12	2,3	8,8	0,2
продувочный (коксевый) . . . . .	8	1,3	5	—

газа, % объемн.

C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>
—	50	50	—	—	—	—	—	—	—
17	9	28	30	—	—	—	5	—	—
14	3	1	—	20	15	10	—	—	—
17	10	5	—	2	8	5	—	—	—
12	—	—	—	17	9	5	0,4	0,8	—
1,2	0,8	0,4	0,2	—	—	—	0,2	3,3	—
—	—	—	—	7	—	—	13	7,8	0,2
—	—	—	—	2	—	—	3	10	1
—	—	—	—	10	—	—	2	6,5	2
—	—	—	—	0,7	—	—	3	4	0,3
—	—	—	—	0,8	—	—	15	3	0,2
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	6,3	4	0,2
—	—	—	—	5	—	—	20,3	3	0,2
—	—	—	—	0,3	—	—	7	49	0,2
—	—	—	—	—	—	—	6	49	0,2
—	—	—	—	—	—	—	12	51,2	—
—	—	—	—	—	—	—	1	66	—
—	—	—	—	—	—	—	10,5	58,5	—
—	—	—	—	—	—	—	14,5	74	0,2
—	—	—	—	—	—	—	17,5	76	0,2

газов, получаемых при энерготехнологическом использовании твердого топлива.

Газы третьей группы (водяные, паро-кислородные и смешанные генераторные) могут быть превращены путем каталитического метанирования и конверсии окиси углерода водяным паром в газы, пригодные для бытовых целей. Так, путем каталитического метанирования по процессу, разработанному в ИГИ, можно из водяного газа получить газ теплотворностью 4000 ккал/м<sup>3</sup>.

При конверсии газов водяным паром получается богатый водородом газ, пригодный для бытового потребления. Таким образом, на любой ГС можно осуществить, например, газификацию поселка.

Наряду с энергетическим использованием горючих газов первоочередное значение имеет их применение в различных областях химической технологии.

Технологическое использование горючих газов связано с производством водорода, применяемого для многочисленных процессов, к числу которых относятся синтез аммиака, гидрогенизация окиси углерода с целью производства синтетических спиртов и искусственного моторного топлива, гидрогенизация нефтепродуктов для повышения выхода бензина, гидрогенизация углей и смол с целью получения моторного топлива, гидрогенизация нафталина с получением декалина и тетралина, используемых в качестве растворителей и для других целей, гидрогенизация сложных эфиров с целью производства твердых жиров из растительных масел и ворваней и т. д.

Таким образом, гидрогенизация в широком смысле этого слова принадлежит к числу важнейших процессов технологии, роль и значение которых быстро возрастают.

Водород, необходимый для процессов гидрогенизации, получают в большинстве случаев из различных видов горючих газов, которые являются также сырьем для получения сажи и ацетилена путем термического разложения углеводородов, получения хлорпроизводных, используемых в качестве растворителей, и для различных химических синтезов.

Особое значение для химической технологии имеют непредельные углеводороды, обладающие высокой реакционной способностью и являющиеся ценным сырьем для производства синтетического каучука и других продуктов.

Приведенная технологическая классификация горючих газов (табл. 3) построена по данным содержания в них потенциального водорода, т. е. выхода в процентах при переработке соответствующего вида газа.

По содержанию потенциального водорода горючие газы разделены на 4 группы.

К первой группе принадлежат газы, получаемые при переработке нефти с весьма высоким содержанием потенциального водорода (свыше 500%), обусловленным высоким содержанием угле-

водородов с числом атомов водорода от 4 до 12. Выход потенциального водорода из углеводородов может быть определен по формуле:

$$H_2 = \left(2n + \frac{m}{2}\right) C_n H_m.$$

Указанные газы, в особенности крекинг-газы, содержащие высокое количество реакционноспособных непредельных углеводородов, представляют особую ценность как сырье для химической переработки.

Ко второй группе относятся газы с высоким потенциальным содержанием водорода (от 200 до 400%). К числу их принадлежат сухой природный, полукокосовый и другие газы.

Выход водорода для газов этой группы определяется в первую очередь высоким содержанием метана, в процессе конверсии которого водяным паром получается четырехкратный объем водорода.

В соответствии с этим указанные виды газообразного топлива являются ценным источником для получения водорода по конверсионному методу или путем крекинга метана и других углеводородов.

В процессе крекинга получается значительно меньший выход водорода, чем при конверсии водяным паром. Однако в виде побочного продукта в этом случае может быть получена сажа, применяемая в резиновой и других отраслях промышленности. В настоящее время начинает применяться кислородная конверсия метана, при которой технологический газ получается непрерывным способом.

К третьей группе принадлежат газы с содержанием потенциального водорода от 80 до 160%, газы с незначительным содержанием метана и других углеводородов, с высоким содержанием молекулярного водорода и окиси углерода, при конверсии которой водяным паром получается равный объем водорода.

В четвертую группу входят газы с пониженным содержанием потенциального водорода (менее 55%) — генераторные, доменные и другие. Они характеризуются низким содержанием углеводородов и значительным содержанием окиси углерода, а содержание азота в них большей частью превышает 50%.

Газы четвертой группы в смеси с газом с высоким содержанием водорода, например с водяным, применяются для производства азото-водородной смеси, необходимой для синтеза аммиака.

При осуществлении газификации и доменного процесса с применением обогащенного кислородом воздуха могут быть получены генераторные и доменные газы с соотношением потенциального водорода к азоту, равным 3:1, пригодные для синтеза аммиака без добавления водяного газа.

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ  
И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

Член-корр. АН СССР З. Ф. ЧУХАНОВ  
(энин АН СССР)

МЕХАНИЗМ И КИНЕТИКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ДВУОКСИ  
УГЛЕРОДА С КОКСОМ

Несмотря на большое практическое значение и многочисленные исследования, кинетика и механизм реакции восстановления двуокиси углерода изучены недостаточно полно.

Задачей данного доклада является осветить основные кинетические характеристики взаимодействия двуокиси углерода с коксом и на этой основе указать конкретные пути организации процесса, позволяющие управлять ходом этой реакции и интенсифицировать ее в промышленных печах. Для выявления роли этой реакции в промышленных процессах требуется учет реакций горения углерода кокса.

Автором доклада в 1932 и 1933 гг. при исследовании процесса окисления аэрозвеси активированного древесного угля было обнаружено интересное и важное явление. При температуре окисления 600—650° скорость окисления определенной навески активированного древесного угля (в газовой взвеси) не зависит при прочих равных условиях от размера частиц угля. Явление это было неожиданным, так как в то время считалось твердо установленным, что окисление угля протекает на его поверхности и, следовательно, скорость окисления пропорциональна величине внешней поверхности реагирующих частиц угля. Обнаруженное явление заставило сделать вывод, что окисление активированного древесного угля протекает в объеме частиц, т. е. на поверхности макро- и микропор. Для проверки сделанного открытия внутреннего реагирования были поставлены специальные исследования: по окислению индивидуальных частиц электродного и древесного угля (работы С. Э. Хайкиной), по окислению стержней электродного угля (работа Н. В. Лаврова) и восстановлению двуокиси углерода стержнями электродных углей (работа В. С. Альтшулера). Эти работы целиком подтвердили наличие объемного (внутри пор) реагирования углерода с кислородом и двуокисью углерода. Было однозначно установлено,

что объемное реагирование характерно для всех типов углерода, начиная от пористого активированного древесного угля и кончая таким плотным углем, как антрацит. Последующие работы различных исследователей подтвердили наличие внутреннего реагирования углерода и установили, что оно практически относится почти ко всем гетерогенным реакциям. Теоретически внутреннее реагирование было исследовано Я. В. Зельдовичем, а для горения углерода Л. Н. Хитриным, автором доклада, В. И. Блиновым и др.

Практическое значение внутреннего реагирования недооценивалось, а многими недооценивается и сейчас. Между тем для реакции восстановления двуокиси углерода, как мы покажем, внутреннее реагирование является почти для всех промышленных процессов основным режимом реагирования.

В любых условиях суммарная интенсивность, суммарная кинетика реагирования  $\text{CO}_2$  с углеродом зависят как от скорости переноса вещества, так и от скорости химической реакции.

Однако роль этих двух процессов (физического и химического) не одинакова при различных режимах гетерогенного реагирования и поэтому целесообразно и удобно для решения технических задач выделить отдельные кинетические режимы — различные области гетерогенного реагирования углерода с  $\text{CO}_2$ . Для расчетов технических процессов следует рассматривать пять режимов — областей реагирования. Эти области следующие:

- 1) чисто кинетическая; скорость процесса  $V = \frac{dx}{dt}$  определяется с точностью не менее 10% скоростью химической реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  во всем объеме коксовых частиц;
- 2) первая переходная область; скорость суммарного процесса заметно лимитируется диффузией в поры коксовых частиц;
- 3) кинетическая, в которой на внешней поверхности кокса скорость процесса определяется кинетикой химической реакции, а в центре коксовых частиц концентрация  $\text{CO}_2$  близка нулю и реакция практически уже не протекает; суммарная скорость реагирования в кинетической области ограничивается как скоростью химической реакции, так и диффузией в поры коксовых частиц;
- 4) вторая переходная, или просто переходная область, в которой скорость суммарного процесса заметно тормозится переносом  $\text{CO}_2$  из газового объема к внешней контурной поверхности коксовых частиц;
- 5) диффузионная, в которой скорость суммарного процесса с точностью не ниже 10% определяется скоростью переноса  $\text{CO}_2$  из газового объема к реагирующей поверхности кокса.

Конкретное техническое использование этих областей реагирования с углеродом  $\text{CO}_2$  для управления и интенсификации взаимодействия  $\text{CO}_2$  с коксом возможно только в том случае, если будут достаточно точно определены границы каждой области для конкретных практических условий. К сожалению, в настоящее время и в учебниках, и в оригинальных работах по вопросам горения

с другим гетерогенным реакциям авторы обычно ограничиваются качественной оценкой и определением области реагирования на основании косвенных показателей, не подтверждаемых, однако, количественным расчетом сделанного определения области реагирования. В дальнейшем попытаемся показать, что такие качественные определения часто приводят к ошибочным заключениям и выводам.

Для определения границ различных областей реагирования с  $\text{CO}_2$  необходимо знать в достаточной мере механизм и кинетику этой реакции. Однако изучение ее возможно только в чисто кинетической области, где скорость процесса практически не зависит от переноса  $\text{CO}_2$  к реакционной поверхности. Возникает вопрос: можно ли практически совершенно однозначно определить в экспериментальных исследованиях наличие чисто кинетической области реагирования? Безусловно, можно. Но для этого необходимо при исследовании обеспечить, во-первых, строго изотермический режим реагирования и, во-вторых, возможность проведения опытов с различными размерами частиц реагирующего кокса. Во многих экспериментальных исследованиях реакции  $\text{C} + \text{CO}_2$ , к сожалению, не была обеспечена изотермичность режима, т. е. постоянство температуры всей реагирующей поверхности кокса при различных условиях, что приводило к серьезным ошибкам при исследованиях. Выполнить условие изотермичности реагирования не просто, так как реакция  $\text{CO}_2 + \text{C}$  сильно эндотермична и ее протекание приводит к значительному охлаждению реагирующего кокса и газа. Особенно сильное влияние охлаждения в результате эндотермии связано с наличием внутреннего реагирования, когда подвод тепла от горячего газа внутри коксовой частицы затруднен тепловым сопротивлением ее.

При внутреннем реагировании кусков кокса с двуокисью углерода также неизбежно охлаждение внутренней части их.

Изучение процесса затрудняется еще тем важным обстоятельством, что режим внутреннего реагирования  $\text{CO}_2$ , по данным О. А. Цухановой, сильно нестационарен во времени в связи с «разработкой» реагирующей поверхности пор кокса, т. е. в связи с изменением размера пор, величины и характера внутренней поверхности. Изотермический процесс восстановления  $\text{CO}_2$  можно организовать надежно и просто путем проведения кратковременных опытов с малой степенью разложения  $\text{CO}_2$  при стабилизированной поверхности кокса.

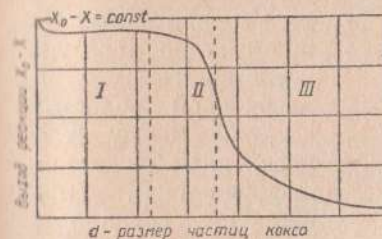
Попытаемся наглядно представить здесь с рассмотренных теоретических позиций влияние размера частиц кокса (при изотермическом режиме и прочих равных условиях) на выход реакции, т. е. на интенсивность реагирования  $\text{CO}_2$  с коксом. Для простоты приведем реакцию с пористым коксом, когда поверхность пор несравнимо больше внешней поверхности коксовых частиц.

Совершенно очевидно, что в чисто кинетической области увеличение размера частиц не будет влиять на выход продуктов реакции:

$$x_0 - x \approx \text{const.}$$

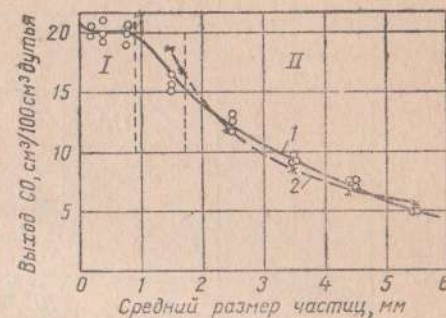
Это положение показано на фиг. 1.

Приближенное уравнение Л. Н. Хитрина позволяет с достаточной точностью оценить максимальный размер частиц кокса, до которого осуществима чисто кинетическая область гетерогенного реагирования.



Фиг. 1. Изменение выхода продуктов гетерогенной реакции при увеличении размера коксовых частиц в слое (высота слоя постоянная, общая поверхность значительно больше внешней контурной поверхности частиц).

Области: I — чисто кинетическая;  $x = x_f \approx x_{II} \sqrt{\frac{K_i}{D_i}} d < 1,1$ ; II — первая переходная область;  $x \approx x_f \neq x_{II}$ ,  $x_{II} \neq 0$ ; III — кинетическая область;  $x_0 - x \approx \approx h \frac{1}{d}$ ;  $x \approx x_f \neq x_{II}$ ;  $S_m > 10$ ;  $x_{II} = 0$ .



Фиг. 2. Изменение выхода окиси углерода при увеличении размера частиц в слое электродного угля (по данным Н. А. Каржавиной) (навеска угля — const,  $T_c = 1300^\circ$ ).

Области: I — чисто кинетическая; II — кинетическая.

I — кривая по экспериментальным точкам; 2 — расчетная кривая для кинетической области; точки на кривой рассчитаны по уравнению  $x_0 - x \approx \text{CO} \approx h \frac{1}{d}$ .

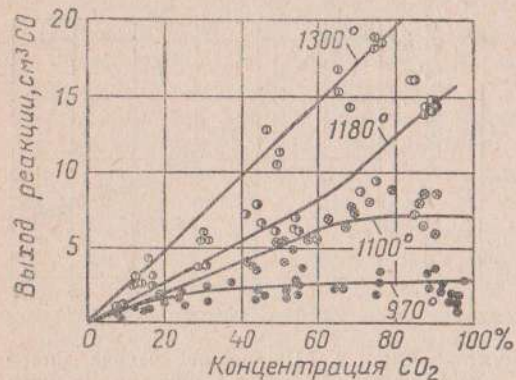
На фиг. 2 представлены экспериментальные данные Н. А. Каржавиной по реакции восстановления  $\text{CO}_2$  на частицах электродного угля размером от 0,2 до 6 мм. Следует отметить, что проведенные Н. А. Каржавиной экспериментальные исследования реакций  $\text{CO}_2 + \text{C}$ ,  $\text{C} + \text{O}_2$  и  $\text{H}_2\text{O} + \text{C}$  являются наиболее высококачественными и достоверными.

При  $1300^\circ$  для мелких частиц угля наблюдается четко выраженная чисто кинетическая область реагирования. Реакция восстановления  $\text{CO}_2$  даже при такой сравнительно высокой температуре протекает еще во всем объеме частиц размером до 1 мм. Естественно, что при более низких температурах чисто кинетическая область значительно расширяется, охватывая более крупные частицы кокса.

Граница между кинетической и первой переходной областями характеризуется тем, что в кинетической области выход продуктов

реакции  $x_0 - x$  при заданном количестве кокса, как видно из фиг. 1, приближенно обратно пропорционален размеру частиц. Из фиг. 2 видно, что экспериментальные данные вполне удовлетворительно описываются указанной зависимостью.

Следует отметить, что такой характер зависимости от  $d$  (частиц) очень часто ошибочно трактуется как однозначный признак поверхностного реагирования. В действительности же эта зависимость характерна и для чисто поверхностного реагирования, и для объемного реагирования с глубиной проникновения значительно (в несколько раз) меньшей размера коксовых частиц.



Фиг. 3. Влияние температуры реагирования на изменение макрокинетического порядка реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ .

Множитель к ординате для кривых:  $1300^\circ - 20$ ;  $1180^\circ - 5$ ;  $1100^\circ - 3$ ;  $970^\circ - 1$  (по экспериментальным данным Н. А. Каржавиной для слоя частиц электродного угля).

кинетическая область, при  $S_m < 0,1$  — диффузионная. Промежуточным значениям критерия  $S_m$  отвечает вторая переходная или просто переходная область гетерогенной реакции.

Таким образом, имеется полная возможность практического определения границ различных областей гетерогенного реагирования и, в частности, реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ , если мы будем знать некоторые основные положения механизма и основные химические кинетические характеристики ее.

Экспериментальные исследования реакции в чисто кинетической области позволяют нам с достаточной уверенностью говорить о физико-химическом механизме взаимодействия углерода с  $\text{CO}_2$  в той части, которая необходима для определения границ различных областей реагирования.

На фиг. 3 изображены результаты этих исследований, проведенных Н. А. Каржавиной, более точно, чем в работе В. С. Альтшулера, и они ближе отвечают изотермическому режиму.

Как видно из графика, при  $970^\circ$  для чисто кинетической области увеличение концентрации  $\text{CO}_2$  в четыре раза практически не вызы-

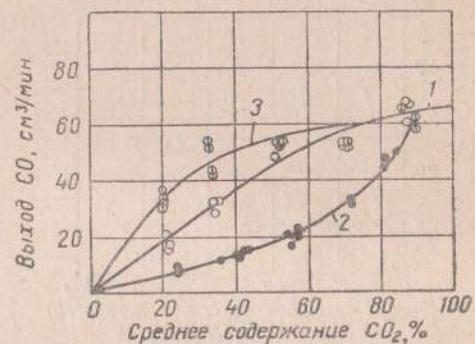
вает изменения выхода продуктов реакции и ее скорости, так как в этих условиях реакция протекает в порядке, кажущемся близким к нулевому. В настоящее время этот вывод подтвержден многочисленными исследованиями — Н. А. Каржавиной, Д. А. Франк-Каменецкого, В. Н. Льюиса, В. С. Альтшулера и др., в том числе и исследованиями при различных давлениях вплоть до  $20 \text{ ат}$ . Эти исследования показали, что повышение давления в указанных условиях практически совершенно не интенсифицирует взаимодействия  $\text{CO}_2$  с коксом, так как порядок реакции близок к нулевому.

Как видно из фиг. 3, повышение температуры до  $1200-1300^\circ$  приводит к изменению макрокинетического (суммарного) порядка реакции. При этих температурах видимый порядок реакции близок к первому.

Последующие исследования механизма реакции ( $\text{CO}_2 + \text{C}$ ) (работа Н. А. Каржавиной) выявили резкое влияние окиси углерода на кинетику реакции. Это связано с влиянием адсорбции окиси углерода, выключаящей реагирующую поверхность углерода кокса. Адсорбция уменьшает величину которой углерод может взаимодействовать с реагирующим газом.

Тормозящее влияние окиси углерода было обнаружено также В. Н. Льюисом. Характер этого влияния наглядно изображен, по данным Н. А. Каржавиной на фиг. 4, где показано изменение выхода реакции (по окиси углерода) от средней концентрации  $\text{CO}_2$  при разбавлении ее азотом, окисью углерода и водородом.

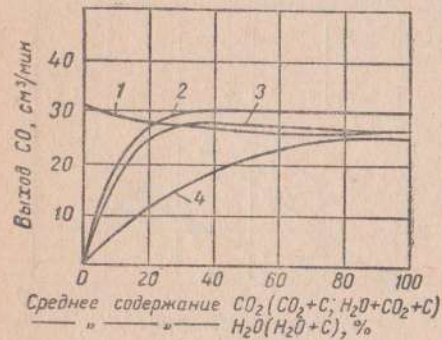
Из графика видно, что добавка  $\text{CO}$  сильно тормозит, а добавка  $\text{H}_2$  несколько интенсифицирует образование окиси углерода. Интересно, что видимый макрокинетический порядок реакции выше первого при разбавлении реагирующей  $\text{CO}_2$  окисью углерода. Этот факт лишней раз показывает сложность механизма реакции и истинного кинетического уравнения, определяющего скорость реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ . Дальнейшие исследования Н. А. Каржавиной обнаружили, что при совместном протекании реакций восстановления  $\text{CO}_2$  и водяных паров наблюдается резкое взаимное влияние их. В первом приближении можно указать на основании опытных данных, представленных на фиг. 5, что выход окиси углерода практически не изменяется при одновременном протекании реакций ( $\text{CO}_2 + \text{C}$ ) и ( $\text{H}_2\text{O} + \text{C}$ ).



Фиг. 4. Выход  $\text{CO}$  в опытах с добавками окиси углерода и водорода.

1 — разбавление  $\text{CO}_2$  азотом ( $\text{CO}_2 + \text{N}_2$ ); 2 — разбавление  $\text{CO}_2$  окисью углерода ( $\text{CO}_2 + \text{CO}$ ); 3 — разбавление  $\text{CO}_2$  водородом ( $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ ).

Представленный весьма кратко экспериментальный материал и материал ряда других исследований (не приведенный в докладе) позволил нам развить рабочую теорию, определяющую в первом приближении физико-химический механизм реакции восстановления двуокиси углерода углеродом кокса. В докладе не приводятся все аналитические, принципиально простые, но довольно громоздкие выкладки и кинетические уравнения, которые получаются на основании этой теории, укажем только, что полученные уравнения удовлетворительно описывают все отмеченные выше качественные особенности реакции и, в частности, переменный порядок и серьезное влияние окиси углерода на ее скорость. Для создания метода точного теоретического расчета интенсивности реагирования кокса



Фиг. 5. Сравнительный выход CO в опытах с разными газовыми смесями (при 1000°).

1 —  $H_2O + CO_2 + C$ ; 2 — общий выход  $CO \rightarrow H_2O + C$ ; 3 —  $CO \rightarrow H_2O + C$ ; 4 —  $CO_2 + C$ .

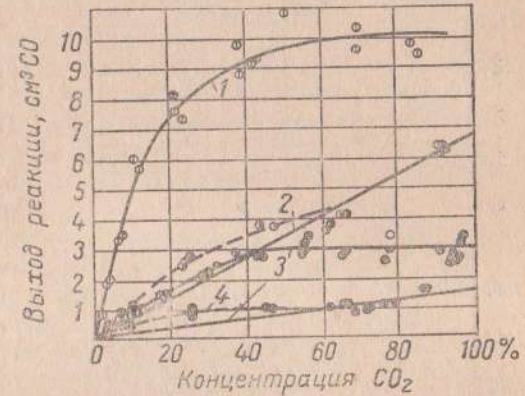
для доменной. На фиг. 1 и 2 показано, что в кинетической области выход реакции пропорционален поверхности коксовых частиц, хотя реакция протекает и в глубине пор. Теоретический анализ, выполненный автором, показывает, что для такого случая протекания гетерогенной реакции видимый порядок значительно повышается по сравнению с истинным макрокинетическим порядком и выход реакции может быть с практически достаточной точностью выражен линейной зависимостью от концентрации  $CO_2$ . Опытные данные хорошо подтверждают этот вывод. На фиг. 6 представлены экспериментальные данные, полученные при 970° на древесном и электродном углях, по выходу продуктов реакции при различных концентрациях  $CO_2$ . Для частиц угля размером 2—3 мм процесс находится в чисто кинетической области реагирования, а для частиц 8—10 мм (обоих углей) процесс протекает в кинетической области. Как видно из графика, для чисто кинетического режима (частицы 2—3 мм) мы имеем характерный ход кривой [выход реакции  $x_0 - x - f(x)$ ], показывающий порядок реакции ниже первого с тенденцией к почти полной независимости скоро-

сти реакции от концентрации (при высокой абсолютной концентрации  $CO_2$ ).

Характер зависимости скорости реагирования от концентрации  $CO_2$  резко меняется для крупных частиц. Когда выход реакции почти пропорционален средней концентрации  $CO_2$  и хотя получаемые кривые по существу не отвечают реакции первого порядка, зависимость скорости реагирования от концентрации  $CO_2$  может быть приближенно принята линейной. Эта приближенная зависимость наиболее применима для низкой исходной концентрации  $CO_2$  — порядка 20% — и температуры реагирования выше 900°. Для температур выше 1100° кажущийся первый порядок реакции при правильно определенных значениях  $K_{пр}$  приведенной константы скорости (см. фиг. 1) применим с еще большей точностью в технических расчетах.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что для определения величины  $K_{пр}$  могут быть использованы только те работы, в которых удовлетворительно соблюдены изотермический режим реагирования и другие важные для точности получаемых экспериментальных данных условия и в первую очередь малая степень реагирования  $CO_2$ , позволяющая получать небольшие (5—10% и не более 20—25%) изменения концентрации окиси углерода, образующейся в результате реакции. Для наших расчетов на электродном угле были использованы результаты работы О. А. Цухановой по исследованию в углеродном канале и исследования Н. А. Каржавиной в слое крупных частиц электродного угля. Определенные из этих двух работ значения  $K_{пр}$  для температур от 900 до 1400° показали хорошее количественное совпадение, несмотря на то, что они были получены в резко различных условиях (слой и канал и разные методы прогрева). Полученный результат заслуживает особого внимания.

Имея данные по  $K_{пр}$  и определяя величину критерия Семенова для конкретных условий реагирования  $CO_2$  с коксом — в слое газовой взвеси и т. д., можно определить границы кинетической и диффузионной областей реагирования в координатах: температура

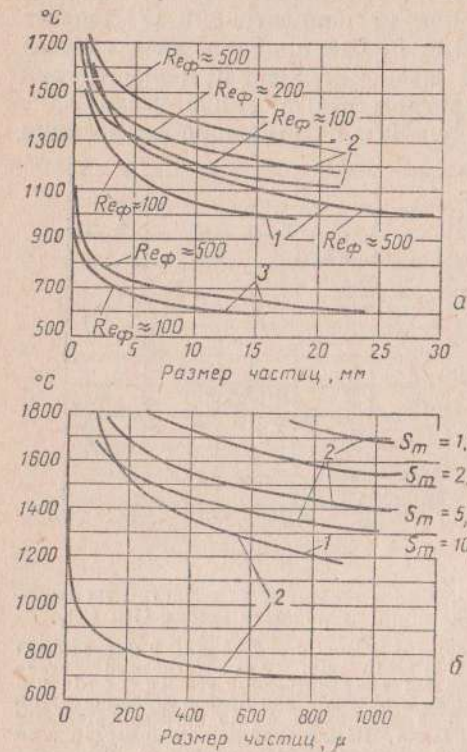


Фиг. 6. Влияние крупности частиц на изменение порядка реакции между C и  $CO_2$ .

1 — древесный уголь  $d = 2-3$  мм; 2 — древесный уголь  $d = 8-10$  мм; 3 — электродный уголь  $d = 2-3$  мм; 4 — электродный уголь  $d = 8-10$  мм. Множитель к ординате для кривой древесного угля с  $d = 2-3$  мм равен 4 по экспериментальным данным Н. А. Каржавиной для слоя частиц угля при температуре реагирования  $\approx 970^\circ$ .



реакционной поверхности и размер частиц или диаметр канала. Рассчитанные таким образом границы областей для реакции ( $\text{CO}_2 + \text{C}$ ) на электродном угле показаны на фиг. 7, откуда видно, что реакция восстановления двуокиси углерода электродным углем для большей части практически важных режимов находится в кинетической области. Для лабораторных исследований интересны мелкие частицы кокса — 2,5 и 10 мм. Для этих частиц кокса  $Re_{\phi} = 100$  и 500, температурными границами кинетической области являются соответственно 1450 и 1700°, 1320 и 1480°, 1200 и 1380°.



Фиг. 7. Границы кинетической и диффузионной областей реакций ( $\text{C} + \text{O}_2$ ) и ( $\text{CO}_2 + \text{C}$ ) (на электродном угле).

а) в плотном слое: 1 — диффузионная область,  $S_m < 0,1$ , реакция  $\text{C} + \text{O}_2$ ; 2 — кинетическая область,  $S_m > 10$ , реакция  $\text{CO}_2 + \text{C}$ ; 3 — кинетическая область, реакция  $\text{C} + \text{O}_2$ .  
 б) в газовой взвеси: 1 — диффузионная область, реакция  $\text{C} + \text{O}_2$ ; 2 — кинетическая область, реакция  $\text{CO}_2 + \text{C}$ .

температурной части доменных печей реакция восстановления  $\text{CO}_2$  коксом в восстановительной зоне далека от диффузионной области реагирования.

Следует указать, что для газовой взвеси кинетическая область распространяется до еще более высоких температур, так при обычной крупности частиц кокса 100  $\mu$  даже для условий молекулярного переноса ( $Nu \approx 2$ ) кинетическая область реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  рас-

пространяется до 1700°. Учитывая, что для крупных частиц газовой взвеси  $Nu > 2$ , для частиц 200 и 400  $\mu$  практически мы будем иметь кинетическую область, распространяющуюся до температур 1500—1700°.

Из всего сказанного здесь на основании конкретных кинетических расчетов можно сделать следующий исключительно важный вывод: в промышленных печах, даже высокотемпературных (в восстановительной зоне), реакция восстановления двуокиси углерода металлургическим коксом не может протекать в диффузионной области, если при этом осуществлены элементарные правила равномерного (по сечению слоя кокса) подвода реагирующего газа; основным рабочим режимом таких промышленных аппаратов является так называемая кинетическая область реагирования с небольшим заходом в переходную область и с незначительным влиянием гидродинамики потока, т. е. в данном случае скорости дутья в слое на скорость реагирования. Этот вывод находится в резком противоречии с выводами некоторых исследователей, как, например, Д. А. Франк-Каменецкого, Л. А. Булиса, Г. Ф. Кнорре, Х. И. Колодцева и др. Вывод о том, что реакция  $\text{CO}_2 + \text{C}$  находится в диффузионной области в промышленных аппаратах и в условиях лабораторных исследований при температурах 1200—1500°, не обоснован количественно ни в одной из опубликованных работ. Д. А. Франк-Каменецкий в своей монографии «Диффузия и теплопередача в химической кинетике» на основании поверхностного, чисто качественного анализа процесса горения заключил, что реакция восстановления  $\text{CO}_2$  при обычных условиях слоевого горения находится в диффузионной области. Из этого заключения Франк-Каменецкий сделал вывод, что в опытах З. Ф. Чуханова и Н. А. Каржавиной по горению слоя мелких (2—5 мм) частиц кокса (при температурах 800—1600°) при увеличении скорости дутья выход окиси углерода увеличивается за счет реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ , переходящей в диффузионную область. Другие авторы работ по горению кокса, в том числе Г. Ф. Кнорре, Х. И. Колодцев, в дальнейшем считали это заключение Франк-Каменецкого доказанным, хотя такое доказательство отсутствует в его работах. В ряде работ, как было отмечено, вывод о протекании реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  в диффузионной области основывался на косвенных «доказательствах», таких, например, как влияние скорости дутья на выход окиси углерода. Это «доказательство» является справедливым только в том случае, если соблюдаются условия изотермичности процесса во всем реакционном объеме при различных скоростях дутья и при этом поддерживаются одинаковые поля концентрации, или, если исследование осуществляется при небольших изменениях концентраций  $\text{CO}_2$  и  $\text{CO}$  при всех исследуемых скоростях дутья.

Для более крупных кусков кокса — от 10 до 30 мм, применяемых обычно в промышленных аппаратах, характерны большие значения  $Re_{\phi} =$  от 500 до 3000 и кинетическая область ограничивается температурами 1300—1500°.

Пределы диффузионной области для реакции восстановления  $\text{CO}_2$  коксом практически не могут быть достигнуты, так как они лежат в области температур 2000°. Даже в высоко-

температурной части доменных печей реакция восстановления  $\text{CO}_2$  коксом в восстановительной зоне далека от диффузионной области реагирования.

К сожалению, практически соблюсти эти условия при исследованиях сильно экзотермических или сильно эндотермических реакций весьма трудно, а в некоторых случаях и невозможно и по-

этому во многих работах по исследованию кинетики таких реакций условия нарушаются, и изменение скорости дутья сопровождается изменением других условий реагирования. При внутреннем реагировании и изменении скорости газового потока особенно усиливается степень изменения температурного режима реакции, что практически всегда приводит к ошибочным результатам и выводам. На основании именно таких косвенных наблюдений Л. А. Вулис делает вывод, что в его опытах в углеродном канале диаметром 4 мм реакция восстановления  $\text{CO}_2$  уже при  $1100^\circ$  выходит из кинетической области. Нет необходимости опровергать этот вывод, а также вывод Л. А. Вулиса о том, что при температурах  $1600^\circ$  скорости реакций  $\text{C} + \text{O}_2$  и  $\text{CO}_2 + \text{C}$  близки между собой. Сравнение этих реакций по  $K_{пр}$  показывает, что даже при температурах  $1700^\circ$  скорость реакции  $\text{C} + \text{O}_2$  в несколько десятков раз превышает скорость реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ .

Во всем этом вопросе, в определении роли реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  при горении, оценке ее скорости и определении области ее реагирования самое странное, пожалуй, заключается в том, что высказывания и выводы Л. А. Вулиса, Д. А. Франк-Каменецкого, Х. И. Колодцева и других о том, что реакция  $\text{CO}_2 + \text{C}$  при  $1400\text{--}1600^\circ$  может быть близка по скорости к реакции  $\text{C} + \text{O}_2$ , были сделаны, и многими восприняты, как доказанные, при наличии прямых исследований, безусловно опровергающих эти выводы. К таким исследованиям в первую очередь следует отнести опыты М. К. Гродзовского, В. Ф. Чуханова, Н. А. Каржавиной.

Результаты этих опытов по исследованию газообразования при горении металлургического кокса, графита и древесного угля на воздушном дутье и на дутье с добавкой  $\text{CO}_2$  показаны на фиг. 8.

Графики опытов однозначно показывают, что на коксе и графите  $\text{CO}_2$ , введенная в дутье, не разлагается при высоких скоростях при температуре  $\sim 1400^\circ$  С и в кислородной зоне, ни в восстановительной небольшой высоты. Для характеристики роли реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  при горении следует отметить также прямые опыты В. И. Блинова, сжигавшего углеродные цилиндрики в атмосфере смесей  $\text{O}_2 + \text{N}_2$  и  $\text{O}_2 + \text{CO}_2$  при температурах до  $1500^\circ$  С. При этом, несмотря на замену инертного азота двуокисью углерода, которая может «выжигать» углерод, скорость выгорания цилиндриков и температура горения остались неизменными. Если бы скорость реакции  $\text{CO}_2$  с углеродом при  $1500^\circ$  С была равна скорости горения углерода, то при замене азота двуокисью углерода скорость сгорания должна бы увеличиться, а температура горения снизиться.

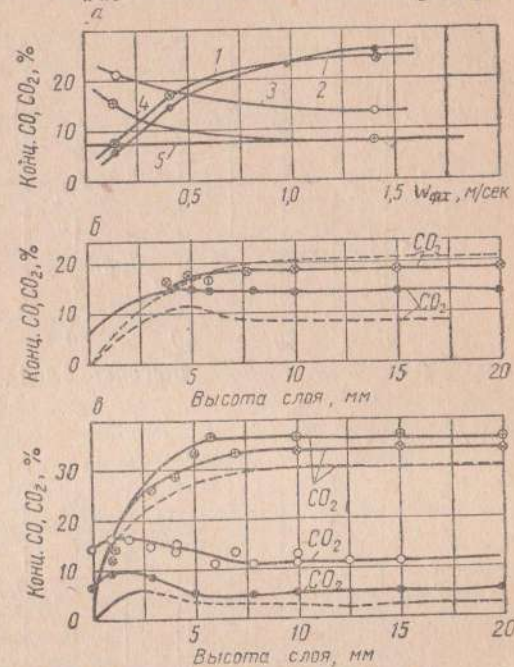
Эти опыты, а также ряд других исследований показывают, что скорость реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  во всех практически требуемых областях температур значительно, на 2—3 порядка величин, меньше скорости реакции  $\text{C} + \text{O}_2$ .

Наши расчеты показали, что для перехода реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  в диффузионную область необходимо при работе на электродном угле или металлургическом коксе иметь температуру реагирующей

поверхности  $\sim 2000^\circ$  С. Однако, если проанализировать температурный режим гетерогенной реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ , то будет ясно, что практически в обычных печах осуществить переход этой реакции в диффузионную область без искусственного подогревания кокса невозможно. Дело в том, что в диффузионной области температура

реагирующей поверхности стремится (при отсутствии потерь или подвода тепла) к предельной теоретической температуре, вполне определенной для каждой реакции и каждой исходной концентрации реагирующего газа. Для эндотермической реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  эта предельная температура будет значительно ниже температуры газа. Для восстановления чистой  $\text{CO}_2$  в диффузионной области реагирования температура поверхности будет ниже температуры газа более чем на  $2000^\circ$  С, что, конечно, практически невозможно. Даже при невысокой начальной концентрации  $\text{CO}_2$  ( $\sim 20\%$ ), как это получается в восстановительной зоне при работе печи на воздушном дутье и при температуре газа, выходящего из кислородной зоны,  $\sim 1800^\circ$ , температура поверхности кокса в восстановительной зоне, если имеется диффузионная область, будет не выше  $1300^\circ$ . При этой температуре реакция  $\text{CO}_2 + \text{C}$  и диффузионной области не будет и, следовательно, такой процесс не осуществим. Реакция восстановления  $\text{CO}_2$  коксом практически всегда в промышленных печах протекает в кинетической и близкой к ней переходной области, т. е. при сравнительно больших значениях критерия Семенова.

Для проверки всех наших выводов важно было сопоставить получаемые расчетные данные (по протеканию реакции восста-



Фиг. 8. Восстановление  $\text{CO}_2$  в кислородной зоне при добавке в воздушное дутье  $\text{CO}_2$ .

а — кокс:  $T_{\text{манс}} \approx 1450\text{--}1500^\circ$ . 1 —  $\text{CO}$  (воздух); 2 —  $\text{CO}$  (воздух +  $\text{CO}_2$ ); 3 —  $\text{CO}_2$  (воздух +  $\text{CO}_2$ ); 4 —  $\text{CO}_2$  (воздух); 5 —  $\text{CO}_2$  (в дутье).

б — графит:  $W_{\text{фх}} = 0,6$  м/сек;

⊕ — 6%  $\text{CO}_2$  и 20%  $\text{O}_2$ ;  $T_{\text{манс}} \approx 1350^\circ$ ;

--- без добавки  $\text{CO}_2$   $T_{\text{манс}} \approx 1400^\circ$ .

в — древесный уголь:  $W_{\text{фх}} = 0,3$  м/сек;

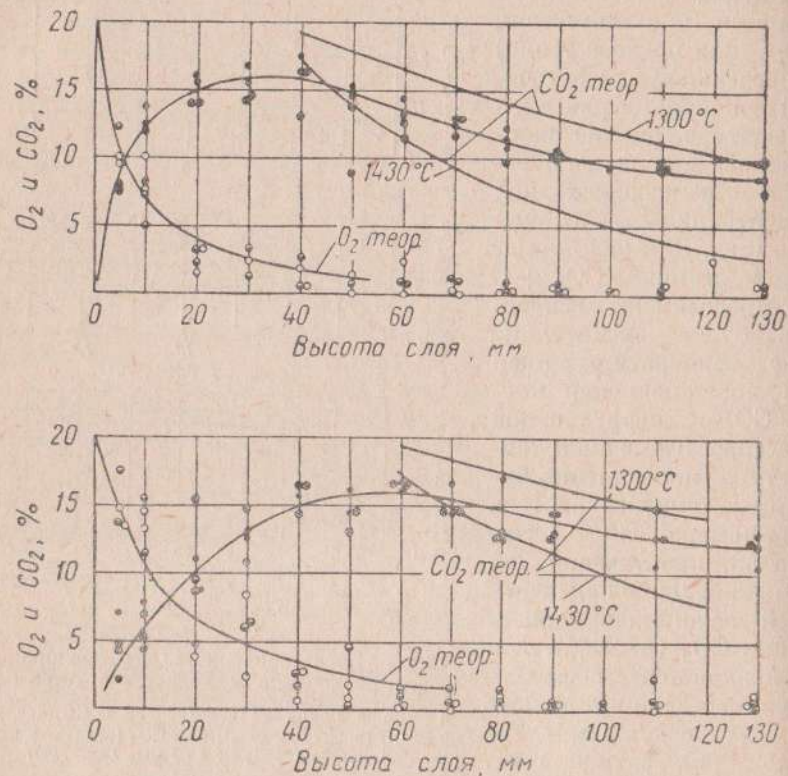
⊕ — 14%  $\text{CO}_2$ ; 21%  $\text{O}_2$ ;  $T_{\text{манс}} = 1300^\circ$ ;

⊕ — 6%  $\text{CO}_2$ ; 20%  $\text{O}_2$ ;  $T_{\text{манс}} = 1280^\circ$ ;

--- без добавки  $\text{CO}_2$   $T_{\text{манс}} = 1400^\circ$ .

новления двуокси углерода коксом) с опытными данными по газообразованию в слое горящего кокса.

На фиг. 9 показаны экспериментальные точки по исследованию газообразования в слое электродного угля и кокса со средним размером кусков 20 и 30 мм.



Фиг. 9. Газообразование в условиях работы слоевых топок и газогенераторов (по данным Э. Ф. Чуханова, В. В. Кондакова и Л. В. Пегушиной).

$W_0 = 0,25$  м/сек; размер частиц  $d = 20$  и  $30$  мм; электродный уголь и кокс.

○ — электродный уголь;

● — кокс.

а —  $d = 20$  мм (фракция 15—25 мм),  $T_c = 1200—1400^\circ$ ;

б —  $d = 30$  мм (фракция 25—35 мм),  $T_c = 1150—1400^\circ$ .

Как видно из графиков, в пределах ошибки опыта газообразование по  $O_2$  и  $CO_2$  одинаково как для электродного угля, так и для металлургического кокса. Температура в слое кокса в этих опытах была в пределах  $1150—1400^\circ C$  с максимумом в конце кислородной зоны и снижением в восстановительной зоне.

Теоретическая кривая расходования кислорода в слое кокса рассчитана по уравнению автора для диффузионной области. Как

видно из графиков, она вполне удовлетворительно совпадает с экспериментальными точками.

Изменение концентрации двуокси углерода на кривых (фиг. 9) происходит в восстановительной зоне за счет восстановления  $CO_2$ . На графиках нанесены наши расчетные кривые для двух температур реагирования:  $1300$  и  $1430^\circ C$ . Экспериментальная кривая изменения концентрации  $CO_2$  лежит в пределах теоретических кривых (ближе к кривой, отвечающей температуре  $1300^\circ$ ). В конце изучаемого слоя высотой  $130$  мм расчетная кривая для  $1300^\circ$  подходит вплотную к экспериментальной, которая (как видно по ходу) в этой области отвечает температуре ниже  $1300^\circ C$ .

Проведенное сопоставление показывает хорошее соответствие между теоретическим подсчетом и опытными данными и тем самым убедительно подтверждает справедливость наших выводов о кинетических режимах восстановления двуокси углерода коксом.

### Вывод

1. В практических условиях работы промышленных печей невозможно в восстановительной зоне организовать протекание реакции  $CO_2$  с коксом в диффузионной области, если максимальная температура в кислородной области не превышает  $2000^\circ$ . Практически наиболее важной областью для большинства промышленных печей и газогенераторов является кинетическая область этой гетерогенной реакции.

2. Скорость реакций  $C + O_2$  и  $CO_2 + C$  при всех наиболее интересных для практики температурных режимах различаются по порядку величин. В то время как реакция  $C + O_2$  в промышленных слоевых аппаратах практически почти всегда протекает в диффузионной области и только на внешней поверхности кусков кокса, реакция  $CO_2 + C$  почти всегда протекает в кинетической области и связана с внутренним реагированием в порах коксовых кусков. Разрыхление коксовых кусков вблизи поверхности, происходящее обычно в промышленных печах, связано с протеканием реакции  $CO_2 + C$ .

Из второго вывода следует также прямое указание на методы интенсификации этих реакций. В то время как горение углерода интенсифицируется повышением интенсивности переноса вещества и, в частности, увеличением скорости дутья, восстановление двуокси углерода коксом не может быть сколько-нибудь заметно интенсифицировано этим путем и требует увеличения температуры или повышения активности кокса.

Изучение механизма и кинетики реакций является наиболее радикальным средством разработки конкретных путей повышения интенсивности работы в промышленных печах и создания новой совершенной техники. Реакция восстановления двуокси углерода коксом является одной из важнейших реакций газификации, дальнейшее изучение ее может открыть новые возможности управления

ходом ее, а следовательно, и газогенераторными процессами. В теории этой реакции еще имеется ряд неизученных вопросов, среди которых основными являются: 1) сложность и некоторое несоответствие теории в температурной зависимости скорости реакции в чисто кинетической и кинетической областях реагирования; 2) механизм влияния водяных паров на реакцию восстановления  $\text{CO}_2$  и, наконец, 3) физико-химическая природа активности кокса и механизм влияния активности топлива на кинетику реакции восстановления двуокиси углерода углеродом.

*Проф. докт. техн. наук В. В. КАНТОРОВИЧ*  
(ИГи АН СССР)

### О РОЛИ ВТОРИЧНЫХ РЕАКЦИЙ В ПРОЦЕССЕ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

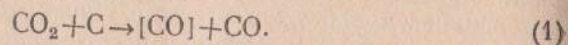
Процесс газификации твердого топлива и состав газа в значительной степени определяются не только первичными окислами, но и вторичными реакциями: восстановление двуокиси углерода и горение окиси углерода.

По механизму и кинетике реакции восстановления двуокиси углерода имеются многочисленные исследования советских и зарубежных ученых, из которых наиболее интересными являются следующие: исследование А. Ф. Семечковой и Д. А. Франк-Каменецкого [1], В. С. Альтшулера и З. Ф. Чуханова [2], Н. В. Лаврова [3], М. Н. Саввинова [4], О. А. Цухановой [5], Н. В. Кулькова, М. И. Темкина [6], Н. А. Каржавинской [7], И. Г. Петренко (доложенные на данной конференции); Гадзби, Лонга и Сайкса [8], Кея [9], Райфа [10], Викке и Геддена [11].

Работы Н. А. Каржавиной по изучению кинетики реакции восстановления двуокиси углерода были подробно освещены в докладе З. Ф. Чуханова.

Исследование механизма реакции восстановления двуокиси углерода при помощи радиоактивных изотопов проводилось И. Г. Петренко, сделавшим интересное сообщение, а также В. А. Европийным в Физико-химическом институте им. Карпова.

Почти все новые исследования в области изучения механизма реакции восстановления двуокиси углерода подтверждают правильность схемы, предложенной Д. А. Франк-Каменецким [12], согласно которой реакция проходит ряд последовательных стадий, причем первой из них является хемадсорбция одной молекулы  $\text{CO}$  при реагировании двуокиси углерода с образованием более или менее прочного поверхностного окисла:



В дальнейшем скорость реакции определяется скоростью распада этого окисла под действием термического разложения и не-

посредственного «ударного» действия активированных газовых молекул  $\text{CO}_2$  и, вероятно, в меньшей степени скоростью обратной реакции:  $\text{CO} + [\text{CO}] \rightarrow \text{CO}_2 + \text{C}$ , которая увеличивается с повышением концентрации  $\text{CO}$  в газовой фазе [8].

Хемадсорбция, проявляющаяся в образовании поверхностных окислов (комплексов или кетогрупп по Н. А. Шилову) и последующем их распаде, может сильно тормозить общую скорость реакции и косвенно влиять на ее видимый порядок, т. е. зависит от концентрации реагирующего газа.

Реакция восстановления двуокиси углерода является типичной гетерогенной реакцией. Поэтому при ее изучении следует иметь в виду влияние физических факторов: диффузии, реагирования в порах и др., что совершенно не принималось во внимание в старых работах Рида и Уилера, Клемента, Адамса и Хаскинса и др.

Исследования реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  в вакууме при абсолютном давлении  $10^{-3}$  мм рт. ст. и ниже, проводившиеся ранее Мартином и Мойером, Сивоненом и другими, показали, что при этих условиях реакция начинается с заметной скоростью только при очень высоких температурах графитовой нити, около  $1700-2200^\circ \text{K}$ . Реакция не зависит от давления, т. е. протекает по нулевому порядку, а при более высоких температурах (более  $2600^\circ \text{K}$ ) — по первому порядку (пропорционально первой степени давления или концентрации реагирующего газа.) Переход от глубокого вакуума к более высокому давлению и тем более к атмосферному снижает эти температуры. Объясняется это весьма малым числом активных молекул, способных вызвать распад образующихся поверхностных окислов. При этом еще надо принять во внимание, что в опытах с глубоким вакуумом, несмотря на высокую температуру раскаленной угольной нити, газ имел довольно низкую температуру, всего  $300^\circ \text{K}$ .

Переход к первому порядку с повышением температуры, по видимому связан с ускорением разложения поверхностного окисла вследствие ударов молекул  $\text{CO}_2$ .

Исследование реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  в области не особенно глубокого вакуума (остаточное давление до 200 мм рт. ст.) проводилось А. Ф. Семечковой и Д. А. Франк-Каменецким. Опыты проводились в замкнутом сосуде, где наблюдалось изменение общего и парциального давления  $\text{CO}_2$ . По скорости этого изменения определялась скорость реакции. При сравнительно низких температурах ( $600-700^\circ$ ) общее давление оставалось неизменным. Это, по видимому, служило доказательством того, что часть образующейся окиси углерода оставалась связанной в результате хемадсорбции согласно уравнению (1). Но при более высоких температурах (выше  $700^\circ$ ) наблюдался уже рост суммарного давления в соответствии с обычным стехиометрическим уравнением:



Повидимому, это соответствовало возрастанию числа активных молекул в связи с повышением температуры, что способствовало более быстрому распаду поверхностного окисла и обнажению поверхности углерода.

Дисперсность углерода, пористая структура его, как показывают опыты, ускоряют процесс. Все это подтверждает, что при переходе к более высокому и далее к атмосферному давлению мы имеем изменения в механизме реакции восстановления двуокиси углерода и не можем безоговорочно переносить результаты исследований, полученных в вакуумных установках.

Низкие давление и температура способствуют влиянию хемадсорбции и торможению скорости реакции. С повышением температуры и давления происходит более быстрый распад поверхностных соединений, который приводит к общему изменению хода реакции в направлении прямого ее протекания по уравнению (2). Реакция восстановления  $\text{CO}_2 + \text{C}$  при нормальном атмосферном давлении изучалась исследователями, о которых говорилось выше.

Опыты М. Н. Саввинова проводились путем взвешивания угольного шарика, реагирующего с двуокисью углерода, им обнаружен первый порядок реакции в зависимости от концентрации  $\text{CO}_2$ . О. А. Цуханова и другие проводили опыты в угольном канале, реагирующем с протекающей внутри него двуокисью углерода. Константа скорости реакции определялась с учетом диффузии по изменению состава газа. Ими также обнаружен первый порядок реакции.

Н. В. Лавров, а затем В. С. Альтшулер проводили свои опыты с пучками угольных стержней. Н. В. Лавровым был обнаружен первый порядок реакции, а В. С. Альтшулер в своих опытах с пучками, а также со слоем из частиц угля нашел некоторое отклонение скорости реакции от первого порядка с ростом концентрации двуокиси углерода. В результате последующих опытов и вторичной обработки своих старых опытов В. С. Альтшулер пришел к выводу о первом порядке реакции восстановления двуокиси углерода.

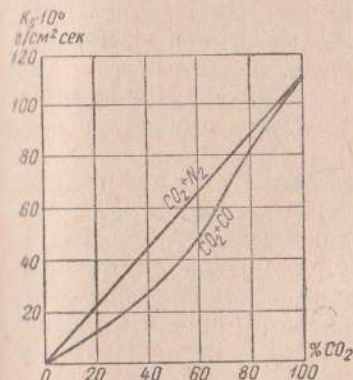
Кей [9] исследовал реакцию  $\text{CO}_2 + \text{C}$  при температурах 900—1000° и давлениях от 1 до 25 ат. Он установил порядок реакции, близкий к первому, и независимость скорости реакции от давления газа. Принимая схему механизма реакции, сходную со схемой Д. А. Франк-Каменецкого, Кей утверждает, что торможение реакций связано не с адсорбцией  $\text{CO}$ , а с обратимостью первой стадии. Райф [10] изучал кинетику реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$  так же, как и Д. А. Франк-Каменецкий, в статических условиях; им предложена схема механизма, также сходная со схемой Д. А. Франк-Каменецкого, причем торможение скорости реакции он также объясняет обратимостью первой стадии.

Опыты Н. А. Каржавиной [7], Л. Н. Галушко, проводившиеся под руководством автора, а также заграничные исследования [8]

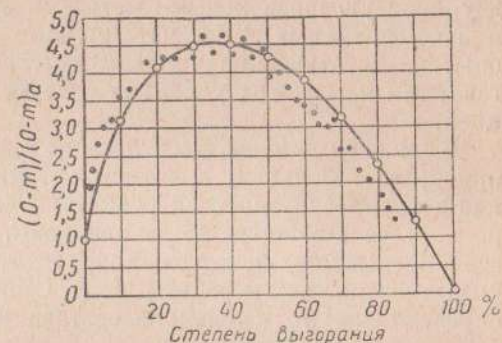
по изучению влияния добавки окиси углерода к двуокиси углерода на скорость реакции восстановления доказали, что эта добавка, действительно, вызывает торможение скорости реакции  $\text{CO}_2 + \text{C}$ .

График (фиг. 1), построенный по данным опытов Л. Н. Галушко, показывает зависимость скорости восстановления двуокиси углерода от концентрации  $\text{CO}_2$  в смеси  $\text{CO}_2 + \text{N}_2$  (верхняя кривая) и  $\text{CO}_2 + \text{CO}$  (нижняя кривая). Остается открытым вопрос о причине этого явления, которое может быть объяснено и хемадсорбцией  $\text{CO}$ , и обратной реакцией  $\text{CO} + [\text{CO}] = \text{CO}_2 + \text{C}$ .

Опыты О. А. Цухановой [5], Викке и Геддена [11], а также новые опыты Н. А. Каржавиной с угольными частицами различных диаметров доказали большое значение внутреннего реагирования



Фиг. 1. График зависимости скорости восстановления  $\text{CO}_2$  от ее концентрации при добавке  $\text{CO}$ . Температура 1400°; скорость потока 15 л/мин.



Фиг. 2. Зависимость внутренней поверхности угля от степени выгорания при реакции  $\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$ .

в порах при протекании реакции восстановления двуокиси углерода. Качественно это обстоятельство было выявлено и ранее в опытах В. С. Альтшулера и Н. В. Лаврова. Опыты Викке и Геддена показывают, что с увеличением степени выгазовывания угольной частицы происходит приращение внутренней реакционной поверхности.

Из фиг. 2 виден характер изменения произведения внутренней поверхности  $O$  ( $\text{см}^2$  на 1 г угля) на количество реагирующего угля  $m$  (г). При степени выгорания 40% получается максимум отношения  $mO$  к его первоначальной величине, равный 4,5. Дальнейшее уменьшение величины  $mO$  объясняется выгоранием угля. Черные точки получены по изменению состава газа в угольном канале (с учетом увеличения объема газа по стехиометрическому уравнению), а белые — путем определения величин адсорбированной поверхности по изотермам адсорбции бутана.

Расчеты, сделанные Викке на основании опытов в угольном канале, а также в засыпке из угольных частиц диаметром от 0,4 до

1. мм при температурах от 900 до 1100°, подтверждают первый порядок реакции, принятый им в кинетическом уравнении. Подтверждается также уменьшение вдвое энергии активации за счет диффузионного торможения в порах, что, как известно, впервые теоретически установлено Я. Б. Зельдовичем [13].

Косвенным доказательством первого порядка реакции является тот факт, что величина предэкспоненциального множителя в известном уравнении Аррениуса остается неизменной в опытах Вилке с диффузионным торможением и при отсутствии такого (мелькие частицы) при расчете по формуле теории, справедливой именно для реакции первого порядка.

Не останавливаясь на интересных опытах И. Г. Петренко и В. А. Европина по изучению механизма реакции восстановления двуокиси углерода новыми методами меченых атомов (стабильных и радиоактивных), следует только отметить недостаток этих опытов — статические условия опыта с замкнутой циркуляцией газа, так как в этих условиях следует считаться с обратной реакцией.

В связи с применением в технике газификации высоких давлений приобретает большой практический интерес детальное исследование зависимости скорости реакции восстановления двуокиси углерода от ее концентрации и давления, т. е. порядка реакции. Во всех предыдущих исследованиях за исключением опытов в вакуумных установках и работы М. Н. Саввинова [4] скорость реакции определялась по изменению состава газа до и после реагирования, т. е. косвенным путем.

Опыты в вакуумных установках не дают основания переносить их результаты на обычные условия протекания реакции, о чем сказано выше.

Опыты Д. А. Франк-Каменецкого и А. Ф. Семечковой, проводившиеся в замкнутом сосуде, не могут дать правильного представления о порядке реакции, так как накопление продуктов реакции в статических условиях, несомненно, сказывается и на торможении ее скорости, отчего бы оно ни происходило, вследствие хемадсорбции окиси углерода или обратной реакции.

Опыты О. А. Цухановой [5], Н. В. Лаврова [3] и прямые опыты М. Н. Саввинова [4] по определению порядка реакции методом взвешивания угольной частицы в потоке реагирующей двуокиси углерода показали, что порядок реакции восстановления ее остается первым в пределах изменения концентрации от 0 до 100%. Между тем на основании опытов В. С. Альтшулера [2] и последующих опытов Н. А. Каржавиной со слоем мелких угольных частиц З. Ф. Чуханов сделал вывод, что с увеличением концентрации  $\text{CO}_2$  от 0 до 100% порядок реакции восстановления меняется от первого до нулевого (фиг. 3). При малых концентрациях, согласно этому выводу, скорость реакции пропорциональна концентрации  $\text{CO}_2$ , а при больших не зависит от нее. Таким образом, имеется резкое расхождение выводов З. Ф. Чуханова, базирующихся только на

опытах Н. А. Каржавиной, с выводами ряда других исследователей. К тому же следует заметить, что далее (1952—1953 гг.) В. С. Альтшулер, анализируя свои предыдущие и последующие опыты по изучению реакции восстановления двуокиси углерода и учитывая рекомендованную автором поправку на изменение объема газа, делает уже определенный вывод о первом порядке этой реакции. Прямая пропорциональность между скоростью реакции восстановления двуокиси углерода и ее концентрацией установлена также в опытах Вилке, Геддена [11] и Кея [9].

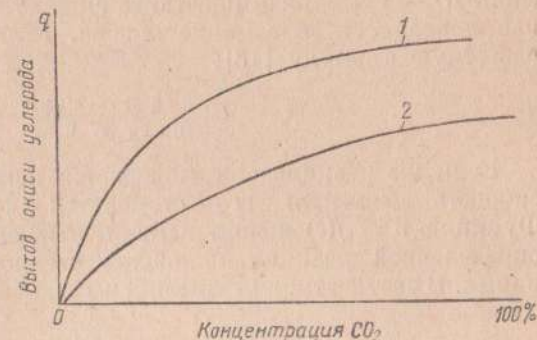
Нет также никаких оснований экстраполировать результаты опытов Д. А. Франк-Каменецкого на условия, отличные от обстановки его опытов (низкие температуры, давления значительно ниже атмосферного), к тому же речь идет не о схеме механизма, предложенного Франк-Каменецким, которая в тех или других вариантах принята почти всеми другими исследователями.

Подсчеты показывают, что при экстраполяции формулы Д. А. Франк-Каменецкого на условия атмосферного давления порядок реакции всегда получится нулевым, т. е. не зависящим от концентрации.

Как уже сказано, опыты Д. А. Франк-Каменецкого, А. Ф. Семечковой и сравнение их с опытами, проведенными при глубоком вакууме показывают, что с увеличением давления и с повышением температуры эффект торможения скорости реакции образованием и распадом поверхностного окисла значительно ослабляется.

Опыты по определению скорости реакции в слое угольных частиц или в канале при помощи газового анализа имеют ряд недостатков, заключающихся в следующем: в случае большой длины канала или большой высоты слоя трудно поддержать равномерные по длине температуры, так как реакция восстановления протекает поглощением тепла; в случае же слишком малой высоты слоя, что было в опытах Н. А. Каржавиной, резко уменьшается разность концентраций в начале и в конце слоя и в связи с этим уменьшается точность определения скорости реакции. Кроме того, во всех опытах по определению скорости реакции по газовому анализу надо вводить поправку на изменение объема газа согласно стехиометрическому уравнению реакции.

Автором в работах [14] и [15] установлено, что изменение объема продуктов реакции значительно изменяет видимый поря-



Фиг. 3. Зависимость выхода окиси углерода от концентрации  $\text{CO}_2$ .

1 — мелькие частицы; 2 — крупные частицы.

док реакции в слое реагирующих твердых частиц. Дело в том, что если реакция не сопровождается изменением объема газа, то скорость движения его  $v$  и концентрация  $c$  не зависят друг от друга. В таком случае дифференциальное уравнение распределения концентраций следует записать так:

$$-v \frac{dc}{dx} = k'Sc, \quad (3)$$

где  $x$  — расстояние от входного участка до рассматриваемого сечения слоя,  $K^1$  — суммарная константа скорости реакции,  $S$  — реакционная поверхность в единице объема. Решение уравнения (3) дает известную формулу [16]:

$$c = c_0 e^{-\frac{k'Sx}{v}}. \quad (4)$$

Если же реакция сопровождается изменением объема газа, то скорость движения его становится функцией концентрации. Функцию  $v = f(c)$  можно найти в каждом конкретном случае для определенной реакции, пользуясь стехиометрическими соотношениями. В частности, для реакции восстановления двуокиси углерода

$$v = v_0 \frac{1+v_0}{1+v}, \quad (5)$$

где  $v_0$  и  $c_0$  — начальные скорость и концентрация;  
 $v = \frac{c}{\gamma}$  и  $v_0 = \frac{c_0}{\gamma}$  — соответствующие объемные концентрации на расстоянии  $x$  и  $x=0$ ;  
 $\gamma$  — удельный вес газа.

Дифференциальное уравнение с учетом изменения объема газа должно быть написано так:

$$\frac{d(vc)}{dx} = -k'Sc. \quad (6)$$

Подставляя значение  $v$  из уравнения (5) и  $c = \gamma v$ , получим после интегрирования следующую формулу:

$$\ln \frac{v_0}{1+v_0} - \ln \frac{v}{1+v} + \frac{1}{1+v_0} - \frac{1}{1+v} = \frac{a}{1+v_0}, \quad (7)$$

где

$$a = \frac{k'Sx}{v_0}.$$

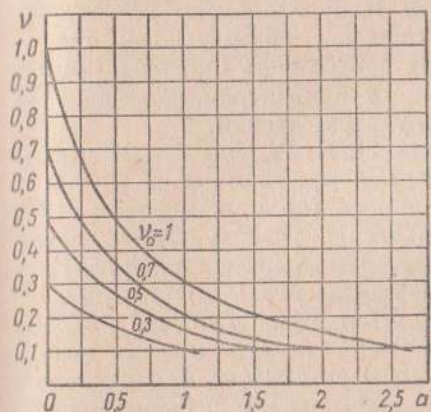
В основе вывода формул (4) и (7) положено кинетическое уравнение реакции первого порядка. Из формулы (4) следует, что величина отношения  $\frac{c}{c_0} = \frac{v}{v_0} = e^{-a}$  остается постоянной при одном и том же значении  $a$ . На фиг. 4 показаны кривые изменения  $v$  в зависимости от величины  $a$  при ряде значений  $v_0$  по

формуле (7), т. е. с учетом изменения объема газа. График, представленный на фиг. 5, показывает, что и в этом случае величина  $a = \frac{v}{v_0} = \text{const}$  (при одном и том же значении  $a$ ). Это свойство характерно только для реакции первого порядка. Действительно, если мы примем в уравнении (3) кинетическое уравнение скорости реакции с любым порядком  $n$ , отличным от единицы, то получим:

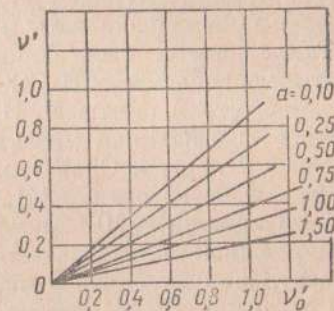
$$-v \frac{dc}{dx} = k'Sc^n. \quad (8)$$

Решая это уравнение, получим:

$$\frac{v}{v_0} = \left[ 1 - \frac{a(1-n)}{c_0^{1-n}} \right]^{\frac{1}{1-n}}. \quad (9)$$



Фиг. 4. Зависимость концентрации  $\text{CO}_2$  от параметра  $a = \frac{k'Sx}{v_0}$ .



Фиг. 5. Зависимость конечной концентрации от начальной при изменении параметра  $a = \frac{k'Sx}{v_0}$ .

В этом случае величина  $a = \frac{v}{v_0}$  при одном и том же значении  $a$  и том же порядке реакции  $n$  не остается постоянной, она зависит от начальной концентрации  $c_0$  (или  $v_0$ ). Величина  $a = \frac{k'Sx}{v_0}$  зависит от  $x$ , реакционной поверхности (т. е. диаметра частиц угля), скорости и температуры реагирования.

Пользуясь установленным постоянством соотношения  $a = \frac{v}{v_0}$  для реакции первого порядка, идущей с увеличением объема газа, нетрудно найти выход продукта газификации (оксида углерода):

$$q = \gamma v_0 (1-a) \frac{v_0}{1+av_0}, \quad (10)$$

где  $a$  — коэффициент, определяемый в данных условиях опыта в зависимости от величины  $a$ . Последняя формула показывает, что выход окиси углерода, т. е. общая скорость реакции, действительно изменяется по характерной кривой с увеличением концентрации  $v_0$ , но не пропорционально ей (фиг. 3). Это и доказывает, что изменение объема газа влияет на видимый порядок реакции. Из формулы (10) видно также, что при постоянной весовой скорости  $w_0 = \text{const}$  выход окиси углерода не зависит от давления газа<sup>1</sup>. С увеличением  $a$  за счет уменьшения величины реакционной поверхности (крупные частицы) величина  $a$  увеличивается, а выход окиси соответственно уменьшается. При этом кривая  $q = f(v_0)$  на фиг. 3 становится более пологой и приближается по своему характеру к прямой (в исследуемом пределе концентраций).

Вышеуказанный обзор работ в области исследования реакции восстановления двуокиси углерода и противоречия во взглядах на порядок этой реакции заставили нас обратиться к прямым опытам, которые могли бы выявить зависимость скорости реакции восстановления двуокиси углерода от концентрации и давления, а также проанализировать причину расхождений.

Такие опыты были проведены Л. Н. Галушко в Институте горючих ископаемых АН СССР под руководством автора по той же методике, что и опыты М. Н. Саввинова [4], т. е. методом непрерывного взвешивания угольной частицы, реагирующей в потоке двуокиси углерода. Опыты проводились по более широкой программе, чем в исследовании [4], а именно, на угольных частицах как большого диаметра 10—15 мм, так и малого — 2—5 мм, в заранее установленной опытами кинетической области при изменении концентрации двуокиси углерода от 0 до 100% и при давлениях от 1 до 5 ат. Были поставлены также опыты с добавками окиси углерода и азота к двуокиси углерода, подтвердившие данные исследований [7] и [8] относительно торможения реакции окисью углерода.

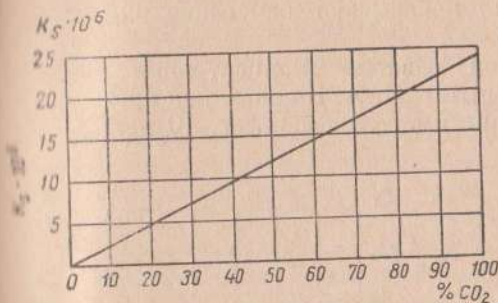
Взвешивание в опытах Л. Н. Галушко производилось на крутильных весах с зеркальным отсчетом, а затем на более прецизионных — кварцевых пружинных весах с отсчетом посредством катетометра.

Графики на фиг. 6 и фиг. 7 показывают, что скорость реакции восстановления двуокиси углерода и на крупных, и на мелких частицах имеет неизменный первый порядок по концентрации  $\text{CO}_2$  в пределах изменения ее от 0 до 100%. График на фиг. 8 показывает, что скорость реакции восстановления двуокиси углерода не зависит от давления газа при условии сохранения постоянства его весовой скорости. Этот результат подтверждает рассмотренный вывод, сделанный автором в работах [16], и совпадает с результатами опытов Н. А. Каржавиной [7], проводившихся по прежней

<sup>1</sup> При условии, что в опытах  $a \approx \text{const}$ .

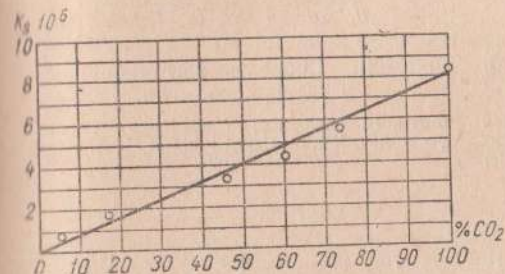
методике при помощи газового анализа под давлением до 12 ат, и с результатами опытов Кея [9], проводившихся в пределах давлений от 1 до 25 ат. Таким образом, подтверждается, что с увеличением давления, как и с повышением температуры, хемадсорбция окиси углерода не оказывает заметного влияния на общую скорость

реакции. Распад поверхностного окисла идет настолько быстро, что не происходит торможения скорости реакции восстановления, величина ее прямо пропорциональна концентрации двуокиси углерода, т. е. реакция идет по первому порядку.



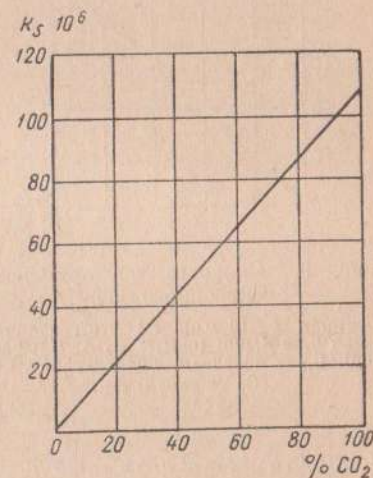
Фиг. 6. Зависимость скорости восстановления  $\text{CO}_2$  от концентрации на электродном шарике.

$d = 15$  мм,  $t = 900^\circ$ , расход  $\text{CO}_2$  равен 15 л/мин (опыты Л. Н. Галушко).



Фиг. 7. График зависимости скорости реакции восстановления  $\text{CO}_2$  от концентрации на частицах  $d = 5$  мм (электродный уголь).

$t = 900^\circ$ , расход  $\text{CO}_2$  равен 15 л/мин (опыты Л. Н. Галушко).



Фиг. 8. График зависимости скорости восстановления  $\text{CO}_2$  от давления при разных концентрациях  $\text{CO}_2$ .

$t = 1040^\circ$ , расход  $\text{CO}_2$  равен 15 л/мин (опыты Л. Н. Галушко).

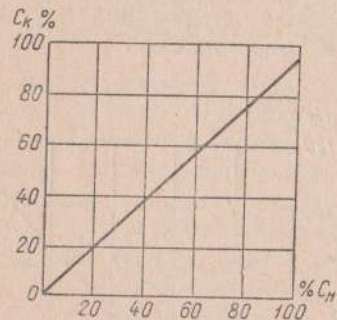
Как же в таком случае объяснить расхождение с опытами Н. А. Каржавиной или, точнее, с выводами, сделанными на основании этих опытов З. Ф. Чухановым?

На фиг. 9 и 10 показаны графики, построенные по данным опытов Н. А. Каржавиной в виде непосредственной зависимости конечной и начальной концентраций для крупных и мелких частиц ( $d = 8-10$  мм и  $d = 2-3$  мм). Зависимости эти прямолинейные во всех без исключения опытах Н. А. Каржавиной, а также В. С. Альшулера. Если сравнить их с графиком фиг. 5 и с выво-



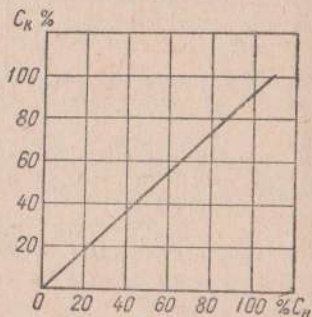
дами из уравнения [7], то нет никакого сомнения относительно первого порядка реакции в опытах Н. А. Каржавиной и В. С. Альтшулера. Но так как Н. А. Каржавина строила не непосредственно полученные из опыта зависимости  $v$  от  $v_0$ , а зависимости расчетного выхода окиси углерода  $q = f(v_0)$  от начальной концентрации, которые согласно формуле (10) представляют собой кривые типа фиг. 3, то они, действительно, показывают изменение видимого порядка реакции.

При небольшой абсолютной разности концентрации ввиду малой высоты слоя частиц в опытах Н. А. Каржавиной предварительное построение прямых зависимостей типа фиг. 10 даст воз-



Фиг. 9. Скорость восстановления электродного угля.

Франция 8—10 мм;  $t = 970^\circ$ ; скорость дутья 0,29 л/мин (опыты Н. А. Каржавиной).  $C_k$  — конечная концентрация  $CO_2$ ,  $C_0$  — начальная.



Фиг. 10. Скорость восстановления электродного угля.

Франция 2—3 мм;  $t = 965-970^\circ$ ; скорость дутья 0,29 л/мин (опыты Н. А. Каржавиной).

можность вычислить выход окиси углерода по формуле (10) со значительно большей точностью. Естественно, что при крупном размере частиц получаются более пологие, приближающиеся к прямым зависимости выхода окиси углерода от концентрации. Объяснение такого характера кривых дано выше при анализе уравнения (7) и формулы (10). Учет изменения объема по аналогичному уравнению был сделан позднее в рассмотренной работе Вилке и Геддена [11] и привел к тем же результатам — подтверждению первого порядка реакции.

Реакция восстановления двуокиси углерода более медленная, чем реакция горения углерода. Поэтому процесс реагирования распространяется в глубь частицы угля и тем более, чем меньше ее размер и ниже температура реагирования. Но наличие внутреннего реагирования не может объяснить характера кривых зависимости выхода окиси углерода от концентрации двуокиси углерода в случае крупных и малых частиц. Дело в том, что скорость реакции с учетом внутреннего реагирования, согласно известной теории

И. Б. Зельдовича [13], при любом порядке  $n$  реакции определяется следующим выражением:

$$\frac{dm}{dt} = V \sqrt{\frac{2}{n+1}} Dk'c^{n+1}, \quad (11)$$

где  $D$  — коэффициент диффузии в порах угля;  
 $k'$  — константа скорости реакции.

Из формулы (11) следует, что при первом порядке реакции  $n = 1$  видимый макроскопический порядок реакции остается тем же, т. е. первым. Таким образом, наличие внутреннего реагирования в данном случае никак не может повлиять на характер кривых (фиг. 3). Различие в пологости кривых объясняется, как мы видим, проще — уменьшением выхода окиси углерода для крупных частиц (вследствие меньшей реакционной поверхности) в единице объема слоя. Независимость скорости реакции от давления при постоянной массовой скорости, согласно формуле (10), подтвержденная опытами Л. Н. Галушко, Н. А. Каржавиной [7] и Кея [9], делает беспочвенным какое-либо утверждение относительно «отравления» реакционной поверхности углерода при реагировании с двуокисью углерода в результате хемадсорбции окиси углерода (или по предыдущей теории З. Ф. Чуханова [2]).

Таким образом, нет никаких оснований утверждать, что важная для процесса газификации реакция восстановления двуокиси углерода не имеет перспектив для своей интенсификации в газогенераторах высокого давления. Это опровергается и практикой, и специальными опытами по исследованию процесса газификации под давлением.

На фиг. 11 и 12 показаны зависимости состава газа и температуры от высоты слоя угля при газификации под давлением  $p = 1,1$  и  $p = 7 \text{ атм}$ , полученные в опытах В. И. Бабия [17], доложенных на данной конференции.

Опыты показали, что увеличение давления способствует интенсификации восстановительного процесса, в частности улучшению качества газа за счет большего выхода окиси углерода и сокращению длины восстановительной зоны, что невозможно было бы объяснить на основе выводов об «отравлении» реакционной поверхности поверхностными окислами и уменьшении порядка реакции.

Сравнивая фиг. 11 и 12, видим, что восстановительная зона при давлении 7 атм, действительно, сокращается, в то время как кислородная зона остается почти неизменной. Состав газа в конце кислородной зоны при давлении ухудшается за счет большего количества  $CO_2$ , но в конце восстановительной зоны он заметно улучшается.

Применяя выведенную автором ранее, в работе [15], зависимость для длины зоны реакции, легко объяснить все эти явления. Эта

зависимость при упрощении приводит к следующей длине зоны реакции:

$$x = \frac{r_0 v_0}{k'} \varphi(\mu_0, \vartheta), \quad (12)$$

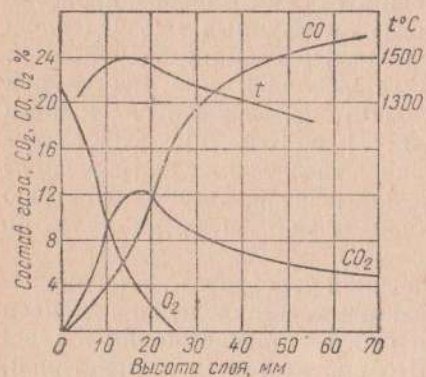
где  $r_0$  — начальный размер частицы угля в слое;

$v_0$  — начальная скорость дутья;

$k^1$  — суммарная константа скорости реакции;

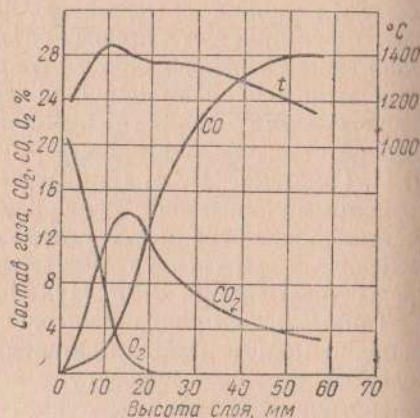
$\varphi$  — известная функция от  $\mu_0$  — начального соотношения между расходами топлива и дутья;

$\vartheta = \frac{r}{r_0}$  — степени выгорания частицы радиусом  $r$ , на данном расстоянии  $x$ .



Фиг. 11. Зависимость состава газа и температуры от высоты слоя угля (опыты В. И. Бабия).

Размер частиц 3,7—4,8 мм;  $P = 1,1$  ат;  $G_B = 2330$  кг/м<sup>2</sup> час.



Фиг. 12. Зависимость состава газа и температуры от высоты слоя угля (опыты В. И. Бабия).

Размер частиц 3,7—4,8 мм;  $P = 7$  ат;  $G_B = 2330$  кг/м<sup>2</sup> час.

При определенной производительности газогенератора величина  $\mu_0$ , а также весовая скорость  $\gamma$ ,  $v_0$  остаются постоянными. Относя длину зоны  $x$  к определенной заданной степени выгорания  $\vartheta$ , как это обычно и делается, мы видим, что длина зоны помимо размера куска в формуле (12) зависит от соотношения между скоростью дутья и суммарной константой скорости реакции. Последняя связана с кинетической константой  $K$  следующей зависимостью:

$$\frac{1}{k'} = \frac{1}{k} + \frac{r_0}{aD \text{Re}^m}, \quad (13)$$

где  $k = f(T)$  по известному закону Аррениуса ( $T$  — температура);

$D$  — коэффициент диффузии;

$\text{Re}$  — число Рейнольдса;

$a$  — опытный коэффициент;

$m$  — показатель степени, близкий к единице.

С увеличением давления температура в слое изменяется мало, так как она зависит в основном от производительности, остающейся в данном случае постоянной (фиг. 11 и 12). Следовательно, не изменяется и кинетическая константа  $k$ . Точно так же не изменяется и число Рейнольдса при постоянной весовой скорости дутья. В формуле (13) с увеличением давления изменяется только коэффициент диффузии  $D$ , он уменьшается обратно пропорционально величине давления. Изменение величины  $k^1$  зависит от соотношения первого и второго членов формулы (13). Если так называемое «химическое сопротивление»  $\frac{1}{k}$  мало, то величина  $k^1$  определяется главным образом вторым членом. Это характерно, повидимому, для кислородной зоны ввиду большой скорости реакции горения (диффузионный режим). Поэтому в кислородной зоне величина  $k^1$  уменьшается с увеличением давления примерно в таком же отношении, как уменьшается величина  $v_0$ . Отсюда следует, что длина кислородной зоны практически не изменяется при увеличении давления. Но вследствие увеличения времени контакта при одной и той же длине кислородной зоны роль реакции горения окиси углерода возрастает, что и приводит к ухудшению состава газа.

В восстановительной зоне величина  $k^1$  определяется в основном «химическим сопротивлением», поэтому процесс идет в кинетической области или (при более высоких температурах) по крайней мере в промежуточной области. В этом случае величина  $k^1$  не зависит или почти не зависит от давления и с увеличением последнего, поскольку объемная скорость  $v_0$  уменьшается, длина зоны, согласно формуле (13), сокращается. Это и соответствует улучшению состава газа в восстановительной зоне.

Разумеется, объяснение этих явлений, вытекающее из формулы (12), в основу которой положена предпосылка о первом порядке реакции, было бы совершенно невозможным, если встать на позицию «опровержения первого порядка реакции».

Процесс газификации тем сильнее интенсифицируется с увеличением давления, чем скорее реакция переходит в кинетический режим. Это имеет место при уменьшении размера частицы, в частности в случае применения пылевидного топлива [18].

Не менее важное значение для процесса газификации имеет другая вторичная реакция — горение окиси углерода, а также горение водорода. Ограничимся рассмотрением первой реакции.

В интересном докладе Б. И. Китаева эта реакция в свободном факеле рассматривается как чисто гомогенная. С этой точки зрения влияние гидродинамических факторов, несомненно, имеет место и в каналах между частицами газифицируемого слоя топлива. Г. Ф. Кнорре [19] не без основания рассматривает слой топлива как систему многочисленных газовых горелок.

Вместе с тем в слое топлива горение окиси углерода может происходить непосредственно на поверхности и в порах угля,

где оно носит гетерогенный и даже каталитический характер. На гетерогенный характер газовых реакций, протекающих возле стенок сосуда, указывал Гиншельвуд. Имеющиеся в настоящее время данные, к сожалению, не позволяют отделить такого рода реакцию от собственной реакции первичного окисления углерода, приходится их рассматривать совместно. Известная попытка разделения эффектов гомогенного и гетерогенного горения сделана в работе Л. Н. Хитрина по вопросу горения газов в шахотных туннельных горелках с засыпкой и со свободным каналом [20].

Механизм газовых реакций наиболее глубоко изучен советскими учеными Н. Н. Семеновым, В. И. Кондратьевым [21], Я. Б. Зельдовичем и другими. За границей изучением этих реакций занимались Гиншельвуд, Льюис и Эльбе, Йост, Диксон и другие [22]. В настоящее время твердо установлен цепной характер этих реакций, причем ведущую роль в них играют промежуточные, непрерывно регенерируемые продукты реакции, образующие цепи: атомы и радикалы — атомарный водород, гидроксильная группа и другие. В связи с этим следует указать, что на скорость горения окиси углерода оказывают сильное влияние водород и его соединения, т. е.  $H_2O$  и др. Наоборот, такие вещества, как пары иода и четыреххлористого углерода, тормозят реакцию горения окиси углерода и являются так называемыми ингибиторами — замедлителями реакции. Изучению макроскопической скорости реакции горения окиси углерода в зависимости от концентраций ее и кислорода посвящены опыты Н. А. Каржавиной, а также Барского и Я. Б. Зельдовича [13]. Согласно этим опытам скорость реакции оказывается пропорциональной концентрации окиси углерода, если концентрация кислорода более 5%. Вообще же скорость этой реакции зависит и от концентрации кислорода, а также от концентрации добавляемой влаги. Нужно сказать, что учет реакции горения окиси углерода при газификации твердого топлива является весьма сложным, с чем еще недостаточно справились. На самом деле, если принять, что скорость горения окиси углерода пропорциональна ее концентрации, как это сделано, например О. А. Цухановой [23], и предположить, что кислород уже израсходован, а окись углерода имеется, то, значит, в уравнение будет введен постоянно действующий источник горения, тогда как это невозможно без кислорода.

В первом приближении вернее принять скорость горения окиси углерода пропорциональной произведению концентраций кислорода и окиси углерода.

Для совместного рассмотрения реакций в слое газифицируемого топлива (на воздушном дутье) надо написать следующую систему дифференциальных уравнений:

$$v \frac{dc}{dx} = -k'Sx; \quad (14)$$

$$v \frac{dc''}{dx} = -k''Sc'' + \frac{k'Sc}{1+\beta} + kcc'''; \quad (15)$$

$$c''' = c_0 - (c + c''), \quad (16)$$

где  $c$ ,  $c''$  и  $c'''$  — соответственно концентрации кислорода, двуокиси углерода и окиси углерода на данном расстоянии  $x$ , выраженные в долях кислорода;

$k'$  и  $k''$  — суммарные константы скоростей реакций горения углерода и восстановления двуокиси углерода;

$k$  — константа скорости горения окиси углерода;

$c_0$  — начальная концентрация кислорода в дутье;

$\beta$  — соотношение первичных окислов в кислородной зоне;

$S$  — реакционная поверхность в единице объема слоя.

Решая совместно систему уравнений (14), (15) и (16), найдем следующие зависимости:

а) для кислорода

$$c = c_0 e^{-\frac{k'Sx}{v}}; \quad (17)$$

б) для двуокиси углерода (при некоторых упрощениях)

$$c'' = \frac{c_0}{\left(1 - \frac{k''}{k'}\right)} \left[ \frac{1}{1 + \beta'} \right] \left( e^{-\frac{k'Sx}{v}} - e^{-\frac{k'Sx}{v}} \right), \quad (18)$$

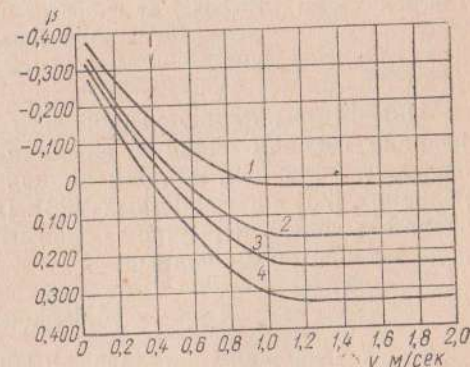
где  $\beta' = f\left(\beta; \frac{kc_0}{k'S}\right)$ .

Не учитывая формально реакцию горения окиси углерода и полагая, что  $k = 0$ , мы приходим к прежней формуле, приведенной автором ранее [24]. В этом случае коэффициент  $\beta'$  в действительности зависит не только от соотношения первичных окислов, но и от догорания окиси углерода в слое топлива.

Опытная зависимость коэффициента  $\beta'$  (характеризующая роль реакции горения CO) от скорости потока и крупности частиц угля была установлена в той же статье на основании обработки опытных данных Х. И. Колодцева [23] и представлена на фиг. 13.

Можно принять в первом приближении:

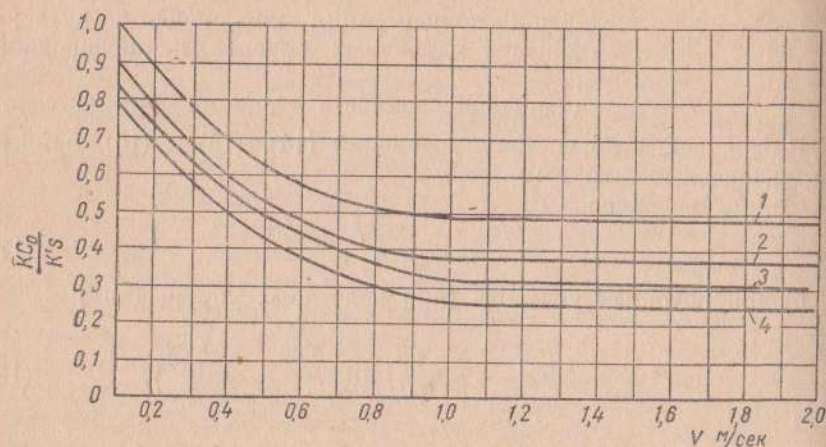
$$\frac{1}{1+\beta} + \frac{kc_0}{k'S} \cong \frac{1}{1+\beta'}. \quad (19)$$



Фиг. 13. Зависимость параметра  $\beta'$  от скорости потока и крупности частиц.

1 —  $d = 7,2-9,0$  мм; 2 —  $d = 6-7,2$  мм;  
3 —  $d = 4,8-6$  мм; 4 —  $d = 2,6-3,7$  мм.

График на фиг. 14 показывает зависимость критерия  $\frac{kc_0}{k'S}$ , характеризующего роль горения окиси углерода по данным Х. И. Колодцева, от скорости потока и крупности частиц, рассчитанную из опытных кривых фиг. 13 при  $\beta = 1$ , взятом из статьи. Из графика видно, что с уменьшением скорости дутья и увеличением крупности частиц роль реакции горения окиси углерода повышается.



Фиг. 14. Зависимость критерия  $\frac{kc_0}{k'S}$  (характеризующего роль реакции горения окиси углерода) от скорости потока и крупности частиц угля при  $\beta = 1$ .

1 —  $d = 7,2-9$  мм; 2 —  $d = 6-7,2$  мм; 3 —  $d = 4,8-6$ ; 4 —  $d = 2,6-3,7$  мм.

Ингибиторы являются хорошим средством для изучения хода реакции горения окиси углерода непосредственно в процессе газификации топлива, но применялись пока еще мало в наших исследованиях [23] и заграничных [26]. Применяя ингибиторы, Мертенс сделал выводы о первичном образовании окиси углерода, пока еще недостаточно обоснованные.

### Выводы

1. На основании анализа опытного материала по изучению кинетики реакции восстановления двуокиси углерода и процесса газообразования в слое можно считать установленным первый порядок этой реакции в нормальных условиях процесса газификации.

2. Роль реакции горения окиси углерода в слое газифицируемого топлива еще недостаточно изучена. Из анализа теоретического и опытного материала по изучению процесса газообразования в слое можно сделать вывод о сильном влиянии на эту реакцию гидродинамических условий, скорости дутья и крупности каналов между частицами.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Семечкова А. Ф. и Франк-Каменецкий Д. А. Журн. физ. химии, т. XIV, № 3, 1940.
2. Альтшулер В. С. и Чуханов З. Ф. Доклады АН СССР, № 8, т. XXVIII, 1940.
3. Лавров Н. В. Известия АН СССР, ОТН, № 8, 1940.
4. Саввинов М. Н. Труды Воронежского университета, вып. 1, т. XII, 1941.
5. Чуханова О. А. Журн. физ. химии, № 6, т. XXI, 1947.
6. Кульков Н. В., Темкин М. И. Журн. физ. химии, вып. 2, т. XXX, 348, 1956.
7. Каржавина Н. А. Доклады АН СССР, № 5, 1950.
8. Gadsby I, Long F. I. und Seiks K. W. Proc. Roy. soc., t. 93, 357, 1948; Proc. Roy. soc., 215, 100, 1952.
9. Kei A. G. Chem. Phys., 47, 356, 1950; Pub. Gas. Res. Board, 40, 1948.
10. Reif G. Phys. Chem., 56, 785, 1952; G. Phys. Chem., 56, 778, 1952.
11. Wikke u Hedden Zt. f. Elektrochemie, 57, 7-9, 453-866, 1953.
12. Франк-Каменецкий Д. А. Доклады АН СССР, № 7, 1939.
13. Зельдович Я. Б. Журн. физ. химии, 13, 163, 1939.
14. Канторович Б. В. Доклады АН СССР, 71, № 2, 1950.
15. Канторович Б. В. Труды ИГи АН СССР, т. II, 1948.
16. Канторович Б. В. Доклады АН СССР, 28, № 3, 1940.
17. Бабий В. И. и Колодцев Х. И. Журн. Теплоэнергетика, № 1, 1954.
18. Канторович Б. В. Изв. АН СССР, ОТН, № 4, 1947.
19. Кнорре Г. Ф. Что такое горение? Госэнергоиздат, 1955.
20. Хитрин Л. Н. Доклады АН СССР, 79, № 3, 1951.
21. Кондратьев В. И. Спектроскопическое изучение химических газовых реакций. Изд. АН СССР, 1944.
22. Иост В. Взрывы и горение в газах. МИЛ 1952.
23. Предводителев А. С., Хитрин Л. Н., Чуханова О. А., Колодцев Х. И., Гродзовский М. К. Горение углерода. Изд. АН СССР, М.—Л., 1949.
24. Канторович Б. В. Изв. АН СССР, ОТН, № 9, 1944.
25. Канторович Б. В. Журн. техн. физики, т. XII, № 10, 1942.
26. Mertens M. I. Chem. Phys., 47, 353, 1950.

Канд. физ.-мат. наук Х. И. КОЛОДЦЕВ

(Всесоюзный теплотехнический институт им. Ф. Э. Дзержинского)

## ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ГАЗИФИКАЦИИ НА ВОЗДУШНОМ ДУТЬЕ

Повышение интенсивности процесса сжигания и газификации твердого топлива является одной из наиболее актуальных задач советской теплоэнергетики. Решение этой задачи невозможно без глубокого и разностороннего знания сущности и основных физико-химических закономерностей процесса горения твердого топлива.

Построение современной теории горения на основе детального исследования процесса является в значительной степени заслугой нашей отечественной науки, серьезный вклад в которую внесли ученые многих ведущих институтов страны.

Во Всесоюзном теплотехническом институте систематическое изучение процесса горения твердого топлива проводилось свыше двух десятков лет. Наряду с изучением сгорания тел правильной геометрической формы, проводившимся ВТИ в довоенный период, большое развитие, особенно за последние годы, получили исследования гетерогенного горения в условиях, наиболее близких к практическим способам газификации, в слое топлива.

Результаты этих широко известных из печати исследований дают детальное представление о динамике газообразования в плотном и кипящем слое, выявляют многие специфические стороны процесса и открывают пути для рациональной организации и повышения интенсивности сжигания и газификации твердых топлив.

На этой основе Всесоюзным теплотехническим институтом достигнуты серьезные успехи в организации промышленного сжигания углей в слое на механической решетке и в полумеханизированных топках.

Эти же исследования явились исходным пунктом к разработке новых технологических схем и принципов слоевого сжигания и газификации углей, в настоящее время уже опробованных на лабораторных стендах и полупромышленных установках.

Хотя в основе процесса горения углерода лежит химическое превращение вещества, однако в условиях гетерогенных реакций, развивающихся между газом и твердым телом, особенное значение приобретают физические условия переноса реагентов из газовой среды к поверхности угля и обратное движение продуктов реакций.

При практических способах газификации, например в слое или во взвеси, наряду с химическими реакциями, протекающими в виде цепи элементарных химических актов на угольной поверхности и вблизи нее, весьма существенны условия течения (фильтрации) газа через пористый слой, структура слоя, размер частиц, образующих его, и т. п.

Нет смысла устанавливать детальный химический механизм там, где это оказывается совершенно скрытым суммарным эффектом газообразования.

Горение угля в слое представляет по своей сущности суммарный процесс, состоящий из совокупности частных, различных для каждой отдельно взятой точки слоя процессов. Положение любой угольной частицы, характер обтекающего ее потока, даже более того, различие в положении элементов поверхности данной частицы по отношению к окружающим — все это предопределяет результат реакционного газообмена и тем самым состав газа в той или иной точке слоя.

Однако вследствие как бы статистического обобщения множества частных эффектов, несмотря на их многообразие, характеристика интегрального эффекта, относимого к некоторому сечению слоя, может быть вполне устойчивой и отражать основные закономерности процесса.

Получая экспериментальным путем такого рода суммарные характеристики, можно не только установить динамику газообразования в слое, но и выявить роль отдельных факторов, определяющих пути и методы интенсификации процесса. Это было положено в основу методики исследования, разработанной нами ранее и получившей затем широкое применение в работах многих авторов: М. К. Гродзовского, Б. М. Дермана, Б. Л. Жаркова, В. И. Частухина, В. И. Бабий и др.

Не останавливаясь на описании этой методики, отметим, что при постановке исследований мы исходили из следующих основных требований: 1) соответствия экспериментальных условий реальным, практическим условиям работы слоя; 2) получения усредненных газовых характеристик процесса, отвечающих не отдельно взятой точке, а суммарному эффекту, относимому к данному сечению слоя; 3) накопления обширных и разносторонних экспериментальных данных, достаточных для выявления основных закономерностей процесса и построения рациональной и вместе с тем простой системы расчета.

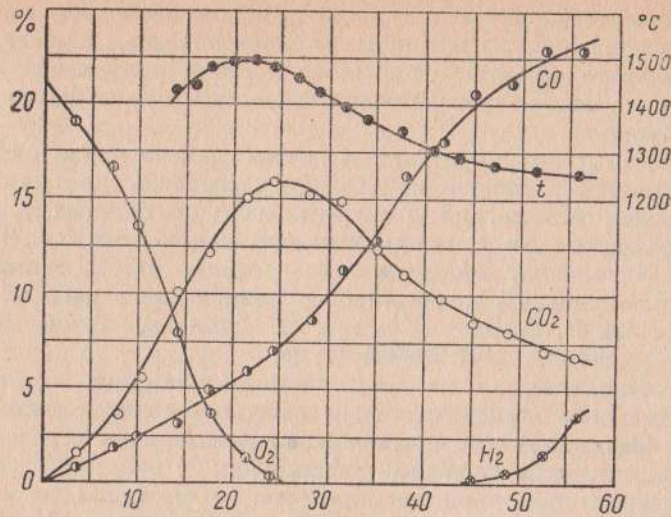
В работах ВТИ, проводившихся по нашей методике, широко варьировались многочисленные факторы, в том числе скорость дутья, температура горения, содержание кислорода в дутье, структура (порозность) слоя, крупность частиц угля, различные сорта топлива — от электродного угля до многозольного, богатого влагой и летучими подмосковного угля. Наконец, в последнее время было выполнено детальное исследование влияния давления на процесс газообразования в слое, результаты которого будут освещены дополнительно (В. И. Бабий).

На фиг. 1, 2 и 3 графически изображены результаты некоторых опытов, наглядно представляющие динамику газообразования в слое различных углей и при различных условиях опытов<sup>1</sup>. Как видно, во всех случаях общий ход газообразования весьма аналогичен.

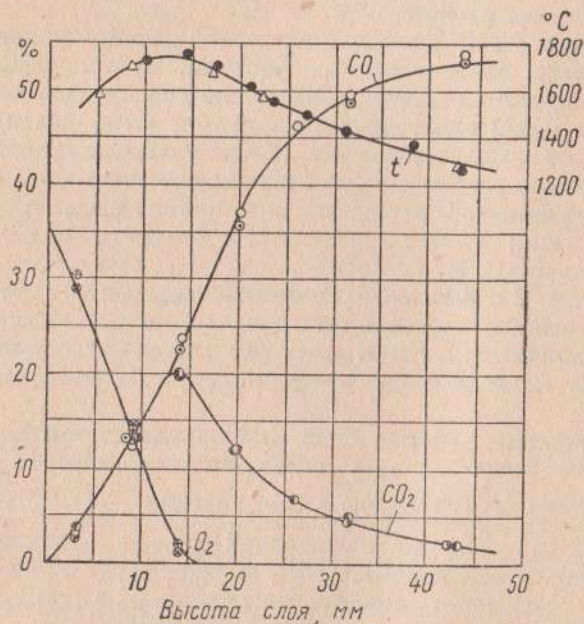
В начальном участке слоя (кислородная зона) интенсивно расходуется кислород при одновременном образовании обоих окислов углерода (СО и СО<sub>2</sub>) в соотношении  $\frac{CO}{CO_2} \leq 1$ .

Переход из области кислородной зоны в восстановительную имеет непрерывный характер, что свидетельствует о возможности в условиях слоевого горения одновременного образования СО путем взаимодействия углерода и с кислородом, и с СО<sub>2</sub>.

<sup>1</sup> Распределение концентраций реагентов по высоте слоя построено с учетом постоянной скорости выгорания.

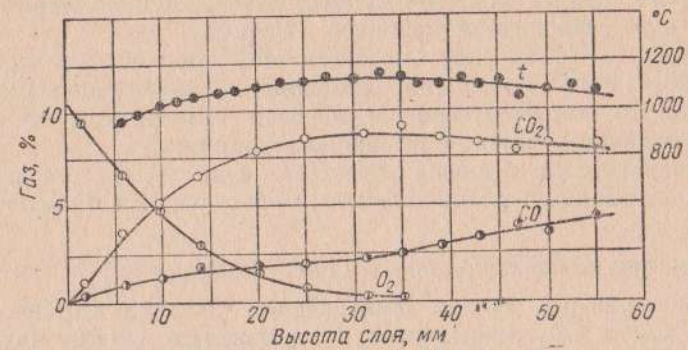


Фиг. 1. Газообразование в слое антрацита.  
Размер частиц 6,0—7,2 мм; скорость дутья 0,5 м/сек.



Фиг. 2. Газообразование в слое электродного угля.  
Размер частиц 4,8—6,0 мм; скорость дутья 0,49 м/сек; содержание кислорода в дутье 34,8%.

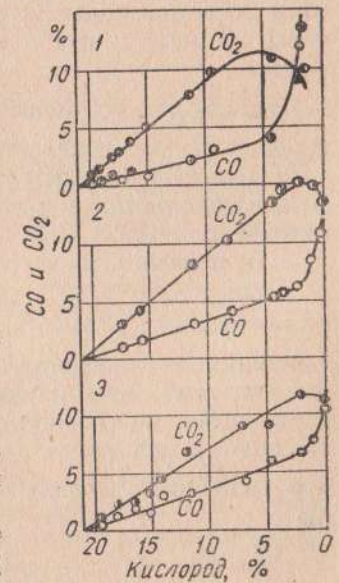
Летучие в составе топлива не изменяют механизма реагирования, так как в противоточной схеме организации процесса возгонка их протекает главным образом в подготовительной области и даже на топливах, весьма богатых летучими, в основном завершается за пределами кислородной зоны.



Фиг. 3. Газообразование в слое электродного угля.  
Размер частиц 4,8—6,0 мм; скорость дутья 0,49 м/сек; содержание кислорода в дутье 10,5%;

Рассматривая выход окислов углерода в зависимости от действующей концентрации кислорода (см. фиг. 4), легко убедиться, что закономерность образования CO и CO<sub>2</sub> в различных участках кислородной зоны носит различный характер. Если при достаточно высоких концентрациях кислорода образование CO и CO<sub>2</sub> находится в прямой зависимости от количества кислорода, то при низких концентрациях его (менее 4—5%) характер зависимости резко изменяется: содержание CO<sub>2</sub> начинает снижаться, а выход CO резко возрастает вне всякой связи с концентрацией кислорода. Этот момент отвечает переходу ко второй фазе процесса, определяемой практически лишь интенсивностью восстановления CO<sub>2</sub>.

Существование восстановительной зоны наглядно подтверждается ходом



Фиг. 4. Зависимость выхода CO и CO<sub>2</sub> от действующей концентрации O<sub>2</sub> в кислородной зоне.

1 — подмосновный уголь 4,8—6,0 мм, дутье 0,49 м/сек; 2 — металлургический кокс 9—13 мм, дутье 0,49 м/сек; 3 — воркутский уголь 7,2—9,0 мм, дутье 0,20 м/сек.

температурных кривых (см. фиг. 1, 2, 3). Как видно из графиков, температура имеет максимальную величину в пределах кислородной зоны, причем, как правило, в области максимума кривой выхода  $\text{CO}_2$ . Затем температура более или менее резко снижается и практически точно следует за ходом спадающих от максимума кривых  $\text{CO}_2$ , что свидетельствует об эндотермическом процессе восстановления двуокиси углерода.

Наряду с этим при недостаточно высоких температурах (до  $1000-1100^\circ$ ) почти не наблюдается восстановления  $\text{CO}_2$  (см. фиг. 3); соответственно и перепад температуры по высоте слоя составляет здесь ничтожную величину.

Температурный уровень процесса существенно сказывается и на соотношении окислов углерода, образующихся в кислородной зоне.

Если при температуре около  $1100^\circ$  соотношение  $\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2}$  составляет примерно  $0,2-0,3$ , то при температурах, близких к  $1600^\circ$ , образуются  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  практически в одинаковых количествах.

Выход  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  зависит от многих факторов, в том числе от структурных характеристик слоя (порозность, просвет), от величин, характеризующих размер и состояние поверхности кусков топлива (диаметр частиц, развитость их поверхности, сорт топлива), от аэродинамической обстановки процесса (скорость газового потока, давление), наконец, от теплового режима процесса и суммарной скорости реагирования (температура, коэффициент реакционного газообмена).

Интенсивность процесса определяется всей совокупностью этих величин, представляющих большей частью физические факторы, доминирующие в условиях, когда скорость реакции очень велика.

Однако для соотношения окислов углерода  $\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2}$ , характеризующего не интенсивность процесса, а качество газа, может быть установлена непосредственная температурная зависимость, так как физические факторы в основном одинаково сказываются на ходе образования  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  в кислородной зоне.

Как показали многочисленные опыты, проводившиеся в самых разнообразных условиях, такая зависимость в виде  $\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} = A e^{\frac{-\Delta\varepsilon}{T}}$ , действительно, существует. Ей соответствуют опыты при нормальном давлении с широким диапазоном изменения скорости и температуры дутья, содержания кислорода в дутье и крупности частиц топлива. В последнее время эта зависимость расширена. Опыты при различных давлениях показали, что  $\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} = AP^n$ , где

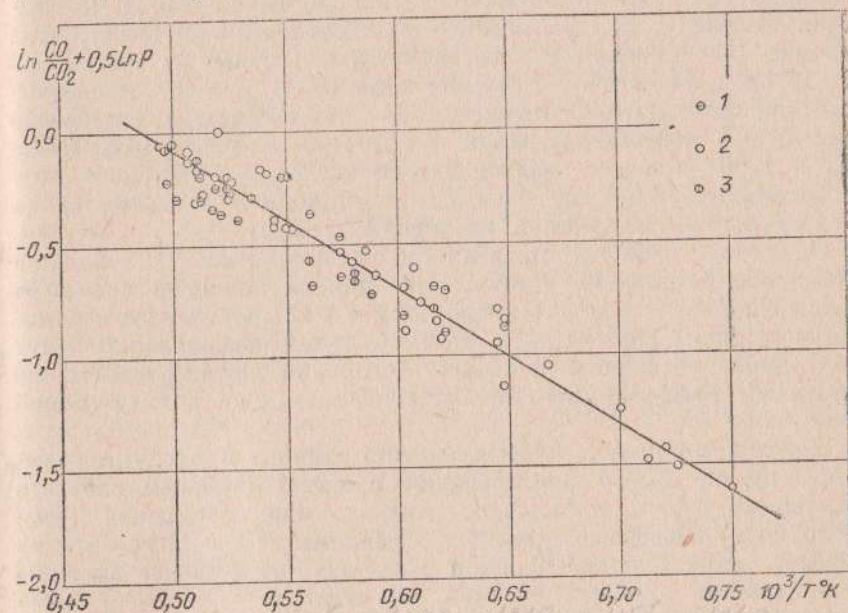
$$A = \left[ \frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} \right]_{P=1} = A_1 e^{\frac{-\Delta\varepsilon}{T}}$$

Таким образом, имеем:

$$\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} = A_1 e^{\frac{-\Delta\varepsilon}{T}} P^n$$

Численные значения коэффициентов  $A_1$ ,  $\Delta\varepsilon$  и  $n$  легко определяются графически по опытным данным.

Эта зависимость показана на фиг. 5, откуда видно, что результаты самых различных опытов достаточно четко располагаются вдоль одной прямой.



Фиг. 5. Температурная зависимость продуктов газообразования в кислородной зоне по данным опытов 1939—1940, 1947—1948 и 1952—1953 гг. при скоростях дутья  $0,1-2,0$  м/сек и крупности частиц топлива  $2-9$  мм, различном содержании кислорода в дутье ( $10,5-41,5\%$ ) и различных давлениях ( $1-8$  атм).

1 — воздушное дутье под давлением  $P = 1-8$  атм; 2 — дутье с различным содержанием  $\text{O}_2 = 10,5-41,5\%$ ; 3 — воздушное дутье с подогревом  $t_{\text{в}} = 200-600^\circ \text{C}$ .

Кроме состава газа, для характеристики газогенераторного процесса существенное значение имеет размер области активного реагирования и в том числе размер кислородной зоны. Как показывают опыты, размер последней зависит от ряда факторов, совокупное действие которых приводит к далеко не однозначным результатам. Так, например, при увеличении скорости дутья, обуславливающим одновременно повышение температуры сгорания, протяженность кислородной зоны в плотном слое сохраняется практически постоянной. Увеличение исходной концентрации

кислорода в дутье приводит даже к некоторому сокращению кислородной зоны вследствие усиленного экзотермического эффекта реакций, что легко видеть при сравнении фиг. 2 и 3. В то же время с увеличением крупности кусков топлива и, следовательно, уменьшением «внешней» реакционной поверхности единицы объема слоя размер кислородной зоны возрастает в более или менее строгом соответствии с величиной диаметра кусков, образующих слой.

Согласно опытам, размер кислородной зоны при газификации любых, в том числе многозольных, богатых летучими и влагой топлив, весьма мал и составляет всего лишь несколько (3—5) диаметров частиц угля. Протяженность всей области активного реагирования (кислородная и восстановительная зоны) не превышает 12—15 средних диаметров кусков топлива. С ростом температурного уровня процесса эта величина еще снижается вследствие сокращения восстановительной зоны. При температурах, близких к  $1500^{\circ}$ , процесс взаимодействия углерода с  $\text{CO}_2$  настолько интенсифицируется, что размеры редуцированной зоны делаются соизмеримыми с величиной кислородной зоны.

Одним из наиболее практически существенных результатов исследований является установление полной аналогии процессов взаимодействия углерода с кислородом и с  $\text{CO}_2$  в условиях высокотемпературного режима; при этом обе зоны реагирования ведут себя одинаково активно и скорость сгорания лимитируется лишь условиями диффузионного подвода реагента, а не химической кинетикой.

При противоточной схеме движения топлива и продуктов сгорания любой способ форсирования процесса (высокая скорость воздушного дутья, повышенное давление или обогащение дутья кислородом) неизбежно приводит к усиленному экзотермическому эффекту реакций в кислородной зоне, что обеспечивает высокую интенсивность процесса во всех его стадиях.

Отмеченные обстоятельства открывают широкие возможности для разработки новых методов высокоинтенсивной газификации твердого топлива. При этом, однако, следует учесть одно существенное обстоятельство. Высокие температуры в зоне сгорания при форсированном режиме вызывают необходимость удаления золы в расплавленном виде; следовательно, серьезное внимание должно быть уделено организации жидкого шлакоудаления.

Наиболее наглядным примером промышленного устройства, где происходит газификация топлива с жидким шлакоудалением, является доменная печь. Известны попытки прямого преобразования домы в газогенератор, когда продуктом целевого назначения является горючий газ, а металлургический процесс играет лишь вспомогательную роль. Однако газогенераторы такого типа обладают существенными недостатками. Высокий подогрев воздуха, шлаковая ванна, применение флюсующих присадок для повышения текучести шлака, отсутствие возможности сброса нагрузки и даже кратковременного выключения установки делают газогенераторы,

в какой-либо мере основывающиеся на доменном принципе, практически неприемлемыми для энергетических целей.

Учитывая это, в лаборатории физики горения ВТИ на основе проведенных исследований был разработан новый метод высокоинтенсивной газификации твердого топлива с жидким шлакоудалением, названный нами по аналогии с доменным процессом горновым, но в то же время существенно отличающийся от него. Основное отличие заключается в том, что в данном случае очаг горения организуется в непосредственной близости от места дренажа шлака — проточной целевой летки, вследствие чего осуществляется непрерывное удаление жидкого шлака по мере его выделения на поверхности горящих кусков топлива, т. е. в тот момент, когда он обладает максимальной текучестью. Именно это позволяет при газификации топлива горновым методом избежать упомянутых выше недостатков газогенераторных установок, основывающихся на доменном принципе.

Опытная проверка горнового метода, проведенная нами ранее совместно с И. Ф. Орельченко на небольшой лабораторной установке при нормальных давлениях, показала полную возможность осуществления новой технологической схемы высокоинтенсивной газификации с непрерывным жидким шлакоудалением.

Опыты, проведенные с коксом, антрацитом и полукоксом, доказали перспективность применения горнового метода газификации твердого топлива, особенно в тех случаях, когда возможно одновременное использование потенциального и физического тепла газов. Этот метод имеет особенно важное значение для решения проблемы использования твердого топлива в газотурбинном двигателе.

В связи с этим в лаборатории физики горения ВТИ нами вместе с В. И. Бабий за последние годы были проведены широкие исследования газификации под давлением как в лабораторных условиях, так и на газогенераторной установке полупромышленного типа, работающей по горновому методу.

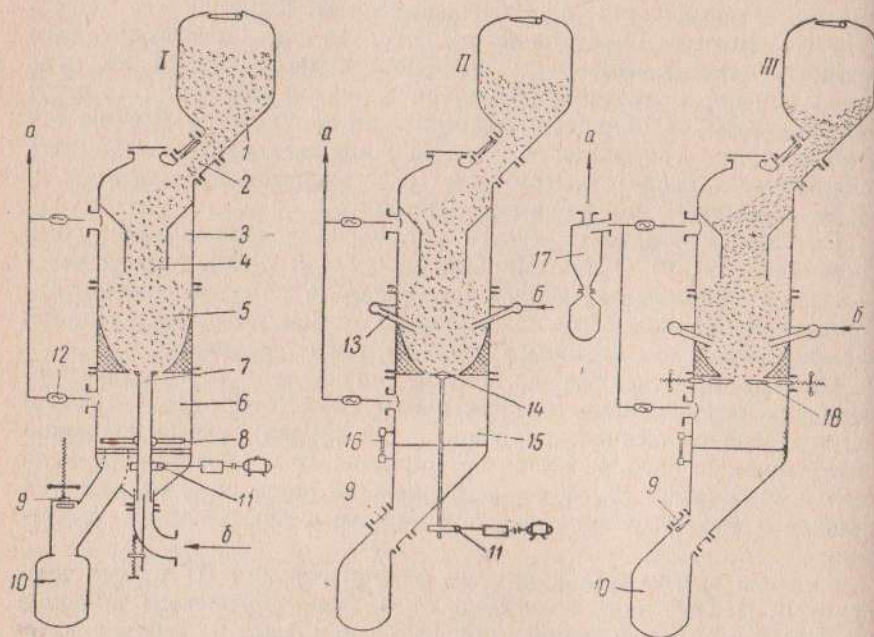
Опытный газогенератор, рассчитанный на производительность  $250 \text{ кг/час}$  топлива при давлениях до  $8 \text{ ат}$ , был выполнен в виде сборной конструкции из нескольких крупных деталей с фланцевыми соединениями, что позволяло осуществлять не только сборку и разборку установки, но и замену отдельных узлов.

С целью изыскания наиболее рациональной конструкции элементы газогенератора, связанные с подачей дутья и шлакоудалением, неоднократно видоизменялись. Наглядное представление о работе газогенератора с основными конструктивными изменениями, внесенными в ходе опытов, дают схемы, изображенные на фиг. 6.

Топливо в контейнерах электротельфером подается на завалочную площадку, откуда загружается в бункер 1 газогенератора, из которого при открытом запорном клапане 2 самотеком попадает в шахту 3 и далее в горно 5.



Воздух от поршневых компрессоров, пройдя маслоотделитель, регулятор давления, отсекающий воздух и измерительную диафрагму, поступает через нижнее центральное сопло (схема I) или через боковые фурмы (схемы II и III) в горно. Газ, выходящий из двух пунктов газогенератора — шахты и шлакоприемника, поступает через шиберы в коллектор, откуда направляется непосредственно (схемы I и II) или через циклон (схема III) в дожигательную камеру.



Фиг. 6. Схемы I, II и III высокоинтенсивной газификации кускового твердого топлива горновым методом.

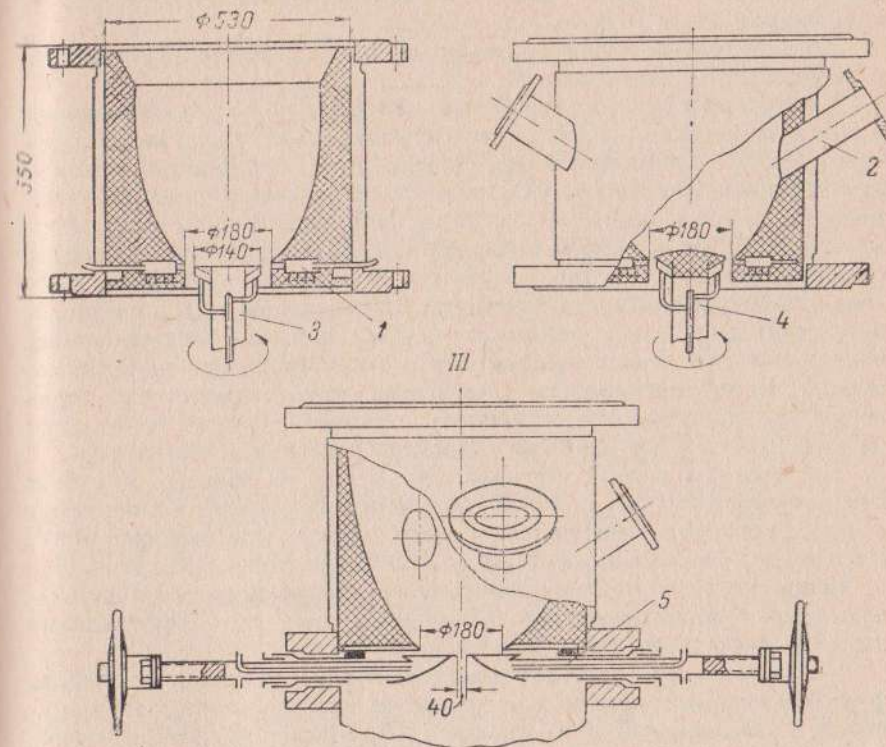
1 — топливный бункер; 2 — запорный топливный клапан; 3 — шахта; 4 — течка; 5 — горно; 6 — шлакоприемник; 7 — сопло; 8 — скребки; 9 — запорный шлаковый клапан; 10 — шлаковый бункер; 11 — механизм вращения и подъема; 12 — поворотная заслонка; 13 — фурма; 14 — шлаковый клапан; 15 — водяная ванна; 16 — водомерное стекло; 17 — циклон; 18 — шлаковая задвижка.

Линии: а — газ; б — воздух.

Шлак, стекающий через летку из горна в шлакоприемник, охлаждается на его холодном днище (схема I) и при помощи вращающихся скребков сбрасывается через течку при открытом запорном клапане в шлаковый бункер. На схемах II и III шлак попадает в водяную ванну шлакоприемника и оседает в шлаковый бункер.

Горно — основной элемент газогенератора — изображено на фиг. 7 в трех конструктивных видах, отвечающих вышеописанным схемам фиг. 6.

В первом случае воздух подается снизу через сопло, совмещенное с вращающимся шлаковым клапаном; во втором он поступает через две боковые фурмы, вставляемые в гнезда, приваренные к корпусу горна. Нижнее сопло заглушено и представляет собой лишь вращающийся шлаковый клапан. В обоих случаях проточная шлаковая летка имеет кольцевую форму.



Фиг. 7. Конструкция горна (виды I, II и III).

1 — поддон горна; 2 — гнездо фурмы; 3 — воздушное сопло-клапан; 4 — шлаковый клапан; 5 — поддон с задвижками.

При конструкции III шлаковый клапан заменен горизонтальными задвижками, образующими продольную щелевую летку. Число фурм увеличено до четырех. Во всех случаях горно, поддон и шлаковый клапан или задвижки охлаждаются проточной водой. Фурмы, вставляемые через гнезда внутрь горна на расстояние 50—100 мм от стенок, также охлаждаются проточной водой.

Общее количество опытов, проведенных на газогенераторе, достигает 50. Несколько опытов было проведено на коксе зольностью 11,8%, большая же часть — на антраците различных партий зольностью от 3,38 до 13,3%.

Продолжительность опытов первоначально составляла 4—6 час., а к концу испытаний была доведена до 25 час. В последней серии опытов было проведено детальное исследование запыленности генераторного газа, позволившее оценить приемлемость его для газовой турбины. Опыты проводились в диапазоне нагрузок от 1000 до 1600  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$  по топливу, при давлениях от 3 до 7  $\text{атм}$ . Выход жидкого шлака в различных опытах составлял 70—90% от содержания золы в исходном топливе.

Теплотворность газов в коллекторе после смешения составляла в среднем 900—950  $\text{ккал}/\text{нм}^3$ .

Наибольшее содержание окиси углерода до 30% наблюдалось в газах, выходящих через шахту газогенератора; газы, выходящие через летку в шлакоприемник, содержали в большинстве случаев значительное количество  $\text{CO}_2$ , так что соотношение окислов углерода было здесь близко к единице. При увеличении расстояния между фурмами и леткой содержание  $\text{CO}_2$  в газах, поступающих в шлакоприемник, резко снижалось в силу интенсивного протекания восстановительных реакций. Последнее не всегда являлось приемлемым, так как эндотермический процесс, развивавшийся вблизи летки, снижал температуру и затруднял дренаж жидкого шлака. Ввиду небольшого количества газа, отводимого через летку для поддержания ее теплового режима, состав этого газа мало отражался на качестве суммарного газа в коллекторе.

Температура газа в среднем составляла на выходе из слоя в шахту около 800°, а за леткой достигала 1300—1400°; температура в ядре горения, измерявшаяся оптическим пирометром через очко фурм, составляла от 1750 до 1850° при холодном дутье.

Сопротивление слоя топлива на участках фурмы-шахта и фурмы-шлакоприемник не превышало 400—450  $\text{мм вод. ст.}$  Сопротивление циклона составляло 100—150  $\text{мм вод. ст.}$

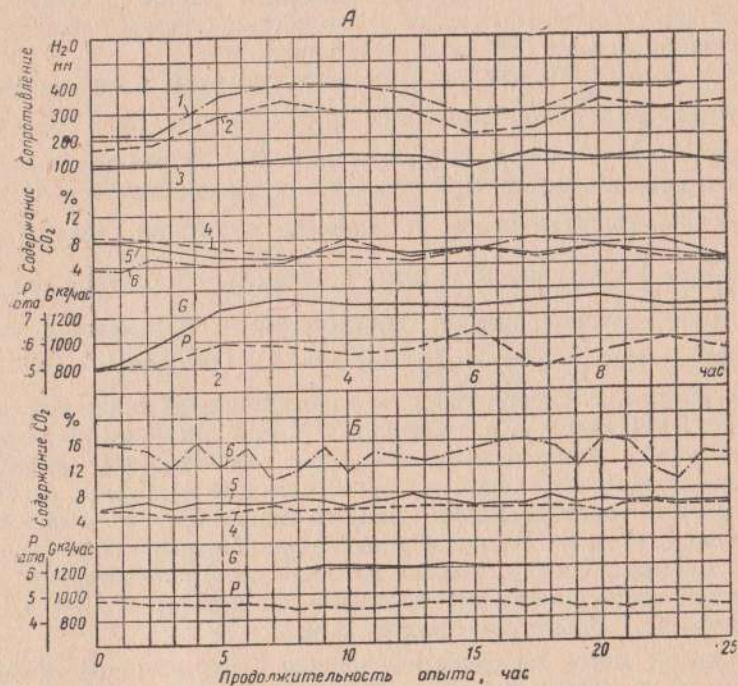
На фиг. 8 представлены некоторые результаты двух весьма продолжительных опытов с антрацитом при значительной форсировке, превышающей 1500  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$  по топливу, и при давлениях 4,5 и 5,5  $\text{атм}$ . Различие в составе газов, выходящих через летку в шлакоприемник, обусловлено тем, что в опыте 49 расстояние от фурм до летки на 100  $\text{мм}$  меньше, чем в опыте 39. При этом содержание  $\text{CO}_2$  в суммарном газе (отбор из коллектора) в обоих случаях мало отличалось от содержания его в газах, выходящих из шахты.

Большое внимание было уделено исследованию запыленности газа. Установлены: количество, фракционный состав и зольность пыли, уносимой газами из генератора, улавливаемой циклоном и выносимой за его пределы при различных нагрузках и давлениях. Выявлен весьма высокий процент осаждения угольной пыли в циклоне. Вынос недожога из циклона составляет лишь 0,008—0,02% от количества газифицированного топлива, что значительно

<sup>1</sup> Позднее были достигнуты нагрузки до 2500  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$ .

облегчает условия сжигания газа в газотурбинной установке. Уловленная циклоном угольная пыль может быть при этом возвращена в газогенератор с дутьем.

Опыты показали, что в случае применения двух последовательно расположенных циклонов, даже при их довольно низком к. п. д., содержание уноса в газе после очистки составляет не более



Фиг. 8. Графики изменения расхода воздуха, давления, содержания  $\text{CO}_2$  в газах и сопротивления различных трактов.

А — опыт 39, Б — опыт 49.

1 — фурма-шлакоприемник; 2 — фурма-шахта; 3 — циклон; 4 — шахта; 5 — коллектор; 6 — шлакоприемник; G — расход воздуха в  $\text{кг}/\text{час}$ ; P — давление в  $\text{атм}$ .

0,25  $\text{г}/\text{нм}^3$ . Запыленность продуктов сгорания после разбавления воздухом и охлаждения до 600° составит лишь 0,018  $\text{г}/\text{нм}^3$ , что, повидимому, вполне приемлемо для газовой турбины.

Проведенными исследованиями установлены следующие отличительные особенности газогенератора: высокие удельные нагрузки — свыше 1500  $\text{кг}/\text{м}^2 \text{ час}$  по топливу или более 10 000 000  $\text{ккал}/\text{м}^2 \text{ час}$  по теплу даже при давлениях 3—4  $\text{атм}$ ; высокий выход жидкого шлака — до 90% от содержания золы в топливе; сравнительно небольшой унос топлива, снижающийся с увеличением давления; устойчивый состав газа теплотворностью около 950  $\text{ккал}/\text{нм}^3$ ; высокая температура газа — порядка 900°; небольшая высота слоя

и в связи с этим незначительные потери на сопротивление; естественный сход топлива без каких-либо питателей; использование холодного воздуха для дутья; высокая приемистость установки; полное отсутствие механизмов; удобство контроля и регулирования процесса; применение для всех деталей газогенератора простых углеродистых сталей; наконец, возможность применения обычных методов очистки газа. Такова примерная характеристика газогенератора, свидетельствующая о его достоинствах и перспективах применения в газотурбинных установках.

Следует отметить, что в современных топочных и газогенераторных установках теплонапряжение  $\frac{Q}{F}$  составляет от 700 000 до 1 000 000 ккал/м<sup>2</sup> час, т. е. примерно в 10—15 раз ниже достигнутых в наших опытах. При отнесении теплонапряжения на рабочий объем газогенератора и камеры сжигания газа ( $\frac{Q}{V} = \frac{Q}{V_{гр} + V_{к.с}}$ ) получаются цифры, в несколько десятков раз превышающие теплонапряжения, достигаемые в современных камерах топках, где  $\frac{Q}{V}$  составляет 125 000—150 000 ккал/м<sup>3</sup> час.

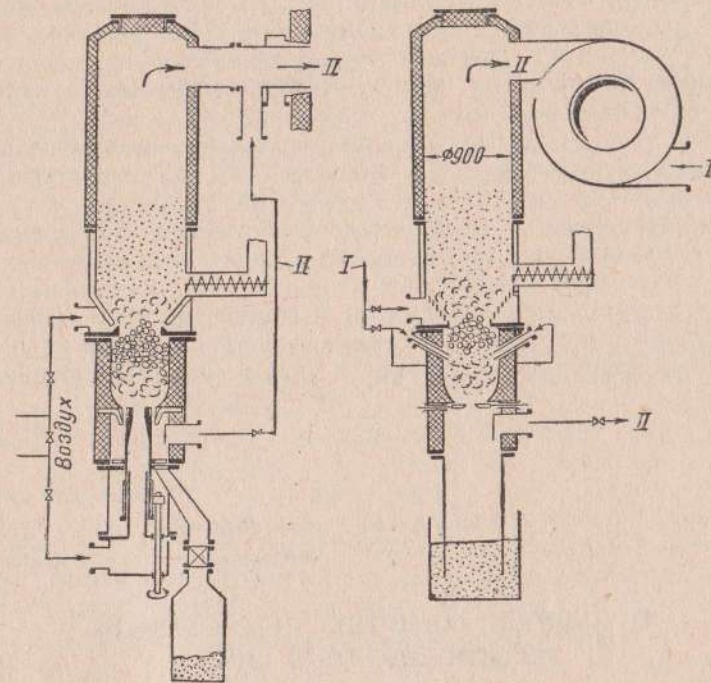
Из расчета следует, что для газотурбинной установки мощностью 25 000 квт с к. п. д. около 30% при нагрузке по топливу 1500 кг/м<sup>2</sup> час необходим только один газогенератор диаметром не более 3 м. С переходом на более высокие нагрузки, особенно за счет увеличения давления, диаметр газогенератора может быть значительно снижен. В случае применения обычных распространенных в промышленности газогенераторов для газотурбинной установки той же мощности потребовалась бы батарея в 12—14 газогенераторов с диаметром шахты 3 м.

Горновой метод газификации должен найти широкое применение при внедрении газовой турбины в стационарных энергетических установках, а также на транспорте, где это может дать особенно значительный экономический эффект.

В заключение следует хотя бы коротко осветить работу, проводимую лабораторией физики горения ВТИ в направлении использования рядовых, несортированных углей на основе комбинированной ступенчатой организации процесса.

В отличие от известных способов газификации мелкозернистого топлива в кипящем слое с последующим дожиганием горючих компонентов во второй ступени в указанной работе кипящий слой используется для рассортировки рядового топлива на группы фракций, газифицируемых и сжигаемых в трех последовательно расположенных ступенях (камерах). Первая ступень представляет собой горновую часть, где под действием острого дутья газифицируются в плотном слое наиболее крупные фракции угля, выпадающие из кипящего слоя. Второй ступенью является собственно кипящий слой, где газифицируется мелкозернистая часть топлива,

взвешенные частицы которого находятся в непрерывном циркуляционном движении. Наиболее мелкие, пылевые фракции вместе с горючими газами поступают в третью ступень, представляющую собой топочную камеру циклонного или обычного типа, где осуществляется дожигание всей горючей массы топлива. Зола топлива, газифицируемого в плотном слое, а также очаговые остатки,



Фиг. 9. Схемы комбинированного ступенчатого использования рядовых несортированных углей.

Линии: I — воздух; II — газ.

опускающиеся вниз из кипящего слоя, удаляются или в жидком виде через проточную щелевую лентку, или в сухом виде при помощи дробильного устройства.

На фиг. 9 приведены схемы организации процесса, отвечающие разработанному методу.

Для опытной проверки новой технологической схемы была сооружена экспериментальная установка производительностью свыше 0,5 т/час топлива. В качестве третьей ступени использовалась топка одного из действующих котлов ТЭЦ ВТИ, куда сбрасывалась раскаленная пылегазовая смесь, поступающая из кипящего слоя.

Опыты проводились на антраците АРШ примерно следующего фракционного состава: частицы диаметром более 15 мм — 25%, от 15 до 1 мм — 50%, от 1 до 0 мм — 25%.

В соответствие с распределением фракций топлива осуществлялась и подача воздуха: в первую ступень подавалось около 600 нм<sup>3</sup>/час при напоре 1000 мм вод. ст., во вторую — до 1500 нм<sup>3</sup>/час при напоре 500 мм вод. ст. Воздух, необходимый для дожигания пылегазово́й смеси, под напором 100 мм вод. ст. подавался непосредственно в топку котла. При расходе топлива в 500 кг/час общая нагрузка, отнесенная ко всему сечению шахты, составляла 800 кг/м<sup>2</sup> час, при этом горно работало с нагрузкой свыше 1000 кг/м<sup>2</sup> час.

Состав газа, выходящего из кипящего слоя, отличался значительным содержанием СО<sub>2</sub> — порядка 10%. Температура газа достигала 1000°.

При нормальном ходе процесса воспламенение и последующее сгорание пылегазово́й смеси, нагретой до столь высокой температуры и содержащей значительное количество горючих компонентов, происходят без затруднений, хотя и сопровождаются сепарацией более крупных частиц. Последнее может быть полностью исключено при организации третьей ступени в виде циклонной топочной камеры.

*Доктор техн. наук проф., В. И. КИТАЕВ*

*(Уральский политехнический институт им. С. М. Кирова)*

## О ВЫНОСЕ ГОРЮЧИХ КОМПОНЕНТОВ ИЗ КИСЛОРОДНОЙ ЗОНЫ

В теории выноса горючих компонентов из кислородной зоны есть еще несколько неясных деталей, которые имеют не только познавательное значение, но и практическое, так как определяют степень разложения пара в кислородной зоне и, следовательно, расход его, что особенно важно при газификации на паро-кислородном дутье.

Последними исследованиями установлено, что в кислородной зоне наблюдаются значительные количества окиси углерода. При высоких температурах, порядка 1200°, окись углерода не сгорает, а накапливается по высоте слоя. Это является, несомненно, термодинамическим парадоксом и его объяснение с кинетических позиций затруднено тем, что нормальные скорости распространения пламени окиси углерода в смеси с кислородом очень велики.

Иногда старые представления, известные у нас под названием редукционной теории, по которым появление окиси углерода возможно только после того, как весь кислород в слое израсхо-

дуется, т. е. вне кислородной зоны, преподносятся как результат плохо поставленного эксперимента.

Считается, что в старых экспериментах окись углерода присутствовала в кислородной зоне, но не была обнаружена из-за неправильной методики отбора проб газа. Поэтому редукционная теория и теория первичного образования окиси углерода противопоставлялись одна другой.

В широко известных работах М. К. Гродзовский и З. Ф. Чуханов установили, что увеличение скорости потока способствует выносу окиси углерода из кислородной зоны.

Физическая сторона этого явления до сих пор неясна, как неясно и решение упомянутого термодинамического парадокса, которым и посвящается мое краткое сообщение.

Будут высказаны соображения, основанные на экспериментальном изучении структуры горячих факелов как при ламинарном, так и турбулентном режимах, проведенном на кафедре металлургических печей Уральского политехнического института им. С. М. Кирова.

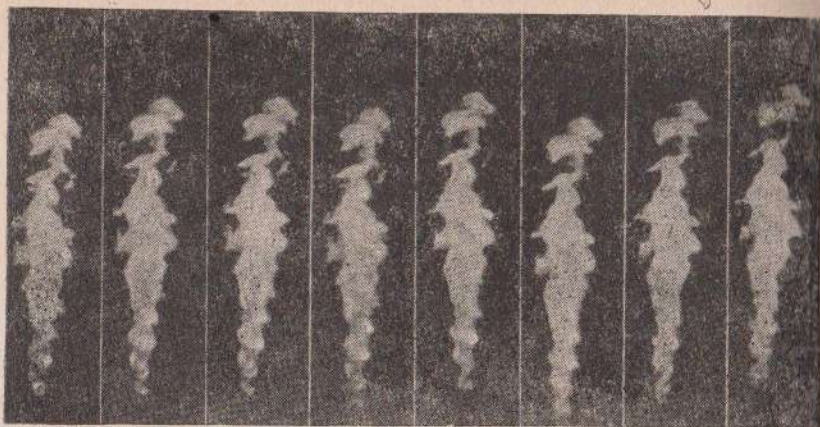
Еще Геркен, Б. И. Китаев и Левченко при помощи моментальных фотографий установили, что при турбулентном режиме горящий факел на значительной своей длине оказывается разорванным на отдельные куски. Позднее горящий факел был заснят И. М. Телегиным лупой времени, производившей 4000 снимков в секунду. Демонстрация этого фильма на нормальном кинопроекторном аппарате позволила видеть замедленное примерно в 200 раз развитие турбулентного движения в факеле. Киносъемки нормальной камерой и рапид-камерой не показали желательных результатов из-за того, что порядок частоты пульсаций как раз соответствовал частоте съемки рапид-камерой.

Как выглядит динамика развития турбулентности в факеле, видно из фиг. 1 и 2, на которых представлены последовательные кадры, снятые лупой времени.

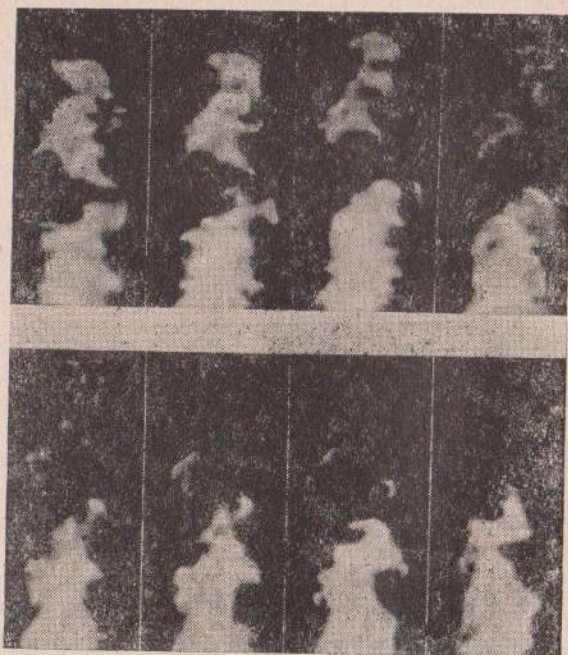
Из этих кинодокументов можно сделать вывод, что при турбулентном режиме горение происходит во всем объеме факела. В центре факела при самой высокой температуре можно обнаружить и горючие компоненты, и кислород, в то время как при ламинарном режиме координата представляет или кислород с продуктами горения, или горючие компоненты.

При турбулентном режиме мимо газоотборной трубки проходят тысячи оторвавшихся объемов газа (вихрей) и тысячи засосанных в факел объемов (вихрей) воздуха с продуктами горения. Экспериментатор таким образом получает интегральную пробу газа, где наряду с горючими компонентами присутствует и кислород. Если можно так выразиться, в турбулентном режиме газовая фаза является гетерогенной.

Может создаться впечатление, что поскольку в турбулентном режиме вследствие разрыва горячей среды на куски появляются



Фиг. 1. Горящий факел. Скорость съемки 3800 кадр/сек; скорость истечения газа 21,7 м/сек; диаметр сопла 5,4 мм.



Фиг. 2. Горящий факел. Скорость съемки 4000 кадр/сек; скорость истечения газа 23,9 м/сек; экспозиция  $\frac{1}{20000}$  сек.

дополнительные поверхности горения, турбулентный режим должен приводить к интенсификации горения и, в частности, факел, горящий при турбулентном режиме, должен быть короче факела, горящего при ламинарном режиме.

Исследование закономерностей горящих факелов показывает обратное: турбулентный факел при данном диаметре канала всегда значительно длиннее ламинарного, хотя, несомненно, турбулентность и интенсифицирует горение. Это объясняется тем, что на пути от ламинарного к турбулентному режиму расход газа растет пропорционально скорости, а интенсификация горения, наоборот, отстает от нарастания расхода, т. е. отрывающиеся куски газа горят относительно медленно. Эта закономерность изображена на фиг. 3, из которой видно, что если бы при данной скорости удалось из турбулентного режима перейти в ламинарный, то ламинарный факел стал бы длиннее турбулентного.

В межкусковом пространстве, в «угольном канале», т. е. в условиях слоя топлива, можно ожидать два вида газообразования: один при ламинарном режиме, другой при турбулентном. При ламинарном режиме отрывы газовых вихрей с поверхности кусков топлива не будут наблюдаться. Молекулы горючих компонентов смогут проникать с поверхности куска топлива в газовый поток только в индивидуальном порядке, в результате диффузии и, конечно, будут сожжены в кислородной зоне вблизи поверхности.

Повидимому, опыты Горного бюро, которыми представлена редуциционная теория, проводились при ламинарном режиме и там, действительно, не было условий в кислородной зоне для проникновения горючих компонентов в газовый поток. Более поздние опыты проводились при турбулентном режиме, который наступает в слое рано, уже при  $Re_{сл} \geq 400$ , и в этих опытах появление горючих в газовой фазе в кислородной зоне с точки зрения аэродинамики потока является совершенно естественным. Таким образом, обе упоминавшиеся теории соответствуют опыту, одна при ламинарном режиме, другая при турбулентном.

Поскольку с ростом скорости отставание интенсификации горения от расхода газа нарастает, то естественно, с ростом скорости должен расти и вынос горючих компонентов.

С разрушением слоя должен падать вынос, так как при этом создаются условия, благоприятные для догорания вихрей, оторвавшихся от поверхности кусков топлива. Вероятно, главным образом по этой причине в фурменных очагах доменной печи наблюдается



Фиг. 3. Зависимость длины горящего факела от скорости истечения газа в условиях свободной струи.

Режимы: I — ламинарный; II — турбулентный.

иное отношение  $\frac{CO}{CO_2}$  (меньшее), чем в условиях плотного слоя, как и при газификации во взвешенном состоянии.

Следовательно, разложение пара в кислородной зоне плотного слоя неизбежно. Опыты показали, что при ламинарном режиме факел водорода из-за его высокого коэффициента диффузии короче, чем факел окиси углерода, а в турбулентном режиме, наоборот, в силу высокой кинематической вязкости водорода. Поэтому вынос водорода из кислородной зоны должен происходить легче, чем вынос окиси углерода. С форсировкой процесса степень разложения пара должна увеличиваться.

Инж. Г. Н. СУНЦОВ

(Восточный научно-исследовательский институт топливноиспользования ВНИИТ)

### ДИНАМИКА ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В СЛОЕ

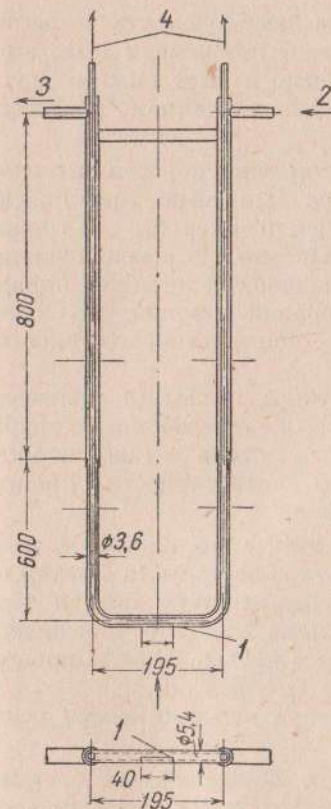
При проведении опытов на экспериментальной установке во ВНИИТ по газификации коксика на подогретом дутье в 1953 г. изучалась тепловая и химическая работа отдельных зон топливного слоя. Для этой цели послойно отбирались пробы газа и послойно замерялась температура.

Изучение процесса газификации ввиду его сложности и переплетения большого числа факторов как химических, так и физических, связанных с динамикой потоков газа, встречает значительные трудности. Для получения объективных данных, характеризующих развитие слоевого процесса, определяющее значение имеет методика эксперимента, главным образом отбора проб газа и замера температуры внутри слоя.

Нами был разработан и применен следующий способ отбора проб газа в отдельных горизонтальных сечениях слоя при стационарном режиме газификации. Газоотборная охлаждаемая водой трубка (фиг. 1), загнутая в виде перевернутой буквы П и имеющая щель для отбора газа, вводилась в газогенератор через специальные отверстия на верхней крышке и устанавливалась на слой топлива. При таком положении трубки газоотборная щель была обращена к потоку газа и занимала среднюю часть диаметра газогенератора. Рядом с этой трубкой на расстоянии 25—30 мм от нее по оси газогенератора устанавливалась также охлаждаемая водой термопара (фиг. 2).

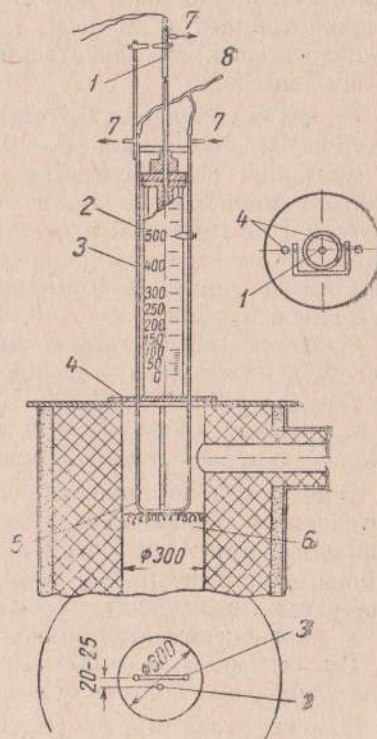
Первоначальное положение трубки и термопары фиксировалось по специальной шкале. Для компенсации торможения и создания более плотного прилегания щели трубки к топливу на верхний конец трубки привешивался груз в 1 кг. По мере выгорания слоя газоотборная трубка и термопара под действием собственного веса

и привешенного груза опускались, проходя все зоны процесса, начиная от верхнего слоя, т. е. зоны подготовки топлива, и кончая зоной горения и шлака. Высота слоя топлива во время отбора газа оставалась постоянной. Величина опускания фиксировалась по шкале.



Фиг. 1. Эскиз газозаборной трубки ( $d_{\text{нар}} = 5,4 \text{ мм}$ ,  $d_{\text{вн}} = 3,6 \text{ мм}$ ).

1 — газозаборная щель  $0,1 \times 40 \text{ мм}$ ;  
2 — подвод воды; 3 — отвод воды; 4 — выход газа.



Фиг. 2. Схема расположения трубки и термопары в газогенераторе.

1 — карандашная термопара; 2 — трубка шпена; 3 — газозаборная трубка; 4 — пиковочное отверстие; 5 — первоначальное положение трубки; 6 — топливо; 7 — вода; 8 — газ.

Вначале отбор проб газа и замер температуры производились на поверхности слоя топлива, а затем по мере опускания трубки — по высоте шахты, через каждые 100 мм. В конце восстановительной зоны количество отобранных проб газа увеличивалось и в кислородной зоне пробы отбирались через 10—12 мм по высоте. За один проход трубки по высоте слоя отбиралось 12—13 проб газа.

В некоторых опытах в качестве контроля повторно отбирались пробы газа и повторно замерялась температура.

Перед отбором пробы газозаборная трубка и соединительные резиновые шланги промывались газом, благодаря чему каждая последующая проба соответствовала определенной высоте слоя топлива.

В принятой нами методике отпала необходимость в расчете высоты слоя топлива в момент отбора газа по времени выгорания, составу топлива и анализу, как это было в ряде опытов других исследователей. Это значительно упрощало и облегчало проведение самих опытов.

Скорость опускания трубки соответствовала скорости выгорания топлива и составляла 8—10 мм/мин. По мере приближения к шлаковой зоне вследствие уменьшения скорости выгорания топлива происходило также и уменьшение скорости опускания трубки. При принятой в опытах интенсивности процесса порядка 350 кг/м<sup>2</sup> час средняя скорость выгорания топлива по высоте составляла также 8—9 мм/мин., т. е. соответствовала скорости опускания трубки.

Скорость отсоса газа в момент отбора пробы (в количестве 150 см<sup>3</sup>), отнесенная к сечению щели в газозаборной трубке, составляла 1,9 м/сек. Скорость газового потока в газогенераторе при среднем выходе газа 4 н.м<sup>3</sup>/кг и интенсивности процесса около 350 кг/м<sup>2</sup> час составляла 0,8 м/сек.

Одновременное движение трубки вместе со слоем, а также интенсивное охлаждение газа водой гарантировало достаточно хорошее соответствие отбираемой пробы качеству газа в точке отбора. Длина щели 40—50 мм позволяла забирать усредненную пробу газа, отвечающую трем диаметрам частиц. Опыты проводились на экспериментальной установке (см. фиг. 3).

Газогенератор  $D = 300$  мм оборудован колосниковыми решетками, удаление зоны — сухое.

Очистка газа производится в двух параллельных системах. Одна из них, состоящая из циклона, трубчатого холодильника и электрофильтра, включалась в работу на период розжига газогенератора и достижения стабильного процесса. Вторая система, состоящая из циклона, трубчатого холодильника и электрофильтра первой ступени и трубчатого холодильника и электрофильтра второй ступени, являлась рабочей и включалась в период непосредственного ведения опытов.

Дутье (воздух и пар) подогревалось в электроподогревателе до заданной температуры, откуда поступало непосредственно под колосниковую решетку газогенератора. Топливом служил коксик состава (% вес);  $A^c = 11,3$  и  $W^p = 5,2$ , крупностью 15—25 мм.

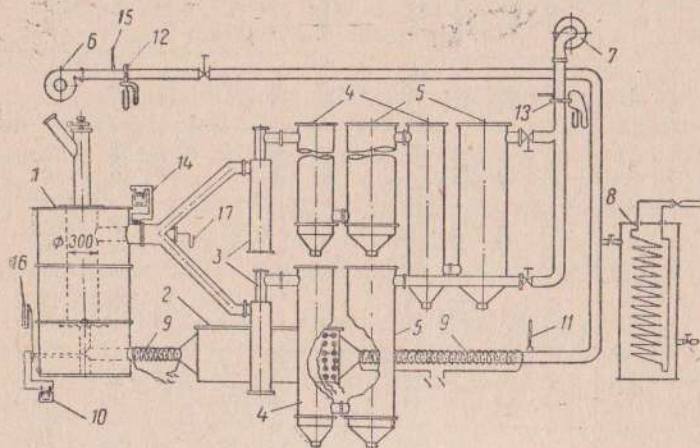
Параметры опытов, материалы которых использованы в настоящей работе, приведены в таблице.

На фиг. 4, 5 и 6 показаны результаты послойных замеров.

Данные процесса газификации коксика

Показатели	Номер опыта											
	27	30	17	8	4	46	12	10	9	14	13	23
Температура подогрева дутья, °С . . . . .	50	210	207	400	400	210	500	470	465	690	680	840
газа на выходе из слоя . . . . .	800	910	710	930	—	710	870	860	850	830	750	740
насыщения дутья . . . . .	50	57,1	61,2	61,4	62,9	63,2	67,9	68,7	70,5	75,4	76,8	78,7
Содержание влаги в дутье, г/н.м <sup>3</sup> . . . . .	112	467,3	211,4	214	234,3	238,1	315,0	330,7	372	513	563,1	648
Состав влажного дутья, % вес:												
O <sub>2</sub> . . . . .	18,4	17,4	16,6	16,6	16,3	16,2	15,1	14,9	14,4	12,8	12,4	11,6
N <sub>2</sub> . . . . .	69,4	65,4	62,6	62,4	61,2	61,0	56,8	55,9	54,0	48,2	46,5	43,8
H <sub>2</sub> O . . . . .	12,2	17,2	20,8	21,0	22,5	22,8	28,1	29,2	31,6	39,0	41,1	44,6
Интенсивность процесса на рабочее топливо, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	271	327	264	364	362	264	326	313	372	331	340	396
Расход воздуха по замеру, н.м <sup>3</sup> /час . . . . .	63,0	64,8	60,6	54,7	62,5	59,6	59,3	58,15	61,0	58,4	56,3	56,8
Интенсивность процесса по воздуху, н.м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> час . . . . .	892	918	858	775	885	845	840	824	864	826	798	805
Интенсивность процесса по азоту, н.м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> час . . . . .	704	724	676	611	700	666	663	650	682	651	629	635

Из полученных данных, представленных на графиках, видно, что процесс газообразования по высоте слоя топлива независимо от количества поданного пара и температуры дутья имел две характерные области (зоны): кислородную и восстановительную. В кислородной зоне интенсивно выделялось тепло и почти полностью расходовался кислород. Содержание  $\text{CO}_2$  быстро увеличивалось и достигало максимума при содержании  $\text{O}_2 = 2-2,1\%$ . На протяжении этой зоны содержание  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  было невелико.

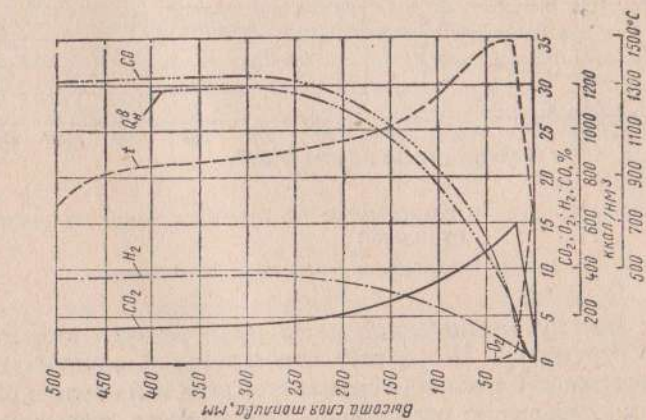


Фиг. 3. Схема установки лабораторного газогенератора.

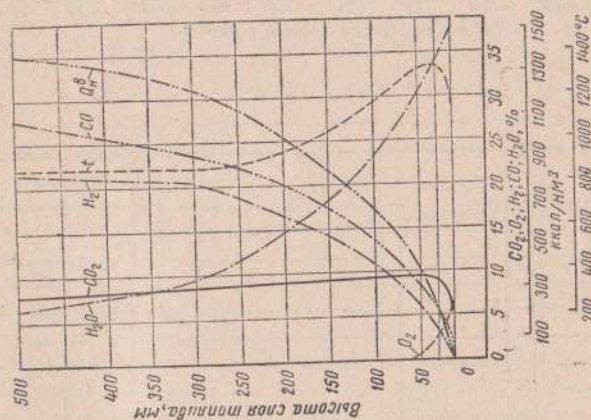
1 — газогенератор; 2 — электронагреватель; 3 — циклоны; 4 — холодильники; 5 — электрофильтр; 6 — воздушодувка; 7 — газовый вентилятор; 8 — паровой электрокотелок; 9 — внешний обогрев; 10 — гальванометр (температура подогрева дутья); 11 — гальванометр (температура паро-воздушной смеси); 12 — воздушная шайба; 13 — газовая шайба; 14 — гальванометр (температура газа); 15 — термометр (температура воздуха); 16 — манометр (давление под колосниками); 17 — манометр (давление газа за газогенератором).

Горизонт, на котором содержание  $\text{CO}_2$  достигало максимума, а  $\text{O}_2$  составляло  $2\%$ , можно считать границей между кислородной и восстановительной зонами. С этого сечения начиналось резкое увеличение  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  и спад  $\text{CO}_2$ . Здесь практически полностью заканчивались реакции с кислородом и начинали развиваться реакции восстановительные. Опытами было установлено, что высота кислородной зоны не зависит от присадки пара и температуры подогрева дутья и составляет везде одну и ту же величину —  $40-50$  мм, что соответствует примерно трем первоначальным диаметрам куска топлива.

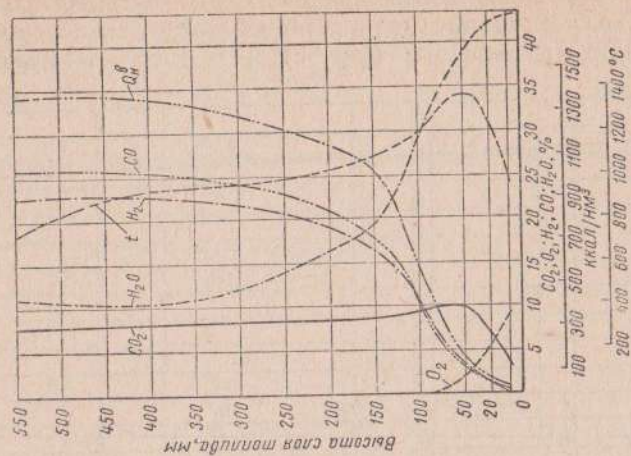
На фиг. 7 а, б, в, г, д показаны графики зависимости состава влажного газа от присадки пара к дутью в конце кислородной зоны. Здесь наблюдается некоторый разброс точек, который можно объяснить тем, что кислородная зона представляет собой неоднородную среду, претерпевающую значительные изменения по мере выгорания углерода. Примерно половина углерода топлива, подан-



Фиг. 4. Опыт 27. Температура  $t$ , теплотворность  $Q_v$  и состав влажного газа по слою (без подогрева дутья); влажность дутья  $112 \text{ г/н.м.}^3$ .



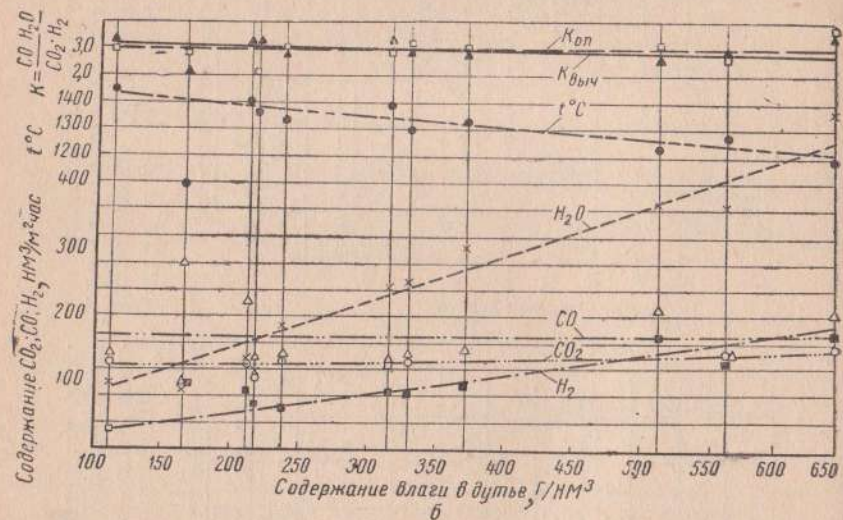
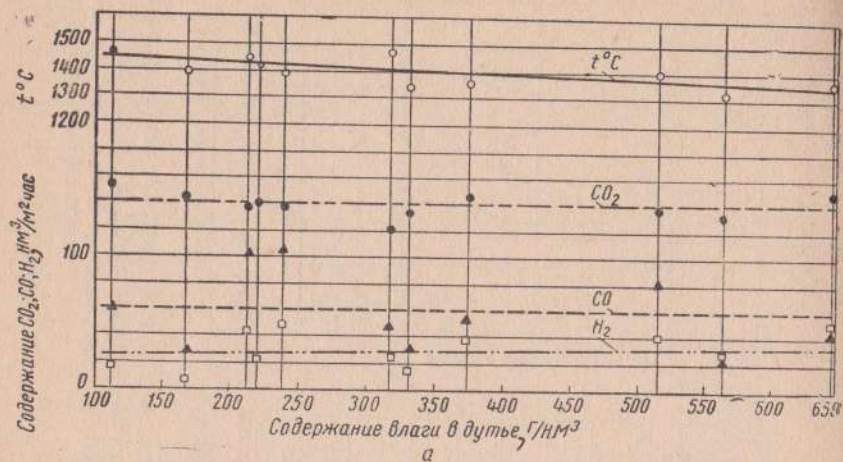
Фиг. 5. Опыт 14. Температура  $t$ , теплотворность  $Q_v$  и состав влажного газа по слою ( $t$  дутья  $700^\circ\text{C}$ ); влажность дутья  $513 \text{ г/н.м.}^3$ .



Фиг. 6. Опыт 23. Температура  $t$ , теплотворность  $Q_v$  и состав влажного газа по слою ( $t$  дутья  $840^\circ\text{C}$ ); влажность дутья  $647,8 \text{ г/н.м.}^3$ .



ного в газогенератор, дойдя до кислородной зоны, выгорает. Диаметр отдельных кусков топлива, определяемый расчетом по анализу газа, значительно уменьшается (фиг. 8) и поэтому топливная

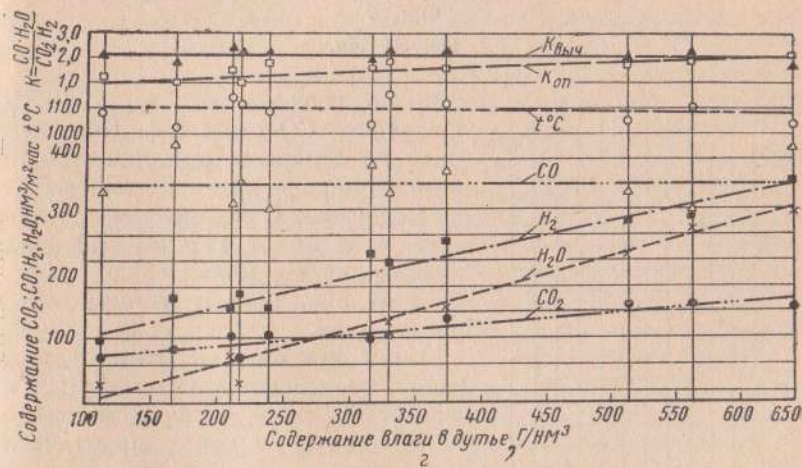
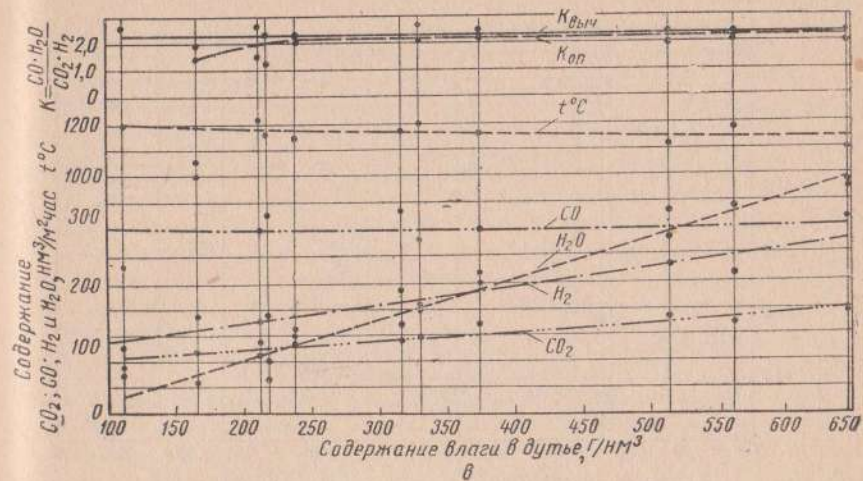


Фиг. 7. Состав влажного газа в зависимости от присадки пара на высоте от шлака:

а — 30—50 мм (конец кислородной зоны); б — 70—100 мм;

засыпка уже к началу кислородной зоны приобретает, видимо, более пористую структуру. Возрастает относительное количество золы, так как поверхность топлива покрывается зольной оболочкой. В этих условиях совершенно естественно наблюдаются различная

завершенность процесса в одном и том же сечении слоя и отсутствие изотермических плоскостей. Очевидно, как поверхность одинаковых концентраций, так и поверхность одинаковых температур в слое имеют весьма неровную, скорее струйчатую, микрофакельную



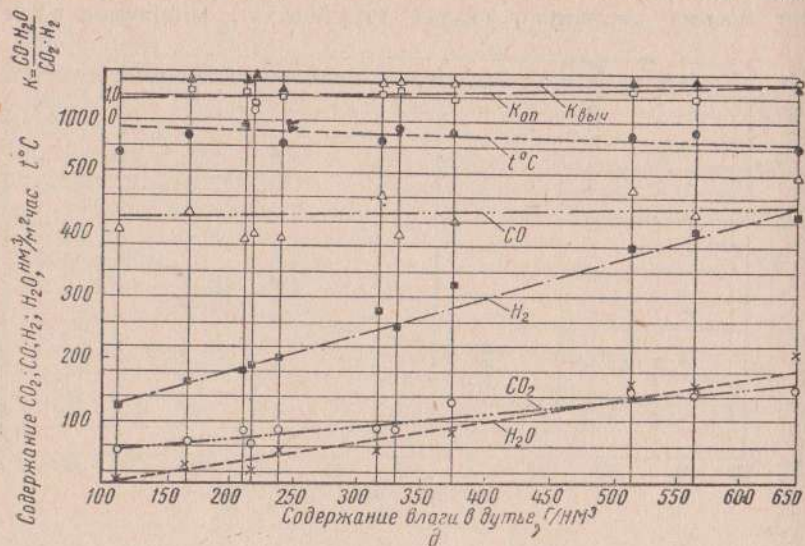
Фиг. 7.

с — 150 мм; д — 200 мм;

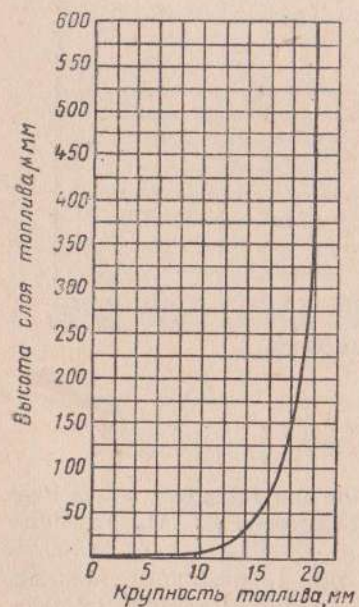
форму. Такой характер процесса в конце кислородной зоны подтверждается одновременным присутствием в пробе газа O₂ и небольших количеств H₂ и CO.

Как видно из данных состава газов при газификации коксика на подогретом дутье, с удалением шлака в твердом виде процесс

взаимодействия углерода топлива с  $O_2$  дутья протекал с образованием как  $CO_2$ , так и  $CO$ , причем выход  $CO_2$  был значительно выше, чем  $CO$ . К концу зоны максимальное значение  $CO_2$  в сухом



Фиг. 7.  
d — 400—500 мм.



газе во всех опытах было 16,8%, а значение  $CO$  было 5%. Обе величины не зависели от количества поданного пара в дутье и температуры его подогрева. С изменением присадки пара в дутье от 112 до 648 г/м<sup>3</sup> содержание  $H_2$  менялось в среднем от 2 до 5%, считая на весь объем сухого газа.

Из полученных опытных данных видно, что водяной пар вступал во взаимодействие с углеродом на тех участках, где кислород практически отсутствовал. На тех же участках, где кислород не успел прореагировать и где шла еще окислительные реакции, содержание  $H_2$  и  $CO$  было практически ничтожным. Содержание

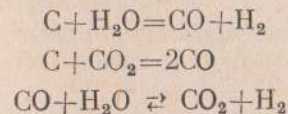
Фиг. 8. Характер процесса выгорания топлива по высоте слоя.

$CO_2$  росло и достигало своего максимума. Опытная константа равновесия реакции водяного газа в участках конца кислородной зоны (при отсутствии  $O_2$ ) была равна  $K_{теор}$ , т. е. было термодинамическое равновесие продуктов реакций в заполненной водяным паром среде при температурах зоны 1350—1450°. При опытах было зафиксировано падение максимальной температуры в конце зоны на 100° с изменением присадки пара от 112 до 648 г/м<sup>3</sup> и подогрева дутья с 50 до 840°.

Полученные данные показывают, что характер работы восстановительной зоны в зависимости от присадки пара и подогрева дутья не оставался постоянным, как это было в кислородной зоне. С ростом присадки пара при всех температурах подогрева дутья наблюдалось снижение интенсивности и даже прекращение восстановления  $CO_2$ . И в опытах с большими присадками пара (550—650 г/м<sup>3</sup>) содержание  $CO_2$  в газе по высоте всей восстановительной зоны оставалось постоянным, т. е.  $CO_2$  было столько, сколько ее образовалось в конце кислородной зоны. Здесь реакция восстановления  $CO_2$  затормаживалась водяным паром или скорость реакции восстановления  $CO_2 + C$  становилась равной скорости реакции водяного газа  $H_2O + C$ . С ростом присадки пара наблюдалось также увеличение содержания  $H_2$  в газе, причем интенсивность образования  $H_2$  была значительно выше в начальных слоях восстановительной зоны, сразу же после исчезновения кислорода, чем в верхних слоях топлива. Наряду с ростом содержания  $H_2$  увеличивалось и содержание  $CO$ , но этот рост не зависел от присадки пара в дутье. Количество  $CO$  в каждом отдельно взятом сечении слоя имело практически постоянную величину во всех опытах и при всех присадках пара.

Таким образом, зона восстановления на различных участках по высоте слоя топлива работала неодинаково. Нижний участок ее высотой 60—100 мм характеризуется наиболее интенсивным восстановлением  $CO_2$  и разложением  $H_2O$ , верхний участок высотой 250—300 мм (при общей высоте топлива 500—600 мм) характерен более плавным изменением количеств образующихся  $CO_2$ ,  $CO$  и  $H_2$ . И чем ближе к концу восстановительной зоны, тем медленнее происходят эти изменения.

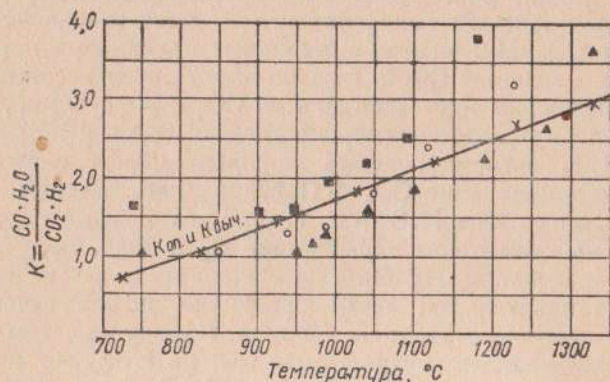
Результаты опытов позволяют нам предполагать, что в нижней части восстановительной зоны процесс газификации протекает по следующим трем основным реакциям, которые могут взаимно влиять друг на друга:



Следует также предположить, что две первых реакции являются первичными, а последняя вторичной. Реакция  $C + 2H_2O$  не протекала, так как ни в одном из опытов не было обнаружено увеличе-

ния содержания  $\text{CO}_2$  в газе по высоте восстановительной зоны, даже в опытах с высокими присадками пара и при относительно пониженных температурах зоны.

Исследования процесса газообразования позволили определить опытную константу равновесия реакции водяного газа  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$  по высоте слоя топлива в зависимости от присадки пара в дутье (см. фиг. 7, б, в, г, и д) зависимости от температуры  $K_{\text{оп}} = \frac{\text{CO} \cdot \text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2 \cdot \text{H}_2}$  (фиг. 9). В нижних участках зоны восстановления, т. е. на высоте 70—100 и 150 мм от шлаковой подушки эта константа была равна  $K_{\text{теор}}$  (или вычисленной).



Фиг. 9. Константы равновесия реакции  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$  (опытная и вычисленная) в зависимости от температуры (опыты с подогревом дутья до 700—840°).

На высоте 200 мм и выше в опытах с умеренными присадками пара  $K_{\text{оп}}$  была меньше  $K_{\text{теор}}$  и на выходе из зоны восстановления составляла 1,2—1,6. Эта разница в величине  $K_{\text{оп}}$  и  $K_{\text{теор}}$  была тем больше, чем ниже присадка пара. Следует заметить, что полученная величина константы несколько отличается от применяемой в расчете газа по методу Н. Н. Доброхотова, где она принимается равной 1,75—2,5.

В опытах с максимальной присадкой пара по всей высоте слоя  $K_{\text{оп}}$  практически совпадает с  $K_{\text{теор}}$ . Общая высота зоны восстановления во всех опытах колебалась от 300 до 350 мм. На этой высоте все реакции заканчивались и кривые количества  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  протекали параллельно оси ординат.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы.

1. В процессе газификации коксика на подогретом дутье можно выделить две характерные зоны — кислородную и восстановительную. В кислородной зоне высотой 40—50 мм происходит интенсивное выделение тепла (основным источником тепла является

реакция горения  $\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$ ). Содержание  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  в газе незначительно.

2. Высота восстановительной зоны составляет 300—350 мм. На этой высоте все реакции заканчиваются. По характеру работы зона разделена на две части: нижняя высотой 60—100 мм и верхняя 250—300 мм. В нижней части происходит интенсивное разложение  $\text{H}_2\text{O}$  и восстановление  $\text{CO}_2$ .

Для конечного участка характерно более плавное изменение выходов  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ .

Продуктами первичных реакций в зоне восстановления следует считать  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$ .

3. Полученные данные показывают, что существующая высота слоя топлива в газогенераторах может быть снижена. Однако практические рекомендации по этому вопросу должны быть проверены на промышленном газогенераторе.

4. Опытная константа равновесия реакции водяного газа  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO}_2 + \text{H}_2$  в нижних частях зоны восстановления равна рассчитанной по равновесным соотношениям ( $K_{\text{теор}}$ ). На выходе из слоя при невысоких присадках пара  $K_{\text{оп}}$  меньше  $K_{\text{теор}}$ . При больших присадках пара  $K_{\text{оп}}$  равна  $K_{\text{теор}}$  по всей высоте слоя.

Канд. техн. наук В. И. БАБИЙ  
(Всесоюзный теплотехнический институт  
им. Ф. Э. Дзержинского)

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ПРОЦЕСС ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В СЛОЕ УГЛЯ

В настоящее время разрабатываются и внедряются различные виды газогенераторов высокого давления. Поэтому вопрос о влиянии давления на процесс газификации представляет уже не только академический, но и практический интерес.

Опубликованные в литературе сведения по этому вопросу немногочисленны и противоречивы.

Ход газообразования в кислородной зоне при повышенных давлениях до сих пор фактически не был исследован.

Многие советские и зарубежные работы были посвящены изучению влияния давления на процесс восстановления двуокиси углерода. Однако результаты этих исследований не совпадают между собой. В работе В. С. Альтшулера было установлено, что давление интенсифицирует процесс восстановления  $\text{CO}_2$  по высоте слоя. Английские авторы Сарьянт и Банкрек не обнаружили влияния давления на редуционный процесс. К такому же выводу пришли З. Ф. Чуханов и Н. А. Каржавина.

В 1953 г. в лаборатории физики горения Всесоюзного теплотехнического института была проведена работа, в задачу которой вхо-

дило исследование газообразования в слое угля при воздушном дутье и давлениях от 1 до 7 *ата*. Опыты проводились с нагрузками по воздуху от 466 до 4660  $\text{кг/м}^2 \text{ час}$ , что соответствует расходу углерода от 81 до 1200  $\text{кг/м}^2 \text{ час}$ . В качестве топлива применялся электродный уголь двух фракций: 3,7—4,8 и 4,8—6 *мм*. В основу эксперимента положена методика, разработанная ранее Х. И. Колодцевым для исследования динамики газообразования в слое угля при нормальном давлении. Суть методики заключается в следующем. Дутье подается на слой сверху. На некотором расстоянии от зеркала горения устанавливаются неподвижно щелевая газотборная трубка и термопара. Отбор газа, измерение его температуры и высоты слоя производится периодически по мере выгорания топлива и приближения зеркала горения к газотборной трубке.

В опытах применялась вольфрам-графитовая термопара. По результатам замеров графическим путем определялась зависимость состава газа и температуры от высоты слоя.

Пример подобной зависимости показан на фиг. 1.

Максимальная температура в слое (конец кислородной зоны) в зависимости от нагрузки изменялась в пределах от 1300 до 1800°. Опыты показали, что при неизменной нагрузке давление практически не оказывает влияния на температуру в этой области слоя.

Сопоставление результатов опытов, проведенных при постоянных нагрузках и различных давлениях, выявило заметное влияние давления на ход газообразования как в кислородной, так и в восстановительной зонах. Установлено, что давление не нарушает линейной зависимости выхода  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  от концентрации кислорода в начальном участке кислородной зоны. Однако соотношение окислов в этом участке слоя с ростом давления изменяется в направлении снижения  $\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2}$  (фиг. 2).

Установлена также зависимость  $\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2}$  от температуры в слое.

Суммарное влияние температуры и давления на соотношение окислов в кислородной зоне может быть описано выражением:

$$\frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} = A e^{-\frac{\Delta E}{T}} P^n$$

или

$$\left[ \frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} \right]_P = \left[ \frac{\text{CO}}{\text{CO}_2} \right]_{P=1} P^n, \quad (1)$$

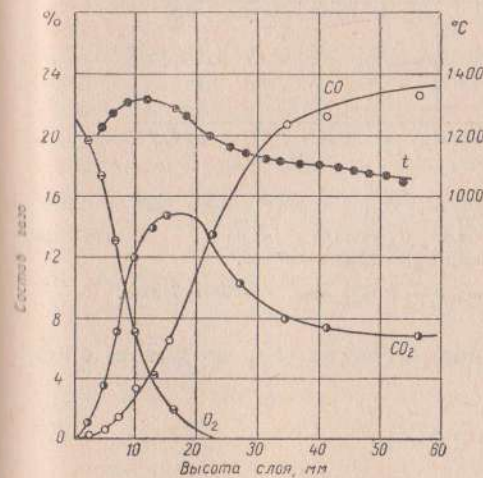
где  $n = 0,5$ .

Величина  $\Delta E$ , определяющая влияние температуры, в области от 1 до 7 *ата* от давления не зависит. Характерно, что точки, полученные в опытах с повышенным давлением, довольно хорошо укладываются на общей линии с точками, полученными ранее Колодцевым в опытах при нормальном давлении.

Несмотря на изменение характера газообразования в начальном участке слоя, влияния давления на длину кислородной зоны обна-

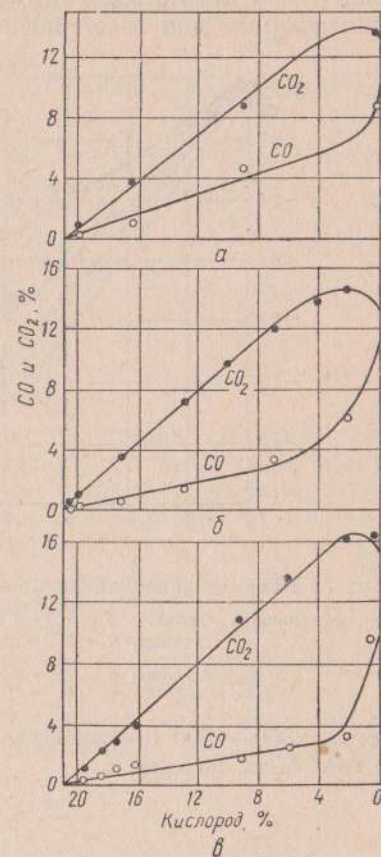
ружено не было. Иная картина наблюдалась в восстановительной зоне. По мере увеличения давления при заданной нагрузке длина восстановительной зоны заметно сокращалась.

Результаты опытов, проведенных при одинаковых нагрузках, но различных давлениях, были представлены в виде графиков (фиг. 3), где по оси ординат отложен логарифм отношения концентрации  $\text{CO}_2$  к концентрации двуокиси углерода в начальном участке восстановительной зоны ( $\text{CO}_2^0$ ); по оси абсцисс — высота восстановительной зоны, выраженная через средний диаметр куска исходного топлива.



Фиг. 1. Изменение состава газа и температуры по высоте слоя.

$P = 3 \text{ ата}$ ; электродный уголь  $d = 3,7-4,8 \text{ мм}$ ;  $G_B = 466 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ .



Фиг. 2. Выход  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  в кислородной зоне при различных давлениях.

Электродный уголь  $d = 3,7-4,8 \text{ мм}$ ;  $G_B = 466 \text{ кг/м}^2 \text{ час}$ .

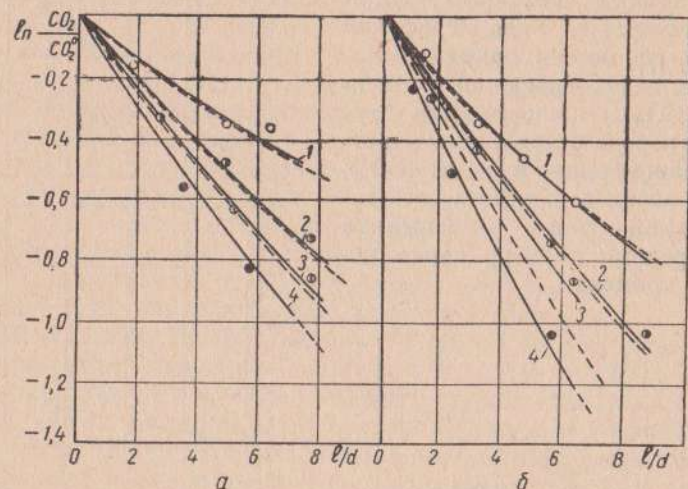
$a - P = 1,1 \text{ ата}$ ;  $b - P = 3 \text{ ата}$ ;  $в - P = 5 \text{ ата}$ .

Из графиков видно, что с ростом давления процесс восстановления  $\text{CO}_2$  по высоте слоя интенсифицируется. Кривые довольно хорошо аппроксимируются уравнением:

$$\left[ \ln \frac{\text{CO}_2}{\text{CO}_2^0} \right]_P = \left[ \ln \frac{\text{CO}_2}{\text{CO}_2^0} \right]_{P=1} P^{0,35} \quad (2)$$

(пунктирные кривые на фиг. 3 построены при помощи данного выражения).

Для правильного толкования экспериментальных данных необходимо провести некоторый теоретический анализ процесса. Когда реакция протекает по первому порядку относительно концентрации реагента и продолжается на поверхности угля (что является справедливым для восстановительного процесса в области темпе-



Фиг. 3. Влияние давления на процесс восстановления  $\text{CO}_2$  по высоте слоя. а — электродный уголь,  $d = 3,7-4,8$  мм,  $G_B = 1165$  кг/м<sup>2</sup> час; б — электродный уголь,  $d = 3,7-4,8$  мм,  $G_B = 2330$  кг/м<sup>2</sup> час. 1 —  $P = 1,1$  атм; 2 —  $P = 3$  атм; 3 —  $P = 5$  атм; 4 —  $P = 7$  атм.

ратур  $1300-1600^\circ$ ), изменение концентрации  $\text{CO}_2$  по высоте слоя может быть выражено:

$$\frac{d \text{CO}_2}{dx} = a \text{CO}_2, \quad (3)$$

где  $\text{CO}_2$  — концентрация двуокиси углерода;  
 $a$  — некоторый суммарный коэффициент.

Рассматривая слой как засыпку частиц, можно показать, что

$$a = \frac{6}{d_{\text{ср}}} \frac{\gamma_{\text{нас}}}{\gamma_{\text{каж}}} \frac{1}{w} \alpha_f, \quad (4)$$

где  $d_{\text{ср}}$  — средний диаметр частиц;  
 $\gamma_{\text{нас}}$  и  $\gamma_{\text{каж}}$  — насыщенный и кажущийся удельные веса засыпки;  
 $w$  — скорость газового потока, отнесенная к полному сечению слоя;  
 $\alpha_f$  — коэффициент реакционного газообмена, отнесенный к некоторой условной поверхности реагирования.

Выражая скорость газа через его весовой расход, давление и температуру имеем:

$$a = \frac{6}{d_{\text{ср}}} \frac{\gamma_{\text{нас}}}{\gamma_{\text{каж}}} \frac{\gamma_0 273}{1,033 G_T \cdot T} \alpha_f,$$

где  $G_T$  — весовой расход газа через единицу поверхности слоя в единицу времени.

Можно также показать, что в случае широкого фракционного состава топлива величина  $d_{\text{ср}}$  определяется по формуле:

$$d_{\text{ср}} = \frac{1}{\sum \frac{g_i}{d_i}},$$

где  $g_i$  — весовая доля данной фракции;  
 $d_i$  — средний размер частиц фракции.

Приведенное выше выражение  $a$  получено в предположении, что величина реагирующей поверхности по высоте выгорающего слоя неизменна. Для проверки этого положения были проведены специальные опыты. После выжигания некоторой части слоя аккуратно отбирались несколько прослоек топлива и устанавливалось изменение фракционного состава и насыпного веса по высоте слоя. Результаты таких исследований графически показаны на фиг. 4 и 5. Несмотря на измельчение топлива по мере приближения и зеркала горения и изменение насыпного веса, величина реагирующей поверхности по высоте слоя практически неизменна.

Таким образом, выражение  $a$  является справедливым также и для выгорающего слоя. Если предположить зависимость  $\alpha_f$  от давления в таком виде:

$$\alpha_{fP} = \alpha_{fP=1} \cdot P^m$$

и затем подставить значение  $a$  в выражение  $\frac{d \text{CO}_2}{dx}$ , то после интегрирования получим:

$$\left[ \ln \frac{\text{CO}_2}{\text{CO}_2^0} \right]_P = \left[ \ln \frac{\text{CO}_2}{\text{CO}_2^0} \right]_{P=1} P^{m+1}.$$

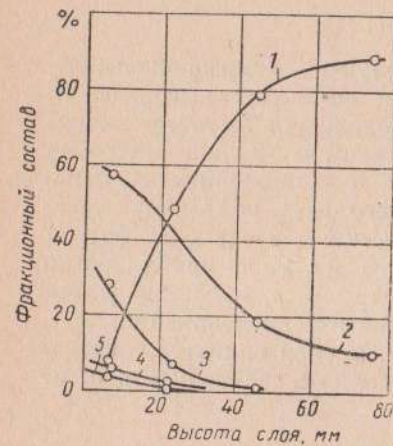
Сравнивая данное выражение с аналогичным выражением, установленным экспериментальным путем (2), в конечном итоге имеем:

$$\alpha_{fP} = \alpha_{fP=1} P^{-0,65}$$

и

$$\left[ \frac{d \text{CO}_2}{dx} \right]_P = \left[ \frac{d \text{CO}_2}{dx} \right]_{P=1} P^{0,35}.$$

Из приведенных уравнений видно, что с ростом давления величина коэффициента поверхностного реагирования  $\alpha_f$  снижается пропорционально  $P^{-0,65}$  и, следовательно, снижается в такой же степени скорость восстановления  $\text{CO}_2$  во времени, однако, несмотря на это, интенсивность восстановления двуокиси углерода по высоте слоя ( $\frac{d\text{CO}_2}{dx}$ ) при этом возрастает пропорционально  $P^{0,35}$ . Кажущееся противоречие объясняется тем, что в выражение скорости реагирования  $\text{CO}_2$  по высоте слоя кроме величины  $\alpha_f$ , зависящей от давления, входит величина скорости

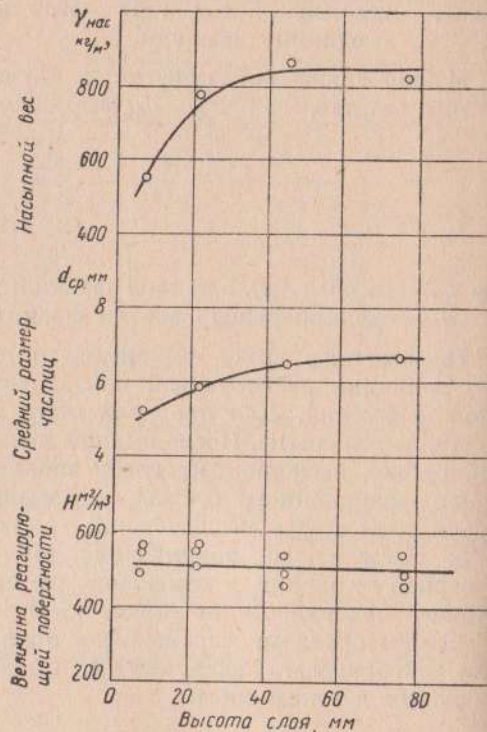


Фиг. 4. Изменение фракционного состава по высоте выгорающего слоя.

1 — 6,3—7,2 мм; 2 — 5,1—6,3 мм;  
3 — 3,7—5,1 мм; 4 — 2,4 мм;  
5 — пыль.

газового потока  $w$  [см. (3) и (4)], также зависящая от давления и по существу определяющая длительность контакта между углем и газом при прохождении последнего сквозь слой.

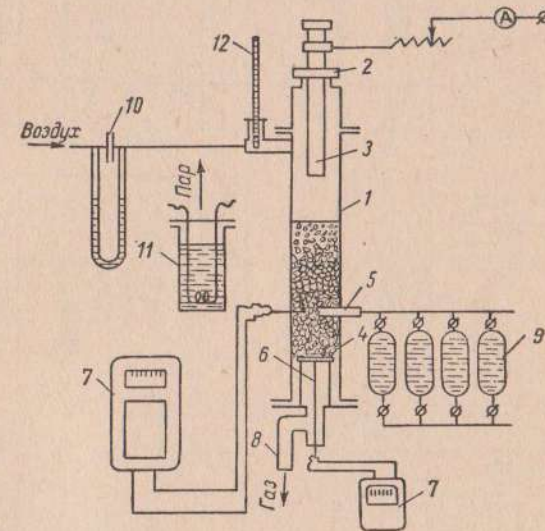
Поскольку длительность контакта возрастает пропорционально увеличению давления, суммарный эффект давления на  $\frac{d\text{CO}_2}{dx}$  получается положительным.



Фиг. 5. Изменение величины насыпного веса, среднего размера частиц и условий реагирующей поверхности по высоте выгорающего слоя.

## ДИНАМИКА ГАЗООБРАЗОВАНИЯ ПРИ ГАЗИФИКАЦИИ ЭЛЕКТРОДНОГО УГЛЯ НА ПАРОВО-ВОЗДУШНОМ ДУТЬЕ

Газификация твердого топлива на паро-воздушном дутье представляет большой практический и теоретический интерес вследствие возможности организации непрерывного процесса получения смешанного газа, уменьшения шлакообразования и т. д. Этот процесс из-за совместного протекания большого количества реакций



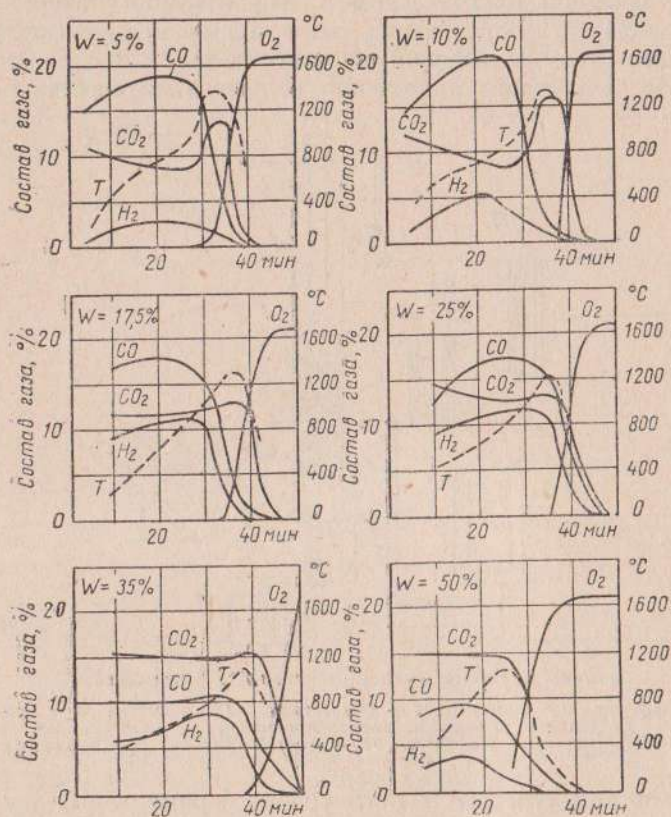
Фиг. 1. Схема экспериментальной установки.

1 — газогенератор; 2 — крышка; 3 — зажигатель; 4 — решетка; 5 — газоотборная трубка; 6 — термопара; 7 — гальванометр-самописец; 8 — выхлопной патрубок; 9 — пипетка; 10 — диафрагма; 11 — паровой котелок; 12 — термометр.

взаимодействия углерода с кислородом, парами воды, двуокисью углерода и т. д. является более сложным, чем процессы воздушного или парового окисления в отдельности. Предыдущие исследования [1—7] не внесли полной ясности в вопрос об условиях разложения пара в кислородной и восстановительной зонах и об относительной роли той и другой в общем процессе газообразования. Работа, выполненная под руководством Б. В. Канторовича, имела своей целью восполнить некоторые пробелы.

Экспериментальные исследования проводились на лабораторной установке, схема которой показана на фиг. 1, по методике, впервые примененной Х. И. Колодцевым [8]. Процесс газификации осуществлялся в газогенераторе из жароупорной трубы длиной 500 мм и внутренним диаметром 50 мм с постоянной засышкой то-

плива [400 г]. Дутье подавалось сверху, а слой топлива по мере его выгорания опускался. Проба газа на анализ отбиралась при помощи горизонтальной газоотборной трубки, расположенной на высоте 50 мм от колосниковой решетки. Для отбора эффективной закалки проб образующегося газа и минимального охлаждения слоя газоотборное устройство было выполнено из капиллярной



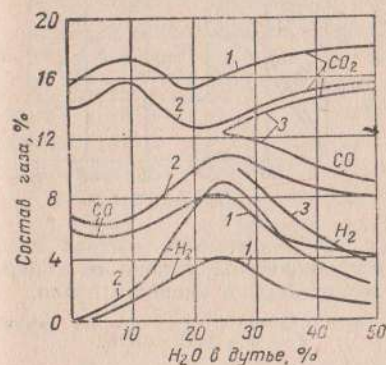
Фиг. 2. Динамика газообразования и распределение температур в зависимости от содержания пара. Скорость дутья 0,5 м/сек.

медной трубки внутренним диаметром 0,6 мм, со щелью длиной 16 мм и шириной 0,1 мм для засоса газа. Трубка снабжена холодильником диаметром 3,0 мм. Топливом служил электродный уголь состава  $C^p = 98,74\%$ ,  $A^p = 1,42\%$ ,  $W^p = 0,02\%$ . Размеры частиц 2—5 мм. Скорость дутья в опытах была 0,25; 0,5; 0,75 м/сек при содержании пара 0; 5; 10; 17,5; 25; 35; 50% объема.

В качестве примера на фиг. 2 показаны результаты одной серии опытов, проведенных на скорости дутья 0,5 м/сек. По оси ординат

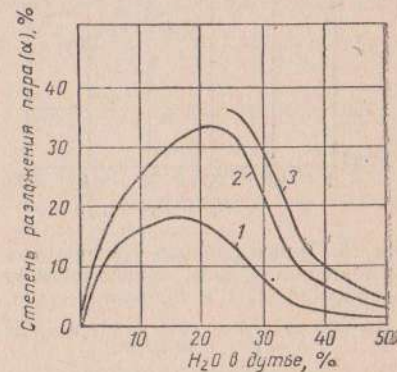
отложен состав сухого газа, по оси абсцисс — время опыта в минутах. Нуль координат соответствует высоте слоя в момент розжига. Конец опыта соответствует времени прохождения слоя через уровень газоотборной трубки.

Как видно, кривые  $CO_2$  возрастают весьма интенсивно, рост кривых  $CO$  носит замедленный характер. Заметное разложение пара начинается на определенной глубине кислородной зоны, отвечающей точке пересечения кривых  $O_2$  и  $CO_2$ . Максимумы  $CO_2$  и температур находятся примерно в конце кислородной зоны. Изменение состава газа в конце кислородной зоны в зависимости от содержания пара и скорости дутья показано на фиг. 3. При постоянной



Фиг. 3. Состав газа на выходе из кислородной зоны при различных концентрациях  $H_2O$  и скоростях дутья.

1 —  $w = 0,25$  м/сек; 2 —  $w = 0,5$  м/сек; 3 —  $w = 0,75$  м/сек.



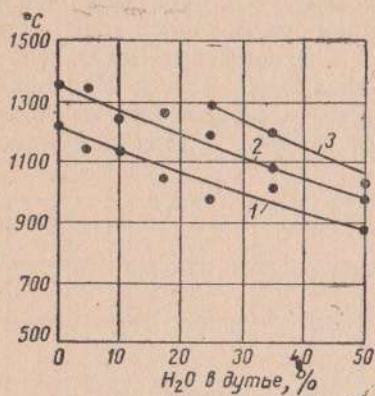
Фиг. 4. Степень разложения пара на выходе из кислородной зоны в зависимости от содержания  $H_2O$  и скорости дутья.

1 —  $w = 0,25$  м/сек; 2 —  $w = 0,5$  м/сек; 3 —  $w = 0,75$  м/сек.

скорости дутья, но с увеличением содержания пара  $CO_2$  возрастает, стремясь к определенному пределу, в то время как содержание  $CO$  в газе возрастает до максимума и затем падает. Почти аналогично изменяется и содержание  $H_2$ , но это изменение начинается от нуля. Максимальное содержание  $CO$  и  $H_2$  достигается при содержании пара в дутье, близком к 20—25%. Так же протекает изменение  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$  и для других скоростей дутья. Увеличение скоростей дутья приводит к увеличению  $CO$ ,  $H_2$ , уменьшению  $CO_2$  и к сдвигу максимумов в сторону повышения содержания пара в дутье.

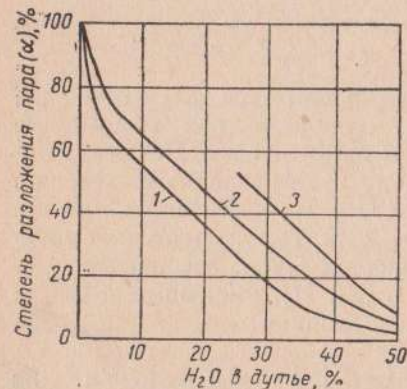
Можно также видеть, что содержание  $CO$  и  $H_2$ , выходящих из кислородной зоны, сравнительно невелико. Зависимость степени разложения пара  $\alpha$  от его содержания и скорости дутья в конце кислородной зоны показана на фиг. 4. При одной и той же скорости, но с увеличением пара  $\alpha$  увеличивается, достигая максимальных значений при содержании пара 20—25%. С увеличением скоростей

дутья степень разложения пара увеличивается и максимум сдвигается вправо. Низкие значения степени разложения пара во всех опытах объясняются относительно низкими температурами и сла-

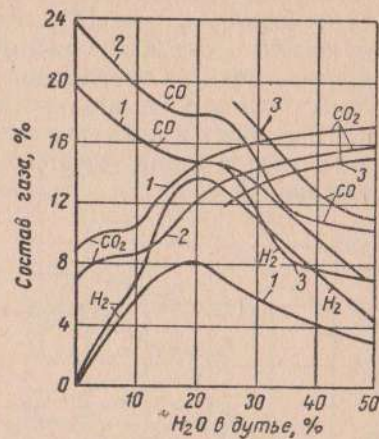


Фиг. 5. Максимальные температуры кислородной зоны в зависимости от содержания  $H_2O$  и скорости дутья.  
1 —  $w = 0,25$  м/сек; 2 —  $w = 0,5$  м/сек;  
3 —  $w = 0,75$  м/сек.

бой реакционной способностью электродного угля. Зависимость изменения максимальной температуры в конце кислородной зоны от содержания пара и скорости дутья показана на фиг. 5. С увели-



Фиг. 7. Степень разложения пара в начальном участке восстановительной зоны в зависимости от содержания  $H_2O$  и скорости дутья.  
1 —  $w = 0,25$  м/сек; 2 —  $w = 0,5$  м/сек;  
3 —  $w = 0,75$  м/сек.



Фиг. 6. Зависимость состава газа в восстановительной зоне от содержания  $H_2O$  и скорости дутья.  
1 —  $w = 0,25$  м/сек; 2 —  $w = 0,5$  м/сек;  
3 —  $w = 0,75$  м/сек.

чением содержания пара, но при одной и той же скорости дутья максимальные температуры снижаются, следуя почти линейной зависимости от содержания пара в дутье. С увеличением скорости дутья максимальные температуры кислородной зоны повышаются, однако зависимость остается почти неизменной. Отсюда следует, что для каждой скорости дутья существует своя определенная зависимость между максимальной температурой кислородной зоны и содержанием пара в дутье. Далее можно заметить, что наиболее интенсивные процессы восстановления  $CO_2$  и разложения пара протекают в начальном участке

восстановительной зоны — в области высоких температур. На фиг. 6 показан состав газа в конце этого начального участка (максимум  $CO$ ) восстановительной зоны в зависимости от содержания пара и скорости дутья. Как видно, при одной и той же скорости дутья, но с увеличением содержания пара содержание  $CO$  в газе непрерывно уменьшается, содержание  $H_2$  возрастает от нуля до максимума, отвечающего содержанию пара 20—25%, и далее резко снижается. Содержание  $CO_2$ , наоборот, непрерывно возрастает к предельным значениям. Увеличение скоростей дутья не изменяет характера кривых и приводит к росту содержания  $CO$ ,  $H_2$  и уменьшению  $CO_2$ .

Зависимость суммарной степени разложения пара в конце этого участка от содержания пара и скорости дутья показана на фиг. 7. В этом случае характер кривых  $\alpha$  совершенно отличается от характера кривых  $\alpha$  для кислородной зоны. При малых содержаниях пара в дутье  $\alpha$  быстро возрастает до 100%, а при увеличении содержания пара непрерывно снижается. При увеличении скорости дутья степень разложения пара повышается. Последующий участок восстановительной зоны характеризуется низкими температурами слоя и газа и ухудшением состава последнего.

## Выводы

1. В кислородной зоне наряду с образованием  $CO$ ,  $CO_2$  и  $H_2$  наблюдается интенсивное восстановление  $CO_2$ , о чем свидетельствует быстрый рост кривых  $CO$  в конце зоны.

2. Видимое разложение водяного пара в кислородной зоне наблюдается на определенной ее глубине, соответствующей содержанию  $O_2$ , равному примерно 9%. Вероятнее всего, что разложение пара происходит и в начале зоны, однако при больших содержаниях  $O_2$  в газе образующийся водород снова сгорает, обуславливая отсутствие видимого эффекта разложения пара.

3. Максимумы  $CO_2$  и температур находятся примерно в конце кислородной зоны.

4. Для каждой выбранной скорости дутья увеличение содержания пара приводит к росту содержания  $CO_2$ , определенному оптимальному содержанию  $CO$ ,  $H_2$  и снижению температур. Увеличение скоростей дутья приводит к росту содержания  $CO$ ,  $H_2$ , уменьшению  $CO_2$ , увеличению температур, степени разложения пара и к соответствующему сдвигу оптимального содержания  $CO$ ,  $H_2$  в сторону повышенного содержания пара.

5. Полученные результаты опытов хотя и не могут быть целиком перенесены на промышленные газогенераторы, однако дают определенное представление о процессе получения смешанного газа в кислородной и восстановительной зонах и о влиянии на него скорости дутья.



ЛИТЕРАТУРА

1. Гродзовский М. К. и Чуханов З. Ф. Химия твердого топлива, т. VII, вып. 9—10, 1936.
2. Wendt. Forschungsarbeiten, 31, 1905.
3. Neumann K. Forschungsarbeiten, 140, 1914.
4. Bone a. Wheeler. Engineer, 1907—1908.
5. Haslam, Entwistle a. Gladding. Industr. a. Eng. Chem., 1925.
6. Mackie a. Read. Mass. Inst. Techn. M. S. Thesis, 1925.
7. Haslam, Ward a. Mackie. Industr. a. Eng. Chem., 1927.
8. Колодцев Х. И. Журн. физ. химии, вып. 9, 1945.

Канд. хим. наук И. Г. ПЕТРЕНКО

(Институт горючих ископаемых АН СССР)

### К ВОПРОСУ О МЕХАНИЗМЕ РЕАКЦИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДВУОКСИ УГЛЕРОДА УГЛЕМ

Реакция восстановления двуокси углерода находится во взаимосвязи с реакцией горения угля. Значение этого комплекса процессов для промышленности трудно переоценить.

По вопросу о механизме реакции восстановления двуокси углерода углем предложено несколько схем.

Большинство исследователей считают, что данный процесс протекает с образованием в начальный момент сорбированных молекул двуокси углерода на поверхности угля с последующим их распадом и образованием окиси углерода.

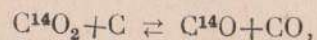
Некоторые авторы утверждают, что эта реакция протекает без сорбции двуокси углерода, но с образованием одной молекулы окиси углерода и поверхностного окисла, который затем разрушается с образованием второй молекулы окиси углерода.

Существует и третье предположение, заключающееся в том, что такая реакция протекает с образованием одновременно двух молекул окиси углерода.

Изотопный метод исследования позволяет значительно глубже проникнуть в процессы взаимодействия углерода с кислородом и двуокси углерода, однако этот метод еще не использован в должной мере для изучения механизма этих чрезвычайно важных химических реакций.

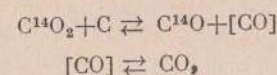
Методами меченых атомов, в частности при помощи радиоактивного изотопа углерода  $C^{14}$  в молекуле двуокси углерода, механизм реакции восстановления двуокси углерода углем может быть изучен исходя из следующих положений.

Если протекает реакция с одновременным образованием в начальный момент двух молекул окиси углерода по схеме



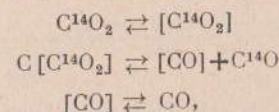
то на одну радиоактивную молекулу двуокси углерода должны образоваться две молекулы окиси углерода, из которых одна будет радиоактивной, а вторая неактивной. Следовательно, как в начальный момент реакции, так и в последующие периоды удельная радиоактивность окиси углерода всегда должна быть равной половине удельной активности двуокси углерода.

Если в первичном акте реакции взаимодействия двуокси углерода с углем протекает с образованием только одной молекулы окиси углерода и поверхностного окисла с последующим его разрушением и образованием неактивной окиси углерода по схеме:

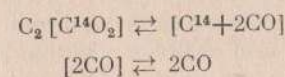


то, очевидно, что в первые промежутки времени удельная радиоактивность окиси углерода будет примерно равной или немного меньше удельной активности двуокси углерода. В дальнейшем по мере разрушения поверхностного окисла и образования неактивной окиси углерода удельная активность ее будет все время снижаться и в конечном итоге должна быть равной половине удельной активности двуокси углерода.

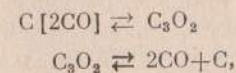
Если же реакция восстановления двуокси углерода в первичном акте взаимодействия образует сорбированные молекулы двуокси углерода с последующим их разрушением по схемам:



то процесс разрушения может протекать не только с образованием двуокси и окиси углерода, но и образованием закиси и элементарного углерода по схемам:



или же

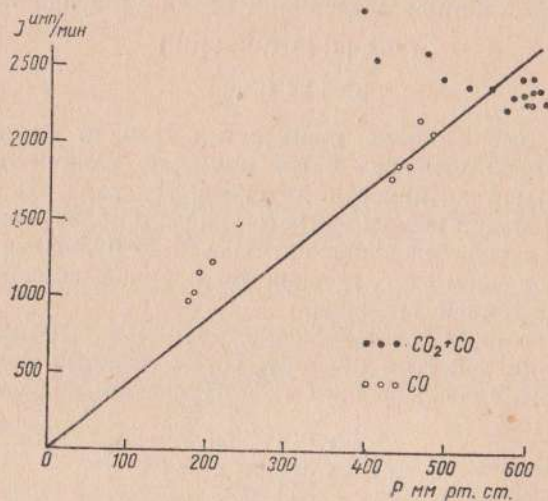


где  $[CO]$  и  $[CO_2]$  — поверхностные окислы с неограниченным количеством атомов углерода, из которых взяты только атомы, участвующие в данной химической реакции.

Радиометрическим методом можно определить, в состав какого соединения (сложного комплекса, окиси углерода, двуокси углерода, элементарного углерода) входит радиоактивный изотоп углерода, и его удельную активность, что при учете и других показателей позволяет принять ту или иную схему механизма данной реакции.

Следует отметить, что приведенные схемы представляют собой предельные случаи. Одновременно с реакцией восстановления двуокиси углерода протекает реакция так называемого «изотопного обмена» между двуокисью и окисью углерода, которая изменяется в сторону установления термодинамического равновесия в распределении изотопа углерода между его окислами.

Поэтому при изучении механизма и кинетики реакции восстановления двуокиси углерода углем при помощи изотопных методов исследования данная реакция должна быть изучена и учтена.



Фиг. 1. Активность газа в зависимости от его давления и состава. Древесный уголь БАУ<sup>1</sup>.

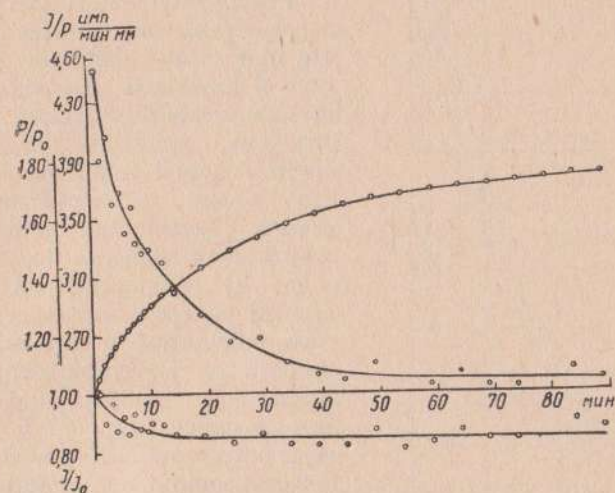
$t = 900^\circ$ ;  $w = 0,72$  л/мин.

В Институте горючих ископаемых АН СССР проводятся работы по изучению механизма химической реакции взаимодействия двуокиси углерода с углем при помощи радиоактивного изотопа углерода  $C^{14}$ . В процессе опытов кроме обычных измерений (давление, температура, состав газа, скорости) представилась также возможность определить непосредственно в газовой фазе радиоактивность исходной двуокиси углерода, газовой смеси и отдельно окиси углерода, получаемые в процессе опыта, а после окончания опыта также активности твердой фазы углерода.

Из большой серии испытаний на фиг. 1 показаны результаты одного опыта, проведенного с древесным активированным углем при  $900^\circ$ , скорости циркуляции газа  $0,72$  л/мин, продолжительности  $90$  мин. и радиоактивности исходной двуокиси углерода  $2750$  ип/мин. Прямая линия представляет собой среднее значение удельной изоактивности газа, т. е. общей активности газа, отне-

<sup>1</sup> БАУ — березовый активированный уголь.

сенной к единице давления при постоянной температуре. Верхняя группа точек показывает, что общая активность  $CO_2$  и смеси  $CO_2 + CO$  при повышении давления снизилась примерно до  $2300$  ип/мин. Нижняя группа точек показывает, что радиоактивность образующейся в процессе опыта окиси углерода в первые минуты испытания сравнительно высокая, а в последующие промежутики времени опыта (средняя группа точек) имеет несколько пониженную относительную активность. Однако радиоактивность окиси углерода в конце опыта (средняя группа точек) находится



Фиг. 2. Изменение активности и давления газа в зависимости от продолжительности взаимодействия с древесным углем БАУ.

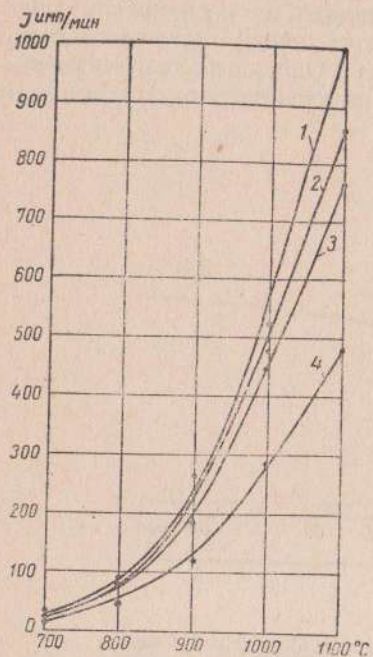
$t = 900^\circ$ ;  $w = 0,72$  л/мин;  $P_0 = 421$  мм рт. ст.;  $I_0 = 2016$  ип/мин.

на линии изоактивности двуокиси углерода, что объясняется протеканием реакции изотопного обмена между окисью и двуокисью углерода.

На фиг. 2 приведен пример из другой серии опытов, в котором показано изменение коэффициента давления газа в закрытой системе  $P/P_0$ , изменение коэффициента радиоактивности газа  $I/I_0$  и изменение относительной удельной радиоактивности газа  $I/P$  при нагревании его с древесным углем до  $900^\circ$  и испытании в течение  $90$  мин. График показывает, что удельная радиоактивность газа  $I/P$  в процессе опыта снижается вследствие образования неактивных молекул окиси углерода и протекания реакции обмена углерода между окислами и твердой фазой углерода, которая для данных условий опыта снижает активность газа примерно на  $15\%$  в течение  $15$  мин. и в дальнейшем остается постоянной величиной.

На фиг. 3 показаны графики радиоактивности древесного угля (полученной после полуторачасового его взаимодействия с радио-

активным газом) в зависимости от температуры нагревания, начальных активностей и давления газа. Кривые показывают прогрессирующий рост активности углерода с повышением температуры опыта, что объясняется гетерогенной реакцией обмена углерода между твердой фазой и его окислами. Опыт показывает, что для высоких температур эта реакция имеет существенное значение, особенно при сравнительно высоких давлениях и активностях газа.



Фиг. 3. Активность угля в зависимости от температуры его испытания.  
Кривые:

- 1 —  $P_{н. ср}$  — 485 мм рт. ст.;  
 $I_{н. ср}$  — 1786 имп/мин газа;
- 2 —  $P_{н. ср}$  — 376 мм рт. ст.;  
 $I_{н. ср}$  — 2505 имп/мин газа;
- 3 —  $P_{н. ср}$  — 281 мм рт. ст.;  
 $I_{н. ср}$  — 1360 имп/мин газа;
- 4 —  $P_{н. ср}$  — 171 мм рт. ст.;  
 $I_{н. ср}$  — 783 имп/мин газа.

Результаты многократных экспериментальных данных говорят, что при взаимодействии радиоактивной двуокиси углерода с неактивным углем образуются: 1) окись углерода, удельная радиоактивность которой наибольшая в начале опыта, а затем она снижается вследствие образования неактивных молекул окиси углерода; 2) радиоактивный элементарный углерод, активность которого находится в прямой зависимости от удельной радиоактивности газа парциального давления двуокиси углерода и температуры нагревания. Кроме того, протекает реакция изотопного обмена между окисью и двуокисью углерода, которая получила некоторое освещение в периодической печати, и ее необходимо учитывать при расчетах активностей двуокиси, окиси и элементарного углерода.

Рентгенографическое исследование показывает, что расстояние между атомами углерода в шестиугольном циклическом кольце равно 1,41 Å, а между атомами углерода, расположенными в вер-

шинах соседних шестиугольных базисных плоскостей — 2,28 Å. Расстояние между атомами углерода и кислорода в линейной молекуле  $CO_2$  равно 1,16 Å, удвоенная величина которой немного больше расстояния между атомами углерода, расположенными в вершинах соседних шестиугольных базисных плоскостей кристаллической решетки графита.

Из полученных результатов опытов видно, что реакция восстановления двуокиси углерода углем не может быть сведена к простой

химической реакции и что она протекает в сложных гетерогенных условиях с образованием в первичном акте взаимодействия сорбированных молекул  $CO_2$  и последующим их распадом в разных направлениях, но в конечном итоге на каждую молекулу двуокиси углерода образуются две молекулы окиси углерода.

Результаты наших опытов, а также литературные данные показывают что процесс протекает по следующей наиболее вероятной структурной схеме механизма реакции взаимодействия двуокиси углерода с древесным углем.

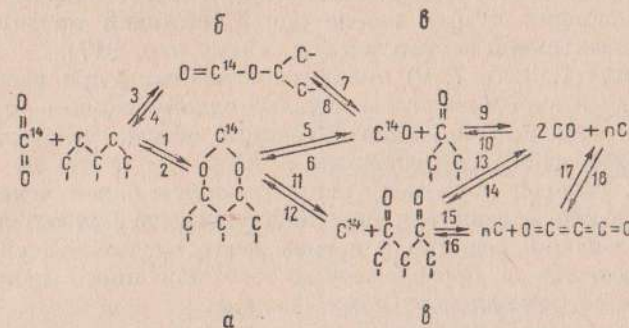


Схема показывает, что процесс взаимодействия двуокиси углерода с углем при высоких температурах может быть представлен следующими стадиями элементарных процессов химической реакции.

1. Первичное взаимодействие двуокиси углерода с углем — процесс хемосорбции с образованием на поверхности угля шестичленного циклического кислородно-углеродного комплекса а.

При сравнительно низких температурах и в зависимости от условий сближения молекул двуокиси углерода с элементарным углеродом кристаллической решетки в некоторой части идут процессы образования кислородно-углеродного комплекса б, в котором молекула двуокиси углерода связана с атомом углерода решетки только при помощи одного атома кислорода (основная реакция, первая стадия, идущая по первому порядку).

2. Распад первичных комплексов а и б с образованием радиоактивной окиси углерода и неактивного вторичного линейного кислородно-углеродного комплекса в с образованием двойной связи между кислородом и углеродом поверхности (основная реакция — вторая стадия, идущая по нулевому порядку).

3. Распад первичного циклического комплекса а с образованием элементарного радиоактивного углерода и неактивного вторичного кислородно-углеродного соединения в (сопряженная реакция обмена углерода между двуокисью и элементарным углеродом, идущая по нулевому порядку).

4. Распад вторичного линейного кислородно-углеродного комплекса в с образованием неактивных молекул окиси углерода и не-

насыщенных атомов углерода на поверхности углеродистого материала (основная реакция — третья стадия, идущая по нулевому порядку).

5. Возможен распад вторичного комплекса  $\alpha$  с образованием неустойчивого при высоких температурах соединения — закиси углерода ( $C_3O_2$ ), которая затем разрушается с образованием двух молекул окиси углерода и элементарного углерода.

6. Обратные реакции. При этом существенное значение имеют реакции (3, 4, 7, 8), представляющие собой реакции изотопного обмена между окисью и двуокисью углерода, протекающие в гетерогенных условиях и при замене одной активной молекулы ( $CO_2$  или  $CO$ ) неактивной молекулой (см. схему стр. 317).

Реакции (1, 3, 5, 7, 9) являются основными при восстановлении двуокиси углерода углем. Однако одновременно с этими процессами протекает сопряженная реакция обмена углерода (1, 11, 13) с последующим образованием в конечном итоге на каждый активный углерод двух неактивных молекул окиси углерода.

Процесс взаимодействия двуокиси углерода с углем в зависимости от условий реакции и прежде всего от температуры нагревания протекает с преобладанием того или иного направления в образовании комплексов и их распада.

Таким образом, изотопный метод исследования позволил значительно глубже раскрыть механизм гетерогенной реакции восстановления двуокиси углерода углем и показать, что этот процесс является довольно сложным, что одновременно с образованием окиси углерода протекает реакция обмена углерода между окислами и твердой фазой углерода. Одновременно с этим протекает реакция изотопного обмена между окисью и двуокисью углерода, показывающая, что атомы, входящие в состав молекул газа, находятся в большой подвижности и сравнительно легко вступают в обменные реакции, протекающие с нулевым тепловым эффектом.

Предложена структурная схема механизма химической реакции взаимодействия двуокиси углерода с углем, в которой наиболее полно учтены наблюдаемые экспериментальные данные.

## ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИЛОВОГО ГАЗА

*Канд. техн. наук И. Н. ВЕЛИЧКИН*

(НАТИ Министерства тракторного  
и сельскохозяйственного машиностроения)

### НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА КАК МОТОРНОГО ТОПЛИВА

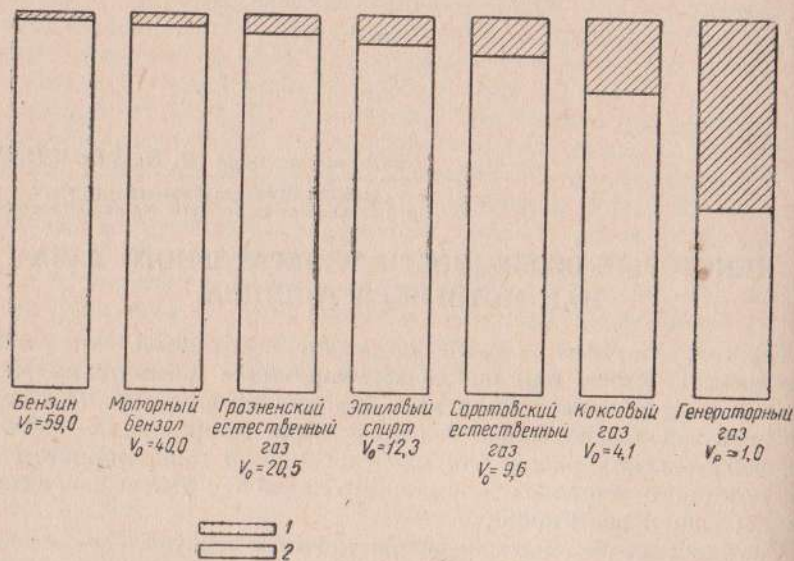
Газогенераторные силовые двигатели необходимо так реконструировать, чтобы они по эксплуатационным показателям мощности и экономичности были не хуже жидкотопливных. Выполнение этих задач невозможно без проведения специальных научно-исследовательских работ, так как особенности генераторного газа как моторного топлива и влияние его на работу двигателей исследованы еще недостаточно.

Соотношение объемов генераторного газа и воздуха в смеси резко отличается от аналогичных соотношений в случае жидких топлив (фиг. 1). Так, например, пары бензина при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1,0$  занимают около 1,5% от общего объема горючей смеси, в то время как генераторный газ при том же  $\alpha = 1$  занимает ~ 50% объема горючей смеси. При изменении коэффициента избытка воздуха в газогенераторных двигателях значительно меньше изменяется количество топлива в смеси, чем в жидкотопливных двигателях (фиг. 2). При таких топливах, как бензин, керосин и др., характеризующихся большими значениями удельного расхода воздуха  $V_0$ , даже при изменении количества топлива в смеси объем воздуха почти не меняется, так как пары горючего занимают очень малый объем. Например, в бензо-воздушной смеси при увеличении  $\alpha$  в два раза (от 0,6 до 1,2) необходимо относительный объем топлива уменьшить также почти в два раза, объем воздуха при этом увеличится всего на 1%.

Относительные объемы генераторного газа и воздуха в горючей смеси примерно равны. При увеличении коэффициента избытка воздуха от  $\alpha = 0,6$  до  $\alpha = 1,2$  относительный объем топлива уменьшается на 34%, а относительный объем воздуха увеличивается на столько же.

Такое большое изменение количества топлива в смеси при изменении  $\alpha$  для генераторного газа не может не отразиться на параметрах рабочего процесса газогенераторных двигателей.

Из-за отсутствия исследований работы газогенераторных двигателей с различными составами смеси невозможно выяснить, насколько может быть увеличена мощность газогенераторных двигателей путем уменьшения коэффициента избытка воздуха, соответствующего максимальной мощности.



Фиг. 1. Диаграмма изменения относительных объемов топлива и воздуха в горючей смеси разных видов топлива при  $\alpha = 1,0$ .

1 — объем, занимаемый топливом; 2 — объем, занимаемый воздухом.

Известно, что газогенераторные двигатели развивают максимальную мощность при коэффициентах избытка воздуха  $\alpha > 1,0$ . В то же время мощность карбюраторных двигателей при уменьшении коэффициента избытка воздуха от  $\alpha = 1,1$  до  $\alpha = 0,85$  возрастает на 10—20%. Опираясь на этот факт и проводя аналогию между карбюраторными и газогенераторными двигателями, исследователи неоднократно высказывали соображения о возможности увеличения мощности последних путем уменьшения коэффициента избытка воздуха, соответствующего максимальной мощности, до  $\alpha < 1$ . Но до сих пор не было сделано попыток выяснить, возможно ли вообще уменьшение коэффициента избытка воздуха, соответствующего максимальной мощности газогенераторных двигателей.

На основании этого были проведены исследования, направленные на выяснение влияния малого объемного коэффициента смеси-

ния на параметры рабочего процесса газогенераторных двигателей, возможности использования широких пределов воспламеняемости генераторного газа для совершенствования двигателей и возможности увеличения мощности их путем уменьшения  $\alpha$ , соответствующего максимальной мощности.

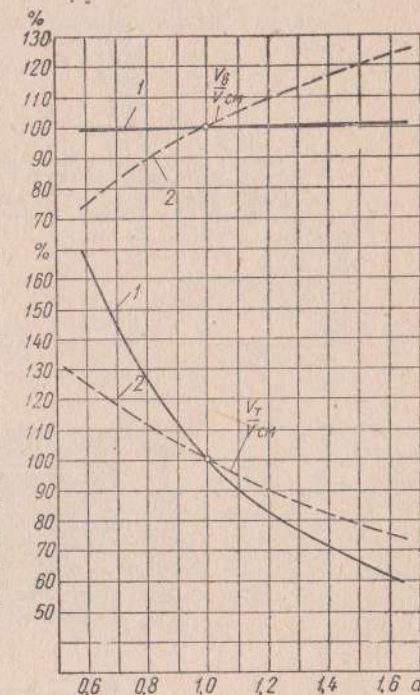
Все испытания были проведены на газогенераторном тракторном двигателе Г-58, характеризующемся следующими данными: диаметр цилиндров  $D_c = 125$  мм, ход поршня  $S = 152$  мм, число цилиндров  $i = 4$ , степень сжатия  $\epsilon = 8,5$ , номинальное число оборотов  $n = 1400$  об/мин. Для зажигания смеси при испытаниях использовались магнето СС-4 и запальные свечи МН-12/8 ВУ.

Газ для питания двигателя вырабатывался в газогенераторе ГТ из древесного угля с присадкой воды. Схема газогенераторной установки ГТ показана на фиг. 3. Крутящий момент, развиваемый двигателем, измеряли при помощи гидравлического тормоза МАИ. Индикаторные диаграммы снимали при помощи пьезокварцевого устройства с двухлучевым катодным осциллографом фирмы Коссор с фотоприставкой.

Основные результаты испытаний следующие.

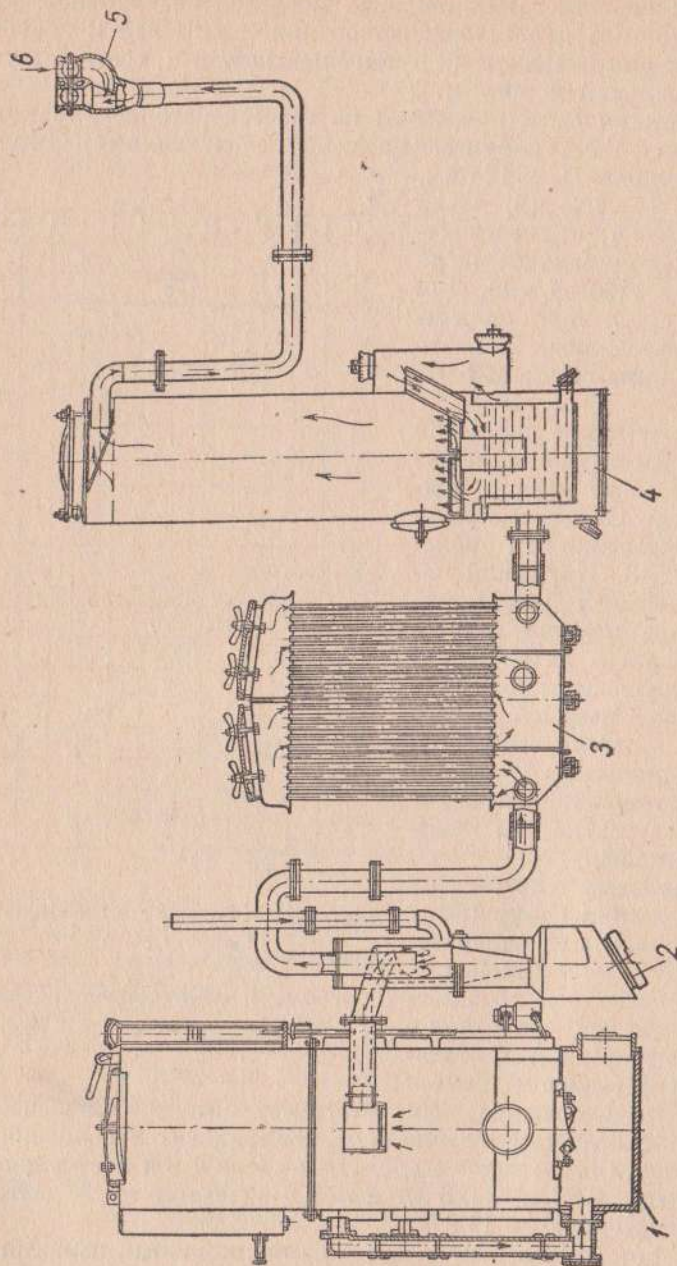
В бензиновых двигателях при увеличении  $\alpha$  коэффициент наполнения почти не изменяется. В газогенераторных двигателях при впуске смеси создается гидравлическое сопротивление газогенераторной установки. При обеднении смеси расход газа уменьшается, соответственно этому уменьшается и гидравлическое сопротивление  $H$ , а коэффициент наполнения  $\eta_n$  увеличивается. Опыты показали, что при увеличении коэффициента избытка воздуха от  $\alpha = 0,6$  до  $\alpha = 1,9$  значения  $\eta_n$  в двигателях Г-58 возрастают на 11,6%.

Процесс сгорания в двигателях с принудительным зажиганием протекает от цикла к циклу неидентично. Это наблюдается обычно по колебаниям максимальных давлений сгорания в разных циклах.



Фиг. 2. Изменение относительных значений  $\frac{V_v}{V_{cm}}$  и  $\frac{V_t}{V_{cm}}$  в зависимости от  $\alpha$  для разных видов топлива.

1 — бензовоздушная смесь; 2 — смесь генераторного газа с воздухом.

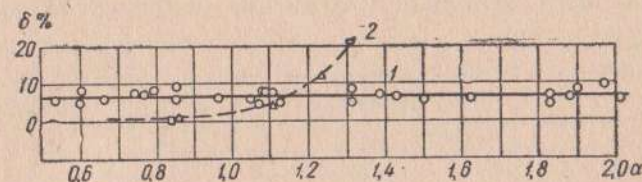


Фиг. 3. Схема газогенераторной установки ГТ.  
1 — газогенератор; 2 — циклон; 3 — охладитель; 4 — фильтр тонкой очистки; 5 — смеситель; 6 — всасывание воздуха.

Для оценки неустойчивости процессов сгорания может быть использован следующий известный критерий [1]:

$$\delta = \frac{\sum_{i=1}^n [\Delta P_z]}{nP_{z_{\text{ср}}}}, \quad (1)$$

где  $n$  — число записанных последовательных циклов;  
 $P_{z_{\text{ср}}}$  — среднее максимальное давление вспышки за цикл;  
 $\Delta P_z$  — разность между давлением данного цикла и  $P_{z_{\text{ср}}}$ .



Фиг. 4. Изменение коэффициента неустойчивости процесса сгорания в зависимости от  $\alpha$ .  
 1 — для газогенераторного двигателя Г-58; 2 — для карбюраторного бензинового двигателя АШ-82 [3].

В карбюраторных двигателях неидентичность процессов сгорания наблюдается при всех значениях  $\alpha$ , но особенно заметной она становится при  $\alpha \geq 1,1$ . На фиг. 4 показан график зависимости коэффициента неустойчивости карбюраторных двигателей от  $\alpha$  [2, 3].

Испытания газогенераторного двигателя Г-58 показали, что работа этого двигателя характеризуется большой неустойчивостью процесса сгорания:  $\delta = 5-9\%$  (фиг. 5), которая наблюдается при всех проверенных коэффициентах избытка воздуха от  $\alpha = 0,6$



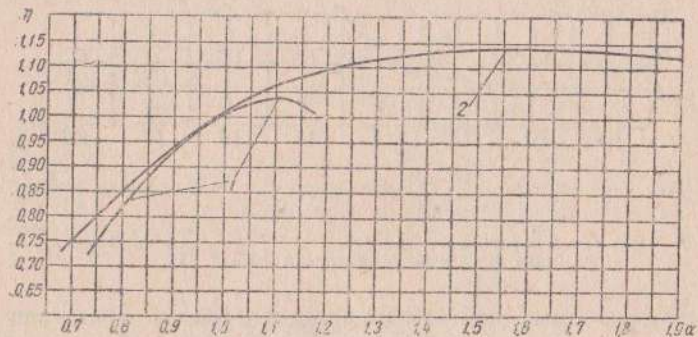
Фиг. 5. Неустойчивость процесса сгорания в двигателе Г-58.

до  $\alpha = 2,0$  (см. фиг. 4). Это объясняется, видимо, тем, что в двигателе сравнительно легко достигается равномерное смешение газообразного топлива с воздухом и широким пределом воспламеняемости смеси генератора газа с воздухом.

Зависимость индикаторного к. п. д. двигателя Г-58 от состава смеси также отличается от обычного вида, характерного для карбюраторных двигателей. Как известно, у бензиновых двигателей при обеднении смеси значения индикаторного к. п. д. увеличиваются, при  $\alpha = 1,1$  достигают максимума, а затем довольно быстро падают. В отличие от этого зависимость  $\eta_i = f(\alpha)$  двигателя Г-58 не имеет

четко выраженного максимума (фиг. 6). При обеднении горючей смеси до  $\alpha = 1,1$  быстро увеличивается индикаторный к. п. д. Менее интенсивное увеличение значений  $\eta_i$  продолжается до  $\alpha = 1,5$ . При дальнейшем обеднении смеси до  $\alpha = 2,0$  значения индикаторного к. п. д. остаются почти постоянными.

Теоретически значения индикаторного к. п. д. при обеднении смеси должны, как известно, все время увеличиваться. Ухудшение стабильности процессов сгорания при обеднении смеси является основной причиной, вызывающей в карбюраторных двигателях прекращение увеличения индикаторного к. п. д., а затем и резкое уменьшение этих значений. Сохранение стабильности процессов



Фиг. 6. Изменение относительного индикаторного к. п. д.

1 — карбюраторные бензиновые двигатели; 2 — газогенераторный двигатель Г-58.

сгорания в газогенераторных двигателях Г-58 при широком изменении коэффициента избытка воздуха исключает уменьшение значений индикаторного к. п. д. при обеднении смеси. Это и является, видимо, основной причиной несколько необычного вида зависимости  $\eta_i = f(\alpha)$  в двигателе Г-58. Аналогично изменяется и зависимость  $\eta_e = f(\alpha)$ . Только увеличение эффективного к. п. д. продолжается до  $\alpha = 1,3$ , после чего начинается некоторое уменьшение его значений. Зависимость среднего индикаторного давления от определяющих параметров для газовых и жидкотопливных двигателей с внешним смесеобразованием выражается формулой:

$$P_i = 0,503 \frac{P_0}{T_0} \frac{\eta_i}{1 + \alpha V_0} H_n \eta_n, \quad (2)$$

где  $H_n$  — теплотворность топлива в ккал/кг моль.

Переменная часть этого выражения после преобразований принимает вид:

$$H_n \frac{\eta_i}{1 + \alpha V_0} \eta_n = \frac{Q_0 \eta_i}{V_n} = q_V. \quad (3)$$

Как видно из этой формулы, величина  $q_V$  означает количество тепла, превращенного в индикаторную работу в единице рабочего

объема цилиндров двигателя, т. е.  $q_V$  является удельным использованием тепла.

Ввиду того, что переменные  $H_n$  и  $\eta_n$  для постоянных чисел оборотов и полного открытия дроссельной заслонки изменяются в зависимости от  $\alpha$  незначительно, то на первом этапе исследования зависимости среднего индикаторного давления от коэффициента избытка воздуха сделаем допущение, что они являются постоянными величинами. Тогда зависимость  $q_V$  (3) может быть записана так:

$$q'_V = \frac{\eta_i}{1 + \alpha V_0}. \quad (4)$$

Величину  $q'_V$  можно считать условным коэффициентом использования тепла единицы рабочего объема цилиндров двигателя.

Выражение (4) легко преобразуется:

$$q'_V = \eta_i \frac{V_T}{V_{cm}}. \quad (5)$$

Для упрощения и большей наглядности анализа сделаем еще одно допущение, что зависимость  $\eta_i = f(\alpha)$  для двигателей, работающих на всех видах топлив, протекает одинаково и именно так, как в карбюраторных бензиновых двигателях. При этом графики  $q'_V = f(\alpha)$  для разных топлив будут отличаться друг от друга только в том случае, если зависимость  $\frac{V_T}{V_{cm}} = f(\alpha)$  для этих топлив будет различная. Но генераторный газ как раз и отличается от других газовых и жидких топлив тем, что для него эта зависимость протекает по-другому (см. фиг. 2).

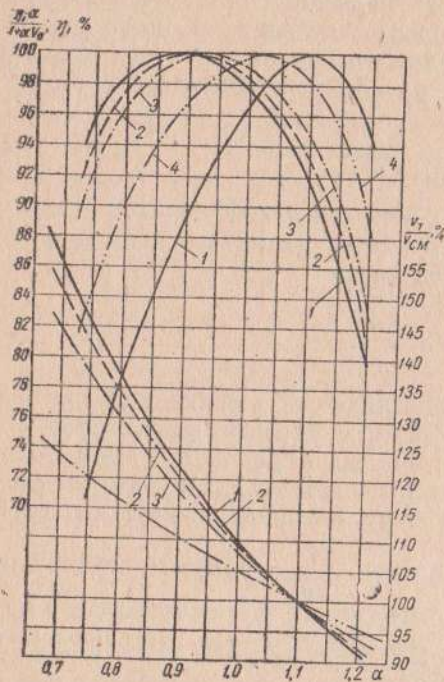
Подсчеты значений  $q'_V = f(\alpha)$  для топлив с  $V_0 = 50; 10; 5$  и 1 кг моль воздуха/кг моль топлива показывает (фиг. 7), что максимальное значение величины  $q'_V$  достигается:

для топлив с $V_0 = 50$	при $\alpha = 0,875$
» » » $V_0 = 10$	» $\alpha = 0,900$
» » » $V_0 = 5$	» $\alpha = 0,930$
» » » $V_0 = 1$	» $\alpha = 1,020$

Чтобы выяснить причину такого различия, рассмотрим взаимосвязь величин  $\eta_i$  и  $\frac{V_T}{V_{cm}}$  для разных топлив при  $\alpha = 1,1$  (фиг. 7).

Индикаторный к. п. д. в начале обогащения медленно, а затем более резко уменьшается. Этому уменьшению  $\eta_i$  противопоставляется разное увеличение количества топлива в горючей смеси. Чем меньше нарастание величины  $\frac{V_T}{V_{cm}}$ , тем раньше (т. е. при больших значениях  $\alpha$ ) прекратится увеличение условного коэффициента использования тепла рабочего объема  $q'_V$  и начнется его уменьшение.

Так изменяются кривые в газогенераторных двигателях. Чем большее нарастание величины  $\frac{V_T}{V_{CM}}$  требуется для достижения того или иного значения  $\alpha$ , тем позже (т. е. при меньших значениях  $\alpha$ ) произойдет перегиб кривых  $q_V$ .



Фиг. 7. Относительное изменение величин, определяющих значение  $q_0^1$  в зависимости от  $\alpha$ .

$V_0$ , кг моль воздуха/кг моль топлива: 1 — 50; 2 — 10; 3 — 5; 4 — 1.

или иного топлива, которые отражаются на изменении зависимости  $\eta_i$  от  $\alpha$ . В двигателе Г-58 особенности процесса горения приводят к значительному отличию графика зависимости  $\eta_i = f(\alpha)$  от графика, принятого при теоретическом анализе (фиг. 6). Если в формуле (5) учесть особенности зависимости  $\eta_i = f_1(\sigma)$  газогенераторного двигателя Г-58, то максимум значений  $q_V$  сместится до  $\alpha = 1,07$ . Увеличение коэффициента наполнения при обеднении смеси и изменение теплотворности газа (фиг. 8) приведет к дополнительному смещению максимальных значений  $P_i$  до  $\alpha = 1,1$ .

Теоретически и экспериментально полученные материалы могут быть использованы для ряда практических рекомендаций.

Увеличение индикаторного к. п. д. и общего коэффициента наполнения газогенераторных двигателей при значительном обед-

нением смеси создает особо благоприятные условия для применения качественно-количественного регулирования горючей смеси в этих двигателях. Таким регулированием можно повысить экономичность работы газогенераторных двигателей при различных нагрузках, в том числе и при нагрузках, близких к полной.

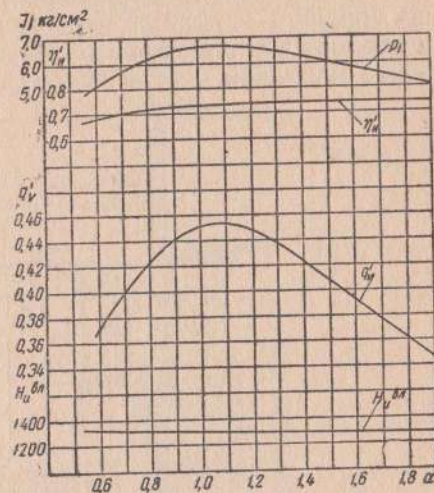
Предположения, высказываемые некоторыми экспериментаторами о возможности увеличения мощности газогенераторных двигателей путем уменьшения коэффициента избытка воздуха, соответствующего оптимальному режиму работы этих двигателей, являются неверными, так как не учитывают особенностей генераторного газа. Проведение работ, направленных на увеличение мощности двигателей, этим путем нецелесообразно.

Пониженная стабильность процессов сгорания является одной из причин уменьшения мощности газогенераторного двигателя Г-58. Изучение ее причин представляет определенный интерес, так как достижение стабильности процессов сгорания в газогенераторных двигателях может привести к увеличению мощности их.

Получивший широкое распространение метод сравнения показателей мощностей двигателей с принудительным воспламенением, работающих на разных топливах при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1,0$ , принципиально неверен. При работе на разных видах топлива максимальные показатели мощности двигателей достигаются при разных значениях  $\alpha$ . Поэтому сравнивать показатели мощности двигателей можно только при коэффициентах избытка воздуха, соответствующих  $N_{e, \max}$  для того рода топлива, на котором работает двигатель.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Рево В. Д. и Саркисян А. А. К вопросу о влиянии неидентичности циклов на рабочий процесс двигателя. Сборник статей № 10 «Авиационные двигатели легкого топлива». Оборонгиз, 1952.
2. Генкин К. И. Рабочий процесс и сгорание в двигателях с искровым зажиганием. Сгорание в транспортных поршневых двигателях. АН СССР, 1951.
3. Масленников М. М. и Рапопорт М. С. Авиационные поршневые двигатели. Оборонгиз, 1951.

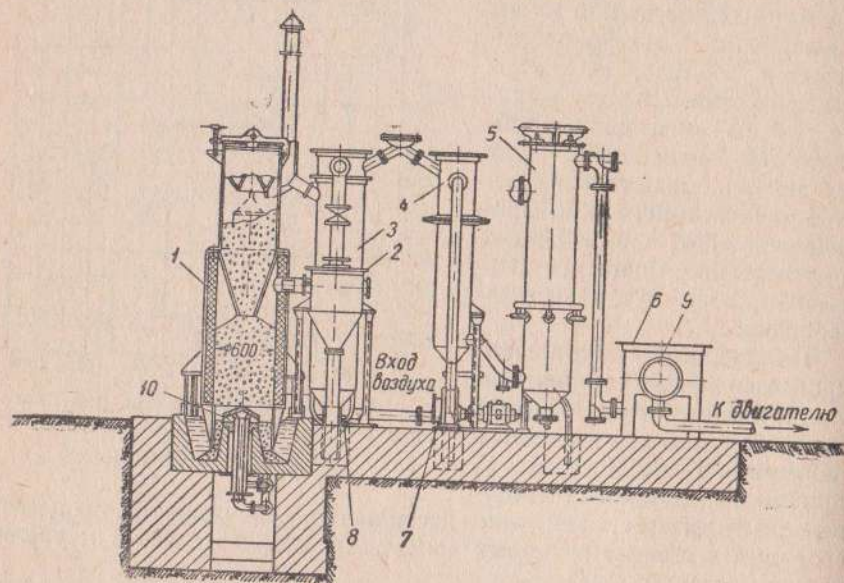


Фиг. 8. Изменение параметров двигателя Г-58, определяющих значение  $P_i$  в зависимости от  $\alpha$ .



## ПОЛУЧЕНИЕ СИЛОВОГО ГАЗА ИЗ ТОРФА И АНТРАЦИТА

Газогенераторы, вырабатывающие силовой газ из битуминозных топлив — торфа или бурого угля, в настоящее время работают не вполне удовлетворительно. Качество получаемого газа не обеспечивает надежной работы двигателя внутреннего сгорания.



Фиг. 1. Схема экспериментальной газогенераторной установки.

1 — газогенератор; 2 — циклонный пылеуловитель; 3 — подогреватель циркулирующих газов; 4 — подогреватель воздуха; 5 — скруббер; 6 — фильтр тонкой очистки газа; 7 — вентилятор для подвода воздуха; 8 — вентилятор для рециркуляции газов; 9 — газосборник; 10 — дутьевое устройство.

Анализ схем и конструкций стационарных силовых газогенераторов показывает, что получить газ удовлетворительного качества из многозольного торфа в них трудно, особенно при переменной нагрузке потребителя — двигателя. В Институте использования газа АН УССР проводятся работы по исследованию газификации украинского многозольного торфа на экспериментальной установке (фиг. 1) производительностью до 200  $\text{н.м}^3$  газа в час, спроектированной и изготовленной Институтом. Газогенератор этой установки отличается от газогенераторов, применяемых в настоящее время, тем, что разложение в нем смолы осуществляется посредством рециркуляции газов. Рециркуляция газов заключается в том, что к газам, образующимся при горении коксового остатка, приме-

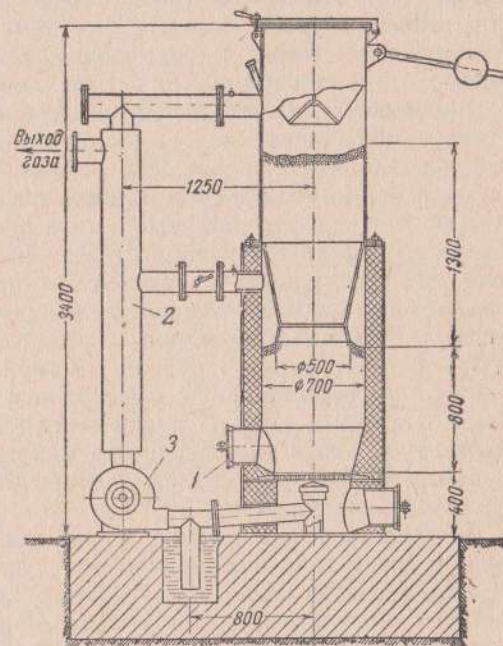
шиваются вместе с частью горячего генераторного газа газообразные продукты сухой перегонки топлива.

Газогенераторная установка состоит из газогенератора 1, циклонного пылеуловителя 2, подогревателя циркулирующих газов 3, подогревателя воздуха 4, скруббера 5, фильтра тонкой очистки 6, вентилятора 7 для подвода воздуха, вентилятора 8 для рециркуляции газов, газосборника 9 и дутьевого устройства 10. Газогенератор (фиг. 2) выполнен из двух шахт — верхней и нижней. Внутри нижней шахты установлена реторта для сухой перегонки торфа. Каждая шахта имеет по одному газоотборному патрубку. По нижнему патрубку отводится генераторный газ к двигателю; по верхнему продукты сухой перегонки торфа вместе с частью генераторного газа отсасываются вентилятором и нагнетаются через дутьевое устройство в зону горения. Воздух в генератор подается другим вентилятором.

Таким образом, в зону горения одновременно по отдельным трубопроводам подводятся воздух и циркулирующая паро-газовая смесь. Количество циркулирующих газов определяется температурным режимом процесса и зависит от кратности циркуляции, т. е. от соотношения количеств циркулирующего газа и газа, уходящего из газогенератора.

При газификации торфа различной влажности температура горения поддерживается в заданных пределах при определенном значении кратности циркуляции. При повышении влажности торфа кратность циркуляции уменьшается, а при понижении увеличивается. Регулирование кратности циркуляции осуществляется поворотом шибера дроссельной заслонки на газопроводе.

С изменением кратности циркуляции изменяется количество влаги и регенеративных газов, служащих охлаждающим средством при горении; в случае влажного топлива насыщение парами влаги циркулирующих газов значительно, поэтому для поддержания



Фиг. 2. Опытный газогенератор промышленного образца.

оптимальной температуры горения кратность циркуляции должна быть уменьшена. Однако при этом ухудшается нагревание торфа в зоне подготовки.

При газификации торфа влажностью 35% температура в слое под ретортой не превышала 250°. Между тем для завершения процесса полукоксования торфа эта температура должна быть не менее 600—650°. Такая температура достигалась лишь при газификации торфа влажностью 12—15%.

При постоянной влажности торфа температура реакционной зоны зависит от высоты зоны подготовки и кратности циркуляции. Высота слоя топлива в зоне подготовки должна соответствовать расходу его в нижней шахте, в противном случае образуется большое количество паров влаги, вызывающих понижение температуры в реторте и охлаждение реакционной зоны. В случае газификации топлива постоянной влажности изменение производительности газогенератора не влияет на кратность циркуляции, так как при увеличении или уменьшении выхода газа пропорционально изменяется количество циркулирующих газов и воздуха. Следовательно, кратность циркуляции не зависит от производительности генератора, а определяется температурным режимом процесса. Исследования работы газогенератора в рабочем состоянии с двигателем внутреннего сгорания показали возможность регулирования температурного режима газогенератора при изменении нагрузки двигателя. С уменьшением нагрузки двигателя выход газа уменьшается, температура его в газогенераторе понижается; с увеличением нагрузки, наоборот, выход газа увеличивается, а температура в газогенераторе повышается.

Оптимальная температура в зоне горения при переменной нагрузке двигателя поддерживалась регулированием количества циркулирующих газов, поступающих под решетку. При газификации многозольного торфа в генераторе с рециркуляцией газов содержание смолы в газе изменяется от 11,5 до 0,78 г/н.м<sup>3</sup>, наименьшее содержание ее в газе наблюдается при газификации торфа влажностью 12—15%, когда температура газа на выходе из газогенератора равнялась 650—700°, а температура в слое топлива под ретортой составляла 600—650°. Это оптимальный температурный режим газогенератора. При температуре в слое топлива под ретортой 600—650° процесс полукоксования торфа завершается в реторте, в нижнюю шахту поступает топливо, лишенное смолы.

Опыт работы экспериментального газогенератора с рециркуляцией газов показал, что на очистку газа от смолы и на его теплотворность оказывает влияние кратность циркуляции, обусловленная влажностью топлива и температурным режимом процесса газификации. С повышением влажности торфа, при неизменном положении шибера дроссельной заслонки на газовом трубопроводе, кратность циркуляции возрастает вследствие увеличения влагосодержания циркулирующих газов, что способствует понижению температуры в газогенераторе. При повышении влажности торфа

от 12 до 35% кратность циркуляции изменяется от 0,57 до 0,71, температура в зоне горения понижается от 1050 до 800°, а теплотворность газа уменьшается от 1200 до 880 ккал/н.м<sup>3</sup>. При оптимальном режиме работы газогенератора засорения трубопроводов и вентилятора смолой не наблюдается. В других случаях, когда температура газа на выходе из газогенератора уменьшалась, а температура циркулирующей парогазовой смеси устанавливалась ниже 100°, происходила конденсация смоляных паров во время работы установки. Образовавшийся конденсат поступал в сборник, служивший одновременно водяным затвором. При установившемся режиме работы газогенератора обслуживание установки не представляло затруднений.

В табл. 1, 2 и 3 приведены экспериментальные данные газификации многозольного торфа.

Таблица 1

Экспериментальные данные газификации торфа

$W^P = 12\%$ ,  $A^C = 15,9\%$ , размер кусков 60×60×60 мм

№ опыта	Продолжительность опыта, час.	Температура, °С					Высота слоя торфа в зоне подготовки, м	Интенсивность газификации, кг/м <sup>2</sup> час		Кратность циркуляции	Содержание смолы в газе на выходе из генератора, г/н.м <sup>3</sup>
		в зоне горения	под ретортой	газа на выходе из газогенератора	циркулирующих газов на выходе из верхней патрубка	циркулирующих газов на входе в зону горения		по сечению нижней шахты	по кольцевому сечению		
9	30	1070	650	700	130	160	1,0	254	460	0,57	0,78
10	8	1050	620	600	122	145	1,3	260	466	0,57	1,00
11	10	1000	590	570	105	128	1,6	255	457	0,59	2,74
12	13	1080	450	380	90	110	2,0	262	466	0,58	4,70

Таблица 2

Основные данные газификации торфа при оптимальном температурном режиме. Торф в кусках 60×60×60 мм

$W^P = 12\%$ ,  $A^C = 15,9\%$

Показатели

Теплотворность торфа $Q_n^P$ , ккал/кг	3774
Высота слоя торфа в зоне подготовки, м	1,0
Высота слоя торфа в нижней шахте, м	0,8
Расход торфа на газификацию, кг/час	72
Выход сухого газа, н.м <sup>3</sup> /час	146
Мощность двигателя по газу, л. с.	70
Температура газа после генератора, °С	700
Расход воды на охлаждение газа, л/н.м <sup>3</sup>	8,2
Удельный расход газа, н.м <sup>3</sup> /л. с. ч.	2,08
Удельный расход торфа, кг/л. с. ч.	1,03
Содержание смолы в газе после газогенератора, г/н.м <sup>3</sup>	0,78

Содержание смолы в газе после скруббера, г/нм <sup>3</sup> . . . . .	0,11
Теплотворность сухого газа $Q_H^D$ , ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	1190
Кратность циркуляции при установившемся режиме . . . . .	0,57
Концентрация циркулирующей паро-газовой смеси, вводимой с дутьем в зону горения в нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup> воздуха . . . . .	0,91
Интенсивность процесса газификации по кольцевому сечению шахты, кг/м <sup>2</sup> час. . . . .	460

Таблица 3

Основные данные газификации низинного торфа в газогенераторе с рециркуляцией газов

Показатели	
Размер кусков топлива, мм . . . . .	От 30 × 30 × 30 до 60 × 60 × 60
Влажность торфа $W^P$ , % . . . . .	19,6
Зольность торфа $A^C$ , % . . . . .	14,8
Теплотворность торфа $Q_H^D$ , ккал/кг . . . . .	3418
Теплотворность сухого газа $Q_H^D$ , ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	1133
Выход сухого газа, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	2,22
Удельный расход торфа, кг/л. с. ч. . . . .	0,97
Удельный расход газа, нм <sup>3</sup> /л. с. ч. . . . .	2,16
Температура газа на выходе из газогенератора, °С . . . . .	600
Расход энергии приводом вентилятора для рециркуляции газов от нагрузки двигателя, % . . . . .	2,8
К. п. д. газогенератора, % . . . . .	72

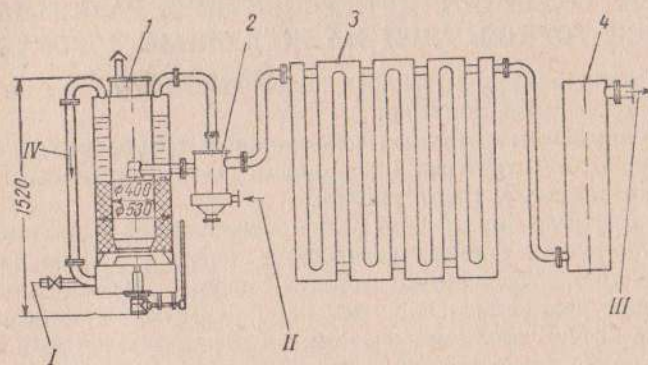
Подсушка торфа для газогенератора производилась отработанными газами двигателя внутреннего сгорания. Применялась открытая сушилка бункерного типа. Сушилка одновременно служила в качестве глушителя отработанных газов. Температура газа на входе в сушилку составляла 160—170°.

В сельском хозяйстве для работы на колхозных электростанциях или в полевых условиях необходимы небольшие силовые агрегаты, оборудованные двигателями внутреннего сгорания. В Институте использования газа АН УССР спроектирована и изготовлена газогенераторная установка (фиг. 3) на антраците к двигателю мощностью 30 л. с.

Основное отличие установки от эксплуатируемых в настоящее время заключается в применении воздушного охладителя газа без принудительного обдува. Металлический газогенератор состоит из двух частей. Верхняя часть шахты имеет пароводяную рубашку, в нижней части шахта обложена огнеупорным кирпичом. Пар, образующийся в водяной рубашке, в смеси с воздухом поступает по трубопроводу под решетку. Газ из газогенератора проходит через циклон в теплообменник, где и охлаждается.

Теплообменник, выполненный из стали толщиной 1,5 мм, состоит из восьми вертикальных отсеков, проходя через которые,

газ изменяет направление. Теплообменник одновременно служит очистителем газа от пыли. Газогенератор испытывался в лабораторных условиях вместе с двигателем внутреннего сгорания.



Фиг. 3. Схема газогенераторной установки с воздушным охлаждением газа на антраците.

1 — газогенератор; 2 — циклонный пылеуловитель; 3 — воздушный охладитель газа; 4 — фильтр тонкой очистки газа.

Линии: I — вторичный воздух; II — первичный воздух; III — газ к потребителю; IV — паро-воздушная смесь.

В табл. 4 приведены результаты испытаний газогенератора.

Таблица 4

Основные показатели газогенераторной установки с воздушным охлаждением газа

Показатели	Антрацит
Вид топлива . . . . .	Антрацит
Расход антрацита на газификацию, кг/час . . . . .	18
Выход сухого газа, нм <sup>3</sup> /час . . . . .	72
Удельный выход сухого газа из антрацита, нм <sup>3</sup> /кг . . . . .	4,0
Удельный расход пара на 1 кг антрацита, кг/кг . . . . .	0,30
Средняя температура окружающего воздуха, °С . . . . .	10°
Температура газа на выходе из газогенератора, °С . . . . .	400
Температура газа после циклона, °С . . . . .	300
Температура газа на входе в теплообменник, °С . . . . .	300
Температура газа после теплообменника, °С . . . . .	32
Температура газа после сухого очистителя, °С . . . . .	24
Теплотворность сухого газа, ккал/нм <sup>3</sup> . . . . .	1090
Гидравлическое сопротивление установки при производительности 72 нм <sup>3</sup> /час, мм вод. ст. . . . .	255
Весовое напряжение шахты газогенератора, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	143
Вес установки, кг . . . . .	350

### ОПЫТ СОЗДАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ ТЯГИ НА ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГАХ СССР

Локомотивный парк железных дорог является одним из крупнейших потребителей топлива.

В настоящее время на железнодорожном транспорте применяются паровозы, электровозы и тепловозы. Одним из перспективных локомотивов является газотурбовоз.

Паровоз уступает свое место более совершенным и экономичным видам локомотивов. Термодинамический анализ [1, 2] показывает, что применением современных методов совершенствования паровой тяги (высокое давление и перегрев пара, вакуумная конденсация, сокращение потерь топлива с уносом, подогрев питательной воды и воздуха) можно повысить к. п. д. паровоза лишь до 11—12%, в то время как тепловоз (локомотив с поршневым двигателем внутреннего сгорания) имеет к. п. д. 28—30%.

Электрическая тяга отличается высокой экономичностью ( $\eta_e = 16—18\%$ ) и другими эксплуатационными преимуществами.

Дальнейшее развитие железнодорожного транспорта будет базироваться на тепловозной и электрической тягах. Однако массовое применение тепловозов потребует больших количеств жидкого топлива, добываемого лишь в некоторых районах страны, нередко весьма удаленных от мест потребления. Для железнодорожного транспорта необходимо создать локомотив, который отличался бы высокой тепловой экономичностью и работал на различных топливах.

Так возникла проблема создания газогенераторных тепловозов.

Для решения этой задачи необходимо было обобщить опыт авто-тракторной и газовой промышленности, сопоставить специфические условия эксплуатационной службы локомотива и особенности различных схем газификации топлив и на основе современных знаний в области горения и газификации твердых топлив разработать принципиальную схему и конструкцию агрегатов газогенераторного локомотива. Создание локомотива вызвало необходимость провести теоретические и экспериментальные исследования и практически разрешить большую группу вопросов.

При анализе различных способов газификации было выявлено, что для локомотивных условий наиболее приемлемым методом является газификация кускового топлива в слое на паро-воздушном дутье и с твердым шлакоудалением. Но, как оказалось, из опыта работы стационарных газогенераторных установок можно позаимствовать лишь принципиальную схему газификации.

Расчеты показали, что при существующих интенсивностях газификации диаметр локомотивного газогенератора главным образом зависит от мощности двигателя (табл. 1).

Таблица 1

Диаметр газогенератора в зависимости от мощности локомотивного двигателя

Мощность двигателя, л. с.	Внутренний диаметр газогенератора при к. п. д. локомотива $\eta_e = 0,2$ и к. п. д. газогенератора $\eta_r = 0,7$ мм	Наружный диаметр газогенератора, мм
1000	2200	2800
2000	3100	3700
3000	3700	4300
4000	4360	5000
5000	4900	5600
6000	5300	6000

Для перспективных тяговых двигателей нельзя осуществить газогенератор с обычной для него нагрузкой. При низкой интенсивности газификации наблюдается большая тепловая инерция рабочего слоя топлива, что затрудняет работу локомотивного двигателя при переменных нагрузках.

Вследствие ограничения габаритности железнодорожного подвижного состава и трудностей в эксплуатации необходимо создать газогенератор с внутренним диаметром шахты  $d$  не более 1,2—1,8 м. Если принять вместо  $\eta_e = 0,24$   $\eta_e = 0,7$  и  $Q_H = 8100$  ккал/кг, то в локомотивном газогенераторе интенсивность газификации  $R_0$  кг/м<sup>2</sup> час (по углероду топлива) определится величинами, приведенными в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость интенсивности газификации в кг/м<sup>2</sup> час от размера газогенератора

d, м	N <sub>e</sub> , л. с.				
	1000	2000	3000	4000	5000
1,2	410	820	1230	1640	2050
1,3	350	700	1050	1400	1750
1,4	300	600	900	1200	1500
1,5	260	520	780	1040	1300
1,6	230	460	690	920	1150
1,7	200	400	600	800	1000
1,8	180	360	540	720	900

Это значит, что проблема газогенераторного локомотива сводилась к освоению интенсивности газификации 500—800 кг/м<sup>2</sup> час, т. е. примерно в 3—4 раза выше действующих норм.

Расчет возможного повышения форсировок при выбранном методе газификации (прямое дутье, кусковое топливо в свободном плотном слое) позволил сделать следующие выводы:

а) форсирование газификации кусковых топлив можно осуществлять в широких пределах. Существующие нормы тепловых нагрузок слоевых газогенераторов могут быть превышены в несколько раз, а при отсутствии ограничений доведены до высоких значений (табл. 3);

Таблица 3

Расчетная максимальная интенсивность газификации в ккал/м <sup>2</sup> час ( $I_K^C$ ) и в кг/м <sup>2</sup> час ( $R_C$ ) в зависимости от размера кусков топлива ( $\delta$ мм)		
$\delta$ , мм	$I_K^C$ ккал/м <sup>2</sup> час	$R_C$ кг/м <sup>2</sup> час
3—6	$\sim 7 \cdot 10^6$	800—900
6—13	$10 \cdot 10^6$	1200
13—25	$14 \cdot 10^6$	1750
25—50	$23 \cdot 10^6$	2600

б) увеличения уноса топлива, наблюдаемого с повышением форсировок и нередко ограничивающего их, можно избежать путем применения топлив, фракционированных по размеру кусков, и соответствующим конструктивным оформлением газогенератора. Вследствие того, что отрыв кусков топлива от слоя определяется скоростью выхода газа из слоя, а унос топлива — средней скоростью его над слоем, необходимо развить поверхность (зеркало) отбора газа и высоту сводного пространства над слоем.

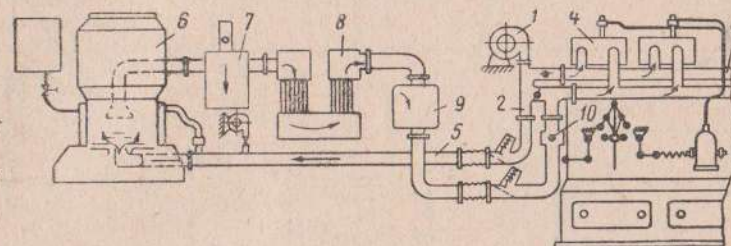
Сделанные выводы основывались лишь на гидродинамическом расчете слоя топлива и не освещали термохимической стороны процесса газообразования. Расчеты процесса газообразования в слое топлива (концентрация газов и температура по высоте засыпки, необходимая и достаточная высота слоя топлива, учет влияния переменных нагрузок и др.) выполнить в необходимом объеме еще невозможно. Поэтому были проведены экспериментальные исследования [3, 4], подтвердившие возможность существенного повышения нагрузок. На основании результатов теоретических расчетов и лабораторных исследований были разработаны конструкции локомотивных газогенераторов для тепловозов мощностью 1000 и 2000 л. с.

Опытные конструкции этих генераторов были разработаны для тепловозов ТЭ-1 и ТЭ-2, оборудованных четырехтактными двигателями Д-50 с газотурбинным наддувом. Двигатели переоборудованы на смешанное топливо. Основным рабочим топливом является генераторный газ, а жидкое топливо служит для воспламе-

нения газозвушной смеси и компенсации недостающего тепла при ухудшении качества газа или мгновенном повышении нагрузки двигателя.

Принципиальная схема газогенераторного тепловоза показана на фиг. 1.

Воздух, нагнетаемый турбовоздуходувкой 1, поступает в воздушораспределитель 2 и разделяется там на два потока, один по воздушному коллектору 3 и патрубкам направляется в цилиндры 4 двигателя, а другой по трубопроводу 5 в газогенератор 6. Воздушное дутье предварительно увлажняется парами. Из газогенератора газ через центральную трубу поступает в циклонные очистители 7, где предварительно очищается от механического уноса. Далее газ охлаждается в трубчатых холодильниках 8 и после вторичной



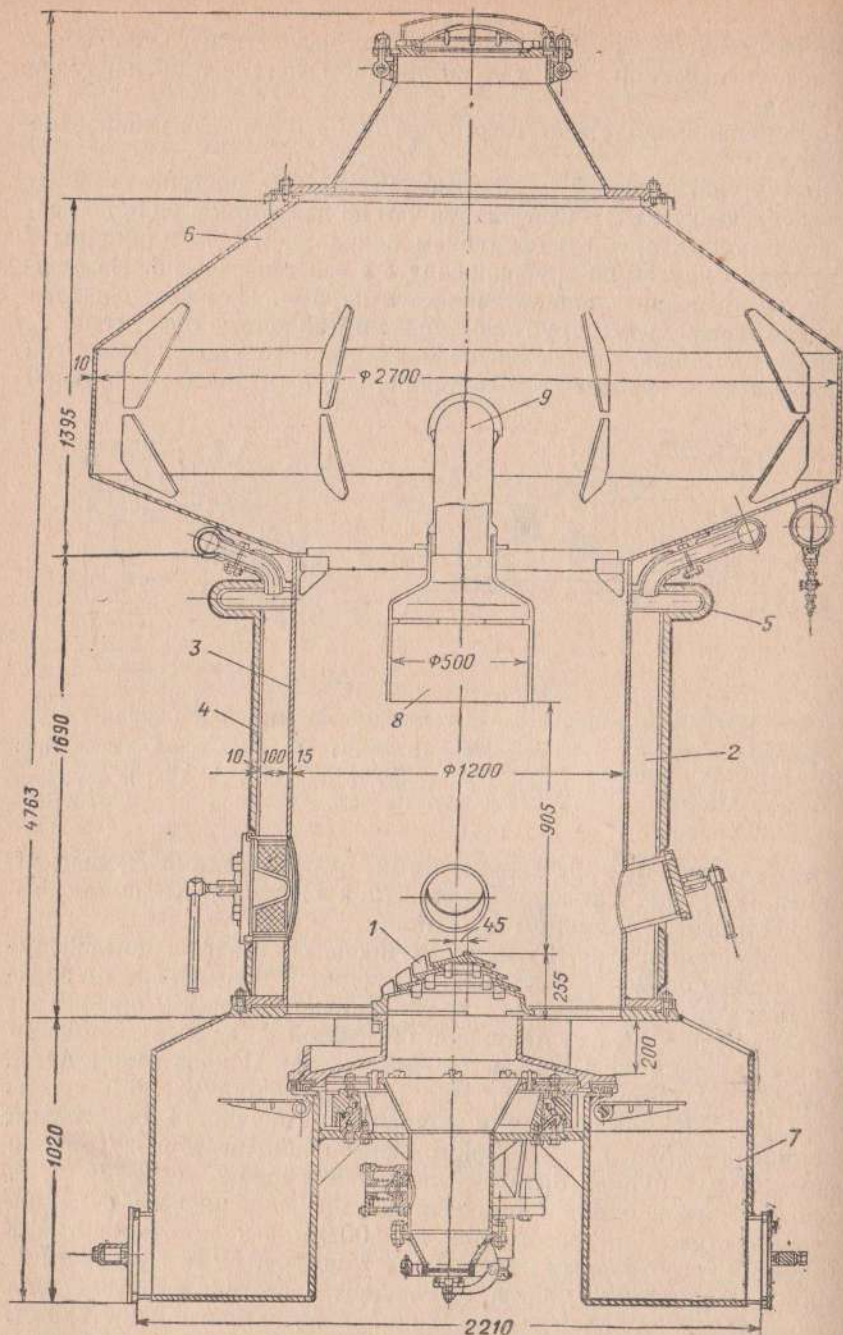
Фиг. 1. Принципиальная схема тепловоза на смешанном топливе.

1 — турбовоздуходувка; 2 — воздушораспределитель; 3 — воздушный коллектор; 4 — цилиндры двигателя; 5 — трубопровод; 6 — газогенератор; 7 — циклонные очистители; 8 — трубчатые холодильники; 9 — фильтры вторичной очистки; 10 — распределитель.

очистки в фильтрах 9, наполненных керамическими кольцами Рашига, поступает к распределителю 10, а из последнего по коллектору поступает в цилиндры двигателя.

Газогенератор (фиг. 2) прямого процесса газификации оборудован вращающейся решеткой 1, приводимой в движение от электродвигателя через редуктор. Пароводяная рубашка 2 образуется внутренней шахтой 3 и наружной обечайкой 4. Уровень воды при помощи питателя поддерживается постоянным. Подача пара в дутье регулируется автоматически. Для предохранения рабочей шахты газогенератора от выпучин и сохранения прочности соединений внешняя обечайка 4 имеет одноволновый компенсатор 5. Топливо загружается в бункер 6, шлак удаляется в шлаковые карманы 7. Запас топлива в бункере обеспечивает пробег тепловоза с полным составом на расстояние до 500 км без акипировки. Газ отбирается газоотборным колоколом 8 и по трубе 9 поступает в циклонные очистители. Форма и размеры газоотборного колокола подобраны так, что слой топлива сохраняется в плотном состоянии.

Газогенератор рассчитан на газификацию антрацитов размером кусков от 6 до 25—50 мм.



Фиг. 2. Газогенератор.

1 — вращающаяся решетка; 2 — пароводяная рубашка; 3 — внутренняя шахта;  
4 — наружная обечайка; 5 — одноствольный компенсатор; 6 — бункер; 7 — шлаковые карманы; 8 — газоотборный колокол; 9 — газоотборная труба.

Для предварительной очистки газа от механического уноса были исследованы различные конструкции циклонных очистителей. В настоящее время на тепловозах применяются очистители (фиг. 3), спроектированные по типу циклонов треста НИОГАЗ с некоторыми конструктивными изменениями.

Техническая характеристика основного оборудования газогенераторных тепловозов серии ТЭГ-1 сведена в табл. 4.

Таблица 4

Характеристика основного оборудования газогенераторных тепловозов серии ТЭГ-1

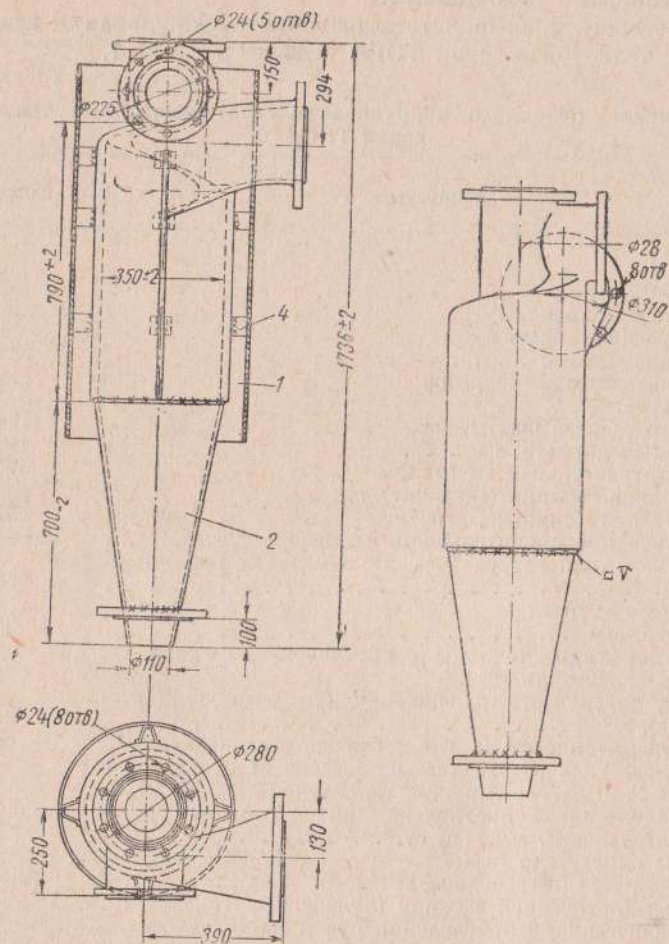
Аппараты	Величина
<b>Двигатель:</b>	
мощность, л. с. . . . .	1000
число цилиндров . . . . .	6
диаметр цилиндров, мм . . . . .	318
ход поршня, мм . . . . .	330
наибольшее число оборотов . . . . .	740
<b>Газогенератор:</b>	
диаметр рабочей шахты, мм . . . . .	1200
наружный диаметр, мм . . . . .	1450
общая строительная высота, мм . . . . .	4760
вес полной засыпки (антрацит), т . . . . .	7
расчетная форсировка, кг/м <sup>2</sup> час . . . . .	370
расчетная производительность по газу, м <sup>3</sup> /час . . . . .	1200—1580
расчетная температура газа на выходе из газогенератора, °С . . . . .	600
<b>Циклонные очистители:</b>	
диаметр, мм . . . . .	350
расчетное гидравлическое сопротивление, мм вод. ст. . . . .	54
<b>Трубчатые охладители газа:</b>	
общая поверхность охлаждения (по воздушной стороне), м <sup>2</sup> . . . . .	95
расчетная температура газа на входе в охладители, °С . . . . .	540
расчетная температура газа на выходе из охладителей (при температуре наружного воздуха +30°С), °С . . . . .	95
гидравлические сопротивления при расчетной производительности, мм вод. ст. . . . .	17
<b>Вторичные очистители газа:</b>	
скорость газа (в свободном сечении), м/сек . . . . .	0,3—0,4
объем фильтрующей засыпки (кольца Рашига), м <sup>3</sup> . . . . .	2
гидравлические сопротивления при полной производительности, мм вод. ст. . . . .	38
Общий вес металлических конструкций газогенераторного оборудования (без рамы и обшивки тендера), т . . . . .	32

Первый газогенераторный тепловоз мощностью 1000 л. с. был спроектирован и построен в 1950 г. Всесоюзным научно-исследовательским институтом Министерства путей сообщения.

Для накопления эксплуатационного опыта в 1952 г. была выпущена опытная партия таких тепловозов, а в 1954 г. — вторая опытная партия газогенераторных тепловозов улучшенной по сравнению с первыми тепловозами конструкции.

В настоящее время газогенераторные тепловозы на обслуживаемых ими участках перевозят до 60% всех грузов. На 15 октября 1955 г. общий пробег газогенераторных тепловозов приближается к 2 млн. км, а среднемесячный составляет 7—8 тыс. км. По сравнению с паровозами серии Ш-а, эксплуатировавшимися ранее на том же участке дороги, газогенераторные тепловозы расходуют топлива в 5,5 раза, а воды в 48 раз меньше их.

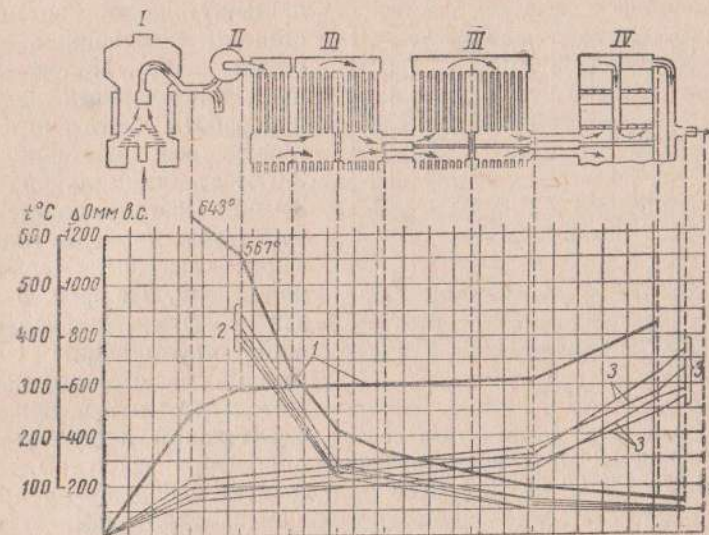
Стоимость перевозок, выполняемых газогенераторными тепловозами (с учетом расходов на ремонт в период их освоения), в 2—2,2 раза меньше стоимости перевозок, выполняемых паровозами. В лабораторных условиях проводились исследования газификации антрацита при нагрузках до 800 кг/м<sup>2</sup> час. Тепловозный



Фиг. 3. Циклонный очиститель.

газогенератор в стендовых условиях испытывался на нагрузках до 625 кг/м<sup>2</sup> час; при эксплуатации интенсивность газификации достигала 550 кг/м<sup>2</sup> час.

Вследствие переменного режима нагрузок локомотивного двигателя (мощность которого определяется весом поезда, профилем пути и графиком движения) локомотивная газогенераторная установка должна отличаться минимально возможной тепловой инерцией; количество и качество вырабатываемого газа должны обеспе-



Фиг. 4. Охлаждение газа и гидравлические сопротивления по газовому тракту при поездных испытаниях № 1—8.

1 — расчетные кривые (полная мощность на одном газе); 2 — кривые охлаждения газа; 3 — кривые гидравлических потерь.

Аппараты: I — газогенератор; II — циклон; III — холодильники; IV — очиститель.

чивать развиваемую мощность двигателя. Исследование работы газогенераторной установки на переменных режимах явилось одной из основных задач [5].

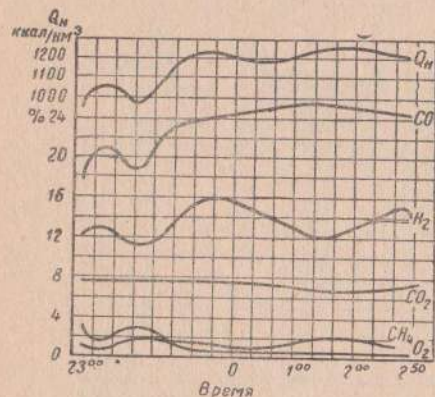
В результате тягово-эксплуатационных испытаний [6] была получена характеристика работы отдельных аппаратов установки и локомотива в целом.

На фиг. 4 показано падение температуры газа и гидравлические сопротивления по газовому тракту газогенераторной установки при поездных испытаниях. Верхние кривые 1 соответствуют расчетным величинам для полной мощности, развиваемой двигателем на газе (1000 л. с., расход газа 1400 н.м<sup>3</sup>/час); нижние кривые 2 получены опытным путем.

Из приведенных данных следует, что при температуре наружного воздуха 24° С температура газа перед двигателем не превы-

шала 48—50° С, при этом наибольшие гидравлические сопротивления газогенераторной установки в поездных испытаниях были равны 750 мм вод. ст.

Характерной особенностью работы газогенератора в поездной службе является переменный и прерывистый режим нагрузок. Так, при общей продолжительности тягово-эксплуатационных испытаний 72 час. 07 мин. собственно газогенератор работал 24 часа 51 мин. За этот период было 50 отключений (стоянки на



Фиг. 5. Изменение состава газа после 9 час. стоянки. До перехода двигателя на газ вентилятор работал 35 мин.

В первых конструкциях газогенераторных тепловозов продолжительность периода, в течение которого теплотворность газа после длительных стоянок достигала 1100—1200 ккал/м³, составляла 10—15 мин.; в газогенераторах выпуска 1954 г. этот период сократился до 5—6 мин.

Тепловой баланс газогенераторной установки, полученный при тягово-эксплуатационных испытаниях, характеризуется следующими данными (в %):

Тепло, полезно использованное . . . . .	75,4
Потери при охлаждении газа . . . . .	10,3
Потери:	
с уносом (шлаком и провалом) . . . . .	7,5
с неразложившимся паром . . . . .	3,75
в окружающую среду и неучтенные . . . . .	3,05

Приведенные показатели характеризуют экономичность газогенераторной установки в периоды непосредственной работы локомотива. К. п. д. с учетом расхода тепла на стоянках (эксплуатационный) составляет 63—66%.

Общий коэффициент полезного действия локомотива в целом составляет 14,6—15,6%.

Опыт эксплуатации газогенераторных тепловозов позволяет

промежуточных станциях, стоянки в основном и оборотных депо). Максимальная продолжительность совместной работы двигателя с газогенератором составила 2—2,5 часа, минимальная — 2—3 мин. Поэтому весьма важно, чтобы периоды стабилизации газа были возможно короткими. На фиг. 5 показан график, характеризующий стабилизацию состава газа после стоянки продолжительностью 9 час. и предварительной продувки газогенератора воздухом, нагнетаемым небольшим тепловозным вентилятором.

подвести некоторые итоги и наметить пути дальнейших исследований в этой области. Выбранный способ газификации, принципиальная схема газогенераторного тепловоза, конструкция основных агрегатов и примененное топливо (антрацит) обеспечили надежную работу локомотива в эксплуатационных условиях. Однако, несмотря на значительные успехи, позволившие впервые создать пригодные для эксплуатации газогенераторные локомотивы, в конструкции последних имеется ряд недостатков, без ликвидации которых нельзя рекомендовать серийный выпуск этих тепловозов.

Основными недостатками являются эпизодические нарушения теплового процесса двигателя, недостаточная доводка отдельных аппаратов автоматического контроля, регулирования и управления агрегатами; активная коррозия аппаратуры.

В настоящее время совершенствуются конструкции отдельных устройств; выявлены некоторые способы защиты газового тракта от коррозии. Нерешенные вопросы в области комплексного усовершенствования газогенераторных тепловозов относятся главным образом к двигателю.

Создание газогенераторного локомотива на базе серийного тепловозного двигателя Д-50 вызвало ряд затруднений как в техническом решении вопросов, так и в эксплуатационной службе тепловозов. Двигатель Д-50 предназначен для работы на жидком топливе. Изменение теплового процесса в связи с применением смешанного топлива (генераторный газ плюс жидкое топливо) привело к повышению давления и температуры сгорания газо-воздушной смеси в цилиндрах двигателя, что сказывается на продолжительности службы поршня из алюминиевого сплава, турбовоздуходувки и др. Применяемая серийная топливная аппаратура не позволяет работать на газе при малых нагрузках и холостом ходе двигателя, так как удельный расход жидкого топлива повышается с понижением реализуемой мощности двигателя. Как указывалось, существующие нарушения теплового процесса двигателя — пропуски вспышек по одним и перегрузка по другим цилиндрам, детонационные явления — иногда приводят к повреждению поршней. Таким образом, возникает необходимость в создании специальных локомотивных газовых двигателей на базе полученного экспериментального и эксплуатационного опыта. Кроме того, тепловозы мощностью 1000 и 2000 л. с. в ближайшее время уже не смогут обслуживать грузовое движение на больших скоростях.

Для дальнейшего развития железнодорожного транспорта требуется создание локомотивов мощностью 4000—6000 л. с.

Одновременно с проведением исследовательских работ по созданию мощных газовых двигателей необходимо расширить топливную базу газогенераторных тепловозов, обеспечив газификацию не только антрацитов, но и каменных и бурых углей.

С применением на транспорте мощных газовых двигателей и газогенераторных установок на разных топливах откроется широкая перспектива внедрения газогенераторной тяги на сети железных дорог.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Проф. Белоконов Н. И. Термодинамические характеристики локомотивов железнодорожного транспорта. Журн. «Техника железнодорожного транспорта», № 3, 1954.
2. Фуфрянский Н. А. Перспективы применения газогенераторных и газотурбинных локомотивов. Журн. «Железнодорожный транспорт», № 11, 1954.
3. Фуфрянский Н. А. К вопросу о совершенствовании газогенераторных тепловозов. Журн. «Техника железных дорог», № 6, 1955.
4. Хохлов Т. Н., Пойда А. А., Фуфрянский Н. А., Володин А. И. Труды Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта, вып. 87. Газогенераторные тепловозы и усовершенствование тепловозных силовых установок, 1954.
5. Фуфрянский Н. А. Исследование локомотивных газогенераторных установок. Всесоюзный научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта, 1954.
6. Хохлов Т. Н., Фуфрянский Н. А., Володин А. И. Газогенераторные тепловозы и результаты их тяговоэксплуатационных испытаний. Журн. «Техника железных дорог», № 1, 1953.

*Инж. Н. Г. ЮДУШКИН*

(НАТИ Министерства тракторного  
и сельскохозяйственного машиностроения)

### ГАЗИФИКАЦИЯ АНТРАЦИТА И ПОЛУКОКСА В ТРАКТОРНЫХ ГАЗОГЕНЕРАТОРАХ

Потребность в жидком топливе тракторного парка непрерывно возрастает, поэтому замена его другими видами топлива представляет одну из важнейших задач.

Большая часть сельскохозяйственных тракторов, работающих в степных районах, не обеспечена древесным топливом. В таких районах необходимо использовать другие виды твердого топлива.

В настоящее время успешно ведутся работы по созданию парового и газогенераторного тракторов. При рациональном распределении областей использования твердого топлива в паровых и газосиловых установках, обладающих различными эффективными к. п. д., можно применить любую группу твердых топлив, например многие ископаемые топлива: антрацит, каменные и бурые угли, продукты их переработки (полукокс, а также кусковой и брикетированный торф).

Известно, что сжигать топливо легче, чем газифицировать.

Поэтому в паросиловых установках тракторов, имеющих эффективный к. п. д. 6—8%, при рабочем давлении в котле ~20—25 кг/см<sup>2</sup> и перегреве пара ~300° целесообразно использовать более низкосортные топлива с зольностью  $A^c = 15—16\%$  и теплотворностью ниже 3000 ккал/кг.

В то же время в газогенераторах можно использовать более эффективно (с меньшими расходами на 1 л. с./час) топлива луч-

шего качества, с меньшим содержанием балласта и топлива высокоуглеродистые, трудосжигаемые, как, например, антрацит. Несмотря на это, совершенствование обоих типов силовых агрегатов в направлении расширения использования в них и более низкосортных топлив является первоочередной задачей.

Выпускавшиеся в довоенный период газогенераторные тракторы ЧТЗСГ-65, ХТЗ-Т2Г и др., работавшие на древесине, были предназначены для использования в лесной промышленности и сельском хозяйстве тех областей, где имеются достаточные запасы леса.

Древесина и древесный уголь — топливо, легко поддающееся газификации, в период второй мировой войны получили наибольшее применение в транспортных газогенераторных установках и за рубежом. Общее количество газогенераторных установок (автомобильные, тракторные, судовые, мотовозные и др.) составило к концу второй мировой войны за рубежом ~10 000 000 шт.

В 1942 г. в Швеции 48,9% находившихся в эксплуатации транспортных газогенераторов работали на древесных чурках, а остальные на древесном угле.

В 1941 г. в Германии было 150 000 автотракторных газогенераторов, ежегодная потребность которых в топливе составляла 3 000 000 м<sup>3</sup> дров, 40 000 т торфа и 100 000 т антрацита (или, точнее, тонны углей).

Во Франции преимущественное распространение получили автомобильные газогенераторы на древесном угле типа Гоэн-Пулен.

Следует отметить, что огромные расходы древесины на транспортные газогенераторные установки усилили интерес к газогенераторам, в которых можно использовать брикеты бурого угля, антрацит и полукокс из каменных и бурых углей. В период второй мировой войны в сельском хозяйстве многих зарубежных стран (Швеция, Германия и др.), использовались колесные тракторы, оборудованные газогенераторными установками, работающими на древесных чурках и древесном угле.

В Швеции большое количество тракторов было переоборудовано для работы на генераторном газе. В Германии выпускались 6 типов газогенераторных установок на антраците и полукоксе (в основном, Дейц, Виско, Геншель, Стиннес).

Древесные чурки как топливо для тракторов ограничивают распространение газогенераторных тракторов в сельском хозяйстве из-за больших затрат на заготовку, доставку, разделку и сушку древесины.

В довоенное время в СССР делались неоднократные попытки использовать для газификации антрацита и древесного угля горизонтальный и обращенный процесс газификации.

Опытные образцы газогенераторных тракторов НАТИ Г-34 и НАТИ Г-37, разработанные на базе тракторов ЧТЗСГ-65 и ХТЗ-Т2Г, с древесноугольными газогенераторами горизонталь-

ного процесса на междуведомственных испытаниях в 1939—40 гг. показали следующие результаты (табл. 1):

Таблица 1

Показатели газогенераторных тракторов НАТИ Г-34 и НАТИ Г-37 на древесном угле

Показатели	НАТИ Г-34	НАТИ Г-37
Максимальная мощность двигателя при испытании в течение 20—25 час., л. с. . . . .	64,5	43,8
Средняя мощность двигателя при испытании в течение 20—25 час., л. с. . . . .	61,9	39,8
Число оборотов двигателя в минуту . . . . .	870	1250
Среднее эффективное давление, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	4,10	3,84
Удельный расход древесного угля, кг/л. с. ч. . . . .	0,528	0,533
Теплотворность газа из древесного угля ( $W^P = 7\%$ , куски 20×45; 10×45 мм), ккал/мм <sup>3</sup> . . . . .	1222	1196

Эти тракторы легко запускались, имели гибкость процесса, приемистость, но были совершенно непригодными к газификации антрацита зольностью более 3—4% и древесного угля даже с небольшим содержанием смол вследствие сильного шлакования золы и необходимости применения матерчатых очистителей для очистки газа. Показатели мощности двигателя этих тракторов ниже, чем стандартных тракторов ЧТСЗСГ-65 и ХТЗ-Т2Г, работающих на древесных чурках.

Работы по созданию тракторов с антрацитовыми газогенераторными установками прямого процесса газификации не были закончены к началу Великой отечественной войны и возобновились в послевоенные годы.

Как известно, в 1949 г. были утверждены ГОСТы на технические требования к антрациту, полукоксу и древесному углю для применения их в автомобильных и тракторных газогенераторах.

В соответствии с предъявленными к газогенераторному трактору требованиями (для тощих топлив — агротехническими требованиями НАТИ) был разработан газогенератор ГТ, конструкция которого в последнем варианте показана на фигуре.

Газогенератор ГТ прямого процесса работает на паро-воздушном дутье; шахта цилиндрическая, с огнеупорной обмуровкой и испарительной рубашкой.

Колосниковая решетка подвижная, позволяет периодически взламывать шлак. Площадь колосниковой решетки составляет 35,7% от площади шахты, живое сечение решетки 34,8%.

Отбор газа периферийный. Запас воды находится в кольцевом баке, окружающем бункер. Расход воды, поступающей из бака через водяной фильтр в испаритель, регулируется предварительно дозирующим краном. Уровень воды в испарителе переменный и устанавливается в зависимости от нагрева стенок корпуса и не за-

висит от высоты слоя шлака, накапливающегося в шахте. Воздух и насыщенный пар перед смешением нагреваются. Пар перегревается до 270—300° при атмосферном давлении. Воздух нагревается до 150—170°; пар в паро-воздушной смеси не конденсируется при широком изменении температуры окружающей среды.

Повышенная тепловая инерция активного слоя топлива объемом 83,5 л при диаметре шахты 426 мм и высоте слоя 575 мм и паро-водяной системе приводила при переменном режиме работы двигателя к нарушению дозировки пара в паро-воздушной смеси. Для устранения этого недостатка было введено автоматическое двухрежимное регулирование подачи пара, позволяющее трактору нормально трогаться с места с полной нагрузкой (с заглубленным плугом) на второй передаче после предварительной работы двигателя на максимальных оборотах холостого хода в течение 1—2 мин.

Для безопасности загрузки топлива в бункер предусмотрен предварительный ввод пара. Пар поступает в бункер через клапан с ручным управлением из пароперегревателя на холостом ходу двигателя при закрываемой автоматически паровой заслонке.

Запас топлива в бункере обеспечивает работу трактора с полной нагрузкой в течение 4,5 часа на антраците и 2,5 часа на полукоксе.

Розжиг антрацита (размер кусков 6 × 13) и пуск двигателя на газе осуществляется при помощи специальной горелки. Воздух подается в течение 13 мин. вентилятором производительностью 100 мм<sup>3</sup>/час.

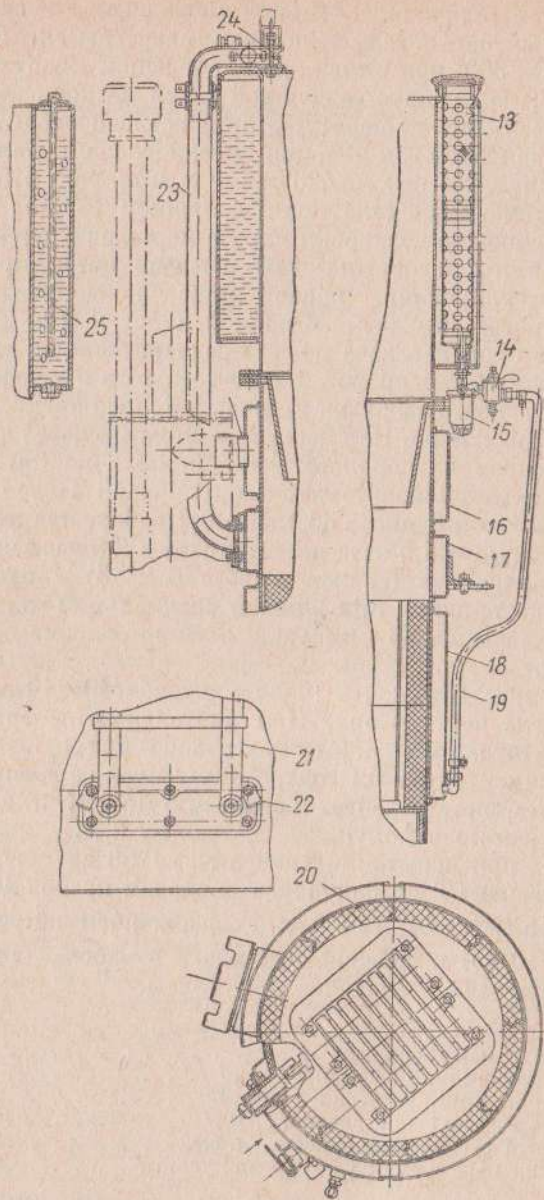
Для розжига полукокса (размер кусков 10—40 мм) требуется 8 мин. работы вентилятора. При длительных перерывах работы в газогенераторе поддерживается горение при естественной тяге через вытяжную трубу. Благодаря этому пуск горячего генератора после ночной стоянки требует в среднем 5 мин. К. п. д. газогенератора на антраците и полукоксе составляет 0,78.

В 1954 г. при испытаниях двигателя Г-58 на газе, получаемом в газогенераторе ГТ из полукокса размером кусков 10 × 40, зольностью сухой массы  $A^o = 5,5\%$ , с содержанием летучих в горячей массе  $L^r = 10,8\%$  и содержанием влаги в рабочем топливе  $W^p = 8,6\%$ , получены следующие результаты.

Мощность максимальная, л. с. . . . .	58
Мощность средняя за выжиг, л. с. . . . .	56,3
Число оборотов двигателя в минуту . . . . .	1400
Среднее эффективное давление, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	4,85
Удельный расход полукокса, кг/л. с. час . . . . .	0,510
Присадка пара в % к расходу полукокса . . . . .	26,8

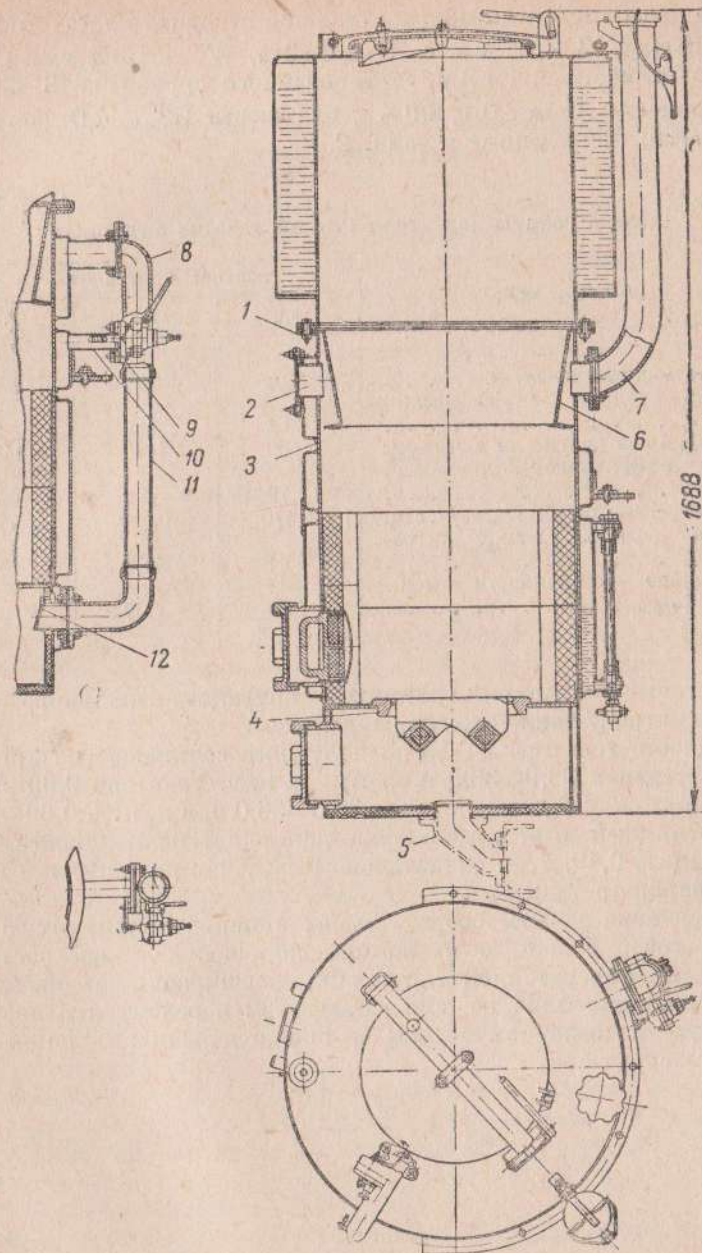
Мощностные и экономические показатели подтвердились при контрольных испытаниях в НАТИ и на Сталинградском тракторном заводе.

Коэффициент устойчивости  $\xi$  мощности двигателя на газе из полукокса согласно ГОСТ 491-41 составляет 1,02.



Газогенератор ГТ.

1 — бункер с водяным баком; 2 — патрубок выхода газа; 3 — корпус шахты; 4 — носовая решетка; 5 — патрубок ввода воздуха при розжиге; 6 — конус переходный; 7 — выгнутая труба; 8 — труба подогретого воздуха; 9 — сервомотор; 10 — патрубок ввода пара; 11 — труба паро-воздушной смеси; 12 — обратный клапан; 13 — водяной фильтр; 14 — дозировочный кран; 15 — отстойник; 16 — воздухоподогреватель; 17 — пароперегреватель; 18 — испаритель;



Газогенератор ГТ (продолжение).

19 — труба для подвода воды в испаритель; 20 — футеровочный кирпич; 21 — рычаг колосниковой решетки; 22 — патрубок ввода воздуха в воздухоподогреватель; 23 — труба для вывода пара из пароперегревателя; 24 — клапан для подачи пара в бункер; 25 — трубка для ввода воздуха в водяной бак.

При испытании движения на газе из антрацита класса АМ размером кусков  $13 \times 25$  мм, с  $A^c = 15,2\%$ ,  $W^p = 4,8\%$  смеси дробленого антрацита АК и АМ, сортированного до размера 13—25 мм, при зольности  $A^c = 7,0$  и  $8,9\%$  и влажности  $W^p = 4,0$  получены результаты, приведенные в табл. 2.

Таблица 2

Данные работы двигателя Г-58 на газе из антрацита

Показатели	Зольность антрацита, %		
	3,2	8,9	15,0
Мощность максимальная, л. с. . . . .	56,5	54,0	55,5
Мощность средняя за два выжигания, л. с. . . . .	53,8	52,0	53,2
Число оборотов двигателя в минуту	1400	1400	1400
Среднее эффективное давление, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	4,79	4,65	4,78
Удельный расход антрацита, кг/л. с. ч.	0,470	0,500	0,498
Присадка пара к расходу антрацита, % . . . . .	44,1	41,6	43,0
Коэффициент устойчивости мощности, % . . . . .	1,89	1,09	—

В тяговых испытаниях трактора на антраците и полукоксе мощность двигателя также получена высокая.

Мощность трактора ГТ-58 на полукоксе составляет на 2-й, 3-й и 4-й передачах 38,9—38,5 л. с. при к. п. д. трактора 0,69—0,68; на антраците при тех же условиях 38,6—36,0 при к. п. д. 0,69—0,74.

Эффективный к. п. д. двигателя составляет на полукоксе 0,23, на антраците 0,19, т. е. значительно выше, чем аналогичные показатели парового трактора.

Дальнейшие работы сосредоточены в направлении улучшения очистки газа, борьбы с явлениями коррозии деталей системы, очистки газогенераторной установки, расширения ассортимента употребляемых топлив по зольности путем перехода к непрерывному механизированному золо- и шлакоудалению и снижению веса газогенератора.

## ТОРФЯНЫЕ ДВУХЗОННЫЕ ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ УКРИНСТОПЛИВО

Несмотря на перспективность использования для газификации торфа, весьма распространенного в СССР топлива, отечественные заводы до настоящего времени выпускали газовые двигатели лишь малой мощности с газогенераторами, приспособленными для работы на древесных чурках и сортовых антрацитах. Поскольку в условиях УССР использование древесного топлива и сортовых антрацитов мелкими потребителями ограничено, возникла необходимость в создании газогенераторов<sup>1</sup> для работы на местном топливе — кусковом торфе.

Существовавшие ранее силовые торфяные газогенераторы сконструированы для работы по обращенному процессу и пригодны для газификации торфа с зольностью  $A^c$  не более 10%, в то время как зольность торфов основных разрабатываемых массивов УССР составляет в среднем 18—20%.

Непригодность обращенного процесса для газификации многозольного торфа из-за необходимости остановки двигателя при удалении очаговых остатков с колосниковой решетки, а также прямого процесса вследствие сложной газоочистительной аппаратуры побудили Украинстопливо разработать конструкцию газогенератора с двухзонным процессом.

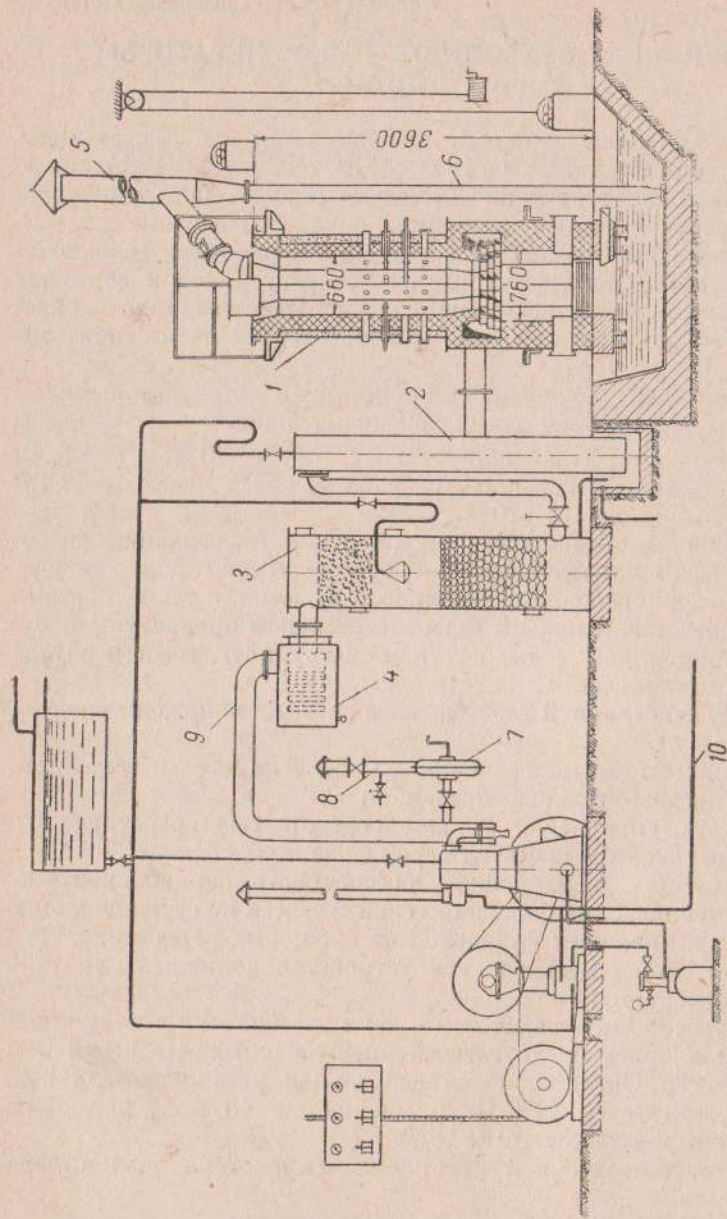
В основу конструкций газогенераторов были положены следующие требования:

- 1) возможность использования высокозольного и влажного торфа без предварительной подсушки;
- 2) простота управления зонами горения газогенератора при изменении нагрузки и качества торфа;
- 3) конструкция фурм должна обеспечивать равномерное распределение тепловых напряжений горящего слоя по сечению шахты газогенератора и защиту футеровки от шлаковых наростов;
- 4) очистительно-охлаждающее устройство должно иметь простейшую конструкцию.

Газогенератор был разработан в двух вариантах в соответствии с мощностью газовых двигателей, выпускаемых Первомайским заводом им. 25 Октября. Газогенераторная установка УТГ-5-45 спарена с двигателем 2ГЧ-18/26 мощностью 45 л. с., установка УТГ-4-90 — с двигателем 4ГЧ-18/26.

Схема газогенераторной установки Украинстопливо показана на фиг. 1.

<sup>1</sup> В этой работе принимали участие сотрудники Украинместопрома канд. техн. наук В. Г. Перков и ст. научный сотрудник Е. Е. Соколовский.



Фиг. 1. Схема газогенераторной установки УТГ-4-90.

1 — газогенератор; 2 — сток; 3 — скруббер; 4 — сепаратор; 5 — дымовая труба; 6 — опора; 7 — ручной вентилятор; 8 — пробная свеча; 9 — газопровод; 10 — трубопровод горячей воды.

Газ, вырабатываемый газогенератором 1, выходит с температурой 650—680°. Промываясь водой в стояке 2, газ освобождается от значительной части уноса и смолы и одновременно охлаждается. В дальнейшем газ очищается в скруббере 3, после чего проходит через сепаратор 4, где улавливаются частицы влаги, проскочившие через сухой очиститель. Дымовая труба 5 служит для растопки газогенератора, а при работе на торфе влажностью более 25% и для удаления водяных паров из зоны подсушки. Нижняя труба служит опорой дымовой трубы 6 и через нее отводятся конденсат водяных паров и смола. Ручной вентилятор 7 предназначен для отсасывания газа и заполнения им всей системы в конце розжига; контроль качества газа перед запуском двигателя производится зажиганием его при выходе из пробной свечи 8.

Основные габаритные размеры газогенераторов УТГ приведены в табл. 1.

Таблица 1

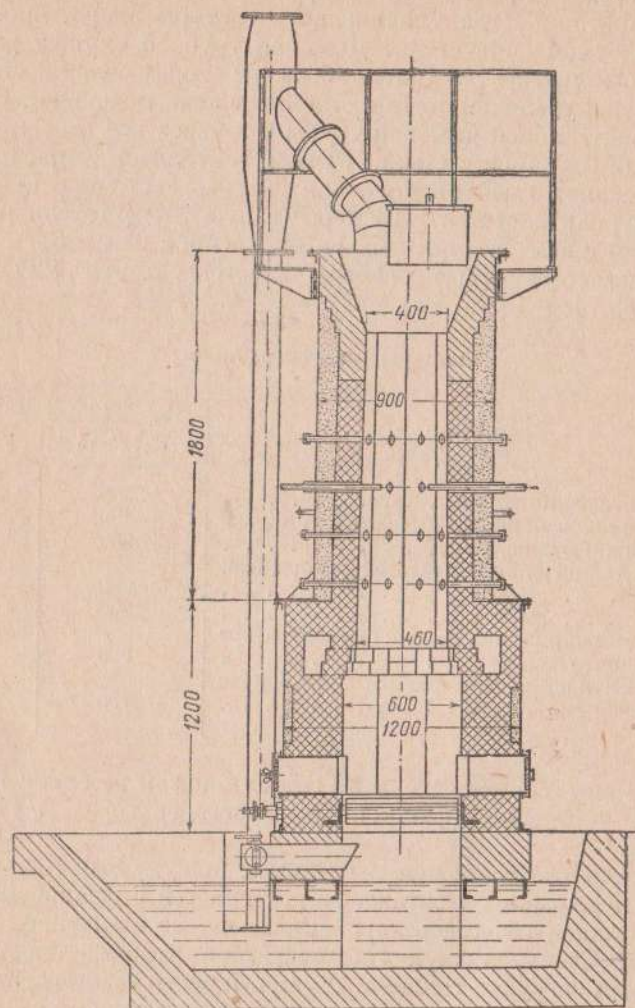
Размеры газогенераторов

Показатели	Тип газогенератора	
	УТГ-5-45	УТГ-4-90
Высота газогенератора, мм . . . . .	3000	3600
Внутренний диаметр шахты в верхней зоне, мм . . . . .	460	660
То же в нижней зоне, мм . . . . .	660	760
Наружный диаметр кожуха газогенератора, мм:		
вверху . . . . .	900	1100
внизу . . . . .	1200	1400
Общий вес металлических частей газогенератора с дымовой трубой, кг . . . . .	996	1086
Вес очистительно-охлаждающего устройства с газопроводом, кг . . . . .	798	1044

Общий вид газогенератора УТГ-4-90 показан на схеме газогенераторной установки (фиг. 1), а газогенератора УТГ-5-45 — на фиг. 2.

Газогенератор заключен в стальной кожух, выполненный для удобства перевозки и монтажа из двух частей с фланцевым соединением. Кладка газогенератора выполнена из шамотного кирпича класса Б. Сверху кожух газогенератора закрывается крышкой с люком для загрузки топлива. В нижней части газогенератора размещена колосниковая решетка, набранная из 4 поворотных колосников звездообразного сечения, опирающихся на раму, заделанную в кирпичную кладку. Ось каждого колосника через сальник выведена наружу и для удаления очаговых остатков поворачивается съемной рукояткой. Воздух в зону обращенного процесса горения подводится через решетку вставных фурм, предложенную сотрудником Украинтошлито инж. Е. Е. Соколовским. Газогенератор УТГ-4-90 имеет 4 ряда периферийных фурм по 10 фурм в каждом ряду. Такая решетка вставных фурм смещает очаги горе-

ния к центру шахты, способствует выравниванию теплового напряжения по сечению шахты и предохраняет кладку газогенератора от шлакования при газификации высокозольного торфа с легко-



Фиг. 2. Общий вид газогенератора УТГ-5-45.

плавкой золой. В газогенераторе УТГ-5-45 с небольшим диаметром шахты достаточна установка двух глубинных фурм.

Опыт эксплуатации газогенераторных установок УТГ-5-45 и УТГ-4-90 показывает, что вставные фурмы способствуют уменьшению в силовом газе содержания смолы с 0,2 до 0,01 г/нм<sup>3</sup>, как это было при работе без вставных фурм.

В нижнюю зону воздух подводится через патрубок с поворотной заслонкой, регулирующей расход его. Отводится газ через газоотборные окна, расположенные по периметру шахты и соединенные общим кольцевым каналом.

Подрезка шлака и удаление его крупных кусков, не проскочивших через зазоры в поворотных колосниках, производится через две дверки, расположенные над колосниковой решеткой.

Имеется опыт эксплуатации газогенераторов, установленных на электростанциях.

Таблица 2

Основные показатели работы электростанций

Показатели	Тип газогенератора	
	УТГ-5-45	УТГ-4-90
Качество торфа:		
зольность $A^c$ , %	20	20
влажность $W^p$ , %	35	35
содержание мелочи до 25 мм, %	25	25
Теплотворность газа $Q_{H^p}$ , ккал/нм <sup>3</sup>	1100—1250	1100—1250
Мощность установки $N_{д^p}$ , л. с.	45	90
Расход торфа, кг/л. с. ч.	1,5	1,3
Расходы воды:		
на охлаждение двигателя $V_{д^p}$ , м <sup>3</sup> /час	0,9	1,8
на очистку газа $V_{г^p}$ , м <sup>3</sup> /час	1,0	2,0
Расход металла на газогенераторную установку $G_{г^p}$ , т	1,8	2,2
Количество обслуживающего персонала в смену, чел.	2	2

В табл. 3 приводятся результаты промышленных испытаний газогенераторов на кусковом торфе.

В настоящее время в УССР работают 9 газогенераторных электростанций, из них 7 с установками УТГ-5-45 и 2 с установками УТГ-4-90. Некоторые из этих станций за 2—3 года эксплуатации уже проработали по 8—11 тыс. час. Они используются в сельском хозяйстве для механизации производственных процессов, освещения жилых домов и производственных помещений, для водоснабжения и др. На торфопредприятии Великое в Киевской области установка УТГ, спаренная с двигателем 4ГЧ-18/26 мощностью 90 л. с., работает с 1951 г. Среднегодовая себестоимость вырабатываемой электроэнергии составляет 0,6 руб/квтч при работе в одну смену и нагрузке 67% от номинальной мощности станции. При переходе на двух-, а тем более на трехсменный график работы и повышении нагрузки себестоимость электроэнергии значительно снизится.

Такая же газогенераторная установка УТГ-4-90, спаренная с тихоходным одноцилиндровым двигателем, около полутора лет

Таблица 3

## Данные испытаний

Показатели	Тип газогенератора	
	УТГ-5-45	УТГ-4-90
Топливо — торф:		
влажность $W^p$ , %	37,9	31,7
зольность $A^c$ , %	16,5	27,8
содержание мелочи до 25 мм, %	12,9	40,5
теплотворность $Q_H^p$ , ккал/кг	2470	2270
Нагрузка двигателя $P_D$ , л. с.	45	90
Состав генераторного газа:		
окись углерода $CO$ , %	18,0	19,1
углекислый газ $CO_2$ , %	11,7	8,9
водород $H_2$ , %	12,5	16,1
метан $CH_4$ , %	2,3	2,4
тяжелые углеводороды $C_mH_n$ , %	0,3	0,3
кислород $O_2$ , %	0,2	0,3
азот $N_2$ , %	56,3	52,9
Теплотворность газа $Q_H^p$ , ккал/нм <sup>3</sup>	1124	1260
Температура газа на выходе из газогенератора $t_{гв}$ , °С	545	613
То же перед двигателем $t_{гд}$ , °С	15	24
Разрежение перед двигателем $S$ , мм вод. ст.	57,6	92

(свыше 2500 час.) бесперебойно эксплуатируется в колхозе им. Коцюбинского в с. Выхвостов Черниговской области.

Сельская газогенераторная электростанция может быть использована и для снабжения теплом колхозного производства. Двигатель мощностью 90 л. с. дает около 2 м<sup>3</sup> в час воды, нагретой до 60° С, причем, утилизируя тепло уходящих газов, можно эту воду дополнительно нагреть до температуры кипения. Таким образом, в местностях, расположенных вблизи торфяных месторождений, эксплуатация торфяных газогенераторных электростанций представляется весьма перспективной.

Опыт эксплуатации газогенераторов Украинского топлива показал возможность работы их на кусковом торфе и более низкого качества. В отдельных случаях газифицировался торф влажностью до 50%, зольностью до 36% и содержанием мелочи до 50%.

Однако значительное снижение качества топлива влечет за собой увеличение работ по обслуживанию газогенератора, так как при увеличении зольности торфа требуется более частая чистка решетки. Повышение влажности торфа более  $W^p = 35\%$  приводит к большому его расходу. Для удержания зоны горения на уровне верхнего ряда фурм особое внимание требуется при чистке колосниковой решетки, так как происходит резкая посадка всего слоя топлива. При влажности топлива ниже 25% можно работать без его подсушки в шахте, т. е. с закрытой заслонкой на дымовой трубе.

Приведенные удельные расходы топлива получены при полной нагрузке двигателя. При снижении нагрузки удельный расход топлива возрастает. На фиг. 3 показан график изменения расхода торфа ( $W^p = 35\%$ ,  $A^c = 20\%$ ,  $Q_H^p = 2380$  ккал/кг) в зависимости от нагрузки в газогенераторной установке УТГ-4-90.

Обслуживание газогенераторов УТГ простое, оно сводится к загрузке торфа не реже одного раза в час при  $W^p \leq 35\%$  и удалению очаговых остатков в течение 5—10 мин. через каждые 2—5 час. в зависимости от содержания золы в торфе, температуры ее плавления и нагрузки газогенератора.

Режим газогенератора зависит от влажности торфа и нагрузки. Регулирование процесса в двухзонном газогенераторе, как показала практика, оказалось достаточно простым.



Фиг. 3. Удельный расход торфа для газогенератора УТГ-4-90.

Мл. научный сотрудник М. Д. СТАРИКОВ

(НАТИ Министерства тракторного и сельскохозяйственного машиностроения)

### ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ ТРАКТОРОВ ГБ-58

Сталинградский тракторный завод в конце 1952 г. приступил к производству газогенераторных тракторов ГБ-58.

Принципиальная схема газогенераторной установки трактора (см. фигуру) состоит из газогенератора, центробежного очистителя (циклона), охладителя газа, фильтра тонкой очистки, газопровода и деталей, соединяющих отдельные узлы установки.

Газогенератор установлен на раме сзади кабины. Работает он по обращенному процессу газификации с использованием тепла генераторного газа для обогрева топлива в бункере.

Газифицируются два вида твердого топлива: древесные чурки и брикеты торфа. При использовании древесных чурок в газогенераторе устанавливается сменная конусная горловина диаметром 150 мм, при использовании брикетов торфа устанавливается более высокая горловина диаметром 175 мм с большей конусностью, чем в первом случае.

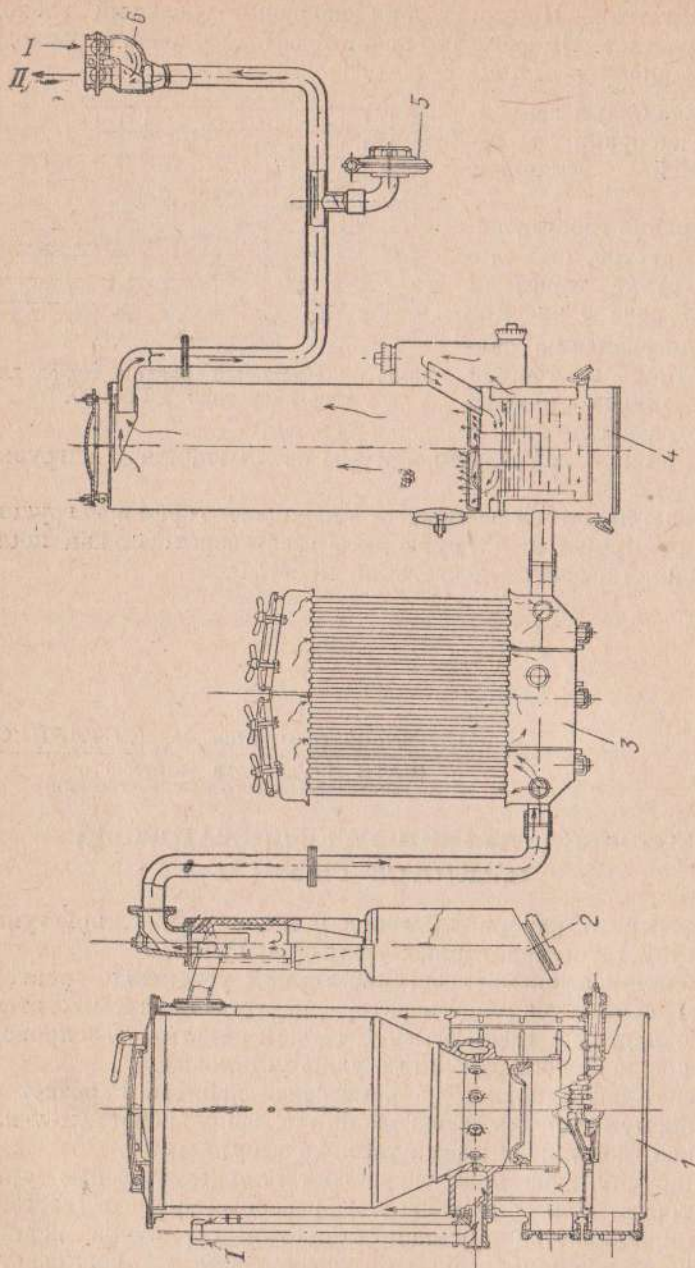


Схема газогенераторной установки трактора ГВ-58.

1 — газогенератор; 2 — циклон; 3 — охладитель; 4 — фильтр тонкой очистки; 5 — вентилятор для розжига; 6 — смеситель.  
Линии: I — воздух; II — газ к двигателю.

Шахта газогенератора сварная, состоит из литого воздушного пояса с десятью фурмами диаметром 12 мм. Внутри шахты (по окружности) приварены шпильки для установки опорного кольца с целью создания герметичности и сохранения тепла, кольцевое пространство между горловиной и шахтой заполнено раствором огнеупорной глины с жидким стеклом.

Для ссыпания угольной мелочи, золы и шлака из активной зоны установлена качающаяся колосниковая решетка. Качание решетки производится из кабины трактора при помощи рычага и тяг.

В нижней части корпуса газогенератора с целью предохранения наружных стенок от перегрева установлен экран, состоящий из 6 секций, подвешенных на крючках.

Центробежный очиститель-циклон смонтирован в передней части газогенератора и закреплен при помощи фланца и кронштейна. Внутри циклона имеются вихревая камера и пылесборник. По своей конструкции циклон несколько отличается от применявшихся ранее циклонов на тракторах ХТЗ-Т2Г и имеет более высокий коэффициент очистки.

В верхней части циклона пространство между кожухом и цилиндром заполнено теплоизоляционным материалом.

Пыль из пылесборника удаляется через резьбовую горловину с крышкой.

Охладитель газа находится впереди водяного и масляного радиатора. Конструкция его сварная и мало отличается от охладителя трактора ХТЗ-Т2Г. Для лучшего охлаждения газа он выполнен четырехходовым вместо двухходового.

Фильтр тонкой очистки газа смонтирован на одной раме с газогенератором, но с противоположной стороны. Фильтр работает по принципу глубокого барботажа — пропуск газа через слой жидкости.

Верхняя часть фильтра заполнена насадкой из металлических колец Рашига, а в нижней части вварен поддон для барботажной жидкости. Поглотительная жидкость подогревается генераторным газом, проходящим через кольцевое пространство.

Очистка газа происходит следующим образом. Из кольцевого пространства газ по перекидному патрубку поступает в поддон, где соприкасается с поверхностью барботажной жидкости и освобождается от наиболее крупных твердых частиц. Далее через дроселирующее отверстие (диафрагму) газ поступает в слой фильтрующей насадки; при этом между поддоном и верхней частью фильтра возникает перепад давления, вызывающий перетекание барботажной жидкости. Высота слоя жидкости, омывающей фильтрующую насадку, в процессе работы изменяется в зависимости от расхода газа: чем больше расход последнего, тем выше поднимается жидкость по насадке. При дальнейшем движении газа через смоченную насадку оставшиеся в газовом потоке частицы пыли задерживаются на поверхности ее элементов и смываются конденсатом и фильтрующей жидкостью в поддон фильтра.



В летнее время при работе на древесных чурках барботажной жидкостью может служить вода, а в зимнее — отработавшее масло или дизельное топливо. При работе на брикетах торфа (зимой и летом) — отработавшее масло или дизельное топливо.

Сзади кабины, между газогенератором и фильтром тонкой очистки газа смонтирована загрузочная площадка. На крыше кабины расположен багажник, обеспечивающий запас топлива на 1—2 загрузки бункера.

Газовый двигатель Г-58 представляет собой переоборудованный двигатель Д-54, специально для работы на генераторном газе. В конструкцию двигателя Д-54 были внесены следующие изменения:

- 1) дизельная головка заменена газовой; в результате увеличения камеры сжатия в головке цилиндров снижена степень сжатия с 16 до 8,5;
- 2) увеличено число оборотов двигателя с 1300 до 1400 об/мин;
- 3) введен регулятор числа оборотов центробежного типа;
- 4) введено электрическое зажигание смеси в цилиндрах от запальной свечи, на место топливного насоса двигателя Д-54 устанавливается магнето;
- 5) изменена всасывающая труба;
- 6) на всасывающей трубе установлен смеситель газа с воздухом;
- 7) введен вентилятор розжига топлива в газогенераторе, монтируемый на корпусе редуктора. Для передачи вращения вентилятору редуктор пускового двигателя оборудован шестеренчатым приводом.

Остальные узлы газового и пускового двигателя унифицированы с серийными узлами двигателей Д-54 и ПД-10.

Шасси трактора ДТ-54 подверглось незначительным изменениям, а именно:

- 1) для сохранения тяговых качеств газогенераторного трактора передаточное отношение главной передачи трактора ДТ-54 увеличено с 2,56 (ДТ-54) до 2,93 (ГБ-58);
- 2) на раме трактора сделаны специальные опоры для крепления агрегатов газогенераторной установки;
- 3) увеличена жесткость кабины.

Контроль за разрежением в системе газогенераторной установки осуществляется по двум вакуумметрам. Один показывает разрежение после газогенератора, второй — перед смесителем.

Эксплуатационные испытания 33 газогенераторных тракторов ГБ-58 проводились в пяти МТС Горьковской области: Шахунской, Хмелевицкой, Тоншаевской, Новоокровской и Ветлужской.

Лабораторно-полевые испытания проводились в испытательном отряде СТЗ (два трактора) и в двух государственных машиноиспытательных станциях (МИС) Министерства сельского хозяйства СССР: Западной (два трактора) и Прибалтийской (один трактор).

В МТС и в Западной МИС газогенераторные тракторы работали на древесных чурках твердых и мягких пород. В исследователь-

ском отряде СТЗ один трактор работал на древесных чурках, а другой на торфобрикетах. В Прибалтийской МИС трактор работал на брикетах торфа.

Лабораторно-полевыми испытаниями газогенераторных тракторов ГБ-58 установлено, что динамические показатели их стабильны, последние несколько превышают показатели, гарантированные заводом, и в некотором уступают динамическим показателям дизельного трактора ДТ-54.

Удельный расход топлива составил 0,82—0,85 кг/л.с.час.

Максимальная мощность на крюке при работе трактора на второй передаче на стерне получена 37,8 л.с., на свежеспаханной почве — 34,4 л.с.

Производительность трактора ГБ-58 при пахоте на 5—10% ниже производительности трактора ДТ-54 при работе в аналогичных условиях.

Расход топлива составил 58—62 кг на гектар. Розжиг топлива в газогенераторе осуществляется в течение 2—2,5 мин.

Общая продолжительность розжига и пуска газового двигателя составляет 6—8 мин.

Износостойкость основных деталей газового двигателя не намного уступает износостойкости двигателя Д-54.

Эксплуатация газогенераторных тракторов ГБ-58 осуществлялась в условиях сельскохозяйственного производства в течение 2 сезонов: с мая 1953 г. по ноябрь 1954 г. За время эксплуатации тракторы работали на выполнении всех видов сельскохозяйственных операций, начиная с вспашки земли весной и кончая подъемом зяби. Прицепными сельскохозяйственными машинами и орудиями для газогенераторных тракторов служили те же, что и для трактора ДТ-54. В зимнее время тракторы работали и на транспортных работах по вывозке леса, удобрений и т. п.

В таблице приводятся данные выработки газогенераторных тракторов, составленные на основании сведений МТС. Количество отработанных тракторами часов отдельно в МТС не учитывалось, но для ориентировочного подсчета по имеющимся в МТС данным можно принять, что на обработку одного га мягкой пахоты затрачивалось примерно 2 тракторочаса.

Из приведенных данных видно, что максимальная выработка трактора за два сезона эксплуатации составила 1569 га мягкой пахоты при средней выработке каждого трактора по всем МТС 1010 га. Принимая затрату времени на обработку одного гектара два часа, получим за два сезона работы среднюю выработку на каждый трактор около 2020 тракторочасов.

Необходимо отметить, что в таких МТС, как Шахунская, Тоншаевская и Новоокровская, где эксплуатация газогенераторных тракторов проходила более или менее нормально, средняя выработка трактора за два сезона составила 1210 га мягкой пахоты, а в Ветлужской и Хмелевицкой МТС, где эксплуатация

Данные МТС о вспашке газогенераторными тракторами мягкой пахоты в га

МТС	Заводской номер трактора	1953 г.	1954 г.	Общая вспашка за 2 года по средним данным
Шахунская	84	763	620	1383
	94	819	750	1569
	17	619	528	1147; 1150
	37	417	719	1136
	110	425	208	633
	97	444	612	1056
	697	—	993	—
	885	—	548	—
Хмелевицкая	47	360	400	760
	46	252	905	1157; 920
	45	507	411	918
	48	432	414	846
	1023	—	882	—
	899	—	686	—
Тоншаевская	23	522	938	1464; 1390
	10	546	705	1251
	27	760	709	1469
Новопокровская	75	463	530	993
	80	531	387	918
	74	397	368	765; 1080
	82	771	661	1432
	85	677	764	1441
	86	374	560	934
	78	—	688	—
	88	—	669	—
Ветлужская	83	156	245	401
	6	249	520	769
	7	376	412	788
	25	95	406	501; 510
	75	18	290	308
	9	261	—	—
	72	—	607	—
	73	—	481	—
Средняя вспашка 1 трактора по всем МТС	—	465	605	1010

газогенераторных тракторов была не налажена, средняя выработка трактора составляет всего 715 га.

В процессе двухгодичной эксплуатации газогенераторных тракторов ГБ-58 был выявлен ряд конструктивных и эксплуатационных неполадок. Основными неполадками по пусковому двигателю являются:

- 1) поломка поршневых колец из-за выпадания стопорных винтов;
- 2) поломка автомата выключения вследствие заедания и раскраивания роликов;
- 3) поломка вала приводной шестерни и крыльчатки вентилятора розжига из-за повышенных оборотов редуктора и вентилятора при заедании автомата выключения.

Неполадки по газовому двигателю:

- 1) поломка пружин регулятора из-за недостаточной прочности пружин;
- 2) обрыв всасывающих клапанов при работе газового двигателя на повышенных оборотах;
- 3) появление трещин в карболитовой крышке магнето из-за недостаточной прочности.

По газогенераторной установке:

- 1) заедание валика колосниковой решетки вследствие несвоевременного смазывания сальника графитовой пастой;
- 2) разведение сварочных швов в бункере и корпусе газогенератора продуктами сухой перегонки вследствие некачественности сварки;
- 3) коробление и прогорание нижней части шахты после обработки 580—1570 га мягкой пахоты;
- 4) появление трещин в воздушном поясе шахты после обработки 750—1000 га мягкой пахоты, что соответствует примерно 1500—2000 тракторо-часам.

В результате некачественного отлива воздушного пояса, работы газогенератора без обмазки сменной горловины и использования древесных чурок повышенной влажности и размерности образовались трещины в воздушном поясе. Кроме того, при отсутствии обмазки сменной горловины появлялась деформация опорного кольца вследствие прохода газа высокой температуры по стенке шахты.

Наблюдениями за работой газогенераторных тракторов ГБ-58 и анализом причин выявленных дефектов установлено, что сравнительно быстро выходят из строя детали в основном тех тракторов, где нарушалась нормальная эксплуатация (газогенераторы работали на сырых чурках нестандартных размеров при отсутствии обмазки сменной горловины, технический уход за тракторами при недостаточной технической подготовке механизаторов по обслуживанию нового газогенераторного трактора проводился несвоевременно). Это приводило к резкому снижению выработки трактора.

При нормальной эксплуатации тракторов (своевременный технический осмотр, обслуживание механизаторами, имеющими опыт работы на газогенераторных тракторах ХТЗ-Т2Г) было выявлено наименьшее количество дефектов деталей и выхода их из строя. Это позволило поднять выработку трактора за два сезона до 1569 га мягкой пахоты, что соответствовало примерно 3138 трактор-часам.

Несмотря на положительные результаты, полученные при испытании отдельных тракторов, конструкция газогенераторного трактора ГВ-58 требует улучшения. Прежде всего институтам НАТИ и СТЗ необходимо провести работы по устранению дефектов пускового двигателя, механизма отключения, регулятора газового двигателя и шахты газогенератора.

При устранении дефектов в конструкции газогенераторного трактора, использовании стандартного древесно-чурочного топлива и соответствующей подготовке механизаторов сельского хозяйства можно добиться того, что газогенераторный трактор ГВ-58 по износостойкости основных деталей двигателя и газогенераторной установки превысит гарантийный срок в 2000 час., установленный заводом.

На основании эксплуатационных испытаний газогенераторных тракторов ГВ-58, проведенных в МТС, и лабораторно-полевых в отряде СТЗ и машиноиспытательных станциях установлено:

1) газогенераторные тракторы ГВ-58 в условиях сельскохозяйственного производства работали вполне удовлетворительно; по своим мощностным показателям тракторы мало уступают дизельному трактору ДТ-54;

2) трактор ГВ-58 является более совершенным по сравнению с ранее выпускавшимся газогенераторным трактором ХТЗ-Т2Г и имеет следующие преимущества: мощность газового двигателя доведена до 50 вместо 45 л.с., износостойкость деталей значительно повышена по сравнению с двигателем Д2Г и не намного уступает износостойкости двигателя Д-54, конструкция газогенератора является ремонтоспособной, обеспечен запуск газового двигателя за счет использования пускового двигателя трактора ДТ-54, установлен вентилятор розжига топлива в газогенераторе и установлены циклон и фильтр тонкой очистки газа с повышенными коэффициентами очистки;

3) для нормальной высокопроизводительной работы газогенераторных тракторов ГВ-58 необходимо: организовать в МТС механизированную заготовку древесно-чурочного топлива, улучшить подготовку кадров по технике эксплуатации тракторов, устранить имеющиеся конструктивные и производственные недостатки тракторов и обеспечить МТС запасными частями и материалами для этих тракторов.

## ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ ЦНИИМЭ, РАБОТАЮЩИЕ НА СЫРЫХ ДРОВАХ И ЛЕСОСЕЧНЫХ ОТХОДАХ

В условиях лесной промышленности древесное топливо используется по двум направлениям: в паросиловых установках и на газогенераторных станциях.

подавляющее большинство машин, работающих на лесозаготовках, оборудовано двигателями внутреннего сгорания. Поэтому использование древесины для двигателей (путем ее газификации) приобретает первостепенное значение.

Лесная промышленность располагает огромными ресурсами древесного топлива, но используется оно на местах незначительно. Большинство районов лесозаготовок удалено от нефтеперерабатывающих заводов на большие расстояния, до 150—500 км, что создает значительные трудности в доставке нефтепродуктов для двигателей и лесозаготовительных машин. Около 70% лесозаготовительных предприятий примыкают к сплавленным путям, причем большинство из них расположено на реках, где навигация ограничивается периодом весеннего половодья.

Естественно поэтому, что в лесной промышленности нашли широкое применение машины, работающие на твердом древесном топливе, т. е. газогенераторные. На древесном топливе работают 68% лесовозных машин, 27% хозяйственных автомобилей и все трелевочные тракторы.

В работающих до настоящего времени в лесной промышленности передвижных и серийных транспортных установках, как правило, используются сухие древесные чурки влажностью 18—22% (абс.). Для приготовления, сушки, хранения и доставки такого топлива к месту потребления требуются значительные трудовые и денежные затраты. Затраты труда на приготовление одного насыпного м<sup>3</sup> чурки составляет около 1,3 чел.-дня. Стоимость 1 м<sup>3</sup> чурки в среднем составляет 73 р. 30 к. За смену газогенераторный автомобиль или трактор расходует около 0,5 м<sup>3</sup> чурок. Употребление чурок повышенной влажности в серийных газогенераторах ведет к снижению мощности двигателя и производительности машин, а также к сокращению сроков службы газогенераторов.

Недостатки серийных газогенераторов почти целиком устраняются в конструкции газогенераторов, разработанных научно-исследовательскими институтами ЦНИИМЭ, ЦНИИЛессплава, НАТИ, НАМИ, ЛТА, МЛТИ и другими организациями. В этих газогенераторах газифицируется древесное топливо в виде сырых чурок и сырых полуметровых дров, изготовленных из лесосечных отходов.

Институт ЦНИИМЭ разработал, построил и испытал конструкции газогенераторов, работающих на сырых полуметровых дро-

вах для трелевочных тракторов КТ-12, передвижных электростанций ПЭСГ-12-200 с двигателем ГАЗ-МКГ, электростанций ПЭСГ-60 с газовым дизелем 1Д6-ГД, электростанции ДЭС-200 с двигателем Д-12-ГД, автомобиля типа ЗИС-21, мотовоза МУЗГ-4 и катеров Т-71. Все эти газогенераторные установки прошли длительные лабораторные и производственные испытания, а часть из них и междуведомственные или государственные испытания.

Газогенераторная установка ЦНИИМЭ-18 для ПЭСГ-12-200 и Т-71 рекомендована Госкомиссией к серийному производству. Газогенераторные установки ЦНИИМЭ-17/27 и ЦНИИМЭ-26 прошли государственные испытания и также получили положительную оценку.

Трудовые затраты на приготовление сырого топлива для газогенераторных установок ЦНИИМЭ составляют 0,24 чел.-дня на 1 м<sup>3</sup> (складской), при этом стоимость 1 м<sup>3</sup> топлива снижается до 9 р. 30 к., или до 8—10 руб. на машино-смену при использовании древесных отходов лесозаготовок. Экономия средств при переводе каждой тысячи тракторов, автомобилей или электростанций с сухих чурок на сырые дрова составляет 10—15 млн. руб. в год.

Схема газогенераторной установки ЦНИИМЭ, работающей на сырых полуметровых дровах, приведена на фигуре. Как видно из схемы, газогенератор состоит из трех основных частей: бункера, фурменного пояса с камерой газификации и нижнего корпуса с колосниковой решеткой.

Схемы газогенераторных установок ЦНИИМЭ-26, ЦНИИМЭ-30 и др. аналогичны схеме газогенераторной установки ЦНИИМЭ-18 (см. фигуру).

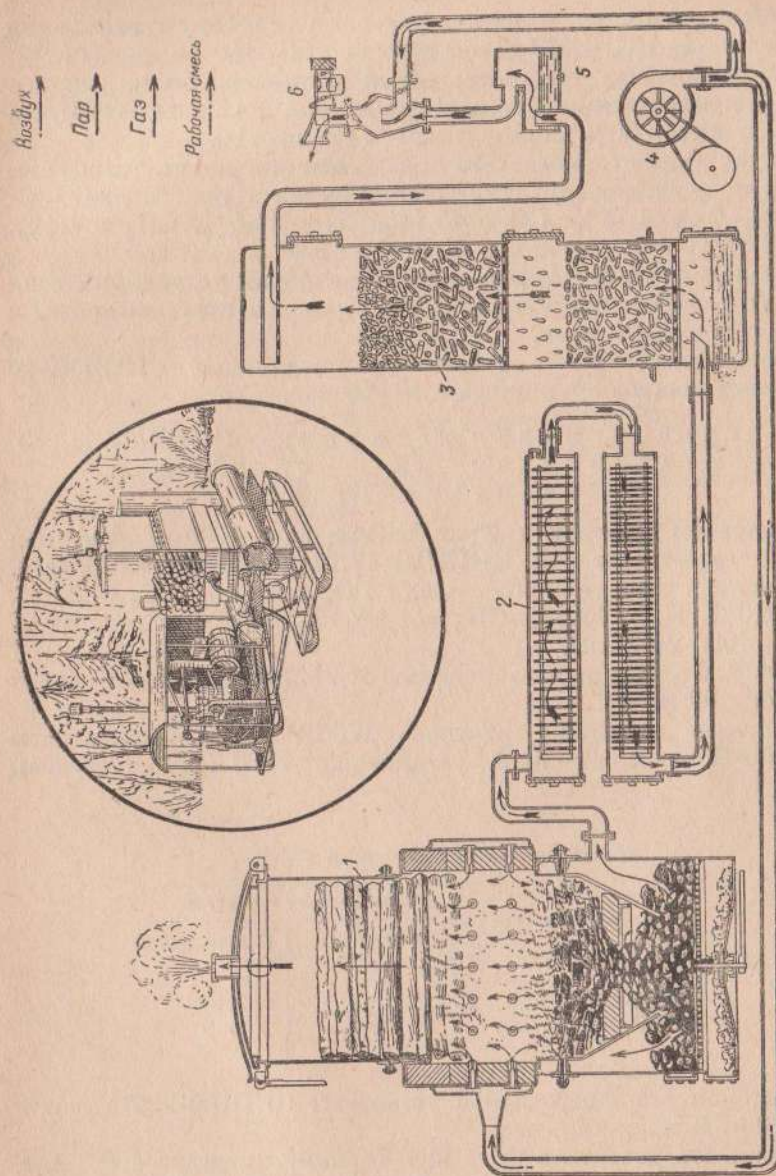
Принцип действия газогенераторов ЦНИИМЭ, работающих на сырых дровах и лесосечных отходах, состоит в том, что подсушка дров происходит в бункере газогенератора. В зону же газификации поступает древесина уже сухая, влажностью до 10% (абс.). Подсушка древесины производится газовым потоком, создаваемым наддувом воздуха. Пары воды из бункера выбрасываются через дроссельную шайбу.

В газогенераторе ЦНИИМЭ можно газифицировать дрова и лесосечные отходы влажностью до 100% (абс.); дроссельная шайба в верхнем патрубке для выпуска паров из бункера позволяет поддерживать оптимальный режим подсушки топлива с любой влажностью.

Данные, характеризующие работу газогенераторных установок ЦНИИМЭ на сырых дровах, следующие.

#### а. Газогенераторная установка ЦНИИМЭ-18

1. Установка работает на свежесрубленных полуметровых дровах сечением 60 × 70, а также на сучьях диаметром 20 × 100 мм. При этом двигатель развивает мощность, обеспечивающую нагрузку электростанции 12 кет, т. е. такую же, как и на



Газогенераторная установка ЦНИИМЭ-18 передвижной электростанции ПЭСГ-12-200.

1 — газогенератор; 2 — грубый очиститель; 3 — тонкий очиститель; 4 — вентилятор; 5 — огстойник; 6 — пусковой карбюратор.

бензине. Расход дров составляет 32—36 кг/час (в пересчете на абсолютно сухую массу). Периодичность догрузки топлива 40—50 мин.

2. Оптимальная величина наддува воздуха в зону газификации газогенератора ЦНИИМЭ-18 составляет 350—400 мм вод. ст.

3. Сопrotивление газогенераторной установки распределяется так: 50% приходится на фурмы и фурменный пояс газогенератора, 20% на бункер и 30% на очистители и газопровод.

4. Состав генераторного газа и его теплотворность идентичны с газом, полученным при газификации сухих чурок, т. е.  $\text{CO}_2 = 10,6\%$ ,  $\text{O}_2 = 1,74\%$ ,  $\text{CO} = 15,1\%$ ,  $\text{H}_2 = 14,6\%$ ,  $\text{CH}_4 = 1,4\%$ ,  $\text{N}_2 = 56,56\%$ ; теплотворность 1000 ккал/нм<sup>3</sup>.

5. Температурный режим газогенераторной установки непостоянный и изменяется в зависимости от отбора газа двигателем и нагрузки электростанции.

6. Продолжительность работы газогенераторов ЦНИИМЭ-18 без ремонта составляет примерно 10 000 час.

б. Газогенераторная установка ЦНИИМЭ-17/273, установленная на трелевочном тракторе КТ-12

1. Мощность двигателя Урал-ЗИС-21 ( $n = 1800$  об/мин) при работе с газогенератором ЦНИИМЭ-17/27 составляет 38,37 л. с.

2. Состав генераторного газа:  $\text{CO}_2 \approx 10,1\%$ ,  $\text{O}_2 = 2,2\%$ ,  $\text{CO} = 16,0\%$ ,  $\text{H}_2 = 13,8\%$ ,  $\text{CH}_4 = 1,9\%$ ,  $\text{N}_2 = 56,0\%$ ; теплотворность  $\sim 1030$  ккал/нм<sup>3</sup>.

3. Часовой расход дров влажностью 81,2% (абс.) при 1800 об/мин составляет 90 кг/час.

4. Тяговые усилия трактора КТ-12 с газогенератором ЦНИИМЭ-17/27 и серийной установкой ХТЗ-Т2Г приведены в табл. 1.

Таблица 1

Тяговые усилия трактора КТ-12

Типы газогенератора	Сила тяги на крюке, кг	
	I передача	II передача
ЦНИИМЭ-17/27 . . . . .	3015	1400
ХТЗ-Т2Г . . . . .	2950	1350

Испытания газогенераторной установки ЦНИИМЭ-26 с двигателем 1Д6-ГД показали, что:

1) мощность двигателя ( $n = 1500$  об/мин) достигала 168,8 л. с. при теплотворности газа около 1130 ккал/нм<sup>3</sup> и влагосодержании 113 г/нм<sup>3</sup>;

2) часовой расход сырых дров влажностью 71,1% (абс.) составлял 281 кг/час;

3) температура газа в выходном патрубке газогенератора 406—445°, в выходном патрубке тонкого очистителя 48—52°, перед смесителем 47—51°;

4) давление воздуха за нагнетателем 216—352 мм вод. ст.;

5) разрежение перед смесителем 228—275 мм вод. ст.

В процессе испытаний газогенераторной установки ЦНИИМЭ-30 были определены основные показатели, характеризующие ее работу с двигателем 1Д-12-ГД.

1. Газогенераторная установка обеспечивает мощность электростанции 200—220 кет при теплотворности газа 1060 ккал/нм<sup>3</sup>.

2. При работе на газе мощность сохраняется такой же, как и при работе на жидком топливе.

3. Расход топлива (влажностью 65% абс.) составляет 372 кг/час.

4. Температура газа на выходе из газогенератора 400° С, за тонким очистителем (при температуре окружающего воздуха 30—33°) 50°.

5. Давление воздуха за нагнетателем поддерживается примерно равным 710 мм вод. ст.; в фурменном поясе 600—620 мм вод. ст.

6. При полной нагрузке электростанции мощностью 200—220 кет загрузка бункера газогенератора сырыми дровами производилась через 60—70 мин.

Техническая характеристика газогенераторных установок ЦНИИМЭ приведена в табл. 2.

Техническая характеристика газо

Показатели	ЦНИИМЭ-16	ЦНИИМЭ-17	ЦНИИМЭ-18	ЦНИИМЭ-18к
Общая высота газогенератора, мм	1780	1645	1565	1565
Поперечное сечение верхнего бункера, мм	$D = 550$	$550 \times 400$	$550 \times 300$	$560 \times 300$
Емкость бункера, м <sup>3</sup>	0,37	0,20	0,166	0,166
Тип топливника	Цилиндрический сварной из 8-мм листовой стали			Шамотный кирпич 440
Высота топливника, мм	250	255	450	440
Размеры топливника на уровне фурм, мм	$D = 550$	$550 \times 400$	$550 \times 300$	$570 \times 330$
Диаметр горловины вставной диафрагмы топливника, мм	130—150	150	120	120
Количество фурм, шт.	1	16	16	16 верхних 16 нижних Верхний 4 Нижний 6
Диаметр фурм, мм	32	7,5	6	
Тип колосняковой решетки	Передвижная чугунная	Чугунная разъемная		
Размеры загрузочного люка, мм	$D = 330$	$550 \times 334$	$550 \times 330$	
Способ подачи воздуха в зону горения	Под разрежением	Под давлением		
Отвод паров из бункера	Нет	Через специальный патрубок		
Вес газогенератора, кг	~220	280	250	325
Эксплуатационный расход топлива	50 кг С в 20 л H <sub>2</sub> O на 100 кг	0,1 скл. м <sup>3</sup> /час	0,08 скл. м <sup>3</sup> /час	
Топливо (сорт, размеры и влажность)	Древесный уголь $W = 20\%$ абс.	Швырковые полуметровые		
Процесс газификация	Поперечно-оборотный	Опрокинутый с наддувом		
Расстояние от фурм до колосников, мм	225	355	550	540
Периодичность догрузки бункера в час	2—3	1	0,75—1	0,75—1
Система очистки газа:				
грубый очиститель	1 шт. ЗИС-21	Типа КТ-12	Типа ЗИС-21	
охладитель	Нет	То же	Нет	
тонкий очиститель	Типа ЗИС-21 с барботажом	То же	Типа ЗИС-21	
Расход бензина за 8 час. работы, кг	1—1,5	3	2	2
Тип машины и двигателя	ЗИС-21	Трактор КТ-12 с двигателем ЗИС-21	ПЭС-12-200 с двигателем ГАЗ-42	
Расход рабочего топлива, кг/л. с. 400	0,5	2,5	2,5	
Теплотворность газа, ккал/м <sup>3</sup>	1500	1100	1100	1100

Таблица 2

генераторных установок ЦНИИМЭ

	ЦНИИМЭ-20	ЦНИИМЭ-22	ЦНИИМЭ-23	ЦНИИМЭ-26	ЦНИИМЭ-27	ЦНИИМЭ-30
	1720	1655	~1600	1890	1660	3000
	$540 \times 450$ 0,25	$550 \times 400$ 0,2	$550 \times 400$ 0,2	$550 \times 1100$ 0,6	$550 \times 400$ 0,2	$D = 1000$ 1,8 Шамотный кирпич 1000
	390	390	450	350	285	$D = 1000$
	$550 \times 450$	$550 \times 400$	$550 \times 400$	$500 \times 1040$	$550 \times 400$	
	150 16	150 16	120 16	$300 \times 150$ 22	150 16 нижний 15 верхний Нижний 8 Верхний 5	450 32
	8	8	6	8,5		12
	с шуровочным приспособлением					
	$550 \times 434$	$550 \times 374$	$550 \times 350$	$550 \times 1100$	$550 \times 400$	$\gamma = 900$
	300—800 мм вод. ст.					
	с дроссельной шайбой в верхней части бункера					
	~200	~250	~280	770 с экраном 860 с футеровкой	4004	2350
	250 км/100 км	0,12 скл. м <sup>3</sup> /час	0,08 скл. м <sup>3</sup> /час	0,25 скл. м <sup>3</sup> /час	0,12 скл. м <sup>3</sup> /час	0,75 скл. м <sup>3</sup> /час
	дрова и лесосечные отходы $W$ абс. $\approx 100\%$					
	воздуха в зону горения от вентилятора					
	460	490	490	500	385	1100
	1—1,5	1	1	2—2,5	1	2,5
	ЗИС-21	Типа КТ-12	ЗИС-21	Типа ЗИС-21	Типа КТ-12	Циклон
	Нет	То же	Нет	Нет	То же	Радиаторный трубчатый типа скруббера
	ЗИС-21	То же	ЗИС-21	Типа ЗИС-21	То же	
	2	3	2	24 л дизельного топлива	3	50 л дизельного топлива
	ЗИС-21	Трактор КТ-12 с двигателем Д-30	ПЭС-12-50 с двигателем ГАЗ-42	ПЭС-60 с двигателем 106 ГД	Трактор КТ-12 с двигателем ЗИС-21	Двигатель 1Д-12-ГД
	2,5	2,5	2,5	1,2—1,6	2,5	1,1—1,5
	1100	1100	1100	1100	1100	1100

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

<i>Предисловие</i> . . . . .	Стр. 3
<i>Часть первая</i>	
<b>ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ</b>	
Д. Б. Гинзбург, доктор техн. наук, председатель оргкомитета конференции. Вступительное слово. . . . .	5
Д. Б. Гинзбург, доктор техн. наук. Основные итоги и перспективы использования генераторных газов как топлива для печей в промышленности . . . . .	9
С. Е. Барк, инж. К вопросу о выборе источников тепла для заводов автомобильного и тракторного машиностроения . . . . .	16
А. П. Михеев, Р. В. Пухликова, Т. Е. Ярослав, инженеры. Оценка твердого топлива как сырья для газификации . . . . .	21
С. Р. Раздорожнюк, инж. Опыт завода по повышению интенсивности газификации донецкого антрацита АМ и получению газа повышенной теплотворности . . . . .	32
М. С. Рейфер, инж. Увеличение производительности газогенераторов и повышение качества газа при газификации коксина. . . . .	37
Я. С. Гродский, инж. Малая рационализация газогенераторных станций . . . . .	46
Ф. А. Обливалыный, инж. Мероприятия по улучшению работы газогенераторов . . . . .	52
С. Г. Тройб, канд. техн. наук. Некоторые данные о работе газогенераторных станций Урала . . . . .	57
И. М. Телегин, инж. Опыт работы газогенераторной станции на торфе . . . . .	66
А. Г. Членов, канд. техн. наук. Некоторые данные о работе газогенераторов на антраците . . . . .	75
Г. Н. Сунцов, инж. Повышение теплотворности генераторного газа путем подогрева дутья . . . . .	77
Г. Н. Полубояринов, инж. Производство газов повышенной теплотворности . . . . .	88
Д. Н. Сухомесов, инж. Интенсификация процесса получения водяного газа . . . . .	90
Г. Н. Полубояринов, инж. Газификация донецких антрацитов на водяной газ . . . . .	97
К. Е. Махорин, канд. техн. наук. Исследование и усовершенствование генераторов водяного газа . . . . .	111
В. Г. Ермаков, инж. Получение технологических газов по способу газификации тощих топлив с удалением шлаков в жидком виде . . . . .	122
И. В. Кархов, инж. Газификация мелкозернистых топлив в газогенераторах ГИАП в кипящем слое . . . . .	128

М. К. Письмен, канд. техн. наук. Газификация бурых углей в кипящем слое . . . . .	144
А. П. Копелович, инж. Автоматическое регулирование газогенераторных станций . . . . .	149
С. А. Куликовский, инж. Опыт работы автоматизированной газогенераторной станции . . . . .	158
В. С. Альтшулер, доктор техн. наук. Газификация твердых топлив под высоким давлением . . . . .	163
Р. С. Палта, канд. техн. наук. Газификация подмосковного угля паро-кислородным дутьем под давлением . . . . .	177
В. И. Толубинский, член-корр. АН УССР, М. И. Рабинович, канд. техн. наук. Первые результаты опытов газификации землстых бурых углей СССР под давлением . . . . .	181
К. В. Маликов, канд. техн. наук. Высокопроизводительный газогенератор . . . . .	189
Н. Т. Полников, инж. Изготовление газогенераторов . . . . .	198
Г. М. Пастухов, инж. Опыт организации социалистического соревнования на газогенераторной станции . . . . .	201
Г. Н. Полубояринов, инж. Очистка и обесфеноливание сточных вод газогенераторных станций . . . . .	205
И. В. Филиппов, инж. Очистка сточных вод установок газификации бурого и полукоксования каменного углей . . . . .	206
С. Н. Лазорин, канд. техн. наук. Очистка и обесфеноливание сточных вод газогенераторных станций биохимическим способом . . . . .	214
Н. Д. Сенатский, инж. Биологическая очистка сточных вод газогенераторных станций . . . . .	218
С. Г. Тройб, канд. техн. наук. Аналитический и графический способы проверки правильности полного анализа генераторного газа . . . . .	219
Н. В. Лавров, доктор техн. наук. Промышленная классификация газообразного топлива . . . . .	227

### *Часть вторая*

#### НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

З. Ф. Чуханов, член-корр. АН СССР. Механизм и кинетика взаимодействия двуокиси углерода с коксом . . . . .	240
Б. В. Канторович, докт. техн. наук проф. О роли вторичных реакций в процессе газификации твердого топлива . . . . .	254
Х. И. Колодцев, канд. физ.-мат. наук. Основные факторы и пути повышения интенсивности газификации на воздушном дутье . . . . .	271
Б. И. Китаев, докт. техн. наук проф. О выносе горючих компонентов из кислородной зоны . . . . .	286
Г. Н. Сунцов, инж. Динамика газообразования в слое . . . . .	290
В. И. Бабиш, канд. техн. наук. Исследование влияния давления на процесс газообразования в слое угля . . . . .	301
Б. М. Дерман, канд. техн. наук. Динамика газообразования при газификации электродного угля на паро-воздушном дутье . . . . .	307
И. Г. Петренко, канд. хим. наук. К вопросу о механизме реакции восстановления двуокиси углерода углем . . . . .	312

### *Часть третья*

#### ПРОИЗВОДСТВО И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИЛОВОГО ГАЗА

И. Н. Величкин, канд. техн. наук. Некоторые особенности генераторного газа как моторного топлива . . . . .	319
А. Т. Тищенко, инж. Получение силового газа из торфа и антрацита . . . . .	328

	Стр.
Н. А. Ф у ф р я н с к и й, докт. техн. наук профессор. Опыт создания и перспективы развития газогенераторной тяги на железных дорогах СССР . . . . .	334
Н. Г. Ю д у ш к и н, инж. Газификация антрацита и полукочка в тракторных газогенераторах . . . . .	344
Н. Г. Я м п о л ь с к и й, канд. техн. наук. Торфяные двухзонные газогенераторы Укринстопливо . . . . .	351
М. Д. С т а р и к о в, мл. научн. сотр. Опыт эксплуатации газогенераторных тракторов ГБ-58 . . . . .	357
Н. П. Б о б к о в, канд. техн. наук. Газогенераторы ЦНИИМЭ, работающие на сырых дровах и лесосечных отходах . . . . .	365

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА.

Редактор *Д. Б. Гинзбург*

Ведущий редактор *М. П. Мартынова*  
 Технический редактор *Б. М. Ильин*  
 Корректор *В. Ф. Кириличенко*

Подписано к набору 12/VII 1956 г.

Подписано к печати 30/I 1957 г.

Формат 60×92/16. Печ. л. 23,75 с 1 вкл.

Уч.-изд. л. 25,62. Т-01269. Зак. 879/1378\*

Тираж 3500 экз. Цена 14 р. 80 к.

Гостоптехиздат.

Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Типография «Красный Печатник».

Ленинград, Московский проспект, 91.